

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука
Западно-Сибирский филиал СО РАН

На правах рукописи



СМИРНОВ ОЛЕГ АРКАДЬЕВИЧ

**ТЕХНОЛОГИЯ И МЕТОДИКА КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ
РАЗНОМАСШТАБНЫХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ
ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР
НА РАЗЛИЧНЫХ ЭТАПАХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ**

Специальность 1.6.11 - Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
доктора геолого-минералогических наук

Тюмень – 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

Оглавление	2
ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРИНЦИПОВ И ТЕХНОЛОГИЙ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ НА РАЗЛИЧНЫХ ЭТАПАХ ГРП	18
1.1. Альтернативная технология структурных построений с использованием метода многомерной регрессии	18
1.2. История становления и развития тренд-анализа как метода выявления скрытых закономерностей.....	34
1.3. От технологии тренд-анализа к частотной фильтрации и декомпозиции	39
1.4. Использование карт частотной фильтрации в практике геологоразведочных работ для районирования территории	41
1.5. Принципы и методика работы программ «Классификация» и «Таксономия».....	54
2. ОСОБЕННОСТИ АНАЛИЗА И ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР НА РЕГИОНАЛЬНОМ ЭТАПЕ.....	75
2.1. Основные проблемы при анализе данных, изучении и прогнозировании нефтегазоносности недр на региональном этапе	75
2.2. Прогнозирование нефтегазоносности недр на региональном этапе	82
2.2.1. Оценка перспектив нефтегазоносности и выбор основных направлений ГРП территории Волго-Уральской НГП (Республика Удмуртия).....	82
2.2.2. Районирование перспектив нефтегазоносности и практика планирования ГРП территории Западно-Сибирской НГП.....	92
2.2.3. Структурно-тектоническое районирование Ямало-Карского региона на основе данных частотной декомпозиции структурных поверхностей.....	104
2.2.4. Уточнение нефтегазогеологического и структурно-тектонического районирования территории Баренцевоморского бассейна	113
2.2.5. Районирование перспектив нефтегазоносности территории ХМАО-Югры по комплексу региональных геолого-геофизических данных (<i>на примере вновь открытых месторождений</i>)	124
3. ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ДАННЫХ ПРИ ПОДГОТОВКЕ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ К БУРЕНИЮ НА ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНОМ ЭТАПЕ.....	138
3.1. Основные проблемы подготовки перспективных объектов на поисково-оценочном этапе	138

3.2. Практика прогнозирования нефтегазоносности недр на поисково-оценочном этапе.....	146
3.2.1. Комплексирование геолого-геофизических методов и обоснование выделения перспективных зон в интервале отложений доюрского комплекса (ЯНАО).....	146
3.2.2. Флюидогеодинамическая модель формирования залежей УВ (на примере открытия месторождения в Азербайджане)	155
3.2.3. Комплексирование геолого-геофизических данных для решения поисковых задач (на примере открытия Оурьинского месторождения)	166
3.2.4. Выявление перспективных объектов на основе технологии сейсмической безэталонной классификации (на примере подводного конуса выноса Бенгальского залива)	180
3.2.5. Технология выделения объектов и построения трехмерных моделей в бассейне Кришна-Годавари.....	186
4. МЕТОДИКА И ПРАКТИКА ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ЗАЛЕЖЕЙ УВ НА РАЗВЕДОЧНОМ ЭТАПЕ	199
4.1. Основные проблемы изучения и построения геологических моделей залежей УВ на этапе разведки и доразведки	199
4.2. Практика прогнозирования нефтегазоносности недр и выявление особенностей строения на разведочном этапе	205
4.2.1. Методика учета АВПД при построении геологических моделей залежей углеводородов (Западная Сибирь).....	205
4.2.2. Обоснование наклонного водонефтяного контакта (ВНК) залежей УВ как фактора латеральной миграции в интервале терригенных отложений верхней юры (Томская область)	241
4.2.3. Выделение зон различной продуктивности залежи баженовской свиты и доюрского комплекса на основе комплексного подхода к анализу геолого-геофизических данных (на примере Средне-Назымского месторождения Западной Сибири)	258
4.2.4. Построение геологической модели залежи УВ в серпентинитах фундамента на основе генетической схемы формирования коллекторов (на примере месторождения Томской области)	287
4.2.5. Прогнозирование сложнопостроенных терригенных коллекторов Восточной Сибири	294
5. ПОСТРОЕНИЕ И СОПРОВОЖДЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ЭТАПЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ.....	311
5.1. Основные проблемы создания цифровых моделей залежей углеводородов	311

5.2. Практика прогнозирования нефтегазоносности недр на этапе эксплуатационного бурения	321
5.2.1. Прогнозирование продуктивности верейско-башкирских залежей углеводородов карбонатного типа разреза (<i>на примере месторождения Волго-Урала</i>).....	321
5.2.2. Методика построения геологической модели залежей углеводородов в отложениях вогулжинской толщи на основе куба сейсмических классов. Оптимизация сопровождения бурения на примере сложнопостроенных залежей (<i>месторождения Западной Сибири</i>) ..	353
5.2.3. Оптимизация сопровождения бурения на одном из месторождений Западной Сибири	379
5.2.4. Построение трехмерной модели карбонатного резервуара на основе безэталонной классификации (<i>на примере месторождений Волго-Урала и Тимано-Печоры</i>)	388
5.2.5. Методика ретроспективного анализа эксплуатационного бурения (<i>на примере месторождения Волго-Урала</i>).....	405
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	414
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	417
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ И ЛИТЕРАТУРЫ	420

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования:

Для современного этапа развития геологоразведочной отрасли РФ характерно истощение разрабатываемых месторождений, ухудшение структуры запасов, находящихся на Государственном балансе, снижение эффективности вновь вводимых в разработку месторождений.

В отчете «Анализ воспроизводства минерально-сырьевой базы Российской Федерации в 2015-2019 годах», выполненном Счетной палатой РФ, и «Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года» обозначены системные проблемы геологоразведочной отрасли как базовой составляющей экономики РФ, обеспечивающей ей минерально-сырьевую, энергетическую и экономическую безопасность. Так, обеспеченность добычи разведанными запасами разрабатываемых нефтяных месторождений составляет примерно 35 лет, природного газа - более 50 лет. Новые месторождения, которые поставлены на Государственный баланс углеводородного (УВ) сырья, в основном, относятся к категории «мелких».

За период 2015-2019 гг. с Государственного баланса УВ было списано 2 278,3 млн тонн неподтвержденных запасов нефти и конденсата (это примерно пять годовых объемов добычи) и 9 271,5 млрд куб. м газа (более девяти годовых объемов добычи).

По данным Wood Mackenzie, S&P Global, объем открытых новых запасов УВ уменьшился на 94 %, средний размер открываемых месторождений в мире составляет примерно 15 млн тонн нефтяного эквивалента (т. н. э.). Недоинвестирование приводит к недовозмещению добычи приростом новых запасов за счет снижения объемов поисково-разведочного бурения как в РФ, так и во всем мире.

Что сдерживает развитие минерально-сырьевой базы РФ? Потенциал «поискового задела» для наращивания минерально-сырьевой базы (МСБ) исчерпан вследствие и по причине недостаточной геологической изученности недр, несмотря на значительное увеличение геологоразведочных работ (ГРР) и затрат на них. Очевидно справедливым является утверждение, что выполняемые ГРР должны осуществляться опережающими темпами по сравнению с добычей.

С учетом всех указанных особенностей, актуальным является выполнение задачи по построению уточненной (или новой) модели объекта оценки нефтегазоносности, соответствующей масштабу и уровню изучения – региональному, поисковому, разведочному, эксплуатационному – на основе новых и новейших технологий, идей и концепций. Создание модели поиска и разведки в границах исследования (провинции, региона, области, зоны, площади, участка) должно сопровождаться появлением новой концепции, новых знаний об

особенностях строения объекта и обладать большим прогнозным потенциалом. Построенная модель должна обладать свойствами непротиворечивости и согласованности со всей накопленной геолого-геофизической информацией. Правильность построенной интерпретационной модели проверяется последующим бурением, в результате которого будет оцениваться корректность как самой модели, так и эффективность выданных рекомендаций. Поэтому важным является внедрение современных технологий в практику ГРП и расширение методов интерпретации, используемых на всех этапах геологоразведочного процесса.

В связи с этим актуальность темы диссертации не вызывает сомнений.

Степень разработанности темы исследований

Теоретической и методологической основой при написании данной работы послужили труды ведущих российских и зарубежных специалистов: А. А. Бакирова, М. Д. Белонина, В. Н. Бородкина, Л. М. Бурштейна, А. М. Волкова, В. И. Галкина, Ф. Г. Гурари, А. Э. Конторовича, В. А. Конторовича, В. В. Лапковского, С. П. Максимова, А. А. Нежданова, И. И. Нестерова, А. А. Трофимука, В. И. Шпильмана, Дж. К. Дэвиса, Дж. У. Харбуха и др.

Драйвером развития геологоразведочного комплекса РФ являлась реализация «парадигмы Губкина-Байбакова-Трофимука» в XX веке и ее распространение на XXI век (Конторович, 2016 г.). По А. Э. Конторовичу вектора развития включают следующие решения: а) главный резерв прироста запасов нефти на первую половину XXI века – нефть баженовской свиты, требующий теоретических разработок и новых технологий; б) проблемы и задачи поисков месторождений нефти и газа в Арктической зоне России; в) прогноз и выявление новых крупных зон нефтегазоаккумуляции на Сибирской платформе; г) поиски и освоение мелких и мельчайших месторождений в «зрелых» нефтегазоносных провинциях как важный резерв стабилизации добычи нефти в России на ближайшие десятилетия.

В условиях научно-технического прогресса (НТП) и возрастающих вычислительных возможностей многократно возрос и продолжает увеличиваться объем геолого-геофизической информации, привлекаемой для анализа и интерпретации геолого-геофизических данных. Поэтому необходимо уточнить, а при необходимости скорректировать, с учетом достигнутого современного уровня, методические вопросы и практику планирования ГРП на региональном, поисковом, разведочном уровнях.

Объектом исследования являются перспективные и продуктивные отложения осадочных нефтегазоносных бассейнов. **Предмет исследования** – сложнопостроенные ловушки и залежи углеводородов, которые характеризуются различными условиями залегания, особенностями геологического строения, типом коллекторов.

Цель работы: совершенствование методики и практики прогнозирования нефтегазоносности недр, построения геологических моделей залежей и ловушек УВ, обеспечивающих повышение эффективности геологоразведочных работ за счет комплексирования разномасштабных геолого-геофизических данных на всех этапах геологоразведочного процесса (региональном, поисковом, разведочном) и эксплуатационного бурения.

Идея работы: доказать высокую геологическую эффективность предлагаемых методов и технологий комплексирования разномасштабных геолого-геофизических данных на основе подтверждения выданных рекомендаций по заложению скважин и открытия новых залежей и месторождений УВ.

Основные задачи исследований:

1. выполнить анализ технологий, использующих методы комплексирования геолого-геофизических данных на этапах поиска, разведки и подготовки месторождения к разработке залежей УВ;
2. разработать и адаптировать технологию построения структурных карт с использованием метода многомерной регрессии с применением карт изохрон и структурной поверхности по опорному горизонту;
3. разработать и адаптировать к практике ГРП оригинальную методику структурно-тектонического районирования и оценки перспектив нефтегазоносности на основе разделения структурного плана на компоненты и анализа подобия руководящих структурных форм;
4. разработать методические подходы и адаптировать технологию безэталонной классификации сейсмических данных для изучения строения залежей углеводородов, представленных карбонатным и терригенным типами коллекторов;
5. адаптировать к различным нефтегазоносным регионам предлагаемые методические и технологические приемы комплексирования разномасштабных геолого-геофизических данных с целью повышения эффективности ГРП на этапах поиска, разведки и подготовки месторождения углеводородов к разработке;
6. оценить успешность и подтверждаемость выполненных прогнозов новых ловушек УВ и построенных геологических моделей по результатам бурения.

Положения, выносимые на защиту

1. Адаптированная к геологическим условиям методика построения геологических моделей на основе многомерных регрессионных моделей позволяет повысить качество и

эффективность ГРП при прогнозировании и подготовке для бурения малоамплитудных и малоразмерных объектов.

2. Усовершенствованная методика построения схем структурно-тектонического районирования и оценки перспектив нефтегазоносности на основе разделения структурного плана на компоненты и анализа подобия руководящих структурных форм позволяет повысить эффективность планирования ГРП (на примере Волго-Уральской, Западно-Сибирской, Охотоморской, Баренцево-Карскоморской, Южно-Каспийской и др. провинций).

3. Усовершенствованная методика изучения особенностей строения карбонатного и терригенного типов разреза на основе безэталонной классификации сейсмических данных позволяет повысить качество и надежность геологических моделей для подсчета запасов и выбора первоочередных участков для бурения.

4. Апробированная на практике совокупность методических и технологических приемов комплексирования разномасштабных геолого-геофизических данных (цифровой модели местности – SRTM, гравirazведки, магниторазведки, сейсморазведки, бурения) обеспечивает повышение эффективности ГРП на этапах поиска, разведки и подготовки месторождения углеводородов к разработке для различных условий осадочных бассейнов.

Методология и методы исследования. Поставленные задачи решались с использованием и на основе комплексного геолого-геофизического анализа данных и опыта ГРП в различных регионах России и зарубежных странах. Для построения геологических моделей применялись зарубежные и отечественные программные продукты, в т. ч. для решения вышеперечисленных задач использовалось специализированное программное обеспечение «iMAP[®]», «Resource Modelling (RM[®])» и другие, в разработке которых автор принимал непосредственное участие.

В основу получения результатов были положены технологии, которые включают: использование больших массивов данных (big data) на этапах ГРП, многомерный анализ геолого-геофизической информации, широкое привлечение геолого-геофизических данных для комплексирования, включение в граф сейсмической интерпретации построение моделей классов, обязательное использование безэталонной классификации и классификации с обучением, использование процедур частотной фильтрации и декомпозиции к структурным картам и картам толщин.

Полученные результаты и научные выводы основаны на использовании большого объема лабораторных, геолого-геофизических, геолого-промысловых данных.

Степень достоверности результатов исследований подтверждается:

- анализом большого массива фактических данных, характеризующих различные горно-геологические условия залегания коллекторов, и результатами исследований и практического применения предлагаемых методических и технологических решений;

- хорошей сходимостью результатов, полученных на этапе создания геологических моделей, структурных построений, прогнозирования распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивного пласта и последующей проверкой бурением;

- апробированной технологией прогнозирования и выявления новых ловушек УВ на *поисково-оценочном* этапе, которые удостоверены бурением;

- хорошей сходимостью и подтверждаемостью на *разведочном* этапе построенных геологических моделей залежей УВ, проверенных результатами бурения.

- хорошей сходимостью на этапе *эксплуатационного бурения* и подготовки месторождения к разработке построенных геологических моделей залежей УВ, проверенных результатами бурения;

- представительностью геологических моделей, проверенных результатами бурения.

В качестве примеров демонстрируется решение геологоразведочных задач для регионов и крупных территорий (Западная Сибирь, Баренцево-Карский регион, Республика Удмуртия, Восточная Сибирь и др.).

Научная новизна заключается в том, что на основании успешно реализованных проектов по оценке перспектив нефтегазоносности, открытия новых залежей и месторождений УВ, успешности разведки и подтверждаемости при эксплуатационном бурении геологических моделей обоснованы технологии и методы комплексирования разномасштабных геолого-геофизических данных на этапах поиска, разведки и разработки залежей УВ.

1. Адаптация метода многомерной регрессии на основе подбора эмпирических коэффициентов для интерпретации сейсмических данных и подсчета запасов, отличающего повышенной точностью при построении структурных карт. При использовании на практике данной методики были открыты новые месторождения на территории Волго-Урала. Количество подготавливаемых поисковых структурных объектов увеличилось в два раза, коэффициент успешности бурения увеличился до 85 % (при существующей 25 %), ошибка подтверждаемости проектных глубин горизонтов в скважинах составила $\pm 5 \div 8$ м.

Авторская технология включена в «Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа». МПР РФ, 2006 г.

2. Для этапа региональных работ усовершенствована методика структурно-тектонического районирования, оценки перспектив нефтегазоносности на основе технологии частотной декомпозиции структурных и палеоструктурных карт. Каждая частотная карта, как

показала практика, может быть соотнесена в масштабе изучаемым структурно-тектоническим элементом осадочного чехла. Карта низкочастотной составляющей (трендовая карта) соответствует структурным элементам I порядка и надпорядковым элементам осадочного чехла, среднечастотная составляющая – элементам II порядка, высокочастотная – элементам III и IV порядка. Эффективность использования данной методики показана на примере Удмуртии, Западной Сибири, Охотского и Карского морей и других регионов, где выполнено ранжирование территории по степени их перспективности. Выполненный ретроспективный анализ подтверждаемости выделенных автором перспективных зон и участков, на основе полной выборки открытых месторождений в период 1996-2021 гг., показал высокую подтверждаемость бурением и открытиями новых месторождений.

Для решения вышеперечисленных задач используется разработанное с участием автора специализированное программное обеспечение (ПО) «iMAP®».

3. Для этапа поисково-разведочных работ адаптирована технология безэталонной классификации сейсмических данных, направленная на построение адекватных геологических моделей в карбонатном и терригенном типах разреза.

Решение геологических задач с использованием данной технологии позволяет добиться высокого уровня подтверждаемости прогнозирования границ распространения коллекторов. Разработанная и реализованная на практике концепция мультиатрибутной фильтрации волнового поля по заданному эталону (MD Filter) позволяет выделить новые перспективные объекты в сложных сейсмогеологических условиях. Принципиальное решение распознавания и построения геологической модели турбидитовых комплексов по результатам безэталонной классификации выполнено автором с коллегами на примере осадочных бассейнов Бенгальского залива и Кришна-Годавари, Западной Сибири.

Модели, реализованные автором, включены в «Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа». МПР РФ, 2010.

4. Для этапа выявления и подготовки перспективных объектов на глубокозалегающие горизонты для провинций с предельно высокой изученностью недр автором для Апшеронского полуострова (Азербайджан) в 2013 г. была выдвинута концепция бурения на глубокие горизонты миоцена в зону аномально высоких и сверхвысоких пластовых давлений (АВПД и СВПД), где, как предполагалось, находятся первичные очаги аккумуляции УВ. При бурении в 2015 г. была открыта новая газоконденсатная залежь с коммерческими запасами газа. Новая концепция поиска глубокозалегающих залежей на основе разработанной флюидогеодинамической модели формирования залежей УВ, предложенная автором, полностью подтвердилась бурением и открытием новой залежи УВ. После подтверждения данного прогноза сформулирован тезис для

поиска перспективных объектов: ниже отложений с установленной нефтегазоносностью залегают залежи УВ сложного фазового состава в сверхкритических условиях.

5. Для Западно-Сибирской провинции на основе рекомендации, выданной автором с коллективом исполнителей в 2010 г., по оценке перспектив нефтегазоносности Карабашской зоны было открыто Оурьинское месторождение, что позволило расширить существующие представления, подтвердив идею о связи нефтегазоносности с неотектонической границей осадочного бассейна.

6. При решении многолетней проблемы освоения, поиска и разведки залежей УВ в интервале разреза с АВПД на севере Западной Сибири автором предложена концептуальная модель, которая предполагает наличие связи между продуктивностью пласта-коллектора и величиной градиента пластового давления. Способ учета АВПД при построении геологических моделей залежей УВ, предложенный автором, основан на анализе графиков зависимости между коэффициентом аномальности пластового давления K_a и коэффициентом продуктивности $K_{прод}$, при котором коэффициент продуктивности $K_{прод}$ пласта-коллектора стремится к 0 или становится бесконечно малой величиной. Это является условием разграничения коллектора на продуктивный, соответствующий зоне, перспективной для бурения глубоких скважин, и непродуктивный, соответствующий зоне, не перспективной для бурения глубоких скважин. Граничное значение коэффициента аномальности начального пластового давления K_a отождествляется с границей нулевой продуктивности, совпадающей в пространстве с границей перехода фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) из коллектора в неколлектор. Полученные результаты подтверждают высокую геологическую эффективность ГРП в условиях АВПД.

7. На этапе построения геологической модели и эксплуатационного бурения для карбонатных залежей Волго-Урала и Тимано-Печоры разработаны критерии выделения участков залежей с высококондиционными и низкокондиционными ФЕС. На месторождении завершено эксплуатационное бурение, выполненное с учетом выданных автором рекомендаций, подготовленных на основании построенной прогнозной карты кондиций. Пробурена 31 эксплуатационная скважина, исключены из бурения 32 проектные скважины. Скважины рекомендовались к бурению при проектном их местоположении в границах зоны высоких кондиций. Анализ расхождения данных бурения с прогнозными картами эффективных толщин показал среднеквадратическую ошибку $\pm 0,9$ м при прогнозной $\pm 1,1$ м. После подтверждения прогноза бурения 31 скважины из программы бурения были исключены 32 проектные скважины, расположенные за пределами выделенных границ участков с высокими кондициями ФЕС.

8. Прогнозирование качества коллектора и его продуктивности на основе безэталонной классификации волнового поля с использованием программы «Таксономия» на этапе построения геологической модели сопровождения эксплуатационного бурения. Прогнозирование

осуществлялось на основе классификации признаков по алгоритму линейной регрессии. Подтверждаемость выданных автором рекомендаций по 55 пробуренным эксплуатационным скважинам составила 98 %.

Соответствие паспорту специальности

Содержание диссертации соответствует паспорту специальности 1.6.11 – «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» по геолого-минералогическим наукам п. 2 «Прогнозирование, поиски, разведка и оценка месторождений» (методология прогнозирования и критерии нефтегазоносности, методы оценки ресурсов; подходы к нефтегазогеологическому районированию недр, выделению зон нефтегазоаккумуляции; современные методы поисков и разведки месторождений нефти и газа; совершенствование методов геологического моделирования и подсчета запасов нефти и газа), п. 4 «Совершенствование методов геологического моделирования залежей и месторождений нефти и газа».

Теоретическая значимость работы заключается:

1. в продолжении научного наследия академиков А. А. Трофимука, А. Э. Конторовича, которые впервые сформулировали теоретико-методические положения стратегии и методики поисково-разведочных работ на нефть и газ: 1. улучшение географии размещения баз добычи нефти и газа; 2. правильная стадийность геологоразведочных работ, методика поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений и пути ее оптимизации; 3. научное обоснование уровней прироста запасов и объемов геологоразведочных работ; 4. научное обоснование главных направлений поисков и разведки месторождений нефти и газа;
2. в разработке современных методических решений комплексирования геолого-геофизических данных на основе опыта, анализа и обобщения результатов исследований, выполненных различными авторами в различных геологических условиях;
3. в научно-практическом обосновании предлагаемых способов и решений, улучшающих качество прогнозирования параметров и свойств продуктивной и перспективной частей геологического разреза;
4. в комплексировании разнородных и разномасштабных геолого-геофизических данных для прогнозирования нефтегазоносности недр для различных регионов и условий залегания залежей и ловушек УВ;
5. в адаптации методических подходов оценки перспектив нефтегазоносности к конкретным геологическим условиям на различных этапах ГРП – региональном, поисковом, разведочном.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

1. Разработаны программы ГРП для нефтегазовых компаний, в результате выполнения которых открыты новые месторождения и залежи УВ. Подтверждение бурением является, безусловно, значимым критерием проверки правильности предлагаемых подходов, технологических и методических решений при прогнозировании пространственного распределения параметров и свойств резервуара.

2. Выполнена адаптация технологий и методик комплексирования разномасштабных геолого-геофизических методов при оценке ресурсов УВ и подготовке новых объектов для постановки поисковых работ, что предполагает возможность использования результатов работ на различных стадиях геологоразведочного процесса: от регионального до поисково-разведочного и подготовки месторождения к разработке. Построенные геологические модели позволили обеспечить высокую эффективность и подтверждаемость бурения.

3. Полученные выводы и результаты использованы при составлении программы ГРП и бурения скважин различного назначения для российских компаний: ПАО «Газпром» и дочерние российские и зарубежные (Company Gazprom Libya B. V.) компании, ПАО «Роснефть» и дочерние компании, ПАО «Газпромнефть» и дочерние компании, ПАО «НК «Лукойл»» и дочерние компании, НК «РуссНефть» и дочерние компании, ПАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Зарубежнефть», ООО «Иркутская нефтяная компания», «Синтезнефтегаз-Намибия ЛТД», ООО «Сервиснефтегаз», West Siberian Resources Ltd., ОАО «Комнедра», ООО «Альянснефтегаз», ООО «Норд Империл», компания «КанБайкал Резорсез Инк.», ЗАО «Каюм Нефть», ООО «НГК «ИТЕРА»», ОАО «РИТЭК», ООО «Пулытьинское», ООО «Exillon Energy» и др.; для зарубежных компаний: Repsol Exploration, S.A., ONGC Ltd., ONGC Videsh Limited, ООО «DPV Service», Absheron Operating Company Ltd., NaftoGaz Ltd., Arch Energy Ltd., Oil and Natural Gas Corporation Ltd., Selan Exploration Technology Ltd., Jindal Petroleum (Georgia) Ltd., NTPC Ltd., Indian Oil и др.

4. Результаты опубликованных работ и выполненных исследований включены в руководящие документы ГКЗ РФ: 1. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа. / В. Б. Левянт и др. – М.: МПР РФ, ОАО «ЦГЭ». – 2006. – С. 13-14; 2. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа / под ред. Б. В. Левянта. – М.: ЦГЭ, 2010. – С. 119-122, 141-143, 195-197.

5. Разработаны непосредственно автором и при его активном участии методические рекомендации: 1. Методика геолого-экономической оценки нефтесырьевых ресурсов Удмуртской Республики на примере Арланского НГР. – Минтопэнерго УР, 2001.

2. Методические рекомендации по комплексированию сейсмических и гравиметрических работ на территории Удмуртской Республики. – ОАО «УНПП НИПИнефть», Горный институт УрО РАН, ОАО «Пангея». Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды УР, 2002. 3. Комплексирование сейсморазведки 3D с данными ГИС и бурения с целью построения цифровых геологических моделей на примере месторождений Удмуртской Республики (Временное методическое руководство). – ОАО «УНПП НИПИнефть», Ижевск, 2002.

6. Изданные учебные пособия и монографии предназначены для использования в учебном процессе при подготовке студентов в Тюменском индустриальном университете и для повышения квалификации специалистов.

Реализация работы

В основу диссертационной работы положен материал, полученный лично автором по результатам более чем 35-летних (1984-2023 гг.) научно-практических исследований по геологии и нефтегазоносности осадочных бассейнов и нефтегазоносных провинций России и мира, таких как Тимано-Печорская, Предуральская, Волго-Уральская, Западно-Сибирская, Восточно-Сибирская, Лено-Вилуйская, Дальневосточная, Закавказская (Азербайджан, Грузия), Кришна-Годавари, Бенгальская (Индия), Западно-Африканская (Намибия), Южно-Каспийская (Туркмения) и других.

В процессе исследований, автором изучено геологическое строение коллекторов по более чем 25 000 скважин различного назначения, выполнен анализ параметров коллекторов по более чем 700 залежам УВ и более 500 месторождений, с привлечением материалов сейсморазведки 2D (более 5 млн пог. км), 3D (более 150 000 кв. км), потенциальных полей (грави- и магниторазведки, цифровой модели местности) площадью более 3 млн кв. км.

В период исследований были выполнены проекты, направленные на изучение сложнопостроенных ловушек и залежей УВ, характеризующихся сложным геологическим строением, различными типами коллекторов, что объективно осложняет поиски, разведку и подготовку месторождения к разработке.

Личный вклад автора состоит в сборе, анализе, интерпретации и обобщении геолого-геофизических, геолого-промысловых материалов, совершенствовании методов интерпретации результатов, построении геологических моделей и анализе подтверждаемости выданных автором рекомендаций результатами бурения скважин.

Автор диссертационной работы является ответственным исполнителем и соавтором более 300 научно-производственных отчетов по тематике работы. Решение актуальных практических задач, повышающее геологическую эффективность выданных автором рекомендаций по бурению скважин на различных этапах ГРП:

1. автором по данным сейсморазведки 3D разработана модель перспектив нефтегазоносности и предложена концепция поисковых работ, при реализации которой было открыто уникальное по запасам месторождение им. В. А. Динкова в Карском море;
2. личное участие автора в построении модели перспектив нефтегазоносности, при реализации которой были открыты новые месторождения УВ в Удмуртии;
3. с участием автора были выделены новые перспективные объекты, разработаны концепции поисковых работ, которые подтвердили прогноз нефтегазоносности открытием ряда месторождений и залежей неантиклинального типа в ХМАО-Югре (Южно-Рогожниковское), ЯНАО (Новопортовское);
4. разработанная автором гипотеза продуктивности верхнего миоцена Апшеронского полуострова (Азербайджан) подтверждена открытием газоконденсатного месторождения, нефтяного месторождения на шельфе Туркмении;
5. автором разработаны концепции разведочных работ, на основании реализации которой были подтверждены бурением прогнозные геологические параметры на месторождениях ХМАО-Югры (Оурьинское, Средне-Назымское и др.), Томской области (Майское и др.), Волго-Урала (Новоселкинское, Забегаловское и др.), Тимано-Печоры (Харьягинское и др.);
6. с участием автора разработаны концептуальные модели поисковых объектов, которые подтверждены бурением скважин на шельфе Индии, Кубы, Намибии, Вьетнама и др.;
7. автором разработана технология построения геологической модели на основе сейсмических классов, прогнозирования продуктивности и оценки качества коллекторов, которая была полностью подтверждена эксплуатационным бурением на месторождениях Сосновское (Удмуртия), Западно-Каюмовское (ХМАО-Югра);
8. личное участие в разработке программного обеспечения по геолого-геофизическому моделированию и построению геологических моделей «INGEOSMAP (iMAP®)» и Resource Modelling (RM®), которое внедрено в производство;
9. автором разработан способ учета аномально высокого пластового давления при построении геологических моделей залежей углеводородов (патент 2797763 С1).

Диссертант

- является лауреатом премии премии им. В. И. Муравленко (2017 г.);
- является победителем в престижной номинации «Внедрение инновационных подходов и технологий в проведении геологоразведочных работ» (2019 г.), которую учредили РОСГЕО и Роснедра в области науки и инновационных технологий в области геологического изучения недр России;

- присвоено звание «Первооткрыватель месторождения» за открытие уникального месторождения им. В. А. Динкова в акватории Карского моря (2021 г.).

Апробация результатов исследований

Основные положения и результаты исследований автором докладывались и обсуждались на 60-ти международных, всероссийских, региональных научных и научно-практических конференциях.

Международные научно-практические и геолого-геофизические конференции: EAGE, Геленджик: Геомодель-2004-2021 гг.; EAGE, SPG в 2010-2018 гг.; EAGE, GeoBaikal, Иркутск, 2016, 2018 гг.; XII Международный научный конгресс и выставка «Интерэкспо ГеоСибирь-2016», Новосибирск, 2016 г.; «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири», Тюмень, 2017 г.; ПАО «ГАЗПРОМ», Анапа, 2018 г.; «ГеоЕвразия-2019», Москва; EAGE, Сочи, 2021 г.; EAGE, Южно-Сахалинск, 2021 г.; «Современные технологии нефтегазовой геофизики», Тюмень, 2019, 2022 гг.; Научная территория: технологии и инновации, Тюмень, 2023.

Всероссийские научно-практические конференции: ГЕОС-2013 г.; 2) Всероссийское совещание «Эффективность геофизических методов при региональных и поисковых работах на нефть и газ», ВНИГНИ, Москва, 2017-2023 гг.; «Геомодель», Санкт-Петербург, 2023 г.; «Геомодель», Геленджик, 2023 г.

Региональные научно-технические конференции: «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО», Тюмень, 2005-2006 гг.; Геофизическая Научно-техническая конференция EAGE, Тюмень, 2003-2022 гг.; ФГУП «ЗапСибНИИГГ», Тюмень, 2015 г., 2017 г.; Тюменский нефтегазовый форум, 2018 г.

Публикации. Автором подготовлено более 170 научных работ, в т. ч. 4 учебных пособий, 6 монографий, 1 патент РФ (в соавторстве), 2 авторских свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ (в соавторстве). Из общего количества работ 70 были опубликованы за последние 5 лет.

По теме диссертации опубликовано 85 работ в изданиях, включенных в перечень, рекомендованный ВАК от 12.10.2023 г. (журналы «Геология нефти и газа», «Каротажник», «Геофизика», «Нефтяное хозяйство», «Технологии сейсморазведки», «Нефтегазовая геология. Теория и практика», «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений», «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ», «Нефть, газ, новации», «Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело»); в журналах категории К1 – 3 статьи, К2 – 61, К3 – 5; 22 научные статьи в изданиях,

индексируемых в международных системах цитирования (Web of science, Scopus и др.), участие в 10 монографических работах.

Структура и объем диссертации

Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав и заключения, включает 273 рисунка, 10 таблиц, общий объем работы 468 машинописных страниц. Библиография насчитывает 442 наименования.

Благодарности

За годы работы над диссертацией автор пользовался консультациями, советами и помощью многих ученых, в первую очередь, научного консультанта д. г.-м. н. В. Н. Бородкина, сотрудников Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН д. г.-м. н. академика РАН А. Э. Конторовича, д. г.-м. н. чл.-корр. РАН В. А. Конторовича, д. г.-м. н. чл.-корр. РАН Л. М. Бурштейна, д. т. н. А. Г. Плавника, д. г.-м. н. В. В. Лапковского и других специалистов, которым выражает свою глубокую признательность за конструктивный и всесторонний критический анализ выполненной работы. Автор особенно благодарен за понимание и содействие в проводимых исследованиях руководству компании ООО «ИНГЕОСЕРВИС», лично А. В. Лукашову, А. В. Власову.

1. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРИНЦИПОВ И ТЕХНОЛОГИЙ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ НА РАЗЛИЧНЫХ ЭТАПАХ ГРП

ИГНГ СО РАН в 1990-е годы были созданы атласы электронных карт нефтегазоносных бассейнов Западной и Восточной Сибири (А. М. Брехунцов, Г. Ф. Букреева, Л. М. Бурштейн, Н. П. Дещеня, А. А. Конторович, В. А. Конторович, Д. В. Косяков, В. О. Красавчиков и др.). Во ВНИГРИ под руководством В. Д. Наливкина, М. Д. Белонина разработана методика прогнозирования ресурсов углеводородов в осадочных бассейнах на основе факторного анализа. Внедрение математических методов и ЭВМ в геологию нефти и газа проводились во ВНИГНИ, МИНХ и ГП им. И. М. Губкина, ВНИИгеоинформсистем (М. Ф. Мирчинк, В. И. Аронов, В. П. Бухарцев, Ш. А. Губерман, О. Л. Кузнецов, А. Н. Холин, Е. Н. Черемисина). Научная школа С. В. Гольдина и А. М. Волкова в области математической геологии организована в г. Тюмени (ЗапСибНИГНИ, ТИИ). Под руководством А. М. Волкова, приобрели широкую известность методы картирования с помощью сплайнов нефтегазоносных территорий (В. А. Волков, В. И. Пятков, А. Н. Сидоров, С. В. Торопов, В. М. Яковлев и др.).

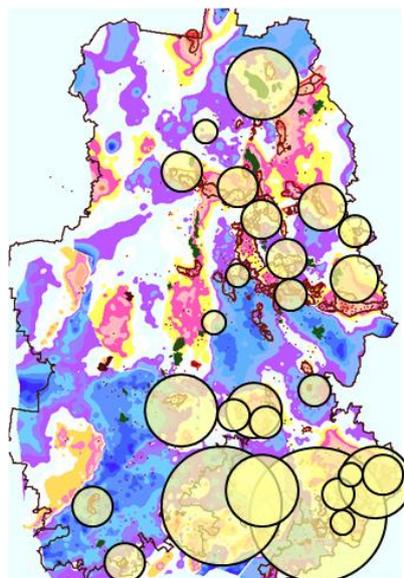
Активное участие в математизации геологии нефти и газа принимали Л. Ф. Дементьев, М. И. Игнатов, Л. Д. Кноринг, Э. Б. Мовшович, М. С. Моделевский, А. Б. Певный, Г. И. Плавник, Н. Н. Поплавский, J. R. Allen, P. A. Allen, M. J. Anderson, J. C. Davis, J. V. Harbaugh, J. Harf, D. Harsal, E. Isaaks, H. R. Jackson, G. D. Jones, W. C. Krumbein, R. L. Mille, A. G. Pramanik, V. Singh, J. L. Smith, I. J. Taggart, P. Thompson и др.

1.1. Альтернативная технология структурных построений с использованием метода многомерной регрессии

Повышение эффективности сейсморазведочных работ неразрывно связано с повышением точности структурного картирования опорных и целевых горизонтов. Решение данной проблемы необходимо не только для задач нефтепоискового направления, но и для геологического моделирования месторождений [293].

Опыт работы в Волго-Уральской провинции (более 30 площадей Удмуртии) показывает (Рис. 1.1), что основные погрешности, влияющие на точность структурных построений, вызваны следующими причинами:

- неточностью картирования поверхности, недоучетом скорости до первой жесткой границы, от которой ведется построение структурных карт глубокозалегающих горизонтов;
- недоучетом латеральной изменчивости скорости в толще между первым отражающим горизонтом и сейсмическими границами.



 - площади, по которым были построены структурные карты с использованием технологии многомерной регрессии

Рисунок 1.1 – Использование при картопостроении технологии многомерной регрессии на территории Удмуртии

Возможности повышения точности определения поверхности первой отражающей границы за счет структурного бурения исчерпаны. Препятствием объемам структурных и структурно-параметрических скважин никогда не будет, прежде всего, по экономическим причинам.

Определение глубин до сейсмических горизонтов, по которым выполняются структурные построения, обычно выполняется по формуле:

$$h = vt_0/2, \quad (1.1)$$

где h – глубина; v – средняя скорость в перекрывающей среде; t_0 – время пробега отраженной волны. В технической инструкции по наземной сейсморазведке точность структурных построений рекомендуется оценивать по следующей формуле:

$$\sigma_h = \sqrt{1/4(\sigma_t^2 v_{cp}^2 + \sigma_v^2 t_0^2)}, \quad (1.2)$$

где σ_h – среднеквадратическая ошибка определения глубины сейсмического горизонта отложений; σ_t – среднеквадратическая ошибка определения времени t_0 отражающего горизонта; σ_v – среднеквадратическая ошибка определения средней скорости до отражающего горизонта; t_0 – среднее значение времени t_0 отражающего горизонта на площади работ; v_{cp} – среднее значение средней скорости до отражающего горизонта по площади работ.

На точность структурных построений влияет множество факторов, таких как: изученность латеральной и вертикальной неоднородностей верхней части разреза, знание и корректный ввод статических поправок, наличие равномерного изучения площади структурным бурением,

наличие скважин с данными ВСП и СК, надежная фазовая корреляция и получение аномалий Δt_0 и т. д. В результате самая распространенная технология сводится к получению следующих карт:

- построение карты по данным структурного бурения, отождествляемой с одним из стратиграфических горизонтов нижней перми;
- получение и построение карт изохрон (карт t_0) целевых горизонтов и изохор (Δt_0), построенных от первого отражающего горизонта;
- построение с использованием эмпирического накопленного опыта карты средних скоростей $v = f(x, y)$;
- получение результирующей структурной карты после нескольких итераций;
- оценка относительной погрешности определения глубин $\sigma^2_{\text{готи}} = \sigma^2_{t_0 \text{ отн}} + \sigma^2_{\text{уср.отн}}$.

Отметим, что при этом параметры $v_{\text{ср}}$ и t_0 не являются строго независимыми.

Иногда, когда это возможно, используют при картопостроении двумерные зависимости вида:

$$v = f(t_0), v = f(\Delta t_0) \quad (1.3)$$

Наибольшее влияние на изменение глубины залегания отражающей границы оказывают аномалии Δt_0 , тогда как изменением скорости Δv обычно пренебрегают.

Отметим пока только один из недостатков данной технологии – трудно формализуемый опыт интерпретатора, который строит карты средних скоростей. При этом, к сожалению, наличие такого опыта не спасает от возможных ошибок.

Развивая теорию и практику применения математической статистики в геологии, мы используем аппарат многомерного регрессионного анализа на этапе комплексирования данных бурения и сейсморазведки для получения структурных карт по основным отражающим горизонтам.

Правомерность применения множественной регрессии для построения структурных карт базируется на фундаментальных законах в геологии, обосновывающих причинно-следственные связи между T_0 и H .

Мощность осадочных пород определяется величиной тектонического прогибания. Добавим, что анализ и учет влияния уплотнения пород в различные этапы и стадии диагенеза, и катагенеза не входят в задачи наших исследований. Отметим только, что некоторые исследователи считают, что процесс уплотнения пород не оказывает существенного влияния на достоверность выводов, полученных из палеотектонического анализа. Все локальные поднятия по отношению к активности проявления тектонической составляющей традиционно делятся на три класса: седиментационные, тектоно-седиментационные, седиментационно-тектонические. Унаследованность структур определяется расчетным путем на основе анализа прироста

амплитуды локального поднятия по различным горизонтам (строится график амплитуд - график развития структуры), либо построения и анализа палеотектонических профилей. Зависимость абсолютных отметок подошвы от абсолютных отметок кровли стратиграфического комплекса (или интервала) описывается линейным уравнением:

$$H_{кр} = \alpha + kH_{под}, \quad (1.4)$$

где $H_{кр}$ – абсолютная отметка залегания поверхности кровли стратиграфического подразделения; $H_{под}$ – абсолютная отметка подошвы стратиграфического подразделения; k – угловой коэффициент; $\alpha = const$.

Взаимосвязь литогенеза и тектогенеза. По утверждению Г. А. Каледы мощность является наиболее устойчивой характеристикой толщи в пределах локальных структур [104].

Анализ распределения глубин горизонтов и соответствующих вертикальных времен отраженных волн либо их интервальных значений, как правило, выявляет корреляционную зависимость, достаточно значимую для того, чтобы рассмотреть вопрос о замене модели интервальной скорости на регрессионную модель [322]. В нашем случае запишем ее в виде:

$$|H_i| = a + b |H_{ог1}^1| + \sum_{i=2}^n k_i T_{0i}, \quad (1.5)$$

где H_i – расчетная отметка целевого отражающего горизонта; $b, k_2..n$ – коэффициенты параметров уравнения регрессии, $T_{02}..T_{0n}$ – времена распространения волн до опорных горизонтов; $|H_{ог1}^1|$ – глубина первого опорного горизонта.

Методика и технология использования многомерного регрессионного анализа сводятся к выполнению следующих последовательных процедур:

1. Формирование массива геолого-геофизических параметров по скважинным данным и кинематическим атрибутам сейсмических данных.
2. Поиск информативных геолого-геофизических параметров. Построение матрицы коэффициентов корреляции. Анализ тесноты корреляционных связей.
3. Построение многомерных регрессионных уравнений, анализ близости полученных расчетных значений к фактическим данным. Анализ невязок по скважинам. Выявление коэффициента множественной корреляции и среднеквадратической ошибки. Определение граничных условий использования полученного уравнения для прогноза геологических характеристик по установленным геолого-геофизическим параметрам.
4. «Компенсация» невязок. Получение карты погрешностей структурных построений, представляющей собой разность карт расчетной и результирующей.
5. Анализ полученных карт. Выбор варианта карты. Выбор сечения изолинии.
6. Интерпретация построенных карт.

К преимуществам данного подхода можно отнести:

- высокий уровень формализации процедур картопостроения, а, следовательно, сокращение времени на низкотехнологичные и трудоемкие ручные процедуры;
- статистический контроль ошибок как отдельных параметров, входящих в уравнение, так и самого уравнения;
- отсутствие ограничения на площадь и объем данных;
- высвобождение времени специалистов на интерпретацию полученной информации и анализ результирующих материалов;
- использование технологии для мониторинга геологических моделей в процессе эксплуатационного разбуривания месторождений. Особенно это относится к сложнопостроенным крупным месторождениям и залежам. Снимается противоречие между временем обновления и получением новой геолого-геофизической информации, ее обработкой в соответствии с физически содержательными законами.

Для выбора информативного набора атрибутов используются программы, входящие в состав системы Rangea: выбор регрессоров и Хельвиг. Достоинство алгоритма оптимального выбора признаков З. Хельвига заключается в том, что он позволяет получать многовариантные решения на основе перебора всех возможных комбинаций признаков.

Далее используется программа Оконтуривание, предназначенная для геометризации и количественного прогнозирования (на основе теории регрессионного анализа) коллекторских и фильтрационно-емкостных параметров (эффективной толщины, коэффициента пористости, линейных запасов) пластов (эталонов) с последующей интерполяцией на сопредельную площадь. Процесс решения делится на два этапа: обучение и прогнозирование (распознавание).

На этапе обучения программа работает лишь со скважинами-эталонами. Эталонами являются заданные пользователем скважины, где известен прогнозируемый параметр. На этапе обучения решаются две задачи: выбор информативной комбинации атрибутов и построение решающего правила. Решение первой задачи может быть поручено программе - атрибуты выбираются автоматически, а может быть осуществлено пользователем, когда все атрибуты, заданные для анализа, считаются информативными, декларируются. Возможен комбинированный вариант: пользователь объявляет какие-то атрибуты из заданных информативными, и они обязательно войдут в информативную комбинацию, а в дополнение к ним программа будет выбирать из оставшихся те, которые вместе с ними образуют наилучшую информативную комбинацию.

Вторая задача – построение решающего правила осуществляется с помощью построения из наиболее информативных атрибутов регрессионного уравнения, учитывающего всю информацию по эталонам как значения атрибутов, так и значения прогнозируемого параметра. На основании теории регрессии делаются оценки качества регрессионного уравнения при

обычных предположениях об атрибутах и прогнозируемом параметре. На этапе прогноза решающее правило применяется к любой точке регулярной сети. Если все атрибуты, вошедшие в информативную комбинацию, в этой точке известны, то прогнозное значение получается, как сумма произведений коэффициентов регрессионного уравнения и значений признаков в этой точке. Качество прогноза эталонов оценивается сравнением значения, полученного в результате выполненного расчета, с тем значением прогнозного параметра, который задан в этом эталоне. Для не эталонных точек о качестве прогноза можно отчасти судить на основании теоретических расчетов. Качество регрессии оценивается по близости коэффициента (MC) множественной корреляции к единице. Этой же цели служит величина (SD) стандартного отклонения, показывающая, какое среднее отклонение имеет регрессия при прогнозировании по эталонам от истинных значений прогнозируемого параметра в эталонах (чем меньше SD, тем выше качество прогноза).

Построение первой опорной границы

Стандартная методика: карта строится по данным структурного и глубокого бурения.

Недостатки: неустойчивый алгоритм гриддинга вследствие неравномерного распределения точек анализа, поле распределения значений приближается к региональной составляющей, без необходимой детализации локальных особенностей структурной поверхности.

Предлагаемая методика:

$$H_{OГ I} = f(T_{0i}), \quad (1.6)$$

Часто встречается следующая комбинация параметров

$$H_{OГ I} = f(T_{0I}, T_{0IIb}, T_{0II}, T_{0IIн}), \quad (1.7)$$

где OГ I (P_{1k}) – кровля отложений кунгурского яруса нижней перми; OГ IIb (C_{2vr}) – кровля терригенно-карбонатных отложений верейского горизонта среднего карбона; OГ II (C_{1tl}) – кровля терригенных отложений тульского горизонта нижнего карбона; OГ IIп (C_{1t}) – кровля карбонатно-терригенных отложений турнейского яруса нижнего карбона (Табл. 1.1). В нашем случае уравнение имеет вид:

$$H_{OГ I} = -552,06 + 1,32 T_{0I} + 1,21 T_{0II} - 0,417 T_{0IIb} - 0,1555 T_{0IIн} \quad (1.8)$$

Контроль и проверка полученного уравнения выполняются через построение графика: «факт-расчет» (Рис. 1.2).

Таблица 1.1 – Матрица парных коэффициентов корреляций

Коэффициенты корреляции	$H_{OG I}$	$T_{O I}$	$T_{O II_{vr}}$	$T_{O II}$	$T_{O II_n}$	$\Delta T I-II_v$	$\Delta T I-II$	$\Delta T I-II_n$	Расчет
$H_{OG I}$	1,00	0,83	0,75	0,84	0,49	0,15	0,37	0,29	0,97
$T_{O I}$	0,83	1,00	0,81	0,58	0,34	0,03	-0,09	0,09	0,77
$T_{O II_{vr}}$	0,75	0,81	1,00	0,71	0,46	0,61	0,21	0,27	0,77
$T_{O II}$	0,84	0,58	0,71	1,00	0,76	0,43	0,76	0,65	0,87
$T_{O II_n}$	0,49	0,34	0,46	0,76	1,00	0,32	0,66	0,97	0,50
$\Delta T I-II_v$	0,15	0,03	0,61	0,43	0,32	1,00	0,50	0,33	0,16
$\Delta T I-II$	0,37	-0,09	0,21	0,76	0,66	0,50	1,00	0,72	0,38
$\Delta T I-II_n$	0,29	0,09	0,27	0,65	0,97	0,33	0,72	1,00	0,30
Расчет	0,97	0,77	0,77	0,87	0,50	0,16	0,38	0,30	1,00

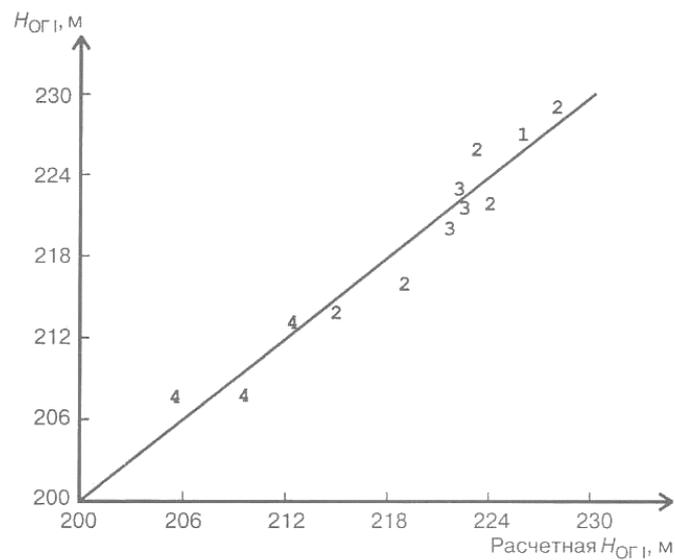


Рисунок 1.2 – Сопоставление фактических и расчетных значений ОГ I

Преимущество. Более детальное построение структурной поверхности в межскважинном пространстве, особенно необходимое в случае неравномерного распределения структурных скважин на площади.

Построение структурных карт по глубокозалегающим горизонтам

Стандартная методика:

$$H_{OG} = H_{OG \text{ бур}} + \Delta T_0(I - i) * V_{cp}(I - i). \quad (1.9)$$

Недостатки:

- неучет локальной латеральной и вертикальной скоростной неоднородности среды;
- неопределенность в распределения интервальных скоростей по латерали;
- сильная зависимость от структурной модели первого опорного горизонта;
- трудно контролируемый элемент субъективизма исполнителя при выборе варианта скоростной модели;
- низкая технологичность, ручная коррекция в окрестностях вновь пробуренных скважин;
- большие временные затраты на выполнение работ.

Предлагаемая методика:

$$H_{OGi} = a + b H_{OG \text{ I}} + \sum k_i T_{0i} \quad (1.10)$$

Практический пример использования методики построения структурных карт

Приведем пример использования данной методики для картопостроения в рамках технологии выполнения сейсморазведочных работ одной из площадей, где продуктивными являются терригенные отложения кыновского возраста. В процессе комплексной интерпретации данных бурения и сейсморазведки получили массив данных: карты изохор, изохрон. Построили по данным глубокого и структурного бурения карты по кровле стерлитамакского горизонта сакмарского яруса и кровле ассельского яруса нижней перми.

1. Структурная поверхность по кровле стерлитамакского горизонта сакмарского яруса нижней перми, отождествляемой с ОГ I ($P_1 \text{sst}$), получена по уравнению множественной регрессии как функция трех переменных – значений времен по отражающим горизонтам: $T_0 I_{st}$, $T_0 I_{as}$, $T_0 II_b$.

$$|H_{st}| = - 331,52 - 0,114 T_0 I_{st} + 0,271 T_0 I_{as} + 0,837 T_0 II_b, \quad (1.11)$$

Средняя погрешность – 0,011 (Рис. 1.3).

2. Структурная поверхность по кровле ассельского яруса нижней перми, отождествляемой с ОГ I (P_{1as}), рассчитывалась как функция четырех переменных – значений времен по отражающим горизонтам: $T_0 I_{as}$, $T_0 II_b$, изохор ΔT_{as-st} и структурной поверхности по отражающему горизонту I_{st} (H_{st}).

$$|H_{as}| = 546,54 + 0,64 T_0 I_{as} + 1,26 |H_{st}| - 1,24 T_0 II_b - 1,52 \Delta T_{as-st}, \quad (1.12)$$

Средняя погрешность – 0,015 (Рис. 1.4).

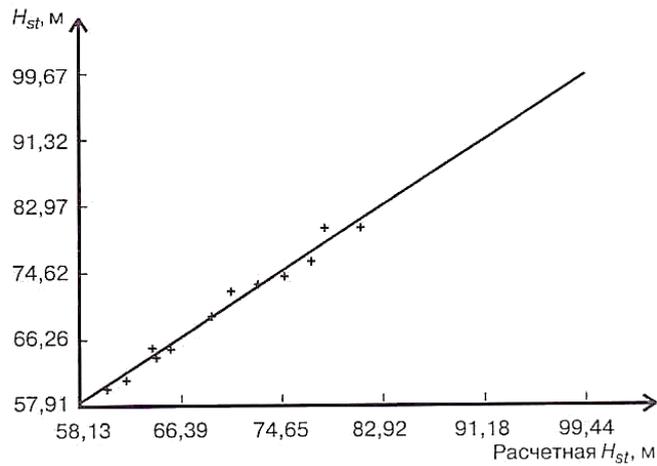


Рисунок 1.3 – Сопоставление фактических и расчетных значений H_{st}

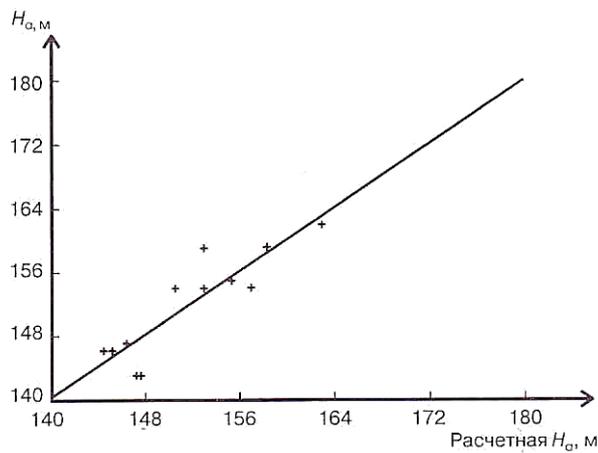


Рисунок 1.4 – Сопоставление фактических и расчетных значений H_{0s}

3. Структурная поверхность по кровле башкирского яруса среднего отдела каменноугольной системы, отождествляемой с ОГ П_б (С_{2b}), рассчитывалась как функция четырех переменных – значений времен по отражающим горизонтам: T_0 П_б, T_0 П_{al}, изохор ΔT_{as-st} и структурной поверхности по отражающему горизонту I_{st} (H_{st}).

$$|H_b| = 427.55 + 2.11 T_0 \text{ П}_b - 1.02 T_0 \text{ П}_{al} - 0.557 |H_{st}| - 0.894 \Delta T_{as-st}, \quad (1.13)$$

Средняя погрешность – 0,005 (Рис. 1.5).

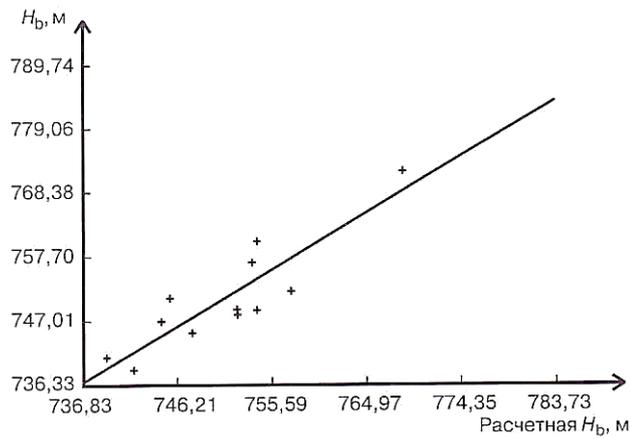


Рисунок 1.5 – Сопоставление фактических и расчетных значений H_b

4. Структурная поверхность по кровле верейского горизонта московского яруса среднего отдела каменноугольной системы, отождествляемой с ОГ Π_{vr} (C_2mvr), рассчитывалась как функция одной переменной – структурной поверхности по отражающему горизонту Π_{vr} (H_{vr}).

$$|H_{vr}| = H_b - 53,24 \text{ (Рис. 1.6)}. \quad (1.14)$$

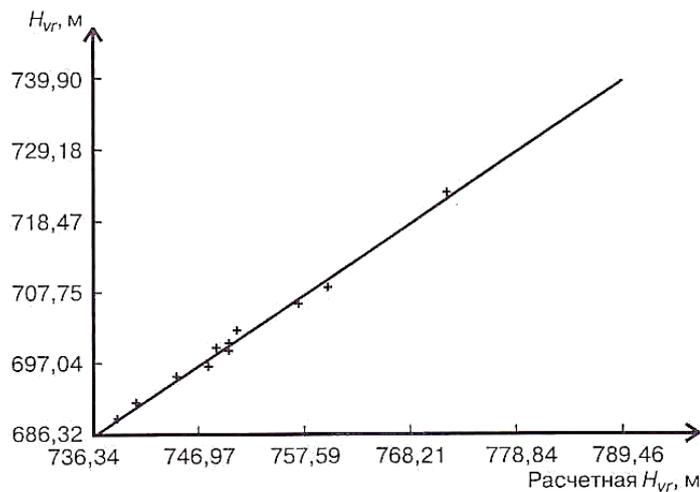


Рисунок 1.6 – Сопоставление фактических и расчетных значений H_{vr}

5. Структурная поверхность кровли алексинского горизонта визейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы, отождествляемой с ОГ Π_{al} (C_1val), рассчитывалась как функция четырех переменных – значений времен по отражающим горизонтам: $T_0 \Pi_{a1}$, $T_0 \Pi_b$, изохор ΔT_{as-st} и структурной поверхности по отражающему горизонту Π_b (H_b).

$$|H_{al}| = 48.09 + 1.33 T_0 \Pi_{a1} + 1.14 |H_b| - 1.36 T_0 \Pi_b - 0.238 \Delta T_{as-st}, \quad (1.15)$$

Средняя погрешность – 0,002 (Рис. 1.7).

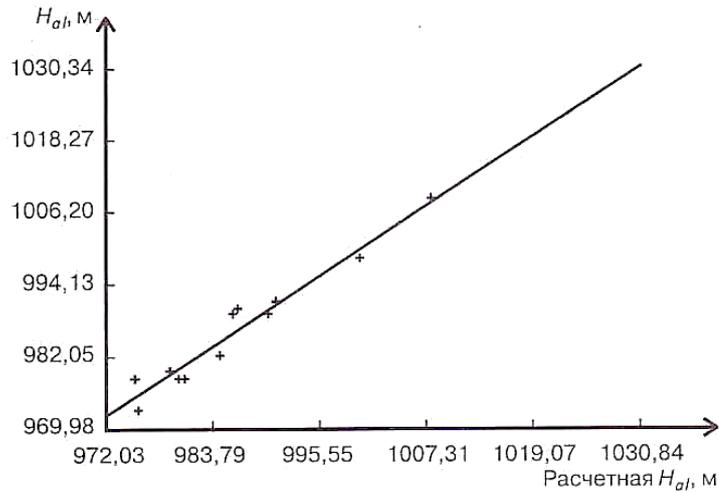


Рисунок 1.7 – Сопоставление фактических и расчетных значений H_{al}

б. Структурная поверхность кровли кыновского горизонта франского яруса верхнего отдела девона, отождествляемой с ОГ III ($D_3 f kn$), рассчитывалась как функция четырех переменных – значений времен по отражающим горизонтам: T_{0III} , $T_{0II_{al}}$, $T_{0II_{vr}}$ и структурной поверхности по отражающему горизонту II_{al} (H_{al}).

$$|H_{kn}| = 576,91 + 0,455 T_{0III} + 0,757 |H_{al}| + 0,658 T_{0II_{al}} - 1,24 T_{0II_{vr}}, \quad (1.16)$$

Средняя погрешность – 0,001 (Рис. 1.8).

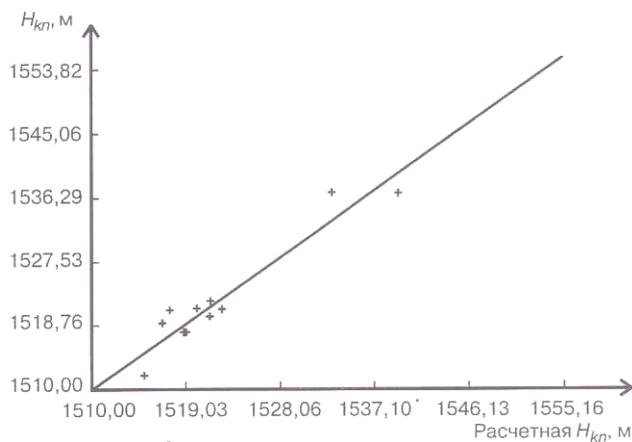


Рисунок 1.8 – Сопоставление фактических и расчетных значений H_{kn}

7. Структурная поверхность кровли кристаллического фундамента ОГ VII (AR) рассчитывалась как функция четырех переменных – значений времен по отражающим горизонтам: T_{0III} , T_{0VII} , изохор ΔT III-VII и структурной поверхности по отражающему горизонту III (H_{kn}).

$$|H_{AR}| = 628,9 + 0,603 |H_{kn}| - 2,76 T_{0III} + 2,79 T_{0VII} - 2,7 \Delta T \text{ III-VII}, \quad (1.17)$$

Средняя погрешность – 0,001 (Рис. 1.9).

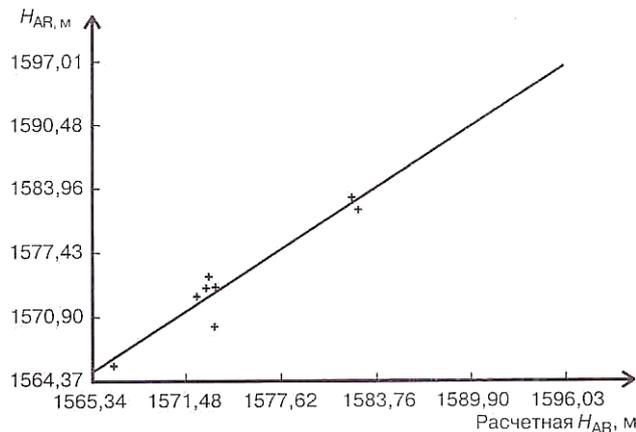


Рисунок 1.9 – Сопоставление фактических и расчетных значений H_{AR}

Построенные статистические графики показали наибольший разброс точек от регрессионной линии для ассельского и башкирского ярусов.

Выполненная оценка точности структурных построений позволила выбрать сечения:

- ОГ I по кровле ассельского яруса нижней перми (P_{1as}) – менее 5 м.
- ОГ II_b по кровле башкирского яруса (C_2b) – 5 м.
- ОГ II_{vr} по кровле верейского горизонта ($C_2m \text{ vr}$) – 5 м.
- ОГ II_{al} по кровле алексинского горизонта ($C_{1v} \text{ al}$) – 5-6 м.
- ОГ III по кровле кыновского горизонта ($D_3f \text{ kn}$) – 6 м.
- ОГ VII по кровле кристаллического фундамента (AR) – 6 м.

Значение среднеквадратических отклонений для структурных поверхностей позволяет принять сечение изогипс через 5 м ($\Delta - 1,0\sigma$).

Итак, перечислим преимущества от использования в практике картопостроения математического аппарата регрессионного анализа:

- контроль за получением статистически значимых параметров уравнения - среднеквадратической ошибки, коэффициента корреляции;

- более строгое математическое доказательство результатов на всех этапах построения карт;
- временные затраты на получение результирующих карт мало зависят от объема используемых данных;
- увеличение производительности труда коллектива исполнителей;
- возможность создания и ведения базы данных моделей и обеспечение оперативности при выполнении дальнейших работ по построению моделей.

К недостаткам отнесем только один: на площади работ необходимо иметь представительную (репрезентативную) выборку скважин, в интервале изменения значений H_i . Данный недостаток снимается расширением площади картопостроения за счет вовлечения участков, имеющих необходимое количество скважин, вскрывающих изучаемый стратиграфический интервал исследований.

Таким образом, использование регрессионных зависимостей предусматривает построение кросс-плотов $Z = F(T_0)$ и $\Delta Z = F(\Delta T_0)$ для устойчиво коррелируемых отражающих горизонтов. В пределах изучаемой территории альтернативой методике структурных построений с использованием интервальных скоростей может быть технология многомерной регрессии [153]. При этом, в качестве атрибутов выступают времена (T_0 и ΔT_0) распространения волн до опорных горизонтов, а также глубина первого опорного горизонта Z_{OG1} .

$$Z_i = a + b |Z_{OG1}| + \sum_{i=2}^n k_i T_{0i}. \quad (1.18)$$

где Z_i – расчетная отметка целевого отражающего горизонта; $a, b, k_1 \dots k_n$ – коэффициенты параметров уравнения регрессии; $T_{01} \dots T_{0n}$ – времена распространения волн до опорных отражающих горизонтов (ОГ); $|Z_{OG1}|$ – глубина первого опорного ОГ.

Полученная карта глубин $Z(xy)$ уточняется далее подсуммированием проинтерполированных невязок $\Delta Z(xy)$. В ряде случаев целесообразно привлечение данных потенциальных полей для учета трендов [153].

Таким образом, в результате внедрения авторской методики: 1) повысилась эффективность сейсморазведочных работ за счет повышения точности структурного картирования опорных и целевых горизонтов; 2) увеличилось количество и качество подготавливаемых к поисковому бурению объектов; 3) открыты новые месторождения УВ на территории Арланского нефтегазоносного района (НГР).

Минимальное количество скважин, необходимое для обеспечения надежной оценки точности корреляционных связей с сейсмическими характеристиками

В «Методических рекомендациях по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа» приводится номограмма взаимосвязи числа скважин (N) и коэффициента корреляции (Рис. 1.10). Так, в [153] утверждается, что «значения вероятности (P) наличия существенной связи, при которой истинный коэффициент корреляции превышает 0,5 для числа скважин от 5 до 30». Утверждается, что условию минимального необходимого количества точек для анализа удовлетворяет 5 скважин (Рис. 1.10).

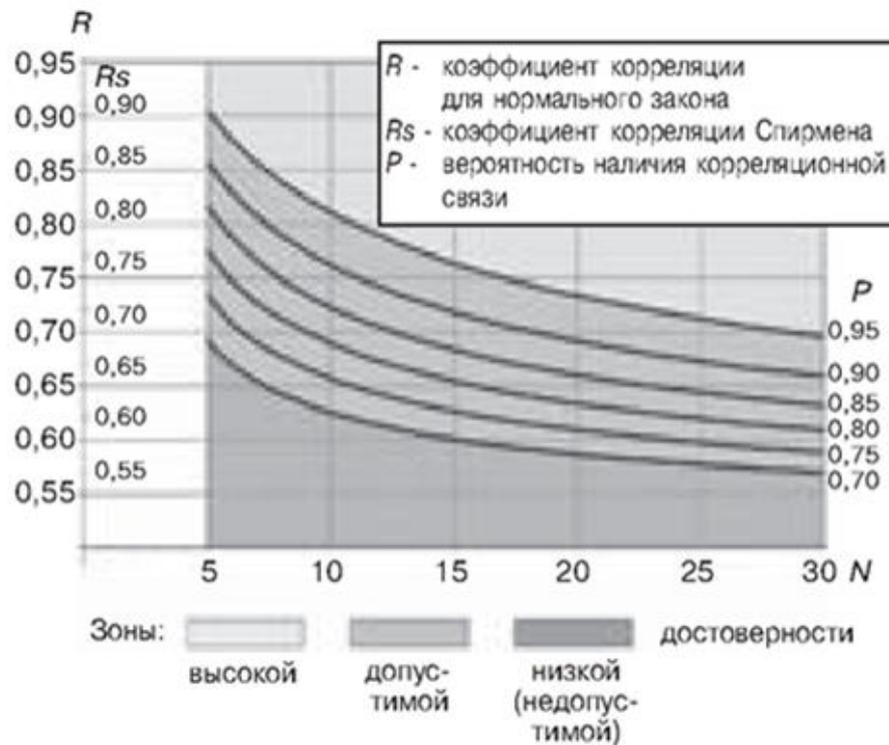


Рисунок 1.10 – Оценка вероятности наличия корреляционной связи. Номограмма взаимосвязи числа скважин (N) и коэффициента корреляции [153]

Приведем обоснование по определению минимального количества точек анализа, необходимого и достаточного для корректного обеспечения надежности построения корреляционных связей с сейсмическими атрибутами.

Так, в работе В. Д. Большакова [24] приводится доказательство минимально необходимого числа наблюдений для обеспечения надежной оценки точности вычислений. Для оценки точности наблюдений наиболее часто используют среднюю квадратическую ошибку

(СКО или m). СКО связана с предельной допустимой ошибкой ($\Delta_{\text{пред}}$) простыми соотношениями с вероятностью (где m - средняя квадратическая ошибка): $0,67 - \Delta_{\text{пред}} \leq 1,0m$; $0,75 - \Delta_{\text{пред}} \leq 1,15m$; $0,80 - \Delta_{\text{пред}} \leq 1,3m$; $0,86 - \Delta_{\text{пред}} \leq 1,5m$; $0,9 - \Delta_{\text{пред}} \leq 1,65m$; $0,95 - \Delta_{\text{пред}} \leq 2m$; $0,9973 - \Delta_{\text{пред}} \leq 3m$. СКО определяется достаточно надежно при ограниченном числе наблюдений. Надежность СКО характеризуется величиной $m_m \approx m/\sqrt{2n}$, где m_m - СКО самой СКО. При оценке точности по ограниченному числу наблюдений принято считать ее надежной, если СКО m определена с ошибкой m_m , не превышающей $1/4m$, т. е. $m_m \leq 1/4m$. Это условие выполняется при $n \geq 8$. Следовательно, минимально необходимым числом наблюдений для надежной оценки точности является $n = 8$ [24].

Суммируя вышеизложенное, считаем необходимым и достаточным условием обеспечения надежной оценки точности корреляционных связей с сейсмическими характеристиками, количество скважин не менее 8.

Описанная выше авторская методика построения структурных карт включена в «Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа», которые были согласованы ГКЗ МПР России в 2006 г. [153], а статья автора опубликована в 2004 г. [292].

После сдачи отчетов и выдачи рекомендаций на бурение поисковых и поисково-оценочных скважин были открыты месторождения УВ (Рис. 1.11). Так, Ялыкское нефтяное месторождение открыто в 2005 г. бурением поисковых скважин 1870 и 1880. Вскрыты нефтенасыщенные пласты в отложениях тульского, бобриковского горизонтов и турнейского яруса нижнего карбона, где при испытании в эксплуатационной колонне получены промышленные притоки нефти. Всего на месторождении пробурены 3 глубокие скважины. Ожидается, что максимальная добыча на обустраиваемом участке Ялыкского месторождения составит 391,3 тыс. т/год нефти.

Локальная составляющая структурной карты по кровле стерлитамакского горизонта нижней перми с элементами структурно-тектонического районирования

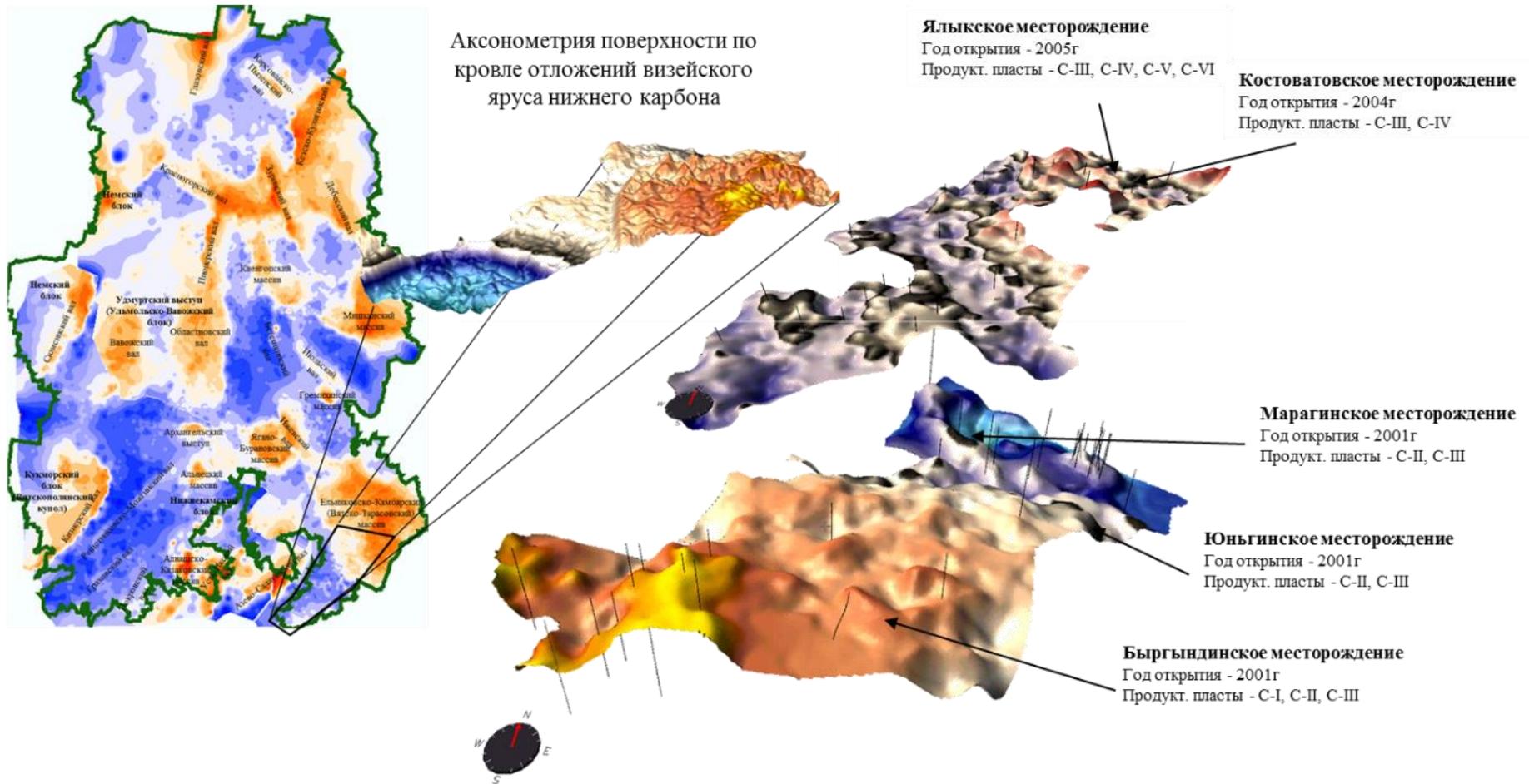


Рисунок 1.11 – Месторождения нефти, которые были открыты по картам, построенным по технологии многомерной регрессии

1.2. История становления и развития тренд-анализа как метода выявления скрытых закономерностей

Одним из видов и способов использования математических преобразований исходных пространственных данных является тренд-анализ. Тренд-анализ – «это совокупность математических приемов, основанных на аппроксимации наблюдаемых значений геологических характеристик с целью выявить основную тенденцию в изменении этих характеристик на площади или в разрезе в зависимости от параметров» [269]. Для аппроксимации наблюдаемых значений применяют какую-либо функцию от координат точки, подбираемую по методу наименьших квадратов. Аппроксимация наблюдаемых данных, зависящих от двух переменных, в данном случае от пространственных координат точки наблюдения $z = f(\varphi, \lambda)$, получила название анализа поверхности тренда или тренд-анализа.

Для решения вышеперечисленных задач используется разработанное с участием автора специализированное программное обеспечение «iMAP®» [270].

Тренд-анализ широко используется в различных областях рудной и нефтегазовой геологии и геофизике: при учете аномалий верхней части разреза (ВЧР) при обработке сейсмических данных, прогнозировании данных в каротаже и интерпретации сейсморазведки, задачах корреляции разрезов скважинных данных и т.д. [39, 79]. Начиная с 2000-х гг., новым направлением использования тренд-анализа является слияние или объединение с направлением big-data. Использование тренд-анализа для больших массивов, пространственно-распределенных геолого-геофизических данных, позволяет получить новый вид информации на региональном уровне и выйти на новый методический уровень для решения задач в области нефтегазопроисковой геологии.

Рассматриваемый метод анализа впервые был использован за рубежом для выявления региональной и локальной компоненты характеристик при решении палеогеографических задач (W. C. Krumbein и R. L. Miller, 1956). В России возможности учета трендовой поверхности при выявлении локальных поднятий реализовали К. А. Машкович (1961 г.), А. Д. Рыбакова и А. М. Вельков (1963 г.), В. И. Аронов, Ю. Е. Атласман, В. А. Василенко, А. М. Волков, В. Е. Касаткин, Г. И. Плавник, А. Г. Плавник, В. К. Рыбак, А. Н. Сидоров, С. В. Торопов, А. Я. Эдельштейн и др. Так, К. А. Машкович, А. Д. Рыбакова и А. М. Вельков обратили внимание на возможность использования регионального тренда для распознавания структурных носов и террас с точки зрения локализации ловушек УВ для условий Саратовского Поволжья [144, 255]. Что интересно, К. А. Машкович опубликовал статью еще в 1956 г., которая называлась «Открытие нефтяной залежи по карте схождения» [145].

В 1968 г. А. М. Волков для разделения структур Березовского района на водоносные и нефтеносные использовал в программе распознавания образов различные морфологические

признаки структур. Наиболее информативными оказались такие параметры, как расстояние до прогиба, амплитуда, превышение над региональной составляющей структурной карты [37].

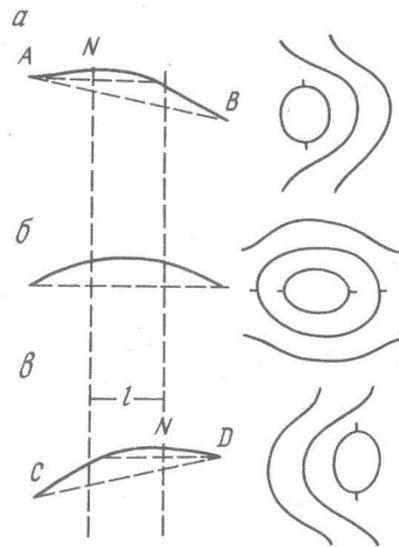
В 1972 г. А. М. Волков и В. К. Рыбак продолжили изучение наиболее информативного комплекса признаков для определения продуктивности локальных поднятий до постановки на них поискового бурения. Авторы отмечают, что такой признак, как превышение свода поднятия над региональным фоном оказался наиболее информативным во всех случаях.

В. Е. Касаткин в 1983 г. продолжил исследования А. Я. Эдельштейна, Г. И. Плавника, А. М. Волкова по прогнозу продуктивности структур. В качестве информационного признака было выбрано превышение структурной поверхности над региональным фоном. Он, оптимально разделив структурную карту Сургутского свода на региональную и локальную составляющие, определил, что карта локальной составляющей обладает наилучшими прогностическими свойствами (количество ошибок в распознавании структур 9.2 %).

Одним из методов палеогеоморфологического анализа нефтегазоносных областей является разложение ископаемой поверхности на составляющие [240]. Авторы предложили использовать при палеогеоморфологической интерпретации остатки тренда при прогнозе ФЕС, выборе зон с улучшенными коллекторскими свойствами. Разделение структурной карты выполняется методом тренд-анализа на составляющие – тектоническую и палеорельеф. Результатом такого анализа, как указывают авторы, является повышение эффективности разведки и разработки месторождений.

Практические вопросы применения графических методов прогнозирования характера изменения локальных структур с глубиной решались с использованием построения карт мощности отложений, способом схождения и тренд-анализа структурных планов. Практику использования тренд-анализа для прогнозирования погребенного палеорельефа и структурных ловушек продолжил Ю. Е. Атласман на объектах территории Пермского края [11] (Рис. 1.12).

Алгоритмически задача выявления особенностей и закономерностей пространственной изменчивости геологического признака решается путем построения поверхностей тренда различных (как правило, низкого) порядков на основе аппроксимации исходных данных полиномами различных степеней [42]. Как указывает В. Г. Ворошилов «... строгого статистического метода разделения тренда и остатка нет. Анализ остатков тренда всегда производят, исходя из геологических соображений. В каждом конкретном случае геолог самостоятельно выбирает различные эмпирические способы анализа остатков тренда, исходя из конкретной геологической ситуации». Как справедливо отмечает Дж. С. Дэвис «Понятия «региональный» и «локальный» весьма субъективны» [76].



Разрез и структурный план: а – верхнего горизонта; б – локальной составляющей нижнего горизонта, в – нижнего горизонта; АВ, CD – тренды верхнего и нижнего горизонтов соответственно; N – местоположение свода; l – смещение свода

Рисунок 1.12 – Способ моделирования локальных геологических структур по вышележающим опорным горизонтам (по Атласман Ю. Е., 1991 г.)

Подготовку поисковых объектов для бурения И. С. Путилов предлагает выполнять на площади выполненных сейсморазведочных работ на основе суммирования локальной составляющей для всех целевых отражающих горизонтов [243].

При этом повышение геолого-геофизической информативности обеспечивается использованием результатов тренд-анализа: построением двухмерных сеток региональной и локальной составляющей для каждого отражающего горизонта. Обеспечение выполнения условий для локализации структур к поисково-разведочному бурению достигается: 1) когда индивидуальная и суммарная локальные составляющие конкретной ловушки больше нуля, и 2) когда нулевая изолиния замыкается. Данный способ автором был рассмотрен на примере Бымско-Кунгурской впадины Пермского края.

Волков В. А. в 2016 г. для районирования территории Западно-Сибирского бассейна применил фильтрацию методом скользящего среднего для карты подошвы осадочного чехла, при этом размер окна, в пределах которого осуществлялось осреднение поверхности, выбирался как квадратный корень из максимального значения площадей. В результате фильтрации для каждого порядка вычислялся свой региональный фон [38]. В результате выполненной работы были выделены следующие положительные и отрицательные структурно-тектонические элементы по поверхности основания осадочного чехла: надпорядковые, 0, I, II, III порядка. Представляется важным отметить современный подход авторов к выполнению структурно-тектонического районирования, потому что реализуемый на практике формализованный подход обеспечивает повторяемость и воспроизводимость результатов. Мы поддерживаем вывод авторов о

целесообразности и необходимости построения в новой редакции карт тектонического и нефтегеологического районирования Западно-Сибирской НГП.

Преимущества предлагаемой технологии нефтегазоперспективного районирования территории на основе тренд-анализа заключаются в следующем.

- Современный уровень работы с большими массивами данных позволяет построить grids, практически неограниченные по объему данных.
- Выполнить различные преобразования сеточных данных, направленные на выявление скрытых особенностей геологического строения осадочного чехла.
- Позволяет выполнить структурно-тектоническое и нефтегазогеологическое районирование на новой методической и технологической основе, которое отличается высокой прогнозирующей способностью и позволяет ранжировать территорию по степени перспективности и локализации ресурсов УВ.
- Более корректно подсчитать ресурсы с использованием метода Монте-Карло.
- Составить Программу ГРП (ВМСБ) и определить приоритетные направления и сценарии ее реализации.
- Оценить геологические риски выявленных перспективных объектов.
- Составить Программу лицензионной деятельности крупных территорий на перспективу.
- Геолого-экономический эффект достигается за счет снижения затрат при следующих видах работ: воспроизводстве минерально-сырьевой базы; реализации оптимальной схемы планирования и производства ГРП; вовлечение новых территорий в промышленное освоение; включение участков недр в государственную схему недропользования; повышение роли и активности частных компаний при освоении недр.

В период 2003-2020 гг. появился ряд публикаций, в которых авторы используют карту локальной составляющей по кровле продуктивного пласта для локализации запасов нефти на поздней стадии разработки на примере Аганского и Самотлорского месторождений [216, 316]. Основная идея авторов состоит в том, что остаточные запасы нефти локализуются в локальных куполовидных поднятиях, которые пространственно хорошо оконтуриваются с помощью карты локальной составляющей по кровле продуктивной части пласта [216]. Обобщение, выполненное авторами на Самотлорском месторождении, позволило высоко оценить потенциал выявления новых продуктивных залежей в районах локальных поднятий. Под «локальными поднятиями» авторы подразумевают положительную локальную составляющую структурной поверхности по кровле продуктивной части разреза. Начальный дебит пробуренных скважин на локальные поднятия по пласту ЮВ₁ достигал 400-600 т/сут. Использование карты локальной составляющей

позволило авторам выявить и изучить локальные поднятия с прогнозной амплитудой от 5 м, тогда как точность структурных построений составляет +/- 10 м для данных сейсморазведки 2D и +/- 5 м – для 3D.

Методика решения задачи

В математическом смысле под тренд-анализом понимается *аппроксимация (сглаживание) пространственных данных геологического признака полиномами n-степени методом наименьших квадратов* и аналитически может быть представлена в виде:

$$G(x, y) = T(x, y) + g(x, y), \quad (1.19)$$

где

$G(x, y)$ – функция изучаемого параметра;

$T(x, y)$ – тренд изменения параметра;

$g(x, y)$ – отклонение признака (параметра) от его тренда.

Признаковое пространство, которое состоит из $g(x, y)$, образует систему положительных и отрицательных аномалий. Предметом изучения являются как трендовая, так и его локальная составляющая. Трендовая составляющая отождествляется с региональной компонентой геологического поля, а остаточная (аномальная) составляющая - с локальной компонентой этого поля.

При работе на большой территории становится недостаточным разделение поля на 2 составляющие: трендовую и одну локальную. Мы дополнительно извлекли вторую локальную составляющую.

$$G(x, y) = T(x, y) + g(x, y) + q(x, y), \quad (1.20)$$

где $G(x, y)$ – функция изучаемого параметра;

$T(x, y)$ – тренд изменения параметра;

$g(x, y)$ – отклонение среднего признака (параметра) от его тренда;

$q(x, y)$ – отклонение локального признака (параметра) от его тренда.

В результате мы получаем низкочастотную (трендовую), среднечастотную (среднюю) и высокочастотную (локальную) составляющие поверхности распределения признакового пространства. Когда мы анализируем поверхность большого региона, то возникает задача синхронизировать и увязать с крупностью структурно-тектонических элементов различного порядка. Как оказалось, на практике такое соответствие очень хорошо соблюдается. Колебания реальной поверхности относительно плоскости тренда отражает принадлежность к локальным антиклинальным (положительные остатки) и синклиналим (отрицательные остатки) структурным формам. С точки зрения тектонофизики структурные элементы, проявляющиеся на различных частотных картах, относятся к объектам деформации изучаемой поверхности.

1.3. От технологии тренд-анализа к частотной фильтрации и декомпозиции

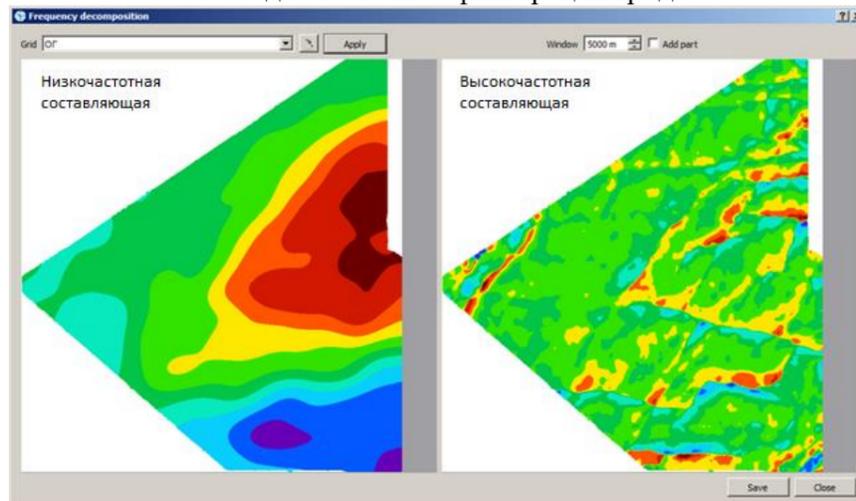
Частотная фильтрация нами выполняется в разработанном ПО «iMAP» [270]. Фильтрация – преобразование сигналов с целью изменения соотношения между их различными частотными составляющими. Фильтры обеспечивают выделение полезной информации из смеси информационного сигнала с помехой с требуемыми показателями. Основная задача выбора типа фильтра и его расчета заключается в получении таких параметров, которые обеспечивают максимальную вероятность обнаружения информационного сигнала на фоне помех. Довольно часто целью фильтрации является подавление высокочастотных вариаций, которые чаще всего обусловлены шумом. В результате получается другая, сглаженная зависимость, в которой доминирует более низкочастотная составляющая. В связи с этим считают, что сглаживание является частным случаем более общей задачи фильтрации сигнала, которая связана с подавлением определенных диапазонов частот. Часто рассматривают и задачу, противоположную сглаживанию – устранение медленно меняющихся вариаций в целях исследования высокочастотной составляющей. В этом случае говорят о задаче устранения тренда. Иногда интерес представляют смешанные задачи выделения среднemasштабных вариаций путем подавления как более быстрых, так и более медленных вариаций. Одна из возможностей решения связана с применением полосовой фильтрации, т. е. выделением некоторой среднечастотной составляющей.

Применение технологии частотной фильтрации позволяет и помогает решать широкий круг геологических задач, в их числе: структурно-тектоническое районирование; оконтуривание и оценка ресурсов потенциально перспективных объектов; оценка благоприятности условий нефтеперспективности, т. к. изучение положительного сочетания условий нефтеаккумуляции требует анализа палеоструктурных и структурных особенностей; структурно-вещественное картирование, при наличии петрофизических данных и многое другое.

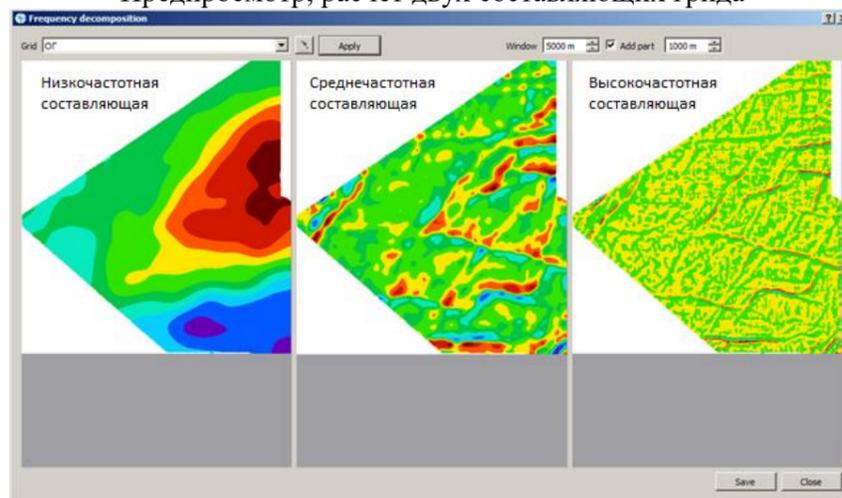
Вызов окна для проведения частотной фильтрации (Рис. 1.13) осуществляется либо через главное меню программы, пункт Frequency decomposition... вкладки Grid, либо через контекстное меню самого грида, в этом случае, в поле выбора грида Grid в окне частотной фильтрации, по умолчанию будет выбран активный объект. По умолчанию программа рассчитывает две составляющие, для одновременного расчета 3-х составляющих поля, необходимо включить «галочку» add part. Задать радиусы расчета для средней и высокой составляющих, в полях Window, и нажать на кнопку Apply. Результаты расчета откроются в этом-же окне для предпросмотра. Если результат не устраивает, нужно изменить параметры сглаживания и заново рассчитать.



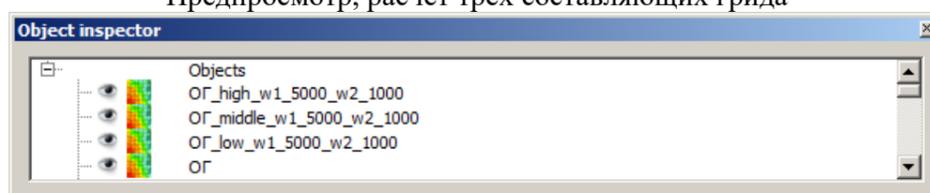
Окно для частотной фильтрации грида



Предпросмотр, расчет двух составляющих грида



Предпросмотр, расчет трех составляющих грида



Дерево объектов, рассчитанные и сохраненные частотные составляющие

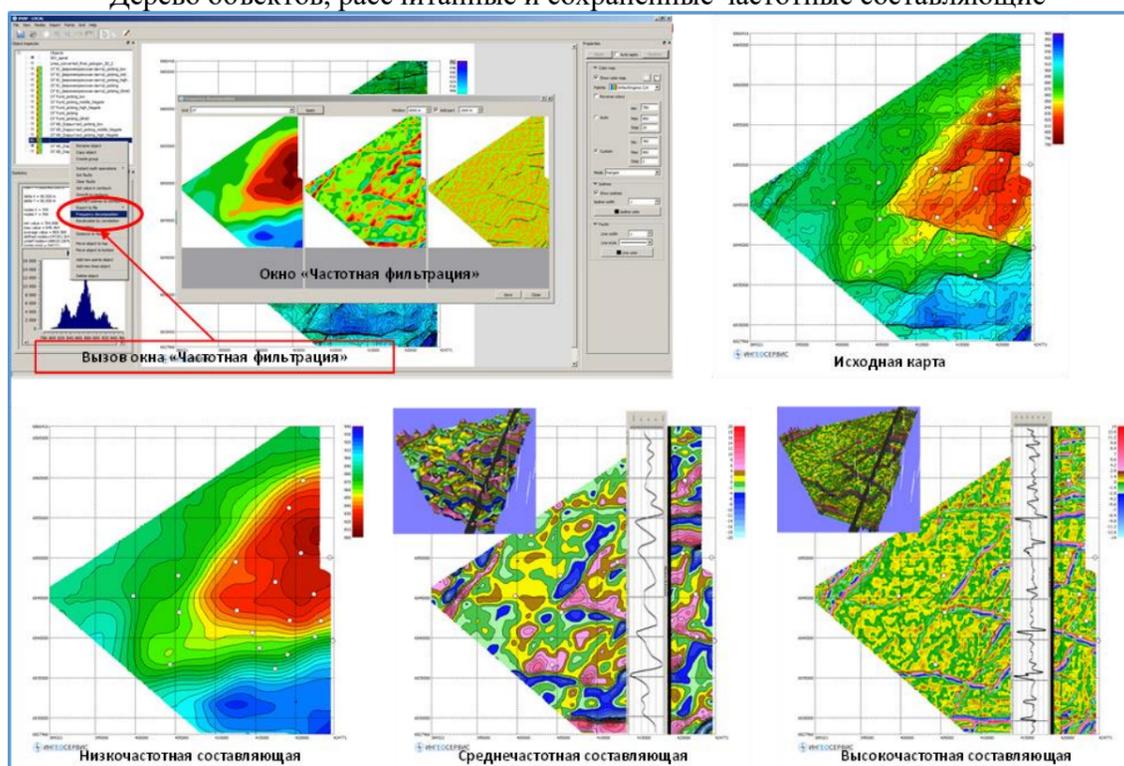


Рисунок 1.13 – Общая схема разложения грида на составляющие (по А. Н. Зайцеву)

При нажатии на кнопку Save в нижнем правом углу, рассчитанные grids автоматически добавляются на верхние позиции дерева объектов главного окна программы. Также, на Рисунке 1.13, приведен пример разложения исходного поля на три составляющие.

К вопросу оптимизации. При больших размерах входного грида, где целью расчета стоит получение трендовой составляющей, т. е. подразумевается использование большого размера окна сглаживания, рекомендуется сначала сделать регридинг грида с большим шагом ячейки, рассчитать от него низкочастотную составляющую и вернуться к начальной геометрии (регридинг). Высокочастотную составляющую можно получить путем вычитания одного из другого с помощью окна математических операций.

1.4. Использование карт частотной фильтрации в практике геологоразведочных работ для районирования территории

В постановку методических вопросов, развитие методов прогнозирования и оценки перспектив нефтегазоносности внесли весомый вклад М. С. Арабаджи, В. Н. Бородкин, Л. М. Бурштейн, Н. Б. Вассоевич, А. М. Волков, В. И. Галкин, С. В. Галкин, Ф. Г. Гурари, К. А. Клещев, А. Э. Конторович, В. А. Конторович, Н. Я. Кунин, А. А. Нежданов, И. И. Нестеров, Г. И. Плавник, О. М. Прищепа, М. Я. Рудкевич, Н. В. Судат, А. А. Трофимук, Э. Э. Фотиади, В. И. Шпильман и многие др.

Работа посвящена созданию и внедрению комплекса инновационных научно-методических подходов и технологических решений геологоразведочного процесса как на новых слабо изученных территориях, так и в «старых» нефтегазодобывающих регионах Российской Федерации. Комплекс включает в себя апробированные на практике новые методы и приемы работы с геолого-геофизической информацией, адаптированных к достижению задач с учетом различного масштаба и степени изученности.

За результаты и внедрение новых методов оценки и выявления перспектив нефтегазоносности в различных регионах РФ коллектив авторов удостоился премии Российского геологического общества (РОСГЕО) и Федерального агентства по недропользованию МПР России (Роснедра) «За заслуги в области науки, техники и организации геологоразведочного производства». Технология и методика комплексирования разномасштабных геолого-геофизических методов при оценке ресурсов углеводородов (УВ) и подготовке новых объектов для постановки поисковых работ предполагает возможность ее использования на всех стадиях геологоразведочного процесса: от регионального до поискового и разведочного, а также при эксплуатационном бурении. Планирование и оптимизация геологоразведочных работ в нефтегазовой отрасли подразумевает решение следующих задач: подготовка ресурсной базы

(государства, компании) с минимальными геологическими рисками и с минимальными издержками финансовых и материальных ресурсов на основе инновационных подходов и новых методических и технологических решений.

Реализация предлагаемого комплекса инновационных решений и технологий позволяет:

- оптимизировать планирование ГРП;
- выбрать приоритетные направления и участки недр для лицензирования;
- выбрать оптимальное сочетание временных, финансовых и трудовых ресурсов при освоении территории по новой концепции: от регионально-поисковых мегапроектов к кластерам добычи нефти и газа;
- без бюджетного финансирования обосновать высокоперспективное направление геологоразведочных работ для нефтегазодобывающих компаний.
- без бюджетного финансирования обосновать планирование и программу геологоразведочных работ и оптимизировать освоение недр в РФ.

На примере решения разномасштабных нефтегазопроисковых задач показаны технологии подготовки ресурсной базы для территории Республики Удмуртия, Западной Сибири, Баренцево-Карского региона, Восточной Сибири, Волго-Урала и других нефтегазоперспективных регионов РФ. В качестве примера приведена технология построения цифровой геологической модели крупнейшего месторождения Восточной Сибири – Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) [368].

Постановка задачи

Технология и методика комплексирования разномасштабных геолого-геофизических методов при оценке ресурсов углеводородов (УВ) и подготовке новых объектов для постановки поисковых работ предполагает возможность ее использования на всех стадиях геологоразведочного процесса: от регионального до поискового и разведочного.

Планирование и оптимизация геологоразведочных работ в нефтегазовой отрасли подразумевает решение конечной задачи: подготовить ресурсную базу УВ (государства, компании) при сочетании условий минимизации геологических рисков и с минимальными издержками финансовых, и материальных ресурсов на основе использования инновационных подходов и новых методических и технологических решений.

Цель. Совершенствование и оптимизация методических принципов и подходов при комплексировании всей имеющейся геолого-геофизической информации для построения цифровых геологических моделей на всех этапах производства работ с целью оптимизации подготовки ресурсной базы и планирования ГРП.

Для достижения данной цели необходимо уточнить, а при необходимости, пересмотреть с учетом достигнутого современного уровня программно-технических средств, теорию и практику планирования ГРП на различном уровне: региональном, поисковом, разведочном. На каждом уровне достигается оптимальное сочетание следующих условий.

1. Принципы комплексирования и геологического моделирования адаптируются к конкретным геологическим, геофизическим и геолого-промысловым данным, условиям и особенностям месторождений, залежей, ловушек УВ.

2. Концептуальная схема и выбор оптимального комплекса технологий построения геологической модели на различных этапах и стадиях геологоразведочных работ: региональном, поисковом и разведочном этапах геологоразведочного процесса.

3. Технология и концепция мониторинга, сопровождения геологической модели на этапе эксплуатационного бурения, достижение высокой эффективности при бурении на сложнопостроенных и сложнокранированных ловушках.

В качестве примеров демонстрируются решения нефтегазоперспективных задач от масштаба осадочного бассейна до отдельной залежи, показаны технологии подготовки ресурсной базы как для целых регионов и крупных территорий (Республика Удмуртия, Западная Сибирь, Баренцево-Карский регион), так и крупнейших и более мелких месторождений Восточной и Западной Сибири, Волго-Урала и других нефтегазоперспективных районов РФ.

Для решения вышеперечисленных задач разработано специализированное программное обеспечение «iMAP® (INGEOSMAP)» [270].

Методика и результаты планирования и оптимизации ГРП

На данном уровне решаются задачи подготовки ресурсной базы в масштабе осадочного бассейна, крупного объекта планирования – нефтегазоперспективной области или региона.

Методы решения. Комплексирование больших массивов (big-data) геолого-геофизической информации: это региональные карты по кровле нефтегазоносных комплексов, скважинная информация, потенциальные поля (гравиразведка и магниторазведка), цифровая модель местности (SRTM).

Задачи: оценка перспектив нефтегазоносности и выбор главных направлений ГРП, обоснование подготовки перспективных участков для недропользования.

Основные направления реализации новых подходов заключаются в следующем:

- уточнение структурно-тектонического и нефтегазогеологического районирования территории на основе технологии построения карт частотной декомпозиции.
- выявление связи глубинных элементов недр с проявлением новейшей тектоники территории.

- широкое применение методов комплексирования геолого-геофизических данных.

Принятая методика подсчета ресурсов

На сегодняшний день существуют следующие методы количественного прогноза нефтегазоносности (по данным ВНИГНИ): а) сравнительных геологических аналогий; б) объемно-генетический; в) историко-статистический; г) экспертные методы. Тем не менее, можно отметить, что для таких нетрадиционных объектов, как отложения бажендовской свиты и доманиковой формации, приходится разрабатывать индивидуальные методические подходы для оценки ресурсов УВ.

Так, в Западной Сибири используется методология прогноза нефтегазоносности на основе изучения и локализации характеристик эталонов и распространение на неизученную часть территории [378]. Суть методологии заключается в следующем.

1. Имеется набор хорошо изученных объектов (ловушек, участков, точек), на которых известны как прогнозируемая величина, так и измеряемые характеристики.

2. Требуется перенести прогнозную величину (величину концентрации ресурсов нефти, газа...) с этих участков (группы участков) на конкретный оцениваемый объект прогноза.

Суть методологии – перенос прогнозируемой величины с эталонных объектов на оцениваемые объекты. Методология реализуется за счет выполнения следующих обязательных этапов.

- Выделение эталонов.
- Определение на эталонах геолого-геофизических параметров и основной изучаемой характеристики.
- Разработка процедуры, позволяющей переносить прогнозируемую характеристику с одного участка на другой на основании геолого-геофизических и геохимических параметров.
- Доказательство того, что эта процедура «работает» при переносе значений прогнозируемой величины с одного эталона на другой, отбор работающих процедур и параметров.
- Выделение объектов, подлежащих оценке.
- Описание оцениваемых объектов геолого-геофизическими, геохимическими параметрами.
- Использование выбранной, верифицированной процедуры для переноса прогнозируемой величины с эталона на прогнозируемый объект.

*Предлагаемая методика районирования перспектив нефтегазоносности на примере
Удмуртии и Западной Сибири*

Методика выявления особенностей строения осадочного чехла представляет собой реализованную технологию разложения гридов изучаемых структурных поверхностей на 2-3 частотные карты, назовем их низкочастотная (трендовая), среднечастотная и высокочастотная составляющие (Рис. 1.14). Количество частотных карт зависит от решаемых задач и масштаба исследований и подбирается опытным путем. Каждая частотная карта, как показала практика, может быть соотнесена с масштабом изучаемых структурно-тектонических элементов осадочного чехла. Так, трендовая карта (карта низкочастотной составляющей) соответствует структурным элементам I порядка и надпорядковым элементам осадочного чехла, среднечастотная составляющая – элементам II порядка, высокочастотная – элементам III и IV порядка.

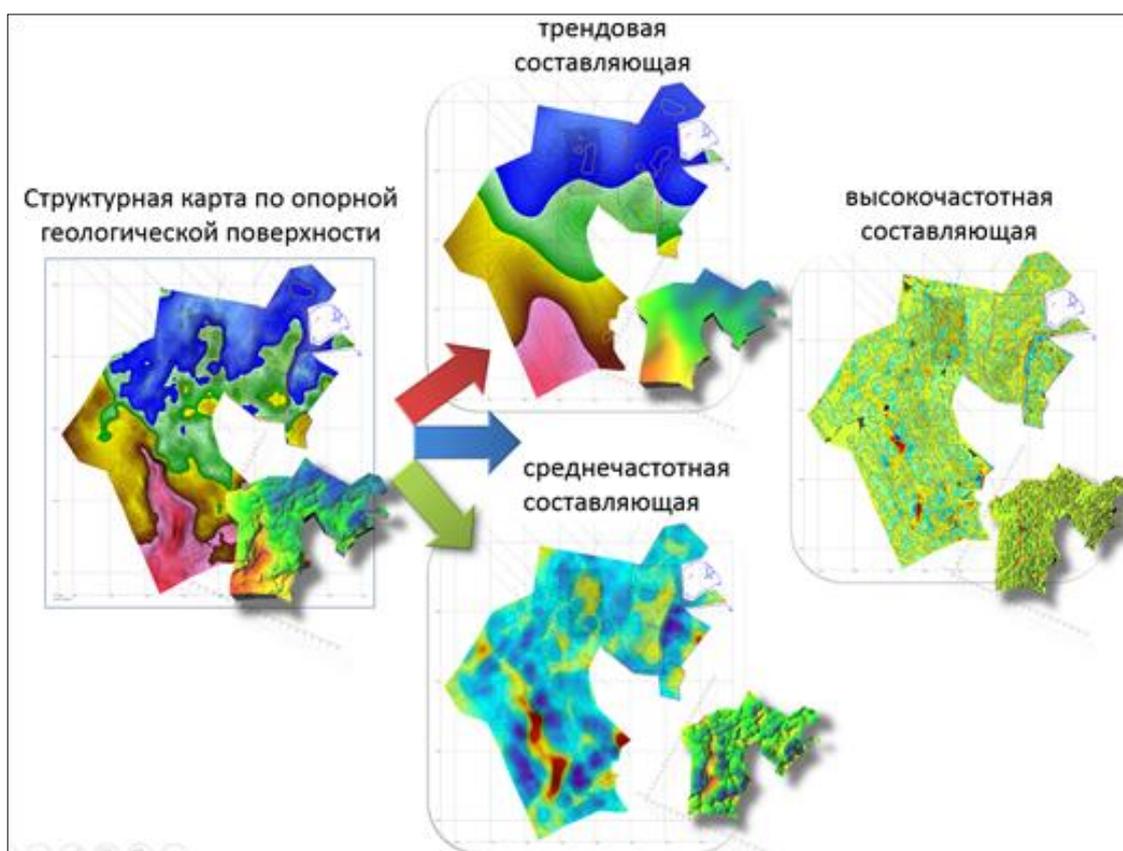


Рисунок 1.14 – Принципиальная схема частотной декомпозиции структурных карт

Таким образом, в практику геологоразведочных работ введено выделение и ранжирование на структурно-тектонические элементы осадочного разреза на основе выделяемых разноранговых структур по частотным картам. Как показал опыт использования данной технологии, можно утверждать, что она позволяет наиболее точно распознавать принцип вложенности структур разного порядка, что служит методической основой для районирования любых изучаемых территорий по структурно-тектоническим критериям.

Автор выполнил большой объем аналитических и прикладных исследований, которые позволили сформулировать практические выводы использования методики частотного разложения поля для различных регионов Волго-Урала, Западной Сибири, Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Уровни решения задачи распознавания скрытых особенностей строения разномасштабных геологических объектов. I уровень – региональный, в масштабе осадочного бассейна построение структурно-тектонического и нефтегазоперспективного районирования. II уровень – зональный, экспресс-прогнозирование выявляемости перспективных объектов. III уровень – локальный, оценка продуктивности месторождения (залежи), оценка тектоно-динамической напряженности геологической среды.

Приведем примеры для Волго-Уральского региона и Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Рис. 1.15).

Для проверки информативности использования карты локальной составляющей для районирования перспектив нефтегазоносности недр используется построение гистограммы площади положительных структур к общей площади нефтеносности открытых месторождений (Рис. 1.16).

В данном случае гистограмма показывает, что 85 % всех открытых месторождений попадает в контур положительной локальной составляющей по опорным горизонтам осадочного чехла. Поэтому 85 % – это вероятность попадания месторождения (залежи/ловушки) в контур положительных аномалий на карте локальной составляющей. Коэффициент риска составляет 15 % с учетом того, что не все контуры месторождений/залежей контролируются аномалиями и могут относиться не только к структурному, но и к неструктурному типу. Анализ открытых месторождений в период 1996-2018 гг. позволяет подтвердить высокий потенциал прогнозирования перспективных участков недр на основе предлагаемого метода частотной декомпозиции структурных карт. Анализ выполнялся для Западно-Сибирской НГП – ХМАО-Югра и ЯНАО.

1 уровень.
Региональный уровень
Модель осадочного бассейна.

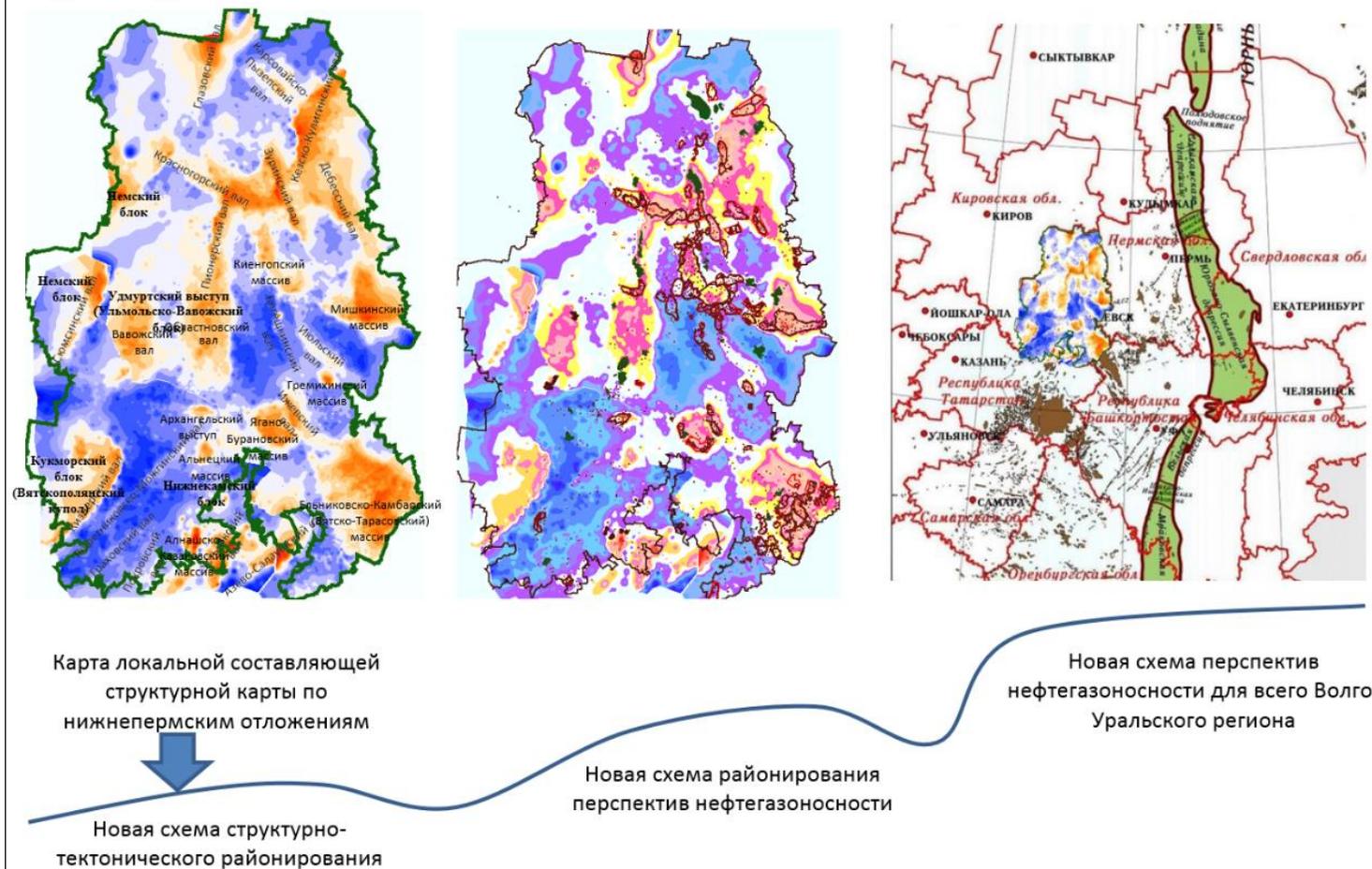


Рисунок 1.15 – Принципиальная схема использования локальной составляющей для планирования ГРП на примере Республики Удмуртия (Волго-Уральская НПП)

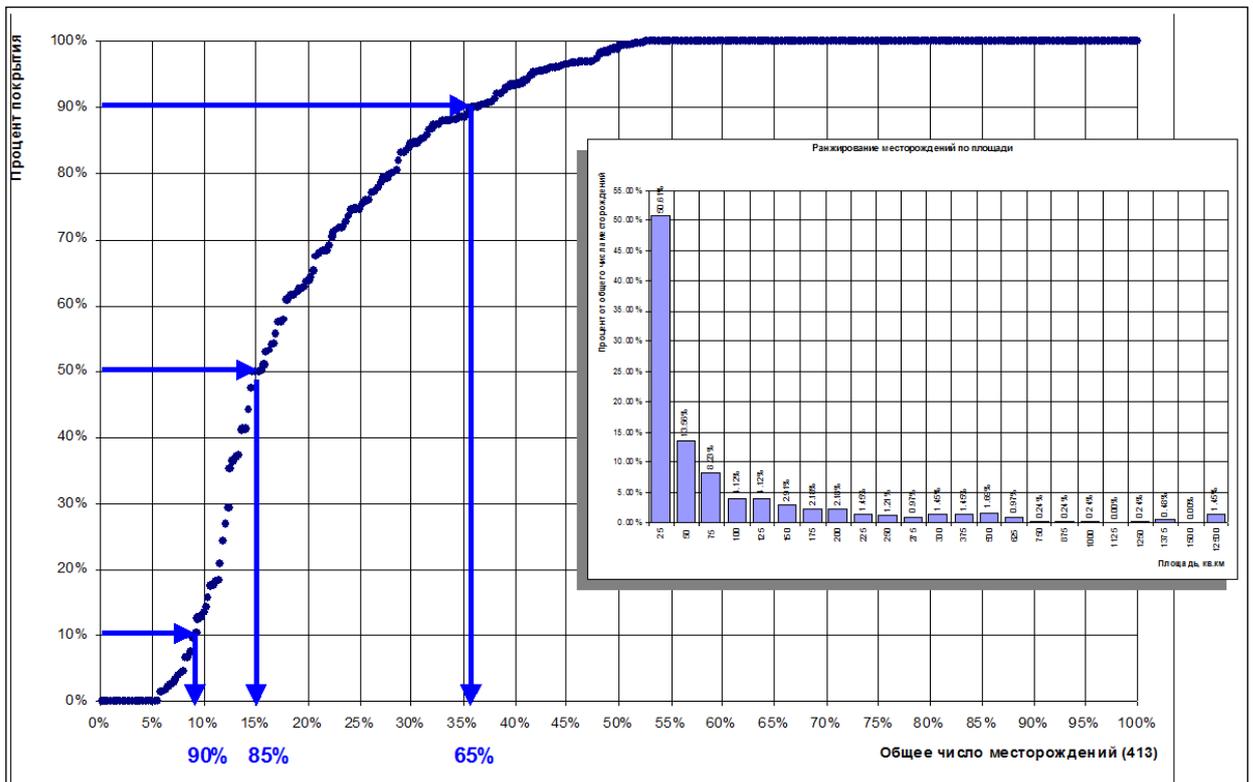


Рисунок 1.16 – Соотношение площади положительных структур к общей площади нефтеносности открытых месторождений Западной-Сибирской НГП

На Рисунке 1.17 приведен пример сопоставления открытого в 2008 г. месторождения с картой локальной составляющей, которая была построена в 2005 г. и служила основой для прогнозирования нефтегазоносности недр и выдачи рекомендаций перспективности участков недр.

Использование карт локальной составляющей позволяет решать следующие прикладные задачи в геологоразведке.

1. Уточнить схему структурно-тектонического и нефтеперспективного районирования НГП, НГО, НГР.
2. Выделить крупные перспективные зоны на территории нераспределенного фонда недр (НФН) и подсчитать вероятностным методом ожидаемые запасы УВ. Обосновать месторождения-аналоги, выделить основные нефтегазоперспективные комплексы и группы пластов.
3. В пределах выделенных зон геометризовать перспективные участки НФН для составления долгосрочной программы участия в аукционах.
4. В пределах выделенных перспективных зон проводить ранжирование участков по степени перспективности и их группирование при наличии благоприятных геологических и технико-экономических условий.

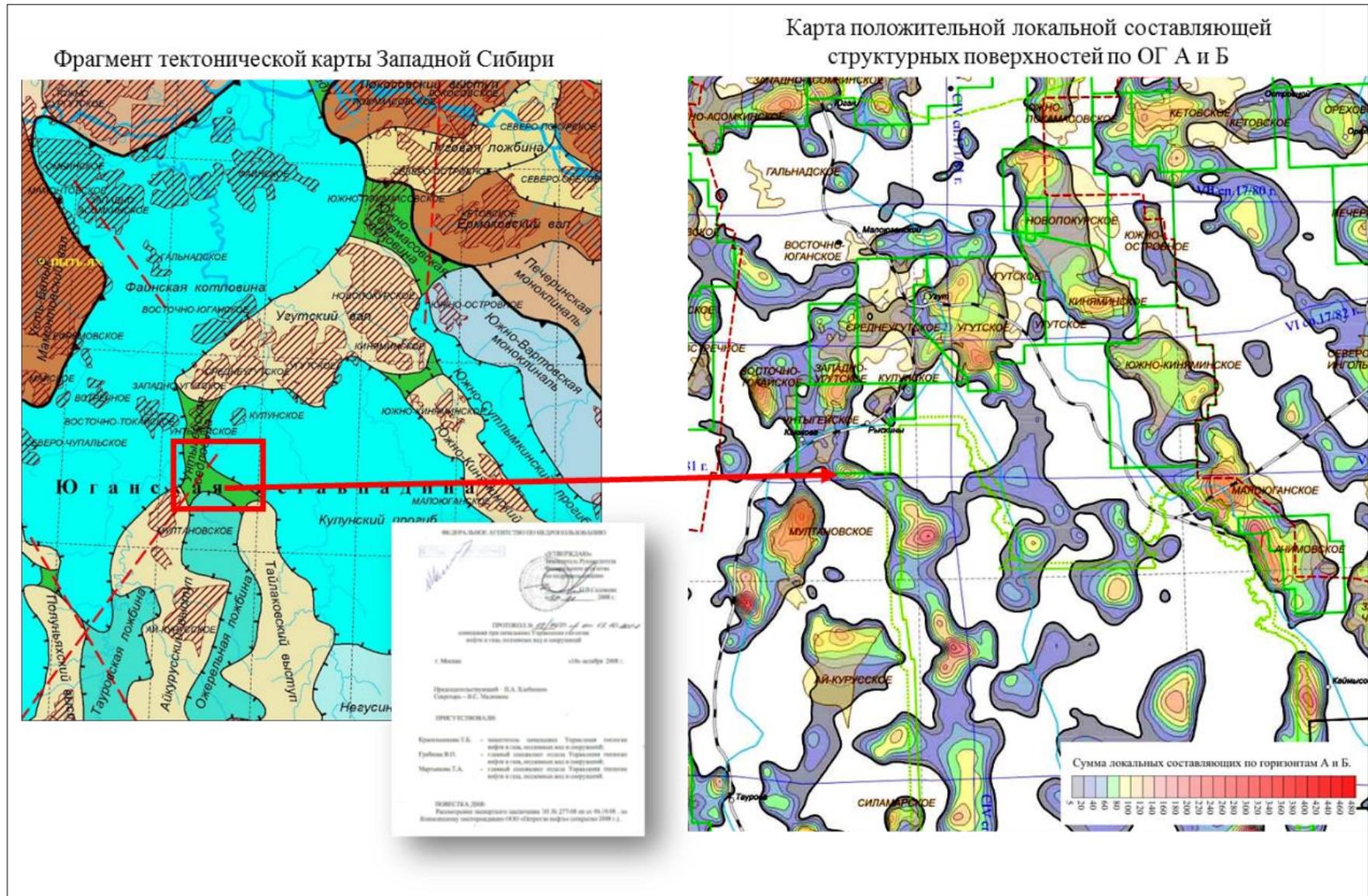


Рисунок 1.17 – Использование локальной составляющей для прогнозирования новых открытий на примере Коимсапского месторождения

5. По каждому участку составить минимально необходимую Программу ГРР.

6. Рекомендовать наиболее перспективные участки для выполнения технико-экономических расчетов (в т. ч. ТЭП).

Основные цели нефтегеологического районирования (горная энциклопедия, геологическая энциклопедия): выделение нефтегазоносных объектов разного ранга, потенциально или возможно нефтегазоносных и бесперспективных для поисков нефти и газа; сравнительная дифференцированная оценка перспектив нефтегазоносности различных частей изучаемых объектов для выбора оптимальных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Отличия и преимущества предлагаемой технологии нефтегазоперспективного районирования территории.

- Современный уровень работы с большими массивами данных позволяет построить grids и работать с ними, практически неограниченные по объему данных.
- Выполнить различные преобразования сеточных данных, направленные на выявление скрытых особенностей геологического строения осадочного чехла.
- Позволяет выполнить структурно-тектоническое и нефтегазогеологическое районирование на новой методической и технологической основе, которое отличается высокой прогнозирующей способностью и позволяет ранжировать территорию по степени перспективности и локализации ресурсов УВ.
- Более корректно подсчитать ресурсы с использованием метода Монте-Карло.
- Составить Программу ГРР (ВМСБ) и определить приоритетные направления и сценарии ее реализации.
- Оценить геологические риски объектов.
- Составить Программу лицензирования крупных участков оценки недр.

Программное обеспечение

В настоящее время компьютерные технологии являются неотъемлемой частью интерпретации геолого-геофизических данных и построения геологических моделей. На разных этапах моделирования и интерпретации необходимо построение 2D-сеточных моделей (структурных карт, общих, эффективных, эффективных нефтенасыщенных толщин, пористости, нефтенасыщенности и т. д.). Одним из основных видов предоставления результатов выполненных работ является набор карт. На рынке отсутствует специализированное программное обеспечение, позволяющее в полном объеме выполнять широкий спектр задач, связанных с технологиями картопостроения (интерполяция, анализ, редактирование, визуализация, печать), прогноза и комплексирования геолого-геофизических данных.

Существующие программные продукты, как правило, занимают другую нишу – сейсмическая интерпретация, построение 3D-геологических моделей, ГИС-системы, подсчет запасов и другие, что проявляется в недостаточном наборе возможностей для построения 2D геолого-геофизических моделей. Многие технологии так или иначе представлены в других программных продуктах, с которыми приходится работать специалистам, зачастую, которые так и не позволяют получить желаемого результата.

Основной задачей программы «IngeosMAP®(iMAP)» [270] является построение цифровых 2D-геологических моделей, где представлены качественно новые возможности редактирования (в том числе локального, с привлечением точечных объектов, полигонов и линий как для пликативных, так и для дизъюнктивных поверхностей) и анализа данных, которые предоставляют современные средства программирования, сформирован удобный и интуитивно понятный пользователю интерфейс, создан большой потенциал для дальнейшего наращивания широкого круга задач, входящих в компетенцию специалистов: геологов, интерпретаторов, специалистов по геологическому моделированию, специалистов по подсчету запасов (Рис. 1.18-1.19).

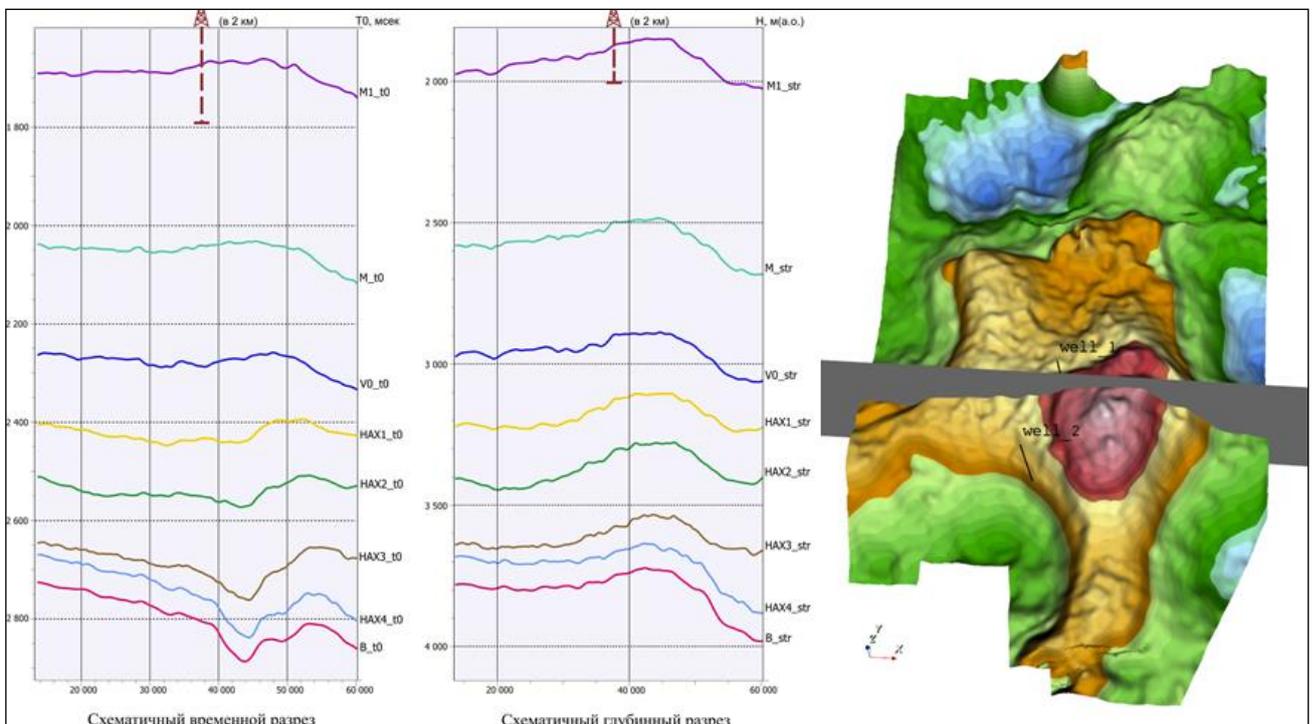


Рисунок 1.18 – Схематичный временной и глубинный разрез через зону, осложненную скоростной аномалией

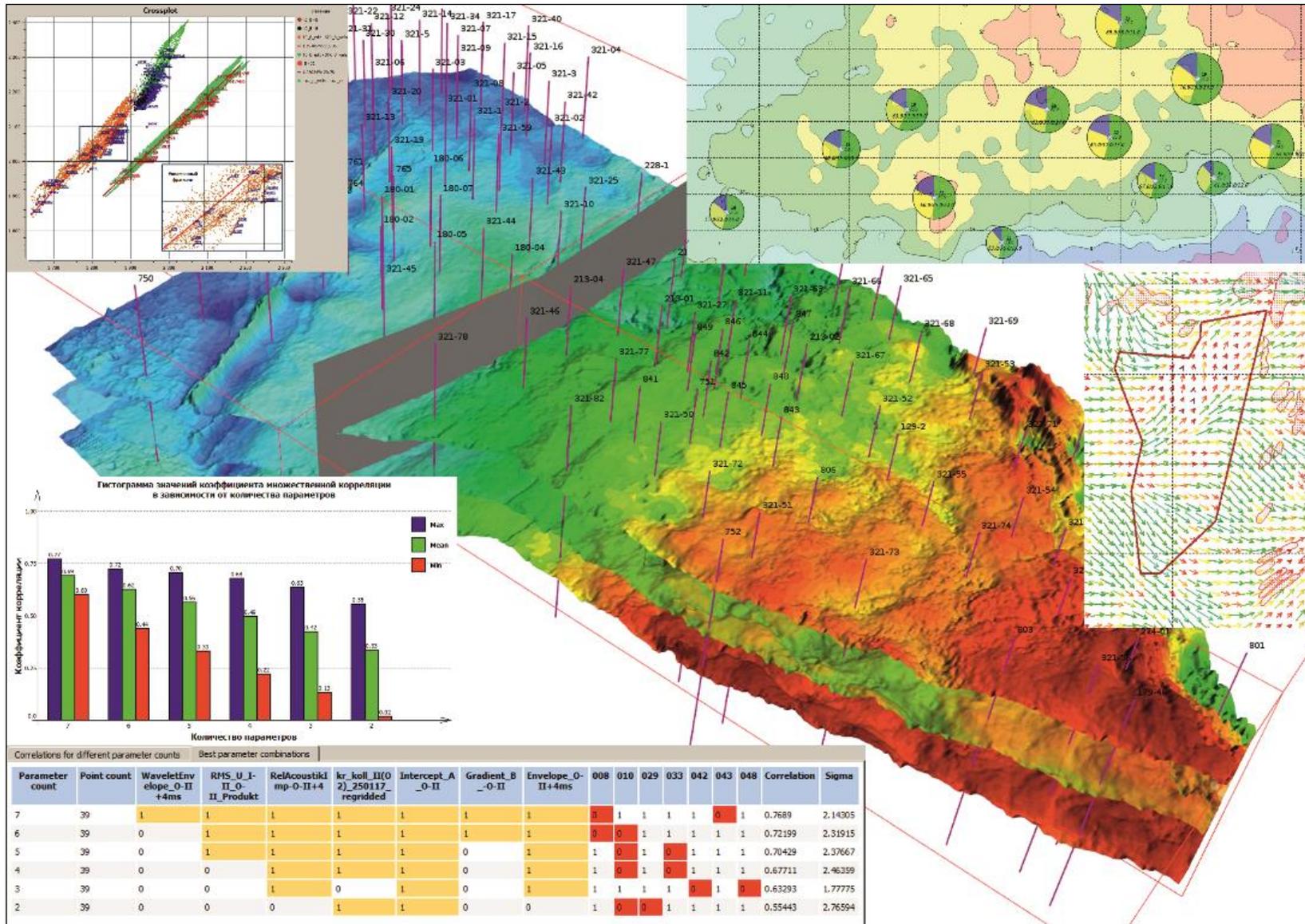


Рисунок 1.19 – Программный комплекс «IngeosMAP®(iMAP)»

Главные преимущества и решаемые задачи ПО «IngeosMAP® (iMAP)»:

- комплексирование данных: классификация с построением матрицы классов, мультилинейная регрессия с автоматической валидацией как эталонов, так и регрессоров;
- полный цикл работ с 2D-моделями: импорт/экспорт, интерполяция, визуализация, анализ, редактирование, экспорт графики и печать, хранение оформленных графических приложений и картинок в проекте;
- стандартные задачи (калькулятор, вычисление площадей и объемов в блоках и т. д.);
- фильтрация исходных данных на этапе интерполяции данных;
- работа с большими массивами данных;
- все счетные процессы и интерактивные процессы редактирования происходят с учетом разломов;
- широкие возможности графической визуализации объектов, в том числе аксонометрия, визуализация данных в виде составных векторных объектов, построение секторных круговых диаграмм;
- распараллеливание счетных процессов;
- гибкие настройки для сглаживания грида (вдоль разломов, линий, контуров; внутри/вне полигонов; в окне, заданном гридом);
- локальное интерактивное редактирование гридов;
- автоматическая посадка на скважины и контура/линии с учетом разломов;
- сшивка/вклейка фрагмента гридов, коррекция зоны сшивки;
- анализ связей грид/грид; скважина/скважина; скважина/грид;
- метод валидации для структурных построений;
- пересчет координат – работа с географическими и прямоугольными координатами;
- расчет инклинометрии и разбивок скважин;
- расчет трансформант потенциальных полей (на тестировании);
- автоматическое построение изобахического/изохорического треугольников (в разработке).

В программе «IngeosMAP®» используются открытые кроссплатформенные библиотеки Qt, Qwt, OpenCV, VTK. Кроссплатформенность позволяет разрабатывать и запускать программу в системах Windows и Linux.

Геолого-экономическая оценка инвестиционной привлекательности

Экономический эффект достигается за счет снижения бюджетных затрат при следующих видах работ:

- воспроизводстве минерально-сырьевой базы;
- реализации оптимальной схемы планирования и производства ГРР;
- вовлечение новых территорий в промышленное освоение;
- включение участков недр в государственную схему недропользования;
- повышение роли и активности частных компаний при освоении недр.

1.5. Принципы и методика работы программ «Классификация» и «Таксономия»

Математические методы обработки информации широко используются при изучении особенностей строения и истории формирования терригенных и карбонатных коллекторов. Широкое применение получили методы анализа:

1. безэталонная классификация – районирование территории на однородные по своим геолого-геофизическим свойствам зоны, при отсутствии информации о целевых объектах.
2. классификация с обучением (распознавание образов) – выделение участков среды, сходных по своим геолого-геофизическим характеристикам с эталонными объектами.

Широкий круг геологических задач может быть решен с использованием методов безэталонной многомерной классификации, представленными программами «Классификация» и «Таксономия».

В качестве исходных данных могут быть использованы в зависимости от постановки задачи: кинематический или динамический набор признаков. По результатам работы программ удастся выделить области со сходной историей осадконакопления, а также создать основу для тектонического районирования.

Обе эти программы реализуют разбиение изучаемой площади на области, однородные по своему проявлению в геолого-геофизических полях, однако в них используются принципиально разные алгоритмы. Ниже приводится краткое описание алгоритмов, реализованных в этих программах.

«Классификация» относится к семейству параметрических агломеративных методов кластеризации, основанных на выявлении в многомерном признаковом пространстве наиболее характерных точек, интерпретируемых как центры классов, с последующим распределением экзаменуемых точек между классами. Для агломеративного подхода изначально элементы, подлежащие классификации, рассматриваются как обособленные. Задача состоит в том, чтобы

объединить их в группы таким образом, чтобы различия внутри групп были минимальными, а между группами – максимальными (Рис. 1.20).

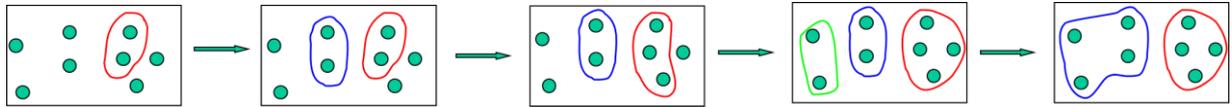


Рисунок 1.20 – Принцип агломеративного метода типизации признаков

В результате, каждый класс представляет собой гиперсферу в многомерном признаковом пространстве, определяемом исходными картами-атрибутами. Степень рассеяния элементов каждого класса вокруг его центра характеризуется радиусом гиперсфер. Критерием отнесения экзаменуемой точки к тому или иному классу служит евклидово расстояние от этой точки до центра классов в многомерном признаковом пространстве. Точка относится к наиболее близкому к ней классу, при условии, что она попадает внутрь ограничивающей его гиперсферы. По мере увеличения объема класса, за счет включения в него новых точек, положение его центра пересчитываются. Изменение величины радиуса гиперсфер позволяет управлять количеством получаемых при разбиении классов. В силу параметрического принципа построения классов, становится возможным оценить степень близости точек площади к каждому из классов, т. е. построить карты принадлежности к классам.

Постановка задачи «Классификации»:

- X – множество объектов,
- Y – множество номеров классов,
- $R(x, x')$ – функция расстояния между объектами. Используется стандартное Евклидово расстояние, то есть квадратный корень из суммы квадратов расстояний по каждому признаку.

- Требуется разбить выборку на непересекающиеся подмножества, называемые классами так, чтобы каждый класс состоял из объектов, близких по метрике R , а объекты разных классов существенно отличались.

Признаковое пространство «Классификации»:

- каждая точка профиля (куба) имеет свое представление в признаковом пространстве;
- классификация проводится в признаковом пространстве;
- как правило, признаковое пространство сейсмических данных включает в себя широкий набор кинематических и динамических атрибутов.

Результатом работы программы «Классификация» является.

1. Карта, разрез или куб классификации. Точки, принадлежащие одному классу, образуют в многомерном признаковом пространстве геофизических полей-атрибутов, выбранных в качестве входных данных, компактные области. Точки, принадлежащие одному классу, не обязательно образуют пространственно-связные области. Поскольку принадлежность анализируемых точек пространства к тому или иному классу определяется расстоянием между этой точкой и центрами классов, то для каждой точки можно вычислить расстояние до центров всех классов.

2. Для каждого класса формируется карта (разрез, куб) вероятности принадлежности изучаемых точек к этому классу. На этих картах показано, насколько далеко каждая из точек отстоит от центра соответствующего класса.

Достоинства «Классификации».

1. Точки, попавшие в один и тот же класс, действительно близки заданным параметрам,
2. Позволяет проводить глубокий анализ и интерпретацию даже при отсутствии скважин на разных этапах ГРП.

Классификация позволяет разделить волновое поле на области с близкими динамическими характеристиками, распознает в многомерном признаковом пространстве однородные области, преобразуя, таким образом, сейсмическое пространство в пространство дискретных сейсмических классов.

Результаты, полученные при выполнении классификации, являются хорошими индикаторами для изучения латеральной неоднородности толщи, пласта или группы пластов, наличия вертикальной деструкции и тектонических нарушений, в т. ч. внутрiformационных (Рис. 1.21). Является хорошим поисковым признаком для выявления аномальных объектов или сейсмических артефактов, проявляющихся в волновом поле, которые могут быть связаны с наличием залежей УВ (Рис. 1.22).

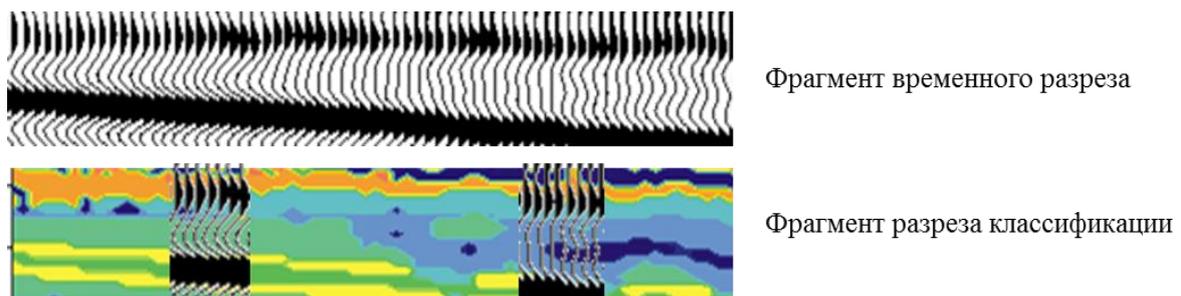


Рисунок 1.21 – Пример разреза безэталонной классификации

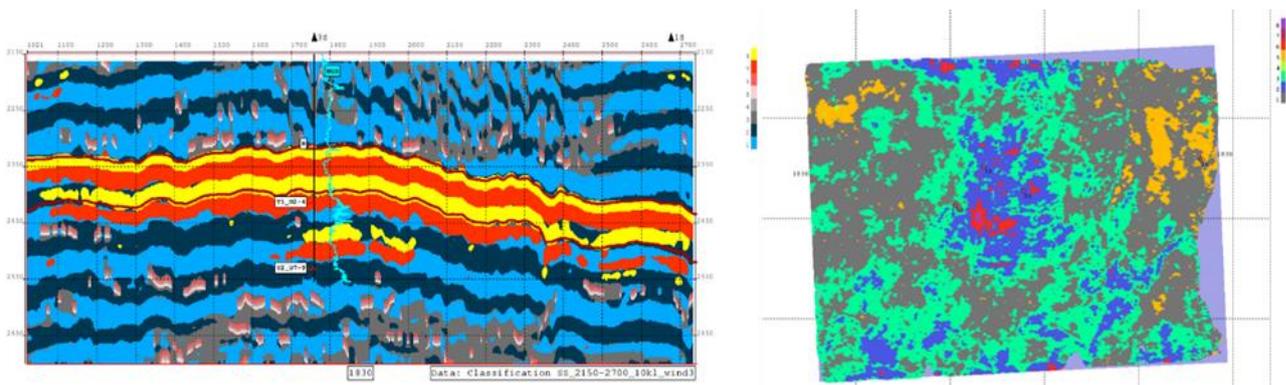


Рисунок 1.22 – Сейсмические классы, отождествляемые с залежью УВ на примере одного из месторождений севера Западной Сибири

Неоднозначность «Классификации»:

- не существует единого и однозначно наилучшего критерия качества «Классификации»;
- число классов неизвестно и устанавливается в соответствии с некоторым субъективным критерием;
- результат «Классификации» существенно зависит от метрики, выбор которой субъективен.

«Таксономия» (или кластеризация) относится к семейству безэталонных классификационных методов и базируется на непараметрическом алгоритме, предполагающем, что изучаемые объекты образуют в многомерном пространстве атрибутов набор связанных областей, со сколь угодно сложным распределением значений атрибутов внутри каждой области. Задача таксономии состоит в том, чтобы реконструировать эти связанные области и определить принадлежность к ним точки изучаемой площади. Программа «Таксономия» позволяет разделить изучаемую площадь на однородные по нескольким признакам участки (таксоны или кластеры). При этом никакая дополнительная информация, кроме карт признаков, по которым проводится классификация, не требуется. Точки площади, попадающие в один таксон, считаются похожими между собой по набору используемых признаков, точки, принадлежащие разным таксонам, – различаются по этим же признакам.

В программе реализован последовательно-итерационный дивизимный алгоритм, т. е. сначала производится разбиение на 2 таксона, затем менее однородный из них делится еще на 2 класса и т. д., до тех пор, пока не будет получено заданное число классов (Рис. 1.23).

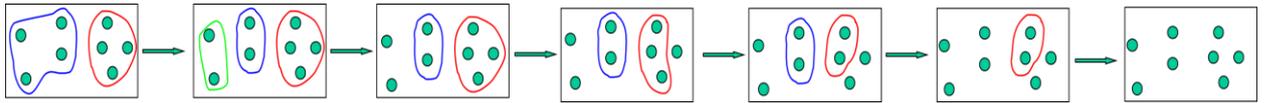


Рисунок 1.23 – Принцип дивизимного метода типизации признаков

На каждом этапе разбиения получается карта с числом таксонов на единицу больше, чем на предыдущем этапе. Эти карты различаются только тем, что один из таксонов распадается на две части, а все остальные таксоны остаются неизменными. На Рисунке 1.24 приведена иллюстрация деления на 3 таксона.

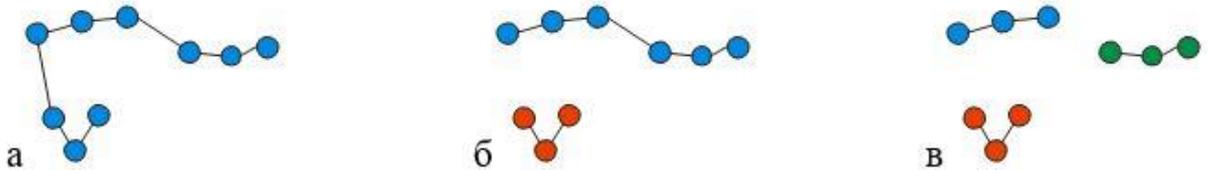


Рисунок 1.24 – Принцип «Таксономии» (а – исходное состояние, б – деление на 2 таксона, в – деление на 3 таксона)

Линиями показан минимальный граф, связывающий исходные точки между собой (Рис. 1.24а). Сначала происходит разделение на 2 таксона – синий и красный, по максимальному ребру графа (Рис. 1.24б). Затем, по максимальному из оставшихся ребер графа, синий таксон делится на 2 части – синий и зеленый. Красный таксон при этом остается без изменений (Рис. 1.24в).

Критерий сходства, определяющий степень различимости между таксонами, учитывает:

- среднее расстояние между объектами в таксоне;
- среднее расстояние между таксонами;
- локальную однородность таксонов;
- равномерность распределения точек между таксонами.

Результатом работы программы является набор карт разбиения площади на таксоны, с числом таксонов от 2 до максимального, заданного пользователем.

Точки площади, принадлежащие одному таксону, образуют связные области в пространстве геофизических полей-индикаторов, выбранных в качестве входных данных. При этом точки, принадлежащие одному таксону, не обязательно образуют пространственно-связные

области. Для усиления связи пространственно близких точек, к исходным признакам могут быть добавлены координаты экзаменуемых точек.

Характер связи между таксонами отображается на дендрограмме классификации, отражающей последовательность выделения таксонов. Число уровней дендрограммы равно числу таксонов. Степень надежности разделения на каждом уровне характеризуется величиной степени различимости таксонов – Discrimination Degree (DD). Эта характеристика может принимать как положительные, так и отрицательные значения. При значениях DD меньше 0, можно считать, что в исходном многомерном пространстве таксоны неразличимы между собой. Если степень различимости больше 0,5, то таксоны считаются хорошо различимыми.

Важно отметить, чтобы избежать возникновения ложных классов, вызванных флуктуациями исходных признаков, можно предварительно провести параметрическую «Классификацию» и проводить «Таксономию» не исходных точек, а полученных классов. Это позволяет игнорировать случайные изменения признаков, не несущие при данной постановке задачи полезной информации, а являющиеся, по сути, шумом.

Программа «Таксономия» позволяет выполнить нефтегеологическое и нефтеперспективное районирование территории (Рис. 1.25-1.26). Районирование территории по основным структурно-тектоническим элементам является эффективным средством получения новых знаний о региональных закономерностях строения территории, в т. ч. в «старых» нефтедобывающих регионах. Программа «Таксономия» наилучшим образом подходит для решения задачи структурно-тектонического районирования территории, как показано на Рисунке 1.27.

В отличие от «Классификации» классы, полученные в результате «Таксономии», не могут быть компактными, т. е., точки, входящие в один класс, необязательно группируются вокруг его центра. Они образуют связную цепочку, в которой соседние точки близки, но расстояние между крайними точками может быть достаточно велико. Так как разделение на классы происходит последовательно, то процесс деления представляется в виде иерархического дерева.

Теоретически агломеративный и дивизимный методы должны сходиться между собой, т. е. при заданном конечном числе классов будут получены одинаковые результаты. Однако каждый из методов позволяет получать дополнительную информацию, доступную только при таком подходе. Кроме того, существенное влияние на результат оказывают критерии сходства, по которым оценивается близость отдельных элементов и классов между собой. Даже при применении алгоритма одного типа, но с использованием различных критериев сходства, можно получить существенно различающиеся результаты. Поэтому в анализ

необходимо включать алгоритмы, реализующие и агломеративный, и дивизимный методы анализа данных.

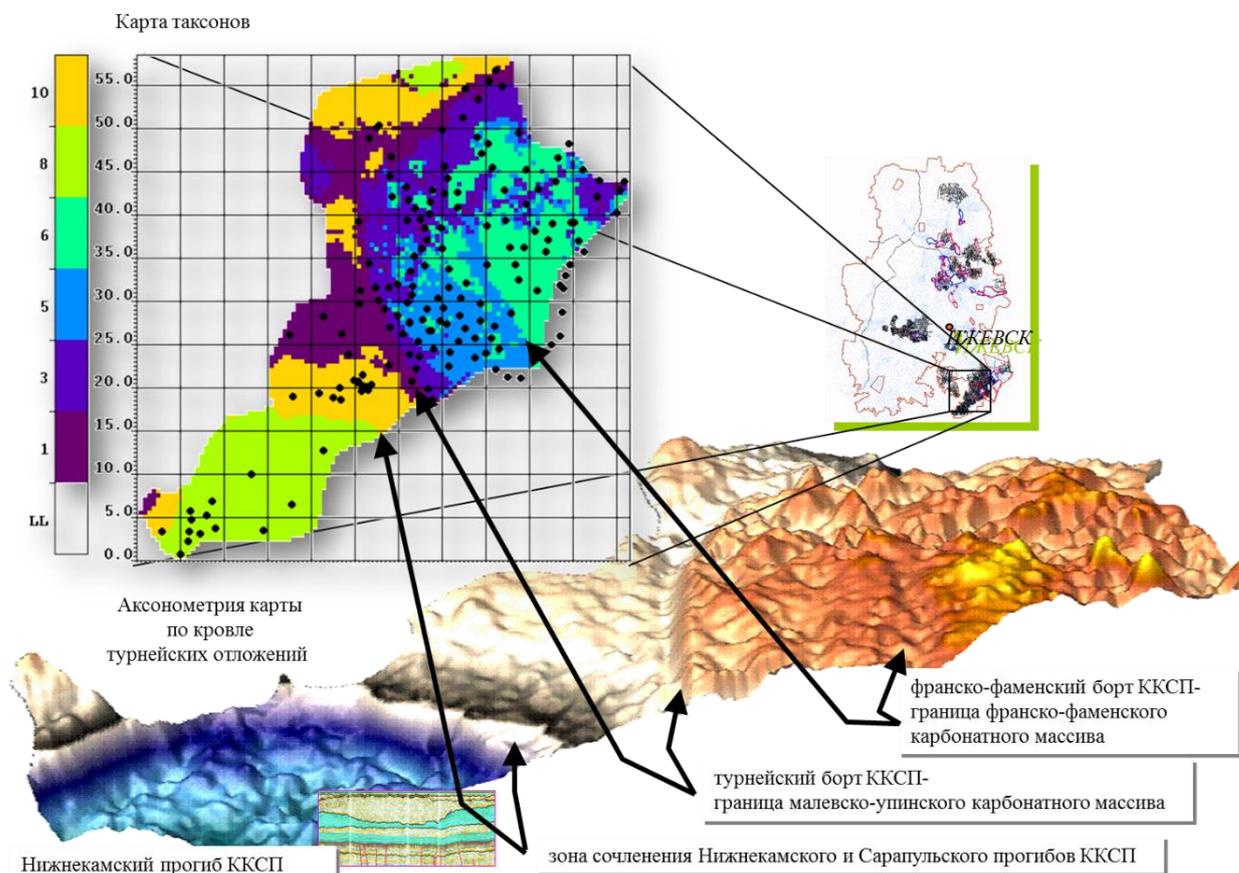


Рисунок 1.25 – Структурно-тектоническое районирование территории Арланского НГР республики Удмуртия

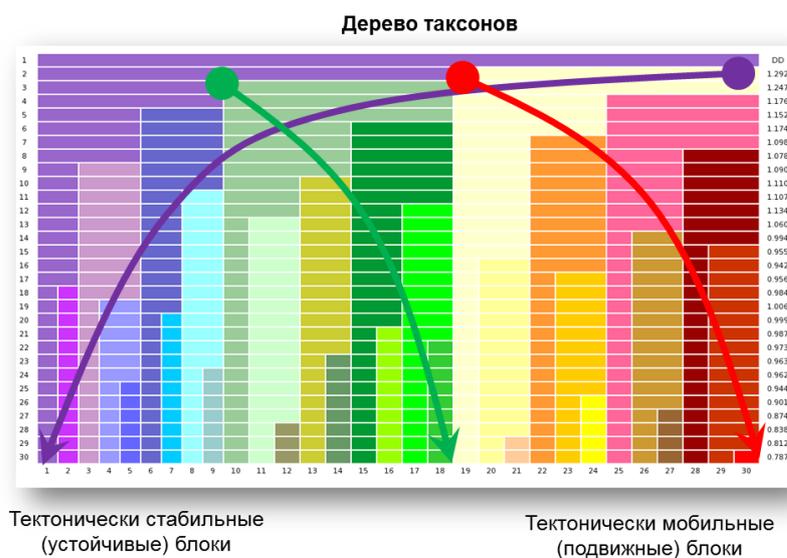


Рисунок 1.26 – Уточнение структурно-тектонического районирования по программе «Таксономия»

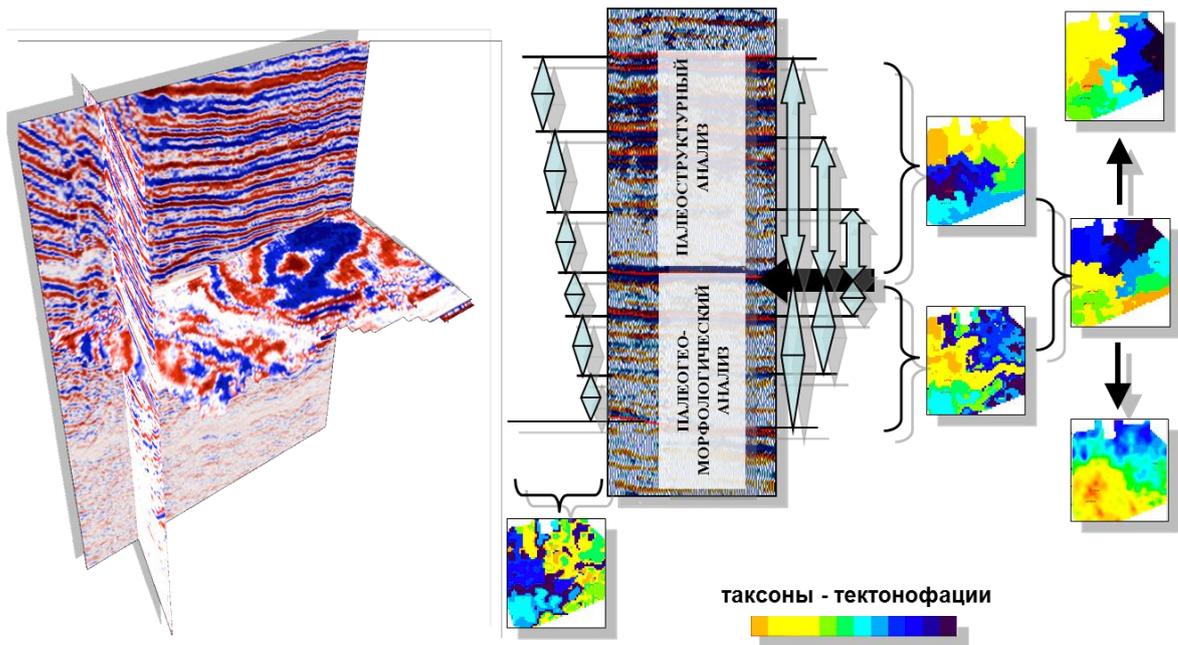


Рисунок 1.27 – Общая схема работы программы «Таксономия» для структурно-тектонического районирования территории

Продемонстрируем сопоставление выразительности выделения методами классификации и таксономии русловых тел в интервале отложений тюменской свиты на примере одного из месторождений в ХМАО-Югре (Рис. 1.28, 1.29).

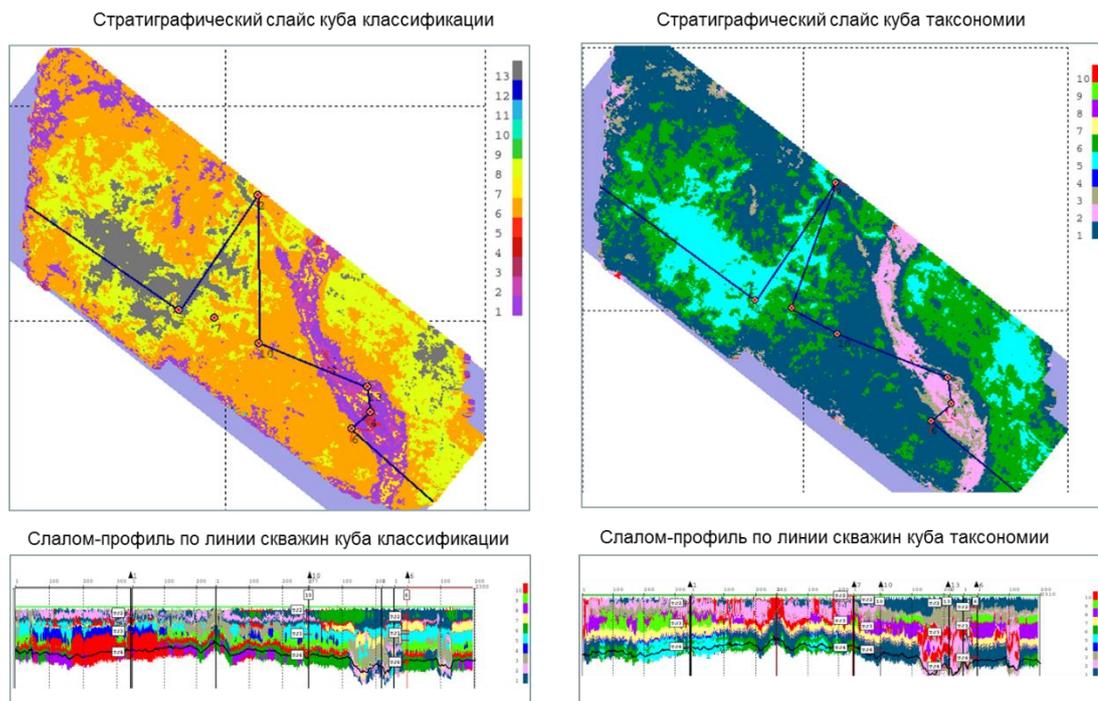
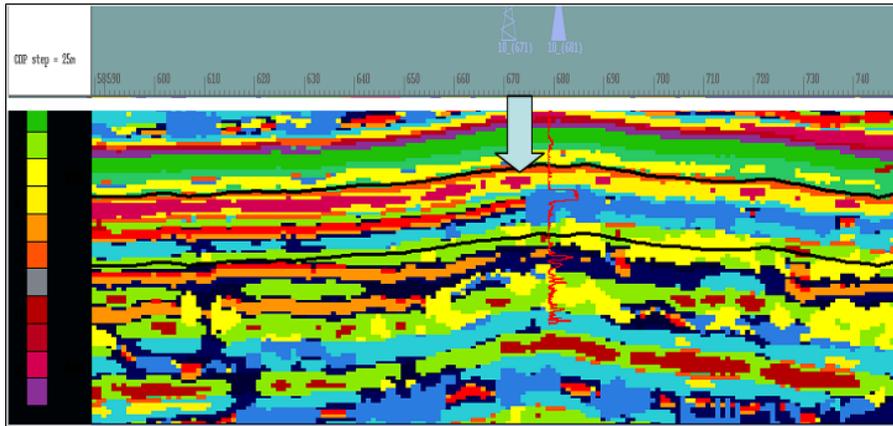
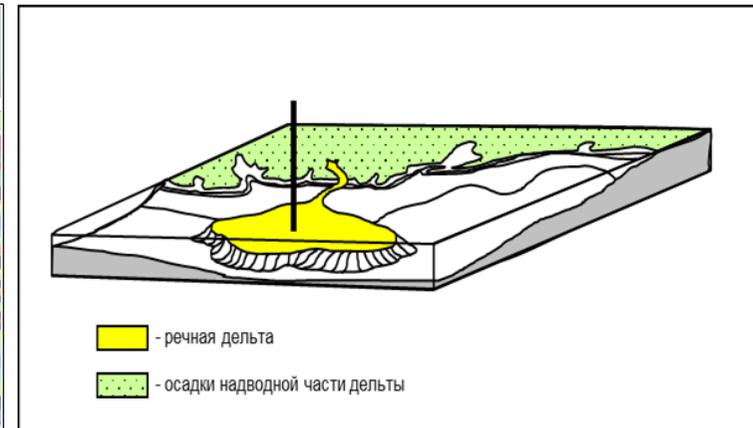


Рисунок 1.28 – Сопоставление выразительности выделения методами «Классификации» и «Таксономии» русловых тел в интервале отложений тюменской свиты

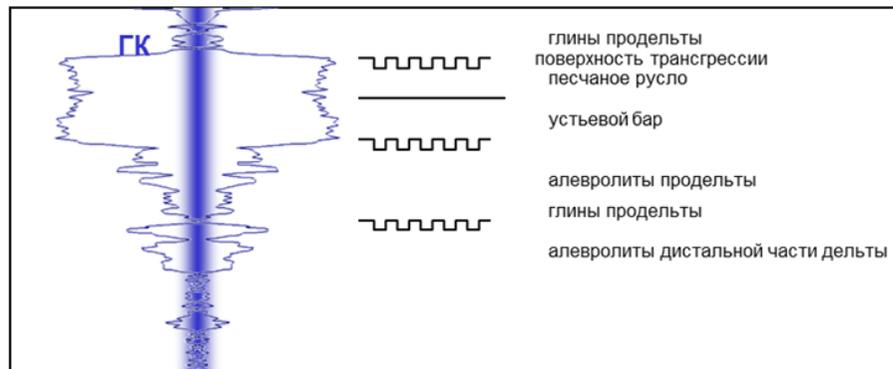
Разрез классификации



Пространственная модель дельты



Электрофациальная характеристика



Модель строения дельты речного типа

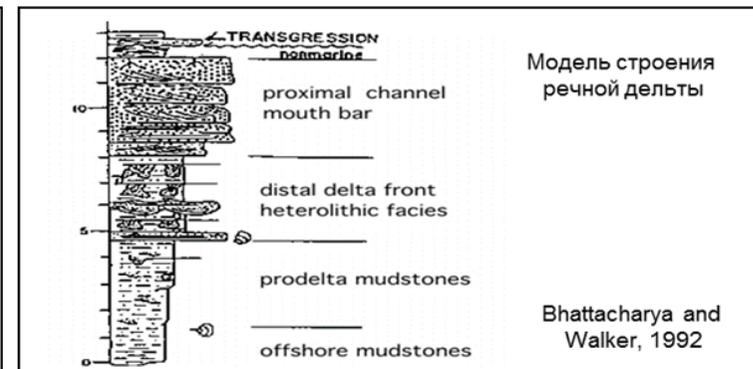


Рисунок 1.29 – Обоснование линии замещения пласта васюганской свиты верхней юры по разрезам классификации

Для аномальных разрезов баженовской свиты (АРБ) пример классификации приведен на Рисунке 1.30.

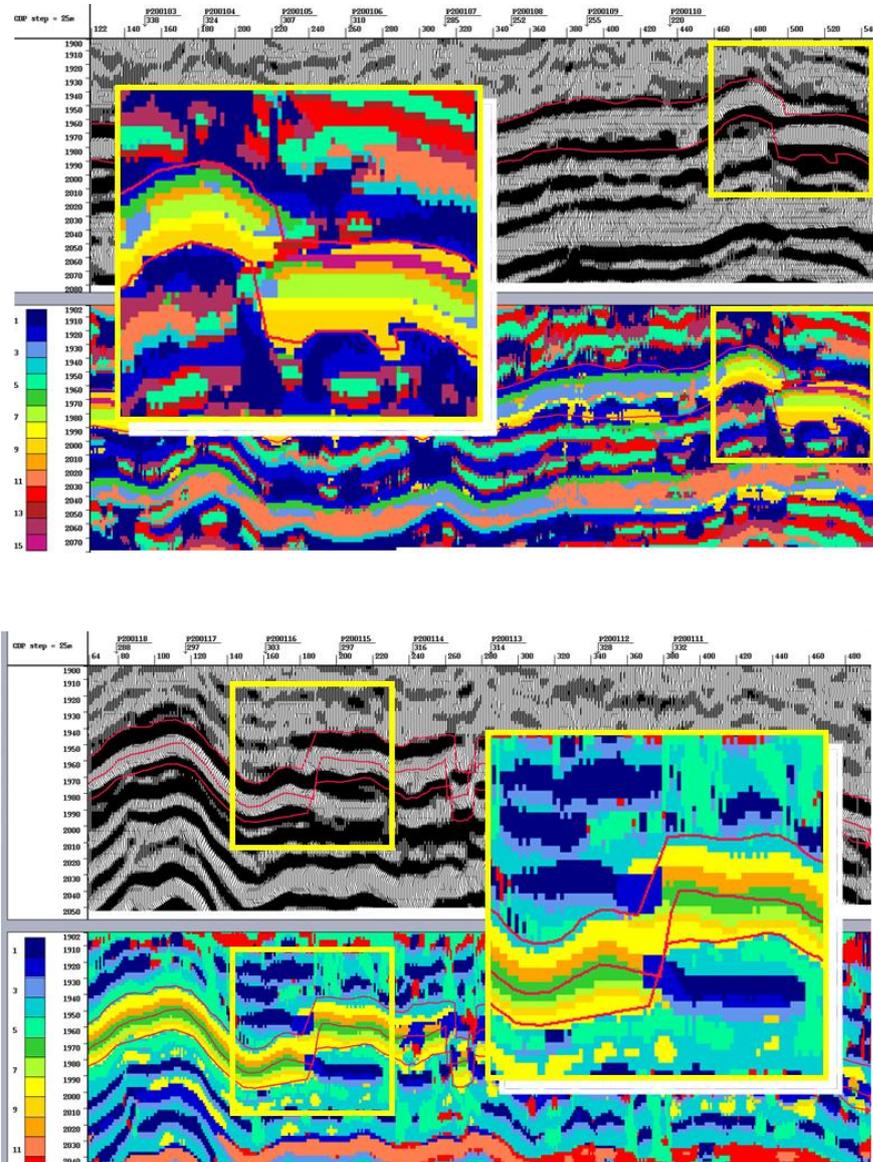


Рисунок 1.30 – Примеры использования безэталонной классификации в интервале сложнопостроенных «аномальных» разрезов баженовской свиты Западной Сибири

В данном случае предпочтительнее отдать варианту модели, полученной методом «Классификации», благодаря большей разрешенности и детальности пространственных границ классов, хорошо отождествляемых с сейсмofациями отложений продуктивной толщи верхней части тюменской свиты.

Формально, районирование может проводиться по любым геолого-геофизическим признакам. Однако задача исследователя отобрать те из них, которые предположительно

отражают целевые свойства среды. Использование неинформативных признаков вносит помехи и может привести к искажению реальной картины. Косвенную оценку информативности признака можно получить, проанализировав его распределение в различных классах. Статистические характеристики классов отображаются в виде таблицы. Для каждого из классов приводится его мощность (в абсолютных и относительных единицах), а также пределы изменения и средние значения всех атрибутов в пределах класса.

Пример работы программы безэталонной «Классификации» показан на Рисунке 1.32.

С использованием сейсмических классов как в модификации 2D, так и 3D, можно решать широкий класс задач в области нефтегазовой геологии и изучения свойств резервуара (Рис. 1.31, 1.33).

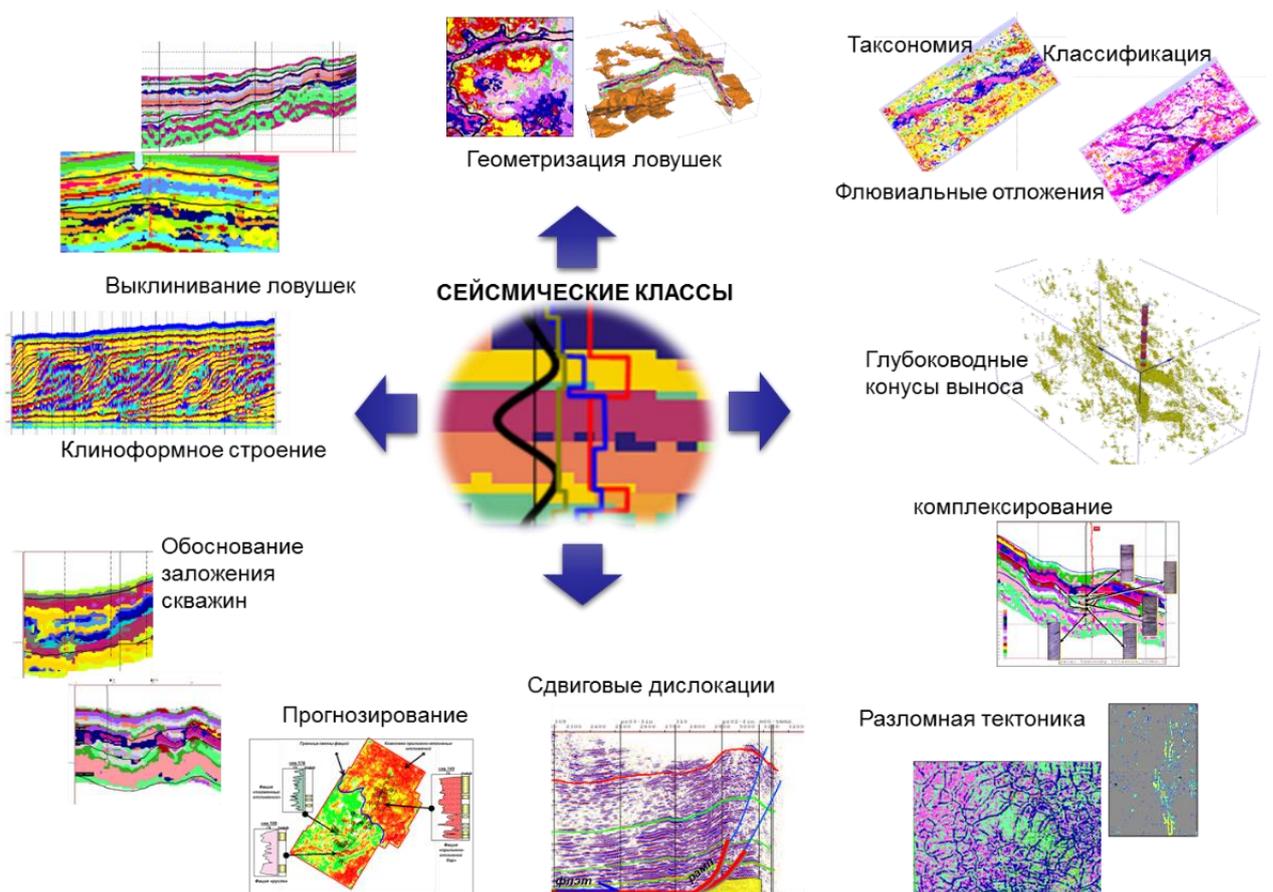
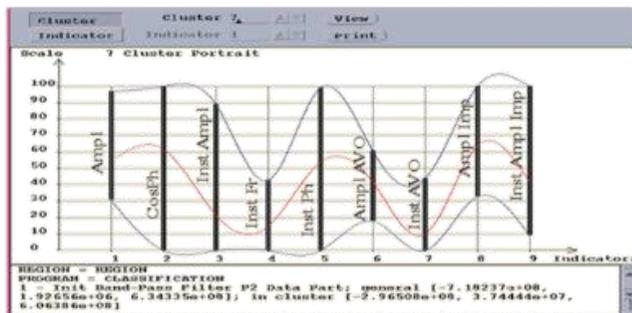
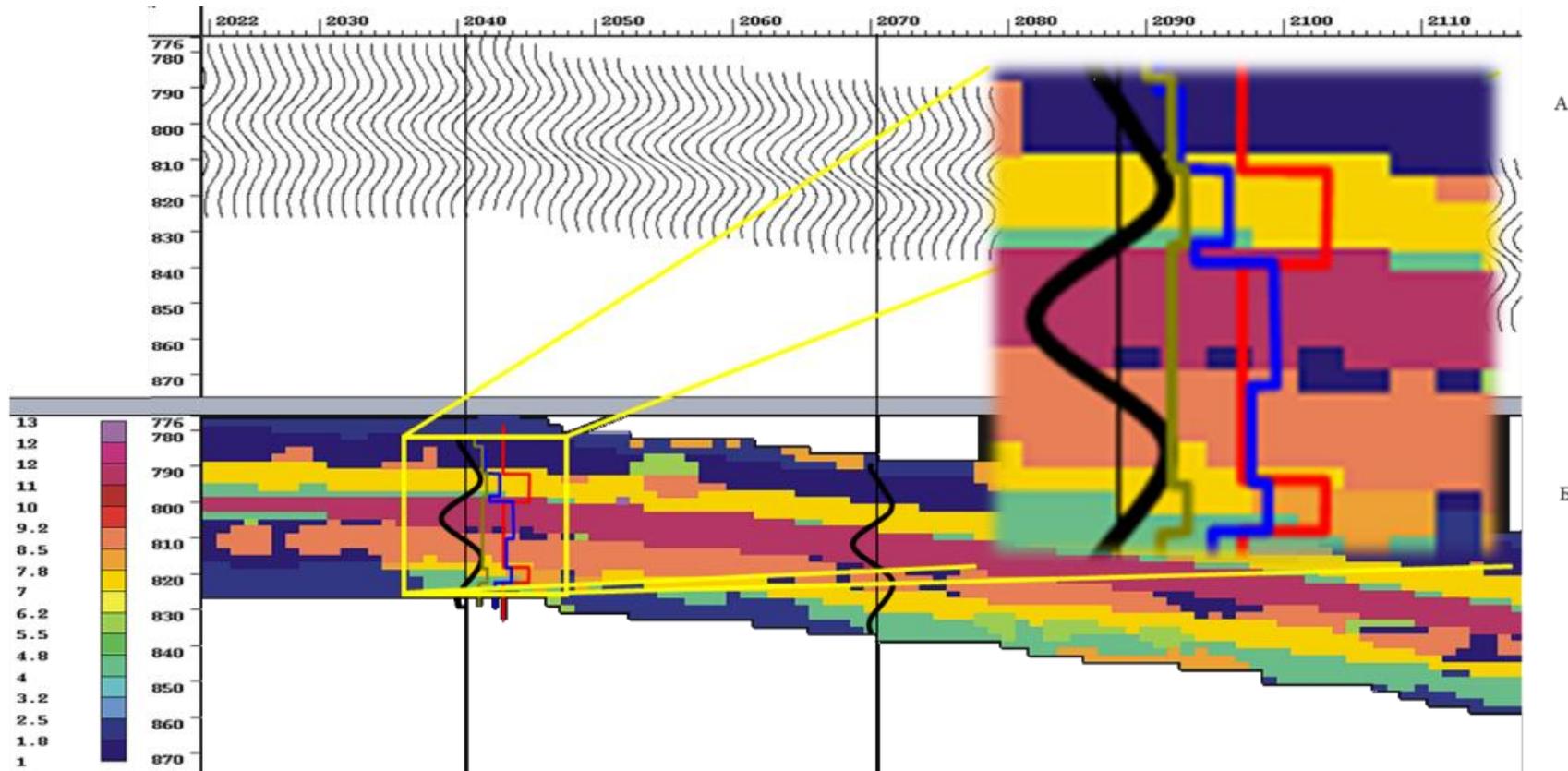


Рисунок 1.31 – Решение геологических задач по технологии безэталонной классификации. Терригенные породы



В

- кривая индикатора мгновенных амплитуд;
- кривая индикатора мгновенных частот
- кривая индикатора импеданса.

А- фрагмент исходного разреза в окне 50 мс в кровле озеринской свиты;
 Б- результат классификации волнового поля в этом окне;
 В- портрет кластера 7, который по своим характеристикам может быть приурочен к перспективным отложениям.

Рисунок 1.32 – Результат работы программы «Классификации» на примере сейсмического профиля 2D

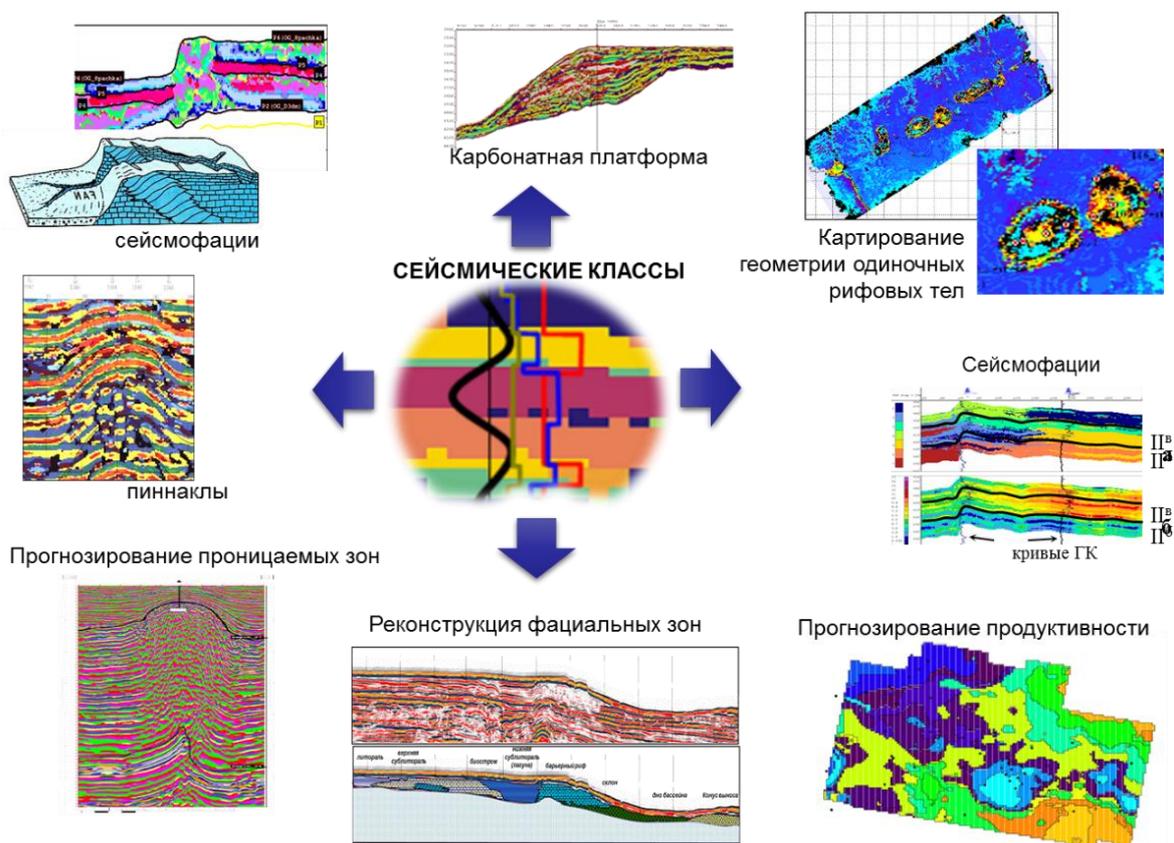


Рисунок 1.33 – Решение геологических задач по технологии безэталонной классификации. Карбонатные породы

Сейсмофациальное районирование и анализ портрета классов

Существенным и очевидным недостатком большинства существующих типов классификаций является невозможность ответить на вопрос: чем отличается один класс от другого и какое геологическое содержание имеет тот или иной класс. В отсутствии скважин ответить на поставленный вопрос позволяет геологическая интерпретация карт сейсмических классов, основанная на предположении о соответствии сейсмических классов сейсмофациям и литотипам пород. Специальная программа *portrait* (портрет) позволяет автоматически рассчитывать и визуализировать присущий каждому классу диапазон изменения атрибутов (Рис. 1.34).

Анализ портретов позволяет при минимуме априорной информации предполагать изучение свойств классов и выделить сейсмофации по результатам объемной классификации, передать для построения трехмерной геологической модели и выделить сейсмофации, отождествляемый с изучаемым комплексом пород. Анализ портретов позволяет анализировать целесообразность выделения того или иного количества классов.

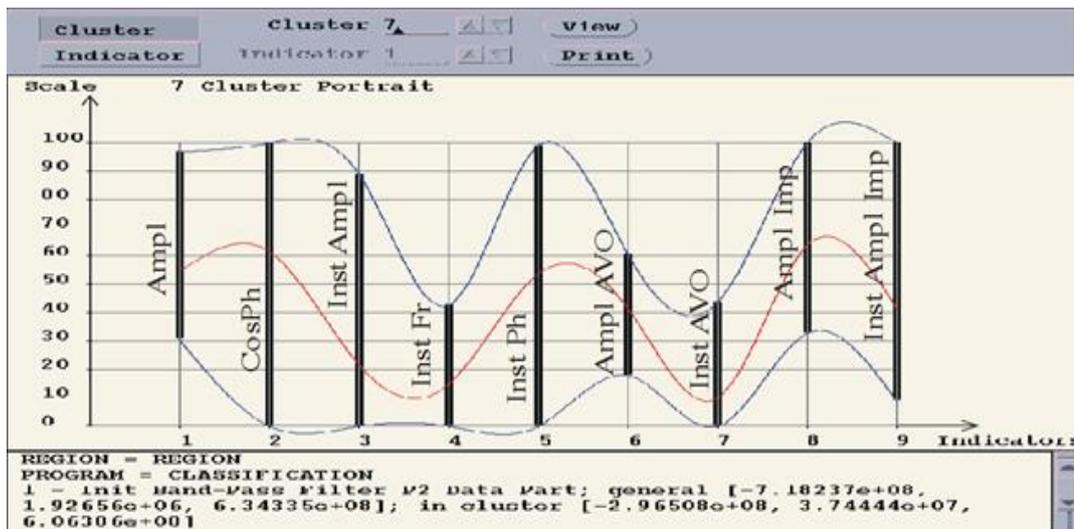


Рисунок 1.34 – Портрет кластера (пакет ReView)

Результатами сейсмофациального анализа являются: при двухмерной классификации – карты сейсмофаций, портреты классов; при объемной классификации – куб сейсмофаций, стратиграфические срезы, вертикальные срезы, портреты классов.

Применение сейсмофациального анализа

Основной задачей сейсмофациального анализа является сейсмофациальное районирование изучаемых отложений в соответствии с принятой моделью седиментации [153 С. 141-143].

В практике работы используются следующие модели классификаций: неконтролируемая, контролируемая, иерархическая.

Наиболее часто в практике работы встречается т. н. неконтролируемая классификация сейсмического куба по форме сейсмической волны, реализованная в пакете «Stratimagic» (CGG).

Пример построения трехмерной геологической модели сложнопостроенного верхнедевонского рифа [289] на основе применения программ «Таксономия» и «Классификация» демонстрирует возможность изучения внутреннего строения рифовых тел по результатам сейсмической классификации. Для детального расчленения использовались кубы, полученные с применением программ «Таксономия» и «Классификация», в которых классы и таксоны в наибольшей степени соответствуют понятию «сейсмофация». Анализ пространственного распространения этих сейсмофаций позволил определить генезис рифов как трансгрессивных рифогенных образований.

«Классификация» позволяет подчеркнуть фациальную изменчивость и оконтурить тела с крутопадающими границами. При переходе к 3D-моделированию с помощью куба

классификации (построенного по алгоритму таксономии) удалось решить проблему корректной интерполяции в межскважинном пространстве (Рис. 1.35).

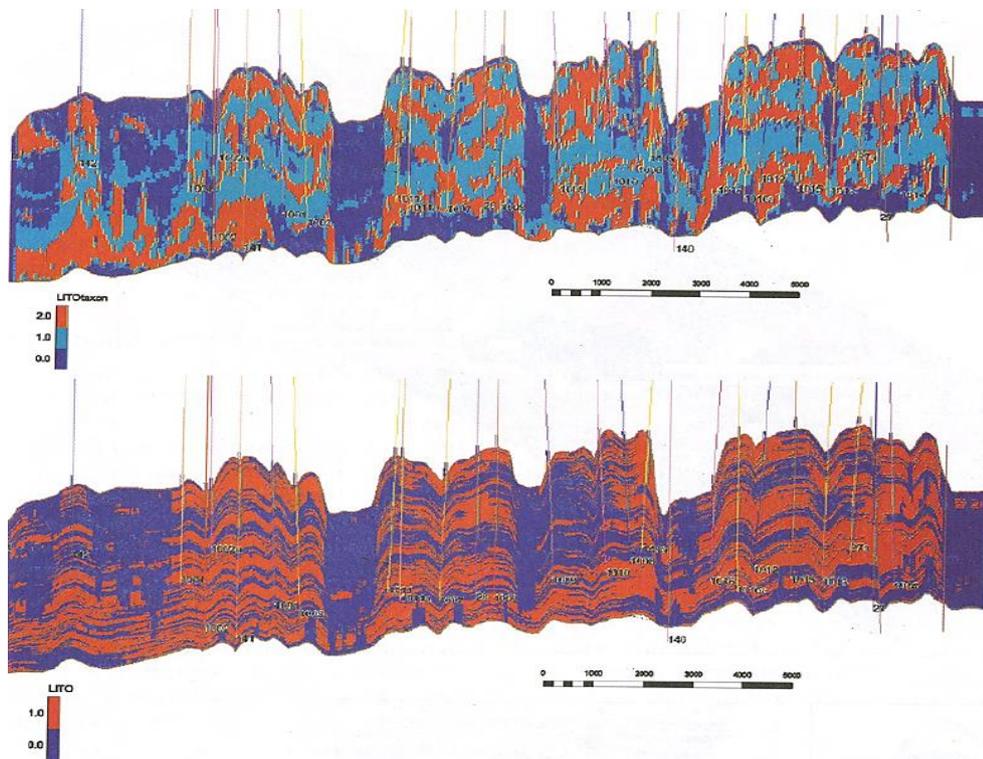


Рисунок 1.35 – Куб таксономии (вверху) использовался в качестве фильтра для куба литотипов, полученного интерполяцией между скважинами. Благодаря этому в трехмерной модели удалось корректно учесть непроницаемые межрифовые фации, не вскрытые скважинами (внизу). Модель построена в системе ROXAR

Анализ слайсов куба классификации обеспечил построение литолого-фациальной модели (Рис. 1.36), которая в дальнейшем была согласована с результатами работы добывающих скважин и легла в основу рекомендаций по дальнейшей доразведке и разработке месторождения.

Возможность изучения внутреннего строения рифовых тел по результатам сейсмической классификации была доказана в ходе анализа и изучения полностью разрушенного пиннакла в Волго-Уральской НГП. Применение программы «Таксономия» позволило выявить ядро рифа (Рис. 1.37), не выделяемое на исходном сейсмическом поле (вверху), и оконтурить его путем классификации интервальных атрибутов (внизу справа). Классификация атрибутов позволила выделить зоны карста в верхней части разреза (внизу слева).

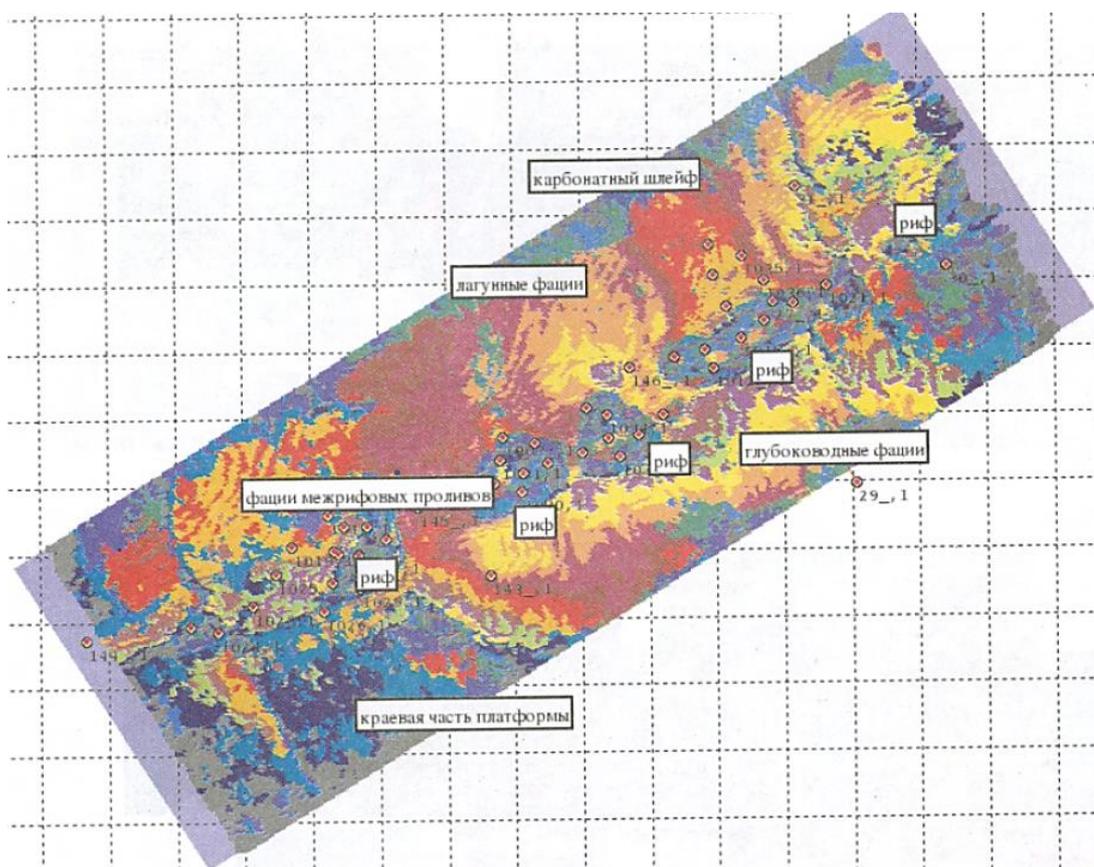


Рисунок 1.36 – Слайс куба классификации с интерпретацией сейсмофаций

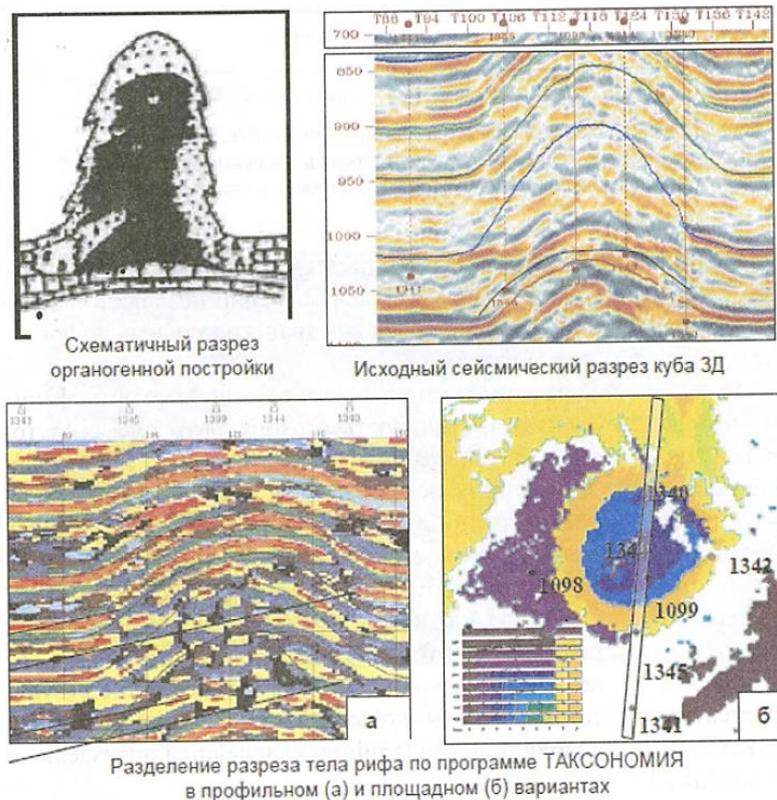


Рисунок 1.37 – Изучение неоднородности внутреннего строения рифогенного тела по данным сейсморазведки и ГИС

Комплексная многоатрибутная классификация

Районирование исследуемой территории по типам нарушенности целевого продуктивного интервала выполнено на основе его многоатрибутной характеристики [153, С. 196].

Разработанные различными компаниями компьютерные технологии позволяют реализовать:

- классификацию атрибутов с использованием нейронных сетей;
- методы нейронных сетей с обучением и оценкой вероятности;
- методы статистической кластеризации;
- метод главных компонент.

В качестве примера рассмотрим возможность автоматического одновременного учета информативных сейсмических атрибутов для картирования распространения высокопродуктивных зон трещинно-карстовых коллекторов, которая реализована в программе безэталонной «Классификации» [65]. В результате «Классификации» удалось выделить классы, соответствующие различной продуктивности скважин, при этом комплексные характеристики этих классов можно рассматривать как сейсмический портрет зональности проницаемости пород. Вероятность принадлежности к выделенному классу равнозначна вероятности наличия в этом месте высокопродуктивных коллекторов (Рис. 1.38).

Использование технологии классификации на этапе интерпретации данных сейсморазведки

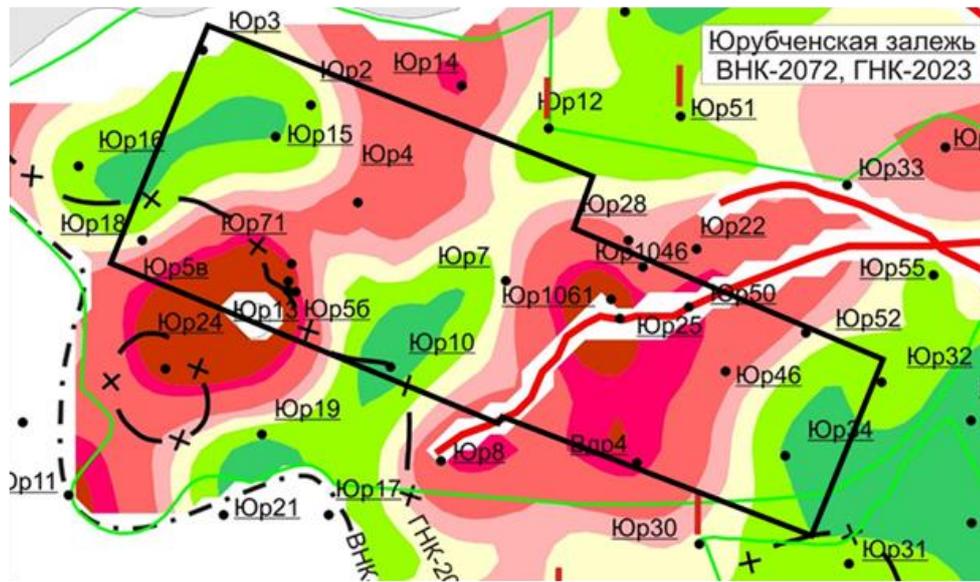
Использование технологии классификации на этапе интерпретации данных сейсморазведки нефтегазопроисковых площадей, где отсутствует глубокое бурение, приведено на Рисунке 1.39.

Мультиатрибутная фильтрация волнового поля по заданному эталону (программа «MD Filter»)

Многомерный фильтр разбивает результаты прогнозов на классы по условию, заданному пользователем. Задаются набор атрибутов или прогнозов петрофизических свойств, число классов и интервал значений входных атрибутов для каждого класса. Используется для районирования площади на области с заданными параметрами входных данных (по эталонам), в том числе с заданными параметрами пористости, для выделения перспективных зон.

Блок-схема задания граничных условий для эталона, фильтрация по заданному эталону по множеству информативных сейсмических атрибутов и пример выделения в разрезе аномалий по заданному эталону представлены на Рисунке 1.40.

Карта проницаемости горизонта Р1-2 (Юрубченский и Терско-Камовский ЛУ)
ООО «РН-КрасноярскНИПинефть», 2009г



Вероятность принадлежности целевого интервала к высокопродуктивному классу по данным сейсморазведки 3D на участке Юрубченского месторождения, 2004г

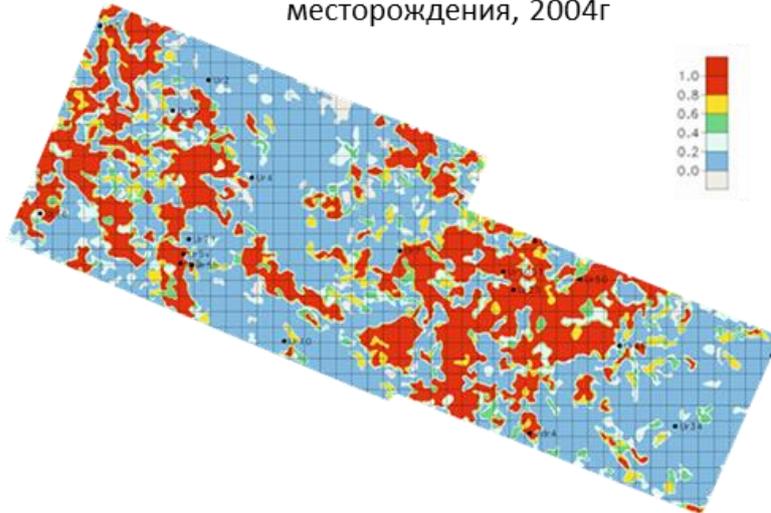


Рисунок 1.38 – Сопоставление построенной карты вероятности принадлежности целевого интервала к высокопродуктивному классу (2004 г.) с картой проницаемости (2009 г.) на участке Юрубченского месторождения

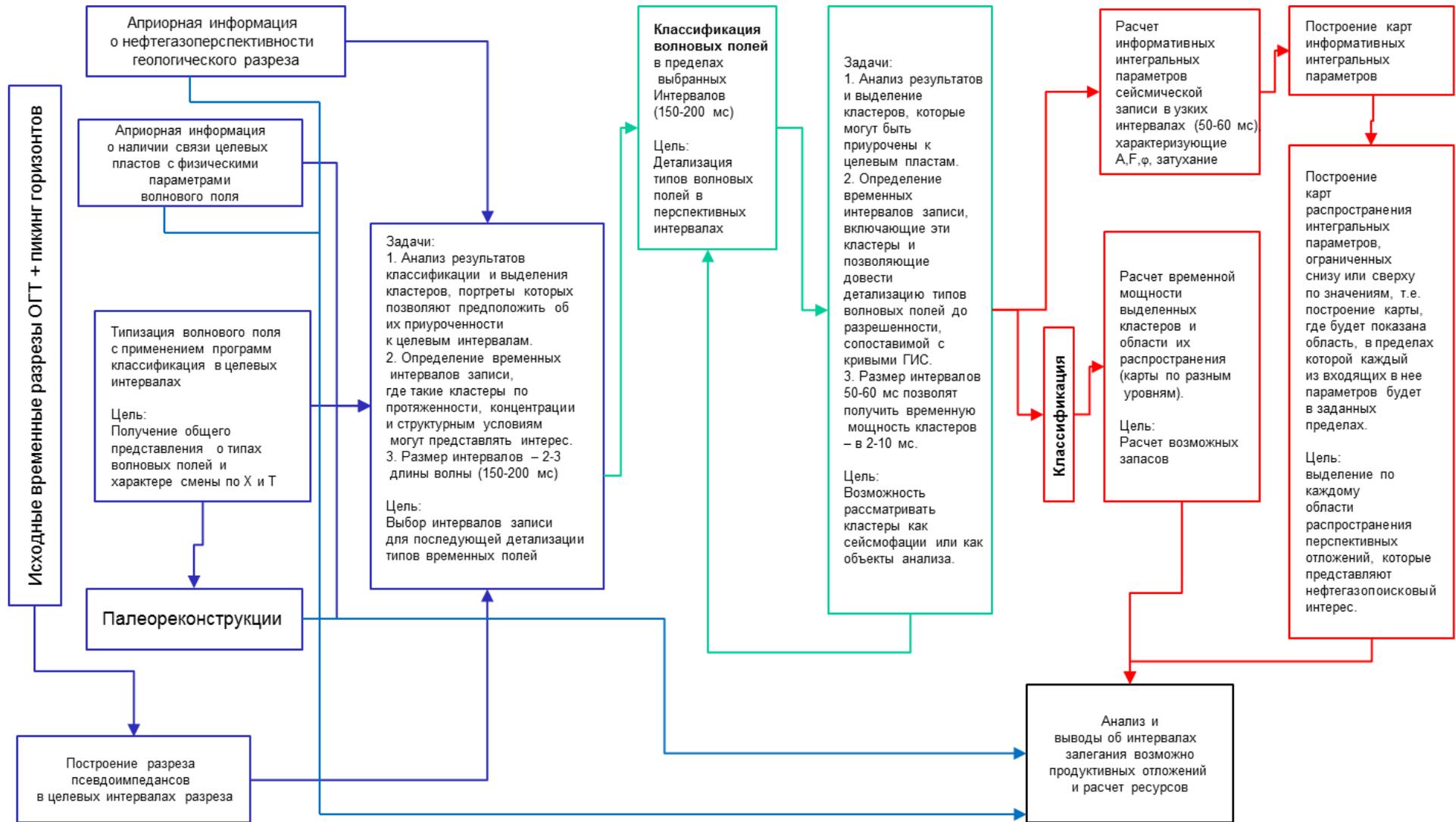


Рисунок 1.39 – Схема реализации технологии классификации на этапе интерпретации данных сейсморазведки для нефтегазопроисловых площадей, где отсутствует глубокое бурение

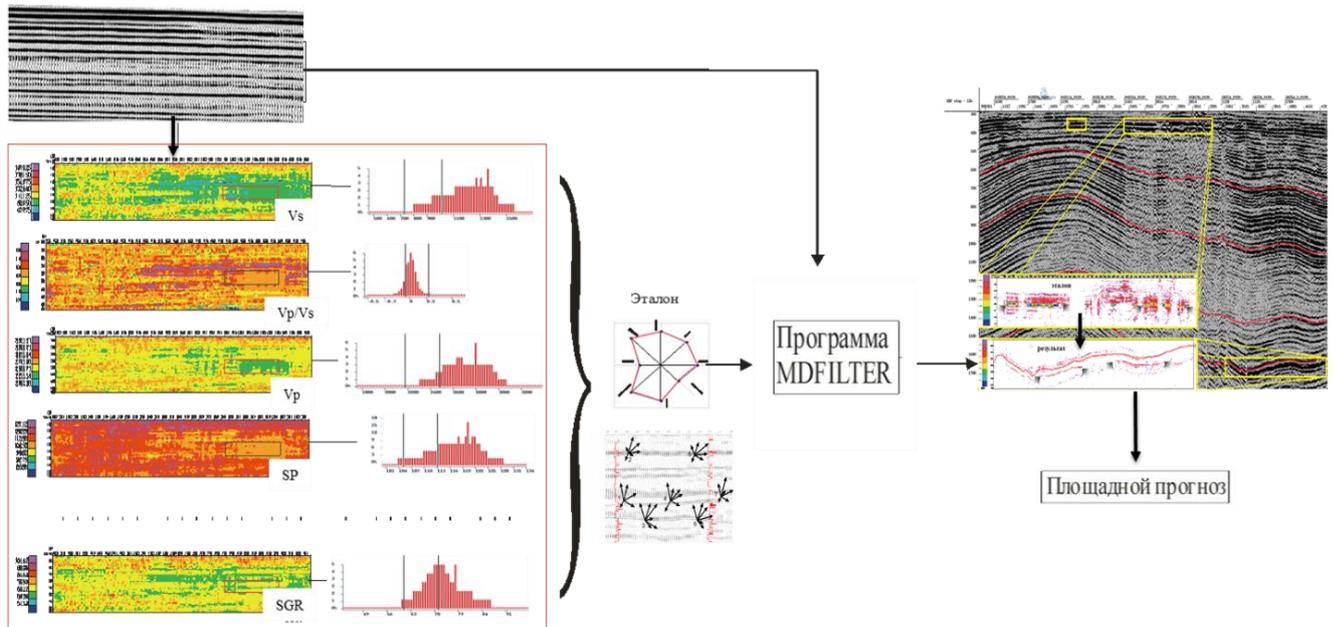


Рисунок 1.40 – Мультиатрибутная фильтрация волнового поля по заданному эталону (программа «MD Filter»)

Выводы по главе 1

Использование карт частотной составляющей позволяет решать прикладные задачи в геологоразведке:

- уточнение схем структурно-тектонического и нефтеперспективного районирования территории;
- выделение крупных перспективных зон на территории нераспределенного фонда недр (НФН) с вероятностной оценкой ожидаемых запасов УВ;
- геометризация перспективных участков НФН;
- ранжирование участков по степени перспективности и их группирование.

Данная методика включена в «Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа» (п. III.1.2.д), которые согласованы ГКЗ МПР России в 2006 г.

В результате внедрения авторской методики:

- повысилась эффективность сейсморазведочных работ за счет повышения точности структурного картирования опорных и целевых горизонтов;
- увеличилось количество и качество подготавливаемых объектов к поисковому бурению;

- открыты новые месторождения УВ на территории Арланского нефтегазоносного района (НГР) [429];
- некоторые авторские примеры включены в «Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернозного типа», которые согласованы ГКЗ МПР России в 2010 г.
- составлены и изданы монографии и учебные пособия [28, 137, 274, 282, 293, 352, 353, 354, 360], где изложены основные положения авторской технологии и методики комплексирования разномасштабных геолого-геофизических данных для прогнозирования нефтегазоносности недр на различных этапах геологоразведочных работ.

2. ОСОБЕННОСТИ АНАЛИЗА И ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР НА РЕГИОНАЛЬНОМ ЭТАПЕ

2.1. Основные проблемы при анализе данных, изучении и прогнозировании нефтегазоносности недр на региональном этапе

Приказ об утверждении временного положения и классификаций от 7 февраля 2001 г. № 126 утвердил «Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ» [223], в котором целью региональных геолого-геофизических работ обозначены такие задачи, как выявление закономерностей геологического строения слабо изученных осадочных бассейнов или их элементов, оценка перспектив нефтегазоносности и определение местоположения постановки поисковых работ на УВ. Там же указано, что «деление геологоразведочного процесса на этапы и стадии имеет целью установление рациональной последовательности выполнения различных видов работ и общих принципов оценки их результатов на единой методической основе для повышения эффективности использования недр» [223]. Сложившийся механизм функционирования геологоразведочного процесса, разделение функций деятельности компаний-недропользователей и государственного участия в управлении недропользованием не достигли необходимого уровня эффективности и взвешенного баланса. Все существующие регламентные документы были созданы в советское время и предназначены были для государственного регулирования всего хода геологоразведочного процесса. Сегодня геологоразведка и недропользование находятся в рыночной среде, это означает, что часть этапов стадийности геологоразведочных работ переданы от государства компаниям-недропользователям.

Обратимся к обзорному докладу «Основные нормативно-правовые проблемы геологического изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы УВС», который в 2021 г. сделал А. И. Варламов – президент Ассоциации геологических организаций, научный руководитель ФГБУ «ВНИГНИ». Автор указал, что к главным проблемам нормативно-правового характера относятся: 1. отсутствие ясной государственной политики в области геологического исследования недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы (МСБ); 2. неэффективный принцип финансирования ГРР; 3. необходимость актуализации методологических и методических документов.

Следующий тезис: «... мы продуцируем мало научных идей» (Ю. Б. Гладенков, А. Ю. Гладенков, ГИН РАН, 2012 г.). К сожалению, признаем справедливость данного утверждения, хотя сами геологоразведочные работы характеризуются высокой наукоемкостью и

технологичностью. Это, конечно, является следствием системного кризиса в геологоразведочной отрасли.

Добавим к списку проблем следующие: а) узкая специализация направлений финансирования (преимущественно бурение и региональные сейсморазведочные профили 2D); б) отсутствие разработок методического характера по комплексированию геолого-геофизических данных; в) отсутствие конференций по данной тематике и инициативы со стороны МПР РФ и профильных институтов; г) низкая доля НИОКР в структуре затрат финансирования ГРР; д) отсутствуют в списке работ новые направления по развитию тематики НИР, например, изучение «инверсионных» кольцевых структур (ИКС), изучение генезиса АВПД и связь с нефтегазоносностью недр, изучение фазовых превращений УВ залежей, ревизия и пересмотр ранее подготовленных поисковых объектов, критический анализ строения, эволюции и развития бассейнов Арктики, разработка новых подходов к структурно-тектоническому районированию и многие другие. Все это приводит к тому, что на низком уровне находятся наши достижения в части нефтегазопроисковых работ, низкой успешности ГРР, отсутствию прорывных геологических идей, малом количестве подготовленных нефтегазоперспективных объектов [212, 228, 383].

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 21.06.2010 г. № 1039-р принята Концепция «Об утверждении развития геологической отрасли на период до 2030 года», где признается факт отсутствия четкого разграничения ответственности государства и бизнеса в сфере воспроизводства минерально-сырьевой базы (ВМСБ) РФ [246].

В 2018 г. Правительством РФ утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 22 декабря 2018 г. № 2914-р «Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года» [247]. Счетной палатой РФ в 2020 г. составлен экспертно-аналитический отчет «Анализ воспроизводства минерально-сырьевой базы Российской Федерации в 2015-2019 годах» [201]. В данном отчете сделаны следующие выводы: минерально-сырьевая база России в ее нынешнем состоянии имеет риски стагнации из-за общего снижения выявленных на региональном этапе площадей и не может служить драйвером экономического роста; потенциал «поискового задела» для наращивания минерально-сырьевой базы ограничен и практически исчерпан из-за недостаточной геологической изученности недр; для дальнейшего развития геологической отрасли не хватает передовых технологий, инвестиционной привлекательности, современного нормативного регулирования, цифровизации и открытости геологической информации; действенные механизмы стимулирования инвестиций на ранних стадиях геологического изучения недр не выработаны.

Введение в действие с 1 января 2016 года новой классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов [223, 224, 245] повлекло списание с государственного баланса:

запасов нефти и конденсата на 2 278,3 млн тонн или почти пять годовых объемов добычи; запасов газа на 9 271,5 млрд куб. м или более девяти годовых объемов добычи, списано по причине неподтверждения запасов [201]. Анализ подтверждаемости промышленных категорий запасов, выполненный специалистами НАЦ РН им. В. И. Шпильмана, приводит следующее заключение: уточнение сейсмогеологических моделей разреза не всегда ведет к приросту запасов, а имеет и обратную сторону – происходит значительное списание запасов категорий B_2C_2 и даже B_1C_1 [92, 188].

Делается неутешительный вывод о том, что недостаточная изученность недр уже в среднесрочной перспективе может выступить сдерживающим фактором экономического развития страны и обеспечения национальной безопасности [201]. Как одним из основных направлений ГРП на период до 2035 года является поиск новых крупных месторождений для создания новых минерально-сырьевых центров в пределах приоритетных территорий РФ.

Напомним, под нефтегеологическим районированием в специальной литературе понимается выделение объектов различного ранга с установленной нефтегазоносностью, потенциально или возможно нефтегазоносных и бесперспективных для поиска УВ и выбора оптимальных направлений ГРП на нефть и газ.

Важно учитывать опыт, накопленный при изучении и освоении НГП РФ, таких как Западно-Сибирской. Вопросам прогноза газонефтеносности разреза Западно-Сибирского региона посвящено очень большое количество работ. Большинство исследователей ВНИГНИ, ЗапСибНИГНИ, СНИИГГИМС (С. П. Максимов, А. М. Бриндзинский, Н. Н. Немченко, И. И. Нестеров, А. В. Рыльков, А. Э. Конторович и др.) чрезвычайно высоко оценивают перспективы Западно-Сибирской НГП, в том числе северных районов, и прогнозировали открытие большого числа крупных и гигантских скоплений УВ в юрско-неокомской части разреза во всех северных районах данной провинции [49, 259].

А. А. Нежданов отвечает на вопрос: чему учит нас опыт ГРП в Западной Сибири? Приведем некоторые выводы автора: 1. закономерности размещения крупных зон нефтегазонакопления окончательно не выявлены, не установлены границы промышленной нефтегазоносности; 2. разумное комплексирование разнометодной геолого-геофизической информации повышает эффективность ГРП; 3. «запредельные» по своей физической сущности технологии прямых поисков не дали прироста эффективности ГРП; 4. рациональная методика ГРП и соблюдение стадийности работ позволяют обеспечить повышение их эффективности; 5. высокую эффективность ГРП обеспечивает только качественное их проведение, от прогноза и картирования ловушек и залежей УВ до бурения, крепления и испытания скважин.

Отметим, что пермской школой специалистов развивается перспективное направление вероятностно-статистической оценки нефтегазоносности локальных структур [50, 51, 53].

Основные проблемы в изучении и прогнозировании нефтегазоносности недр на региональном этапе заключается в диспропорции в исследованиях на различных этапах и смещение финансирования в сторону решения традиционных задач, характерных для плановой экономики СССР, а не рыночной.

Предлагаемая схема стадийности геолого-поискового и разведочного процесса выявления запасов выглядит по мнению А. И. Варламова следующим образом (Рис. 2.1).

Утверждены Приказом МПР от 7 февраля 2001 г. № 126				Предлагаемая схема стадийности ГРП			
Этап	Стадия	Исследуемые объекты, категория запасов (ресурсов)	исполнитель	Этап	Стадия	Исследуемые объекты, категория запасов (ресурсов)	исполнитель
Региональный	Прогноз нефтегазоносности	Осадочные бассейны и их части: D ₂ и частично D ₁	Государство (РОСНЕДРА) ОЦЕНИВАЕТ ПРОГНОЗНЫЕ РЕСУРСЫ	Региональный	Прогноз нефтегазоносности	Осадочные бассейны и их части: D ₂ и частично D ₁	Государство (РОСНЕДРА) ОЦЕНИВАЕТ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ И ПРОГНОЗНЫЕ РЕСУРСЫ
	Оценки зон нефтегазоаккумуляции	Нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазоаккумуляции: D ₂ и частично D ₁			Оценки зон нефтегазоаккумуляции	Нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазоаккумуляции: D ₂ и частично D ₁	
Поисково-оценочный	Выявления объектов поискового бурения	Районы с установленной или возможной нефтегазоносностью: D1 л	Недропользователи ОЦЕНИВАЮТ ТОЛЬКО ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕСУРСЫ И ЗАПАСЫ	Поисково-оценочный	Выявления объектов поискового бурения	Районы с установленной или возможной нефтегазоносностью: D1 л и перспективные D ₀	Недропользователи ОЦЕНИВАЮТ ЗАПАСЫ
	Подготовки объектов к поисковому бурению	Выявленные ловушки: C ₃			Подготовка ловушки, открытые месторождения (залежи): C ₂ и частично C ₁		
	Поиска и оценки месторождений (залежей)	Подготовленные ловушки, открытые месторождения (залежи): C ₂ и частично C ₁			Открытые месторождения (залежи): C ₁ и C ₂		
Разведочный	Разведки и пробной эксплуатации	Промышленные месторождения (залежи): C ₁ и частично C ₂	Недропользователи ОЦЕНИВАЮТ ТОЛЬКО ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕСУРСЫ И ЗАПАСЫ	Разведочный	Разведки месторождений (залежей)	Промышленные месторождения (залежи): C ₁ и частично C ₂	Недропользователи ОЦЕНИВАЮТ ЗАПАСЫ
					Доразведки месторождений (залежей) в процессе эксплуатации	Разрабатываемые месторождения: A, B ₁ и B ₂	

Рисунок 2.1 – Этапы и стадии геолого-поискового и разведочного процесса выявления запасов (по А. И. Варламову, ВНИГНИ, 2021 г.)

Не вдаваясь в дискуссию по этому вопросу, отметим, что по данным ВНИГНИ по состоянию на 01.12.2021 г. на предоставленных участках недр на геологическое изучение (ГИ) по заявительному принципу за период 2017-2021 гг. не было установлено ни одного факта открытия месторождений УВ. По территории ХМАО-Югра более 60 % выдаваемых поисковых лицензий аннулируются по окончании их срока действия (в т.ч. досрочно) в государственный фонд недр и, как правило, участки остаются недоизученными [188]. Проблема в геологическом

отношении сводится к полноте геолого-геофизической информации, правильно выбранной геологоразведочной Программе работ, отвечающей кондиционности и адекватности построенной поисковой концепции. К такому выводу пришли авторы Прищепа О. М., Карнаухов А. М. [227].

Формально решение задачи сводится к увеличению изученности недр сейсморазведкой и бурением, что позволило Л. О. Сулеймановой выявить статистическую взаимосвязь, аппроксимирующую возможность перевода ресурсов в запасы на примере васюганского НГК ХМАО-Югры (Рис. 2.2).

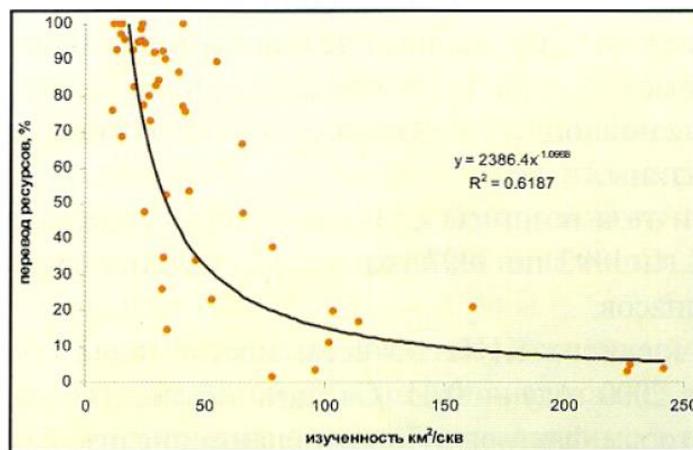


Рисунок 2.2 – Зависимость перевода ресурсов в запасы месторождений от изученности на примере васюганского НГК ХМАО-Югры по Л. О. Сулеймановой

По данным оценки начальных суммарных ресурсов углеводородов на 01.01.2017 г. выявленность ресурсов нефти ХМАО - Югры составляет более 65 %, то есть треть ресурсов не выявлена, а, следовательно, есть перспективы их поиска [86]. По данным НАЦ РН им. В. И. Шпильмана максимальное количество ловушек, переведенных в запасы открытых залежей, приходится на отложения среднеюрского НГК, с долей ресурсов от суммарных извлекаемых по категории D_0 – 31 % [86]. Как видим, несмотря на критически малое количество подготавливаемых ловушек УВ для поискового бурения и низкий коэффициент подтверждаемости их последующим бурением, комплексы, на которые ориентированы ГРП, остаются традиционными (Рис. 2.3). Отметим, что не уделяется внимание перспективным комплексам пермо-триаса и сенона, которые на сегодняшний день определяют тренды развития нефтегазового комплекса на перспективу.

Приведем еще один пример отсутствия новизны парадигмы при обосновании перспектив нефтегазоносности Волго-Уральской НГП и проведения политики в недропользовании на землях Удмуртии (УР).

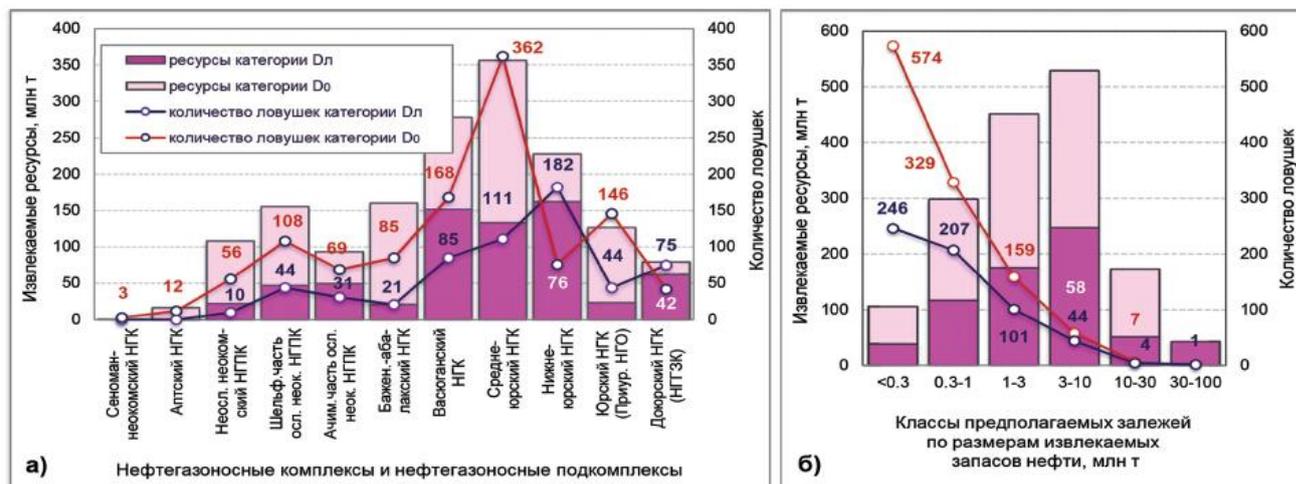
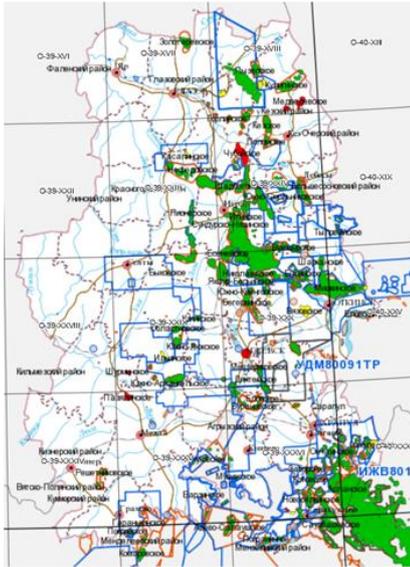


Рисунок 2.3 – Распределение ресурсов нефти категорий D₀ и D_л на территории ХМАО-Югры по комплексам и категориям классов крупности по данным НАЦ РН им. В. И. Шпильмана [86]

На Рисунке 2.4 приведено сравнение существующего положения дел с политикой лицензирования 2022 г. с предложениями и рекомендациями 2002 г. в области недропользования и лицензионной деятельности на территории УР. В 2022 г. ни один участок не предлагается к лицензированию на землях нераспределенного фонда недр УР, однако еще в 2002 г. были даны рекомендации в области недропользования и лицензирования на основе разработанных на принципиально новых принципах структурно-тектонического и нефтегеологического районирования недр.

По данной тематике автором были опубликованы: 1 статья в изданиях, рекомендованных ВАК [288], 1 публикация в изданиях Scopus 2014 гг. [412], на 6 конференциях в период 2003-2018 гг. [185, 281, 283, 290, 297, 301].

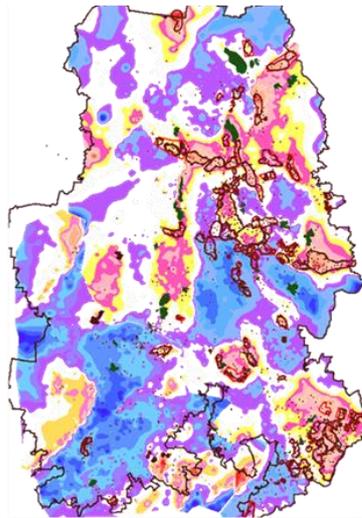
Карта месторождений и лицензий УР
 (URL:<https://openmap.mineral.ru/>, 12.08.2022)



Участки недр УР, предлагаемые к лицензированию
 (URL:<https://openmap.mineral.ru/>, 12.08.2022)



Прогнозирование
 нефтегазоносности недр УР, 2002г



Рекомендации в области недропользования
 и лицензионной деятельности на
 территории УР, 2002г

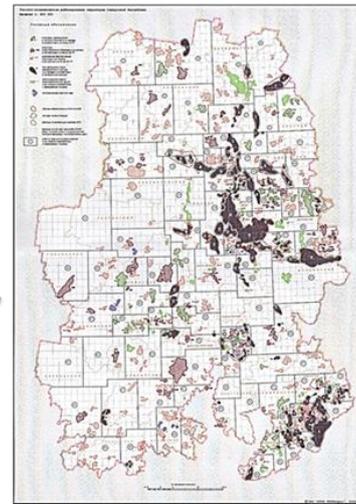


Рисунок 2.4 – Сравнение схемы лицензирования 2022 г. территории УР с предложениями лицензионной деятельности 2002 г.

2.2. Прогнозирование нефтегазоносности недр на региональном этапе

2.2.1. Оценка перспектив нефтегазоносности и выбор основных направлений ГРП территории Волго-Уральской НГП (Республика Удмуртия)

Территория Удмуртской Республики (УР) занимает площадь, равную примерно 41 тыс. км², и находится в северо-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В нефтедобывающей отрасли Удмуртии работают как крупные вертикально-интегрированные нефтяные компании, так и мелкие.

Изучением вопросов геологии и нефтегазоносности Удмуртии занимались такие специалисты, как: А. Д. Архангельский, В. И. Галкин, Т. В. Карасева, М. Ф. Мирчинк, И. В. Пахомов, В. М. Проворов, Р. О. Хачатрян, Л. В. Шаронов, В. А. Шеходанов и др.

Достоверность ресурсных оценок перспективных объектов на территории Пермского края, как показывает анализ Л. И. Вилесовой, остается крайне низкой [33]. Так, в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) за период 2000-2010 гг. коэффициент успешности составил от 0,1 до 0,36 (в среднем 0,22); коэффициент подтверждаемости – от 0,004 до 1,1 (в среднем 0,48). Поэтому оптимизация геологоразведочного процесса с целью разработки эффективной методики прогноза перспектив нефтегазоносности на территории Волго-Урала стоит очень остро. Рассмотрим технологию построения структурно-тектонического и нефтегазогеологического районирования на новой методической основе и анализ ее практического применения в практике планирования ГРП и лицензионной деятельности на территории Республики Удмуртия.

История изучения геологического строения и нефтеносности территории Удмуртии начинается с 30-х гг. Впервые структурное бурение начато в 1939 г. За весь период до настоящего времени пробурено более 12 000 скважин.

Последняя официальная карта нефтегазогеологического районирования Удмуртии составлена в 1996 г. под редакцией В. М. Проворова.

На первом этапе работы над задачей в 2001 г. была сформирована база данных координат и стратиграфических отбивок подразделений нижней перми: стерлитамакских, тастубских и ассельских границ. Построена цифровая структурная карта на всю территорию Удмуртии. Снятие регионального фона со структурной карты нижнепермских отложений позволило получить карту локальной составляющей, которая несет большую информативность о всех палеоструктурных формах проявления неотектонических движений (Рис. 2.5).

Преимущество построенной карты по данным структурно-параметрического бурения имеет большую ценность для практики ГРП, учитывая фрагментарность и неравномерность

геолого-геофизической изученности методами современной разведки и глубоким бурением (Рис. 2.6).

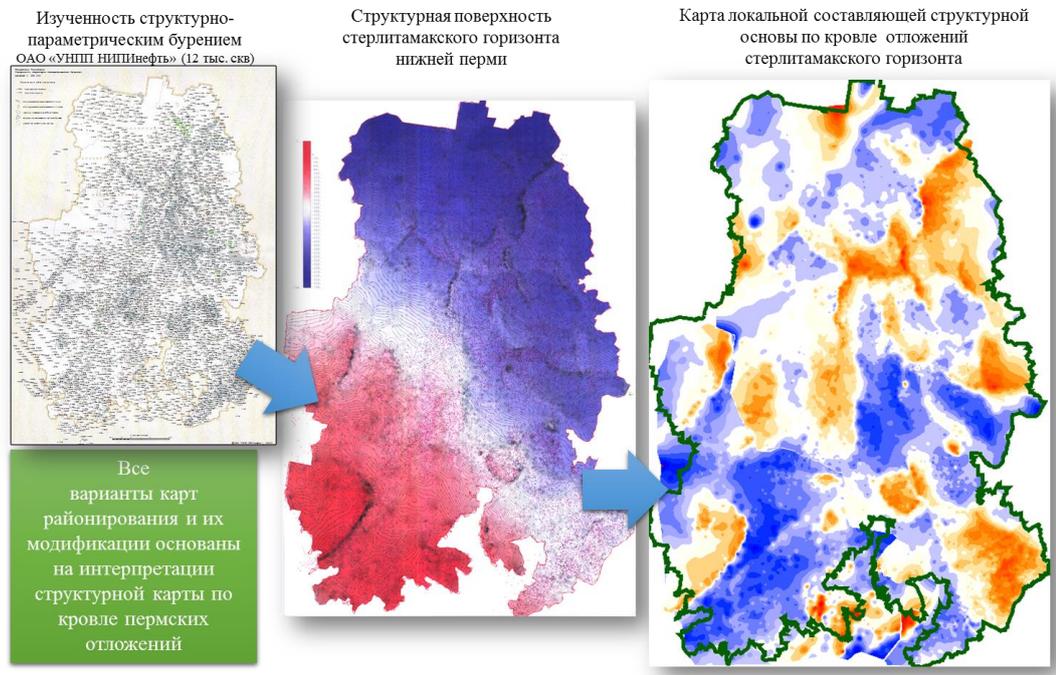


Рисунок 2.5 – Исходные данные для построения структурной карты по кровле стерлитамакского горизонта

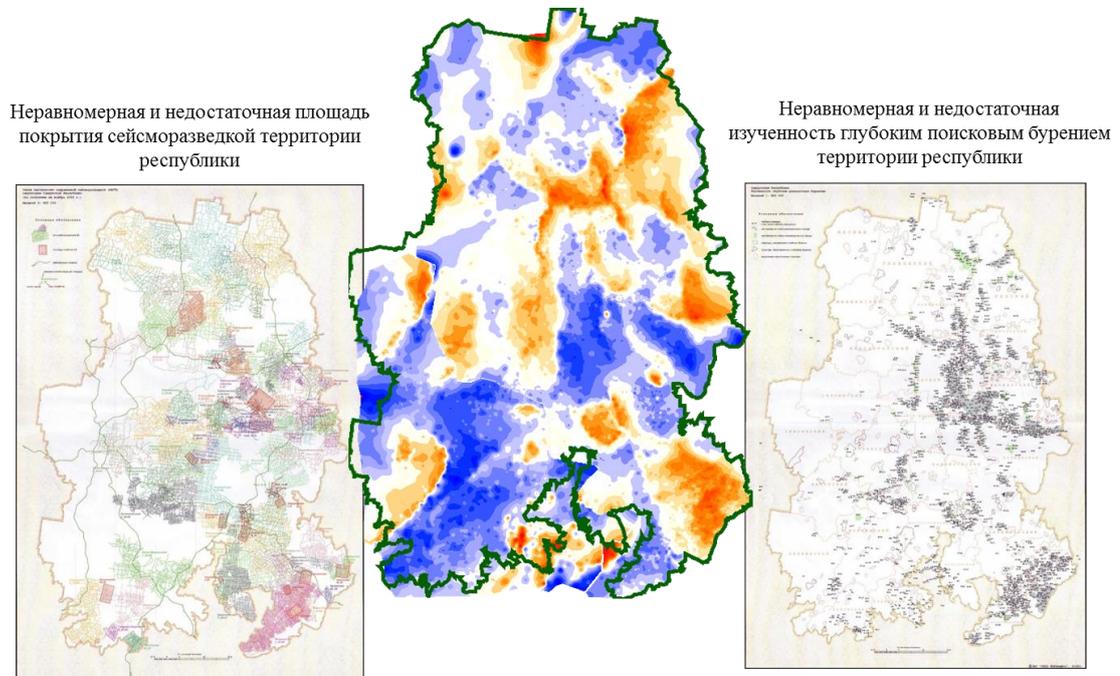


Рисунок 2.6 – Предпосылки использования технологии использования частотных карт для структурно-тектонического и нефтегеологического районирования

Совмещение с контурами открытых месторождений Удмуртской Республики показало прекрасную сходимость с границами локальных поднятий (Рис. 2.7). Поэтому был сделан вывод о последующем использовании данной карты для структурно-тектонического и нефтегазогеологического районирования территории Республики Удмуртия.

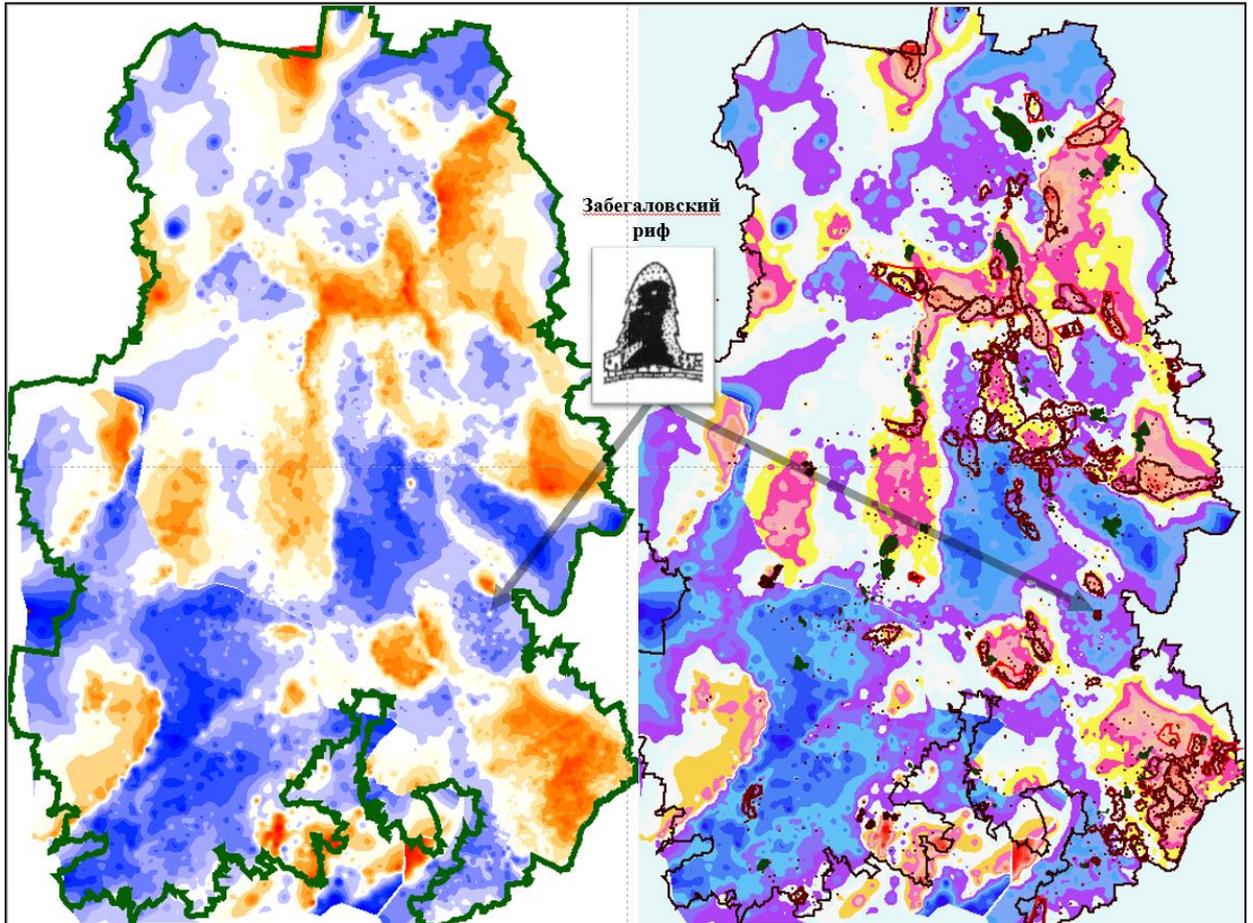


Рисунок 2.7 – Сопоставление частотной карты по ОГ I с границами открытых месторождений Удмуртии (Антонова Н. Ф., Смирнов О. А.)

Отметим разноранговую, одинаково высокую геологическую и прогностическую информативность полученной палеоструктурной карты. Так, на Рисунке 2.7 приведено отображение в локальном поле малоразмерных рифогенных построек девонского возраста – Забегаловский риф.

Рифогенное тело – пиннакл – образовалось в условиях сочетания уникальных палеогеоморфологических и палеоструктурных факторов седиментации. Один из важнейших выводов состоит в том, что даже малоразмерные объекты, такие как одиночные рифы

(S примерно 5 кв. км), проявляются в виде палеоструктурных поднятий. Надо отметить, что все выявленные или известные рифогенные тела проявились на построенной карте.

Составлением схем нефтегазогеологического районирования Удмуртской Республики (УР) в разные годы занимались коллективы специалистов: ВНИГНИ, 1996 г.; КамНИИКИГС (В. М. Проворов, 2001, 2003 гг.); Геобайт (Москва, 2006 г.); ФГУП НВНИИГГ, 2011 г.

В результате построенная карта локальной составляющей была внедрена в практику геологоразведочных работ на территории республики. Имеется отзыв зам. директора по геологии КамНИИКИГС, д. г.-м. н. Проворова В. М. на целесообразность использования данной карты локальной составляющей для структурно-тектонического и нефтегеологического районирования территории Удмуртии.

Сравнение вновь полученной карты структурно-тектонического районирования имеет несомненные преимущества по сравнению с традиционно построенными структурно-тектоническими картами (Рис. 2.8-2.9).

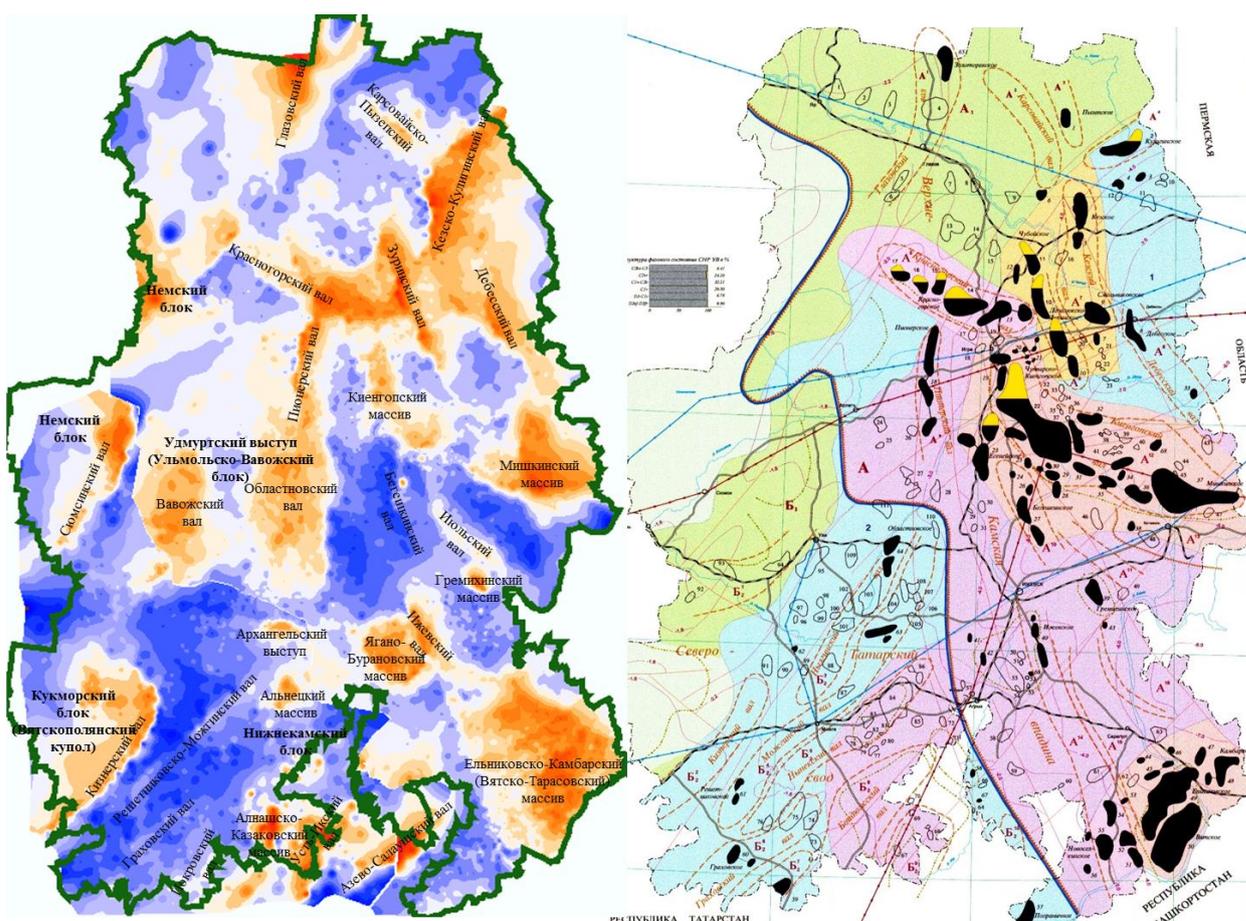


Рисунок 2.8 – Предлагаемый вариант схемы структурно-тектонического районирования Удмуртии

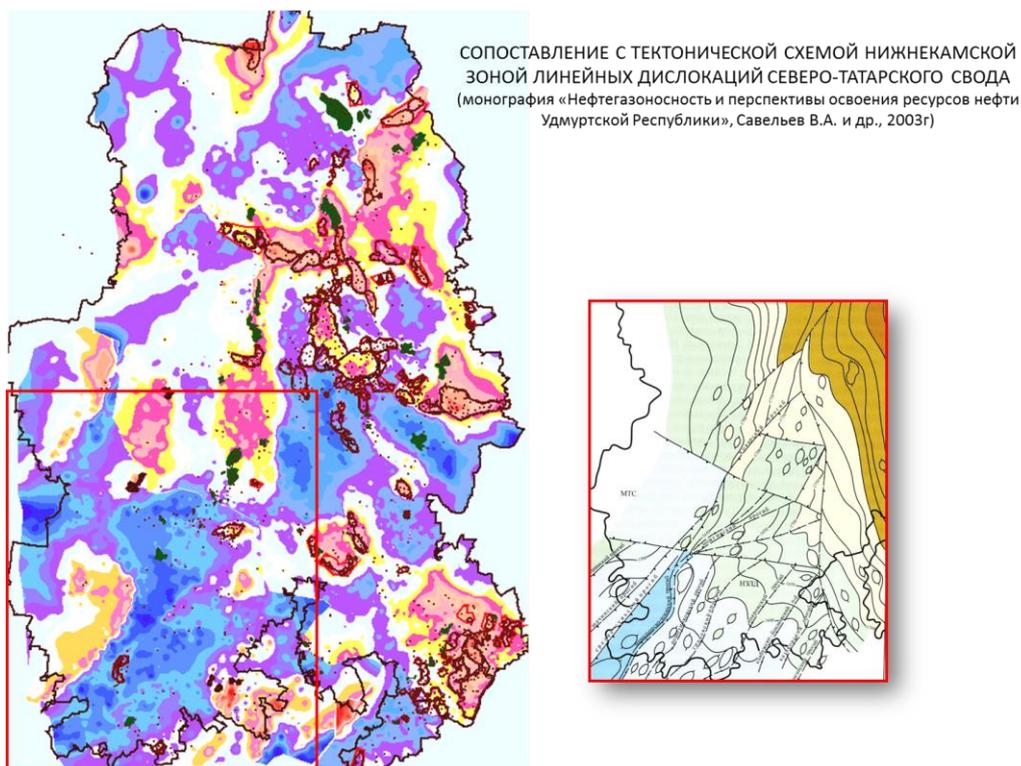


Рисунок 2.9 – Сопоставление с тектонической схемой Нижнекамской зоны линейных дислокаций Северо-Татарского свода

Теперь мы хорошо видим уровень и степень различий между подходами при построении карт и схем для палеоструктурного районирования территории УР с ранее выполненными вариантами карт.

При анализе сопоставления карт зонирования, составленных разными коллективами, было установлено между ними большое отличие. Имеющиеся структурно-тектонические карты дают противоречивые сведения о строении территории и часто не согласуются с вариантами карт других авторов [258, 307].

Надо признать, что положенные принципы в построении карт районирования устарели и не соответствуют современному уровню работы с большими массивами данных. Сделаем неутешительный вывод: имеющиеся карты районирования перестали помогать специалистам в оценке перспектив нефтегазоносности изучаемой территории.

В последние годы практикой ведения геологоразведочных работ в различных регионах России наработаны определенные технологии по выработке стратегии воспроизводства углеводородного сырья на распределенном и нераспределенном фонде недр, оптимально сочетающие стратегические и экономические интересы федерального уровня, республиканского уровня и нефтяных компаний. Как один из потенциалов наращивания доходной части бюджета УР можно считать реализацию Программы аукционов участков недр. В силу длительности геологоразведочного процесса и его вероятностного характера необходимо найти и адаптировать

к реальным условиям методику расчета привлекательности и вовлечение в аукционную деятельность зоны неосвоенных участков недр. Тем самым, государство вовлекает в оборот участки недр, которые будут приносить доходы, и создается система долгосрочного землепользования с возможностью планирования как уровней добычи, так и платежей в бюджет УР. Составление и утверждение Программы проведения аукционов на нераспределенном фонде недр на условиях риска позволит как правительству Удмуртии, так и нефтяным компаниям выполнить стратегическое планирование нефтедобычи на территории УР.

С учетом построенной палеоструктурной карты были составлены предложения по лицензионной деятельности территории УР (Рис. 2.10).

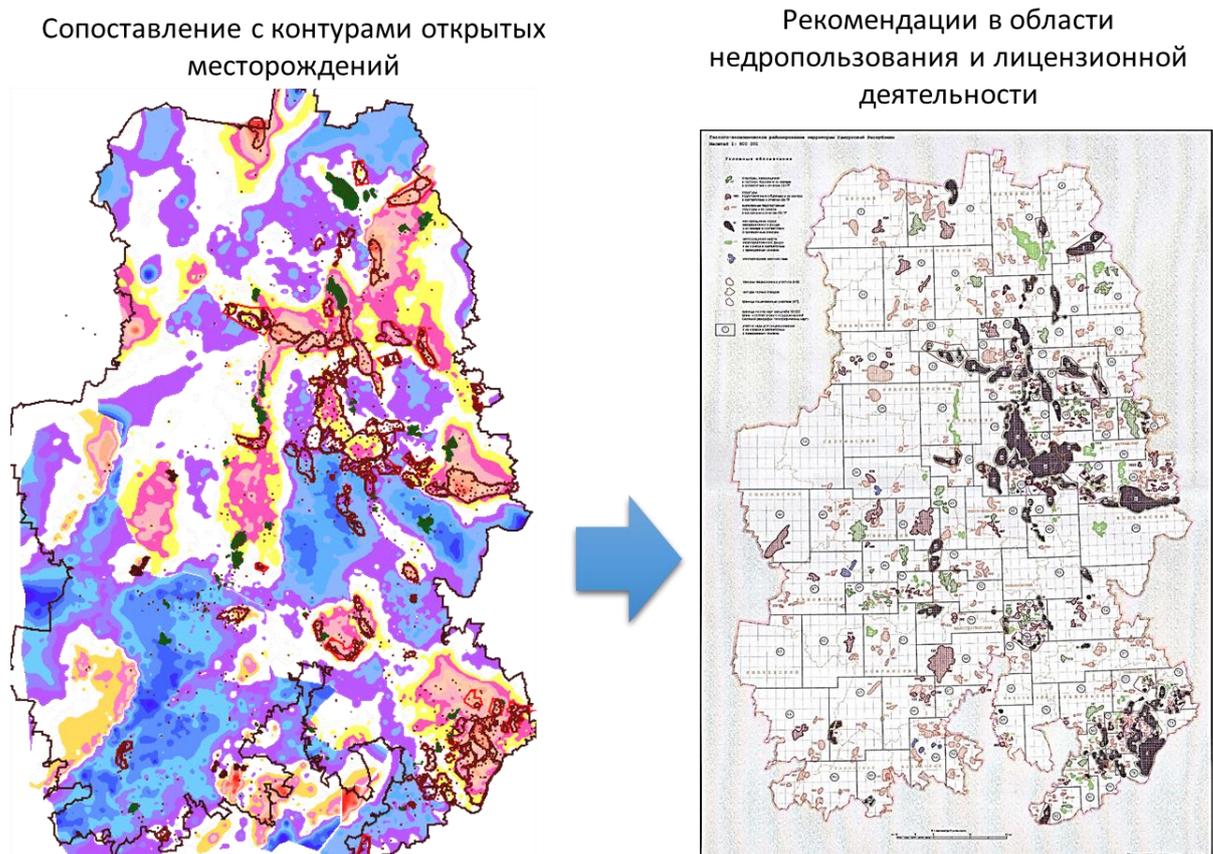


Рисунок 2.10 – Использование палеоструктурной карты для лицензионной деятельности на территории УР

Наиболее значимый вывод заключается в необходимости и целесообразности построения единой структурно-тектонической схемы на Волго-Уральский регион на основе предложенной методики (Рис. 2.11).

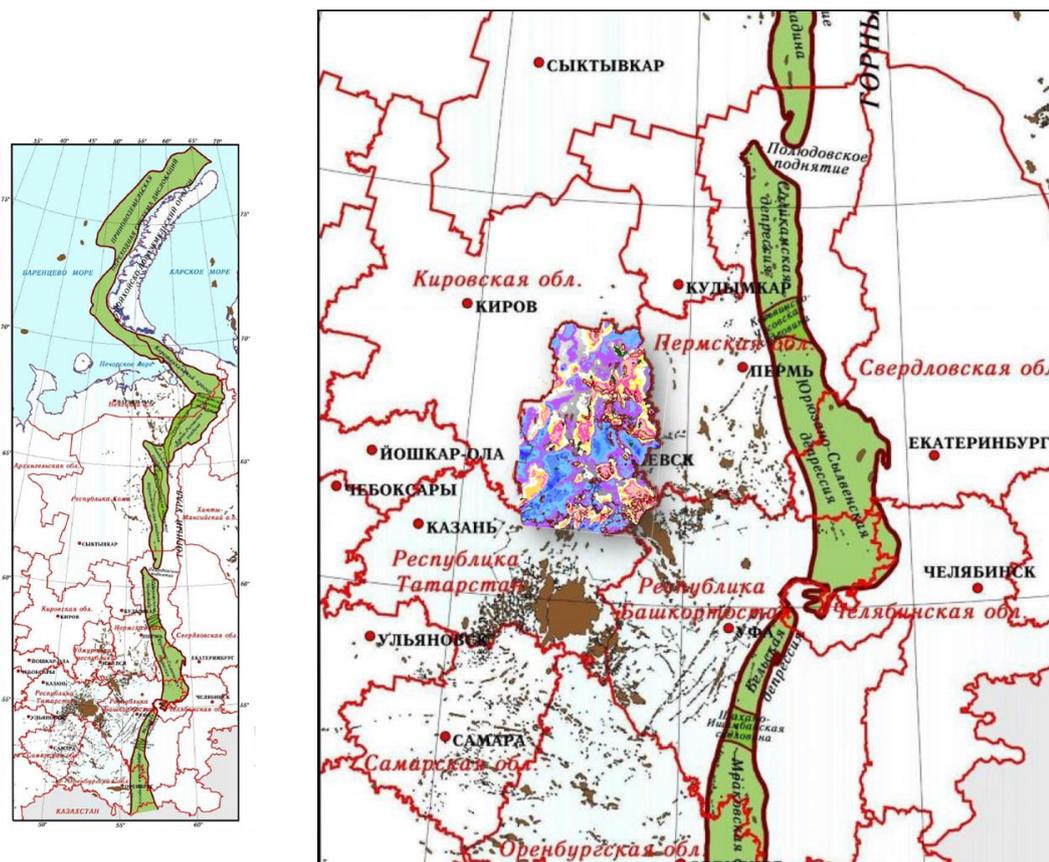


Рисунок 2.11 – Волго-Уральский регион – перспективный регион для дальнейшей реализации ГРП по новой методике

Первоочередные регионы для наращивания базы данных построения палеоструктурной карты: Кировская область, Пермский край (примерно 25 тыс. кв.), Татарстан, Башкортостан.

Преимущества такой работы очевидны и заключаются в большом потенциале построенных карт для выявления новых территорий и структурно-тектонических элементов с точки зрения подготовки Программы ГРП с целью наращивания ресурсной базы.

Таким образом, этапы технологии составления схемы нефтегазогеологического районирования УР представлены на Рисунке 2.12.

Авторская методика построения схемы нефтегеологического районирования показала свою перспективность и была успешно внедрена в деятельность Министерства природных ресурсов УР.

Внедрение авторской методики построения структурных карт на основе многомерной регрессии позволило открыть недропользователями новые месторождения УВ за период 2001-2005 гг.: Ялыкское (2005 г.), Маргагинское (2001 г.), Костоватовское (2004 г.), Юньгинское (2001 г.), Быргындинское (2001 г.) с суммарными извлекаемыми запасами нефти кат. С₁ – 1 344 тыс. т (Рис. 2.13) [292, 424].

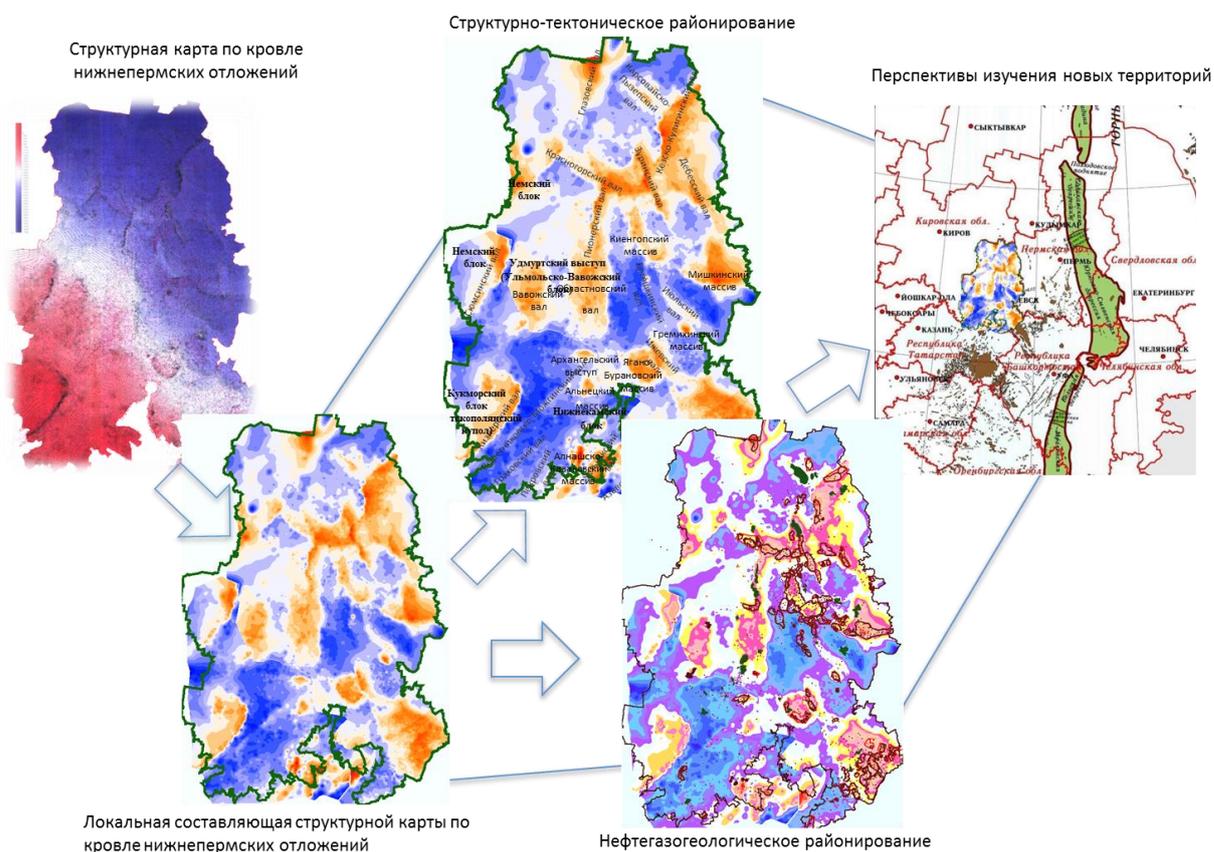


Рисунок 2.12 – Технология составления схемы нефтегазогеологического районирования УР

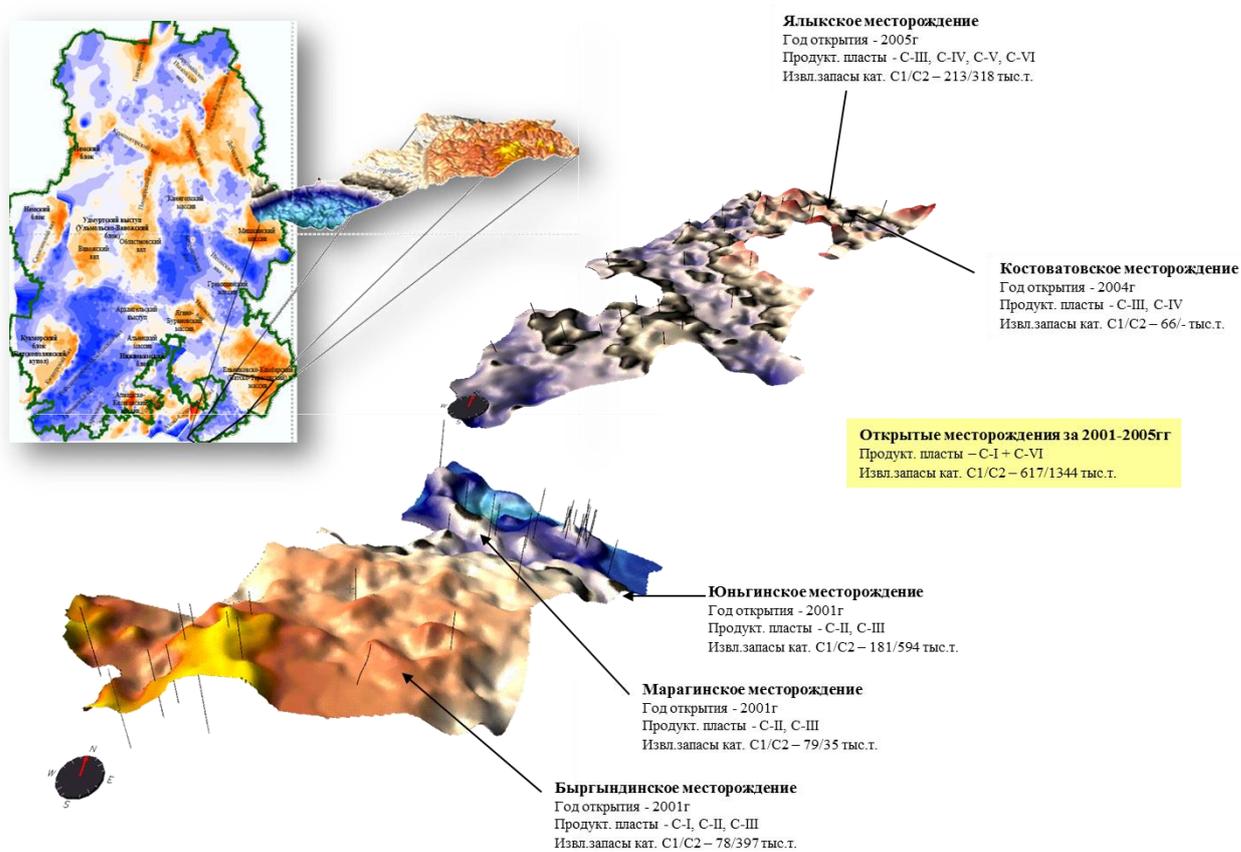


Рисунок 2.13 – Новые месторождения, открытые недропользователями в 2001-2005 гг. в УР

В 2001 году открыто Марагинское месторождение нефти. Промышленная нефтеносность приурочена к терригенным отложениям яснополянского надгоризонта визейского яруса нижнего карбона.

Ялыкское нефтяное месторождение открыто в 2005 г. бурением поисковых скважин 1870 и 1880. Нефтенасыщенные пласты в отложениях тульского, бобриковского горизонтов и турнейского яруса нижнего карбона.

Исходя из вышеизложенного, геологоразведочные работы подтвердили, что очень важно, возможность наращивания запасов нефти в Республике. Получаемые карты дают новые знания и геологическое представление о строении территории, о структурно-тектоническом взаимоотношении элементов осадочного чехла, и, как следствие, о перспективах нефтегазоносности недр.

Рекомендации сводятся к следующим положениям.

1. Необходимо перейти на новую технологию и методические принципы построения карт районирования перспектив нефтегазоносности больших по площади территорий.

2. Рекомендуемая к практическому использованию технология и методика построения тематических карт позволяют вовлечь в работу обширный объем накопленной геолого-геофизической информации.

3. Защищаемая технология характеризуется высоким уровнем устойчивости получаемых вариантов карт.

4. Полученные результаты хорошо вписываются в технологию обработки цифровых данных и получение всей цепочки карт от районирования до карт плотности запасов и выбора участков для лицензирования недр.

Геологическая новизна

1. Структурно-тектонические формы, получаемые в процессе обработки гридов большой площади, отличаются от градации классических форм тектонических элементов. На примере Удмуртии показано, что преобладают положительные структурные элементы асимметричной формы.

2. Построенные карты отличает большой «прогнозирующий» потенциал и выявление структурных положительных форм мелкого масштаба.

3. Результирующие карты позволяют выполнить оценку перспектив нефтегазоносности не только положительных структурных ловушек, но и ловушек неструктурного типа.

4. Рекомендуемая методика картопостроения ориентирована на большие массивы данных и характеризуется большой пространственной устойчивостью получаемых структурных элементов.

5. В технологию построения карт перспектив нефтегазоносности хорошо вписываются результирующие карты структурно-тектонического районирования и вытекают одна из другой.

Суммируя вышеизложенное, можно сделать следующие выводы.

1. Существует большое количество авторских вариантов карт районирования, которые ограничены территорией изучения и не согласуются с принципами районирования соседних земель.

2. Имеющиеся структурно-тектонические карты иногда дают противоречивые сведения о строении территории и часто не согласуются с вариантами карт других авторов.

3. Количество авторских вариантов районирования изучаемых земель увеличивается.

4. Надо признать, что положенные принципы в построение карт районирования устарели и не соответствуют современному уровню с большими массивами данных.

5. Предложенные принципы районирования наилучшим образом соответствуют государственным интересам и предназначены для построения региональных карт структурно-тектонического районирования, оценки перспектив нефтегазоносности и проведения эффективной политики недропользования.

Результаты опубликованных работ включены в руководящие документы ГКЗ РФ – Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа. / В. Б. Левянт и др. – Москва : МПР РФ, ОАО «ЦГЭ». – 2006. - 40 с. (С. 13-14) [153].

Разработаны непосредственно автором или при его активном участии следующие методические рекомендации:

1. Методика геолого-экономической оценки нефтесырьевых ресурсов Удмуртской Республики на примере Арланского НГР. – Минтопэнерго УР, 2001 г.

2. Методические рекомендации по комплексированию сейсмических и гравиметрических работ на территории Удмуртской Республики. – ОАО «УНПП НИПИнефть», Горный институт УрО РАН, ОАО «Пангея». Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды УР, 2002 г.

3. Комплексирование сейсморазведки 3Д с данными ГИС и бурения с целью построения цифровых геологических моделей на примере месторождений Удмуртской Республики (Временное методическое руководство). – ОАО «УНПП НИПИнефть», Ижевск, 2002 г.

По данной теме автором была опубликована 1 статья в изданиях, рекомендованных ВАК [291].

2.2.2. Районирование перспектив нефтегазоносности и практика планирования ГРП территории Западно-Сибирской НГП

Результаты по вопросам методики и практики оценки и районирования перспектив нефтегазоносности Западной Сибири изложены в работах многих исследователей: В. А. Басова, В. Н. Бородкина, И. В. Будникова, Ю. В. Бладучана, С. П. Булынниковой, Л. Г. Вакуленко, А. М. Волкова, А. П. Виноградова, В. И. Галкина, А. П. Виноградова, А. В. Гольберта, Ф. Г. Гурари, Т. И. Гуровой, В. П. Девятова, Ю. Н. Занина, В. А. Захарова, М. С. Зонн, А. М. Казакова, В. П. Казаринова, Ю. Н. Карогодина, В. И. Кислухина, И. Г. Климовой, В. Г. Князева, А. Э. Конторовича, В. А. Конторовича, М. В. Коржа, Н. Х. Кулахметова, В. М. Мазура, Л. Г. Макаровой, С. В. Мелединой, М. С. Месежникова, В. И. Москвина, А. Г. Мухер, А. Л. Наумова, И. И. Нестерова, А. А. Нежданова, Б. Л. Никитенко, И. Д. Поляковой, Е. А. Предтеченской, З. З. Ронкиной, В. В. Рысева, В. Н. Сакса, Л. В. Смирнова, А. В. Тугаревой, И. Н. Ушатинского, С. И. Филиной, Л. С. Черновой, Б. Н. Шурыгина и др.

Анализ открытия новых месторождений в Западной Сибири (ХМАО-Югра и ЯНАО) показывает во времени ухудшающуюся динамику. На Рисунке 2.14 представлена диаграмма открытых новых месторождений за период 1999-2019 гг. на территории ХМАО-Югры по данным НАЦ РН им. В. И. Шпильмана [171].

Это объясняется ухудшением структуры перспективных и прогнозных ресурсов и закономерным исчерпанием фонда перспективных объектов, а также, что более важно, снижением роли научного потенциала при разработке перспективных планов ГРП и отсутствием новой парадигмы при поиске залежей УВ.

Прочитируем с сайта НАЦ РН им. В. И. Шпильмана информацию: два месторождения – Западно-Колтогорское с извлекаемыми запасами категорий C_1+C_2 – 15,3 млн т и Оурьинское – 33,8 млн т – по запасам значительно больше остальных месторождений этого периода. Оурьинское – самое крупное среди новых месторождений за последние семь лет. В 2013 году на 1 и 2 участках Карабашских было открыто крупное Оурьинское месторождение с извлекаемыми запасами в 33,8 млн т «Газпром нефть» оценивает потенциальные запасы Оурьинского в 47,8 млн т.

Анализ выполнялся для Западно-Сибирской НГП – ХМАО-Югры и ЯНАО.

Статистика эффективности ГРП по нераспределённому фонду недр ХМАО-Югры за период реализации государственной Программы ВМСБ с 1996 по 2002 гг. приведена в Таблице 2.1.

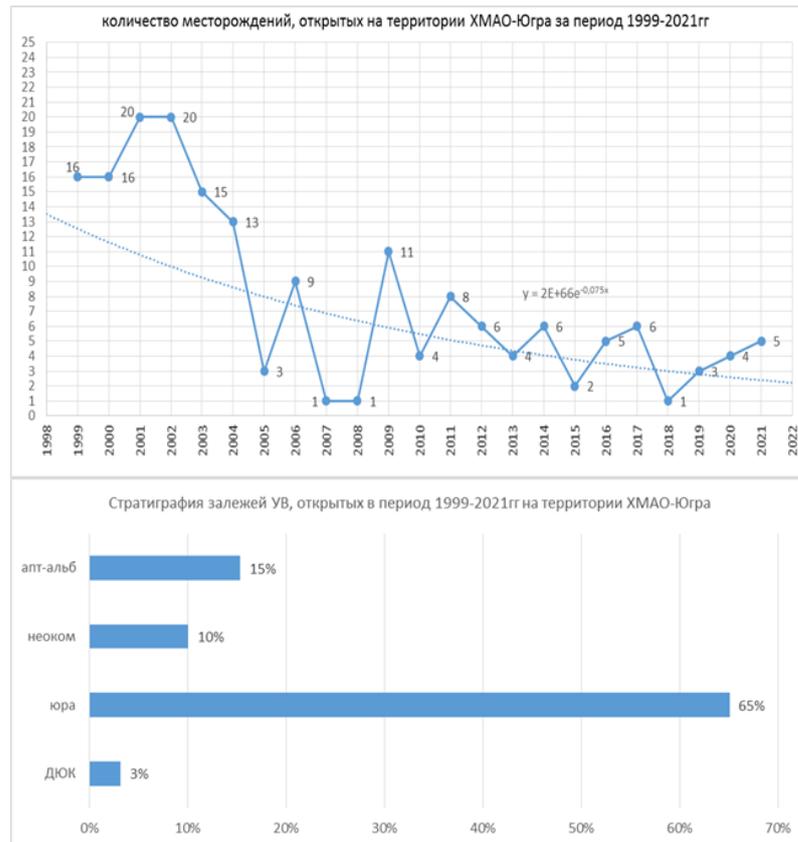


Рисунок 2.14 – Количество открытых месторождений на территории ХМАО-Югры в период 1999-2019 гг. (НАЦ РН им. В. И. Шпилемана)

Таблица 2.1 – Эффективность ГРП по нераспределённому фонду недр ХМАО-Югры за период реализации государственной Программы ВМСБ с 1996 по 2002 гг.

Годы	Сейсморазведочные работы:				Проходка, факт тыс.м	Кол-во скважин, законченных строительством:			Ввод ловушек и структур:		Количество открытых месторождений шт.	Прирост запасов:			Эффективность т/м
	факт км	в т.ч. региональн. работы км	3D км ²	прирост ресурсов СЗ млн.т.		факт шт.	в том числе:		количество шт.	СЗ млн.т.		С1	С2	С1+С2 млн.т.	
							продуктивные	с непромышленным притоком							
							шт.	шт.							
1996	4806		98	58	53.5	10	3	2	14	58.4	7	3.5	14.4	17.9	334.6
1997	6278			63	183.8	57	23	7	46	318.4	15	24.6	87.0	111.6	607.2
1998	9327	430		27	188.1	74	24	27	36	162.5	17	18.2	49.0	67.2	357.3
1999	5173	160		132.8	78.4	35	13	8	18	119.4	10	12.8	36.2	49.0	625.0
2000	6083.5	438.3		157	165.4	44	12	15	41	122.9	12	16.1	40.2	56.3	340.4
2001	10255.5	1407.7		80.1	197.5	70	17	10	45	118.4	10	6.8	27.7	34.5	174.7
2002	4246.3	409.3		22.3	111.7	62	23	7	32	116.7	15	6.7	19.3	26.0	232.8
1996-2002	46169.3	2845.3	98	541.2	978.4	351	115	76	232	1016.7	86	88.7	273.8	362.5	370.5
геолого-экономическая эффективность ГРП в ХМАО	376 км 2Д в ср на 1 стр-ру			11.7 тыс.т СЗ/км 2Д	2787м ср глубина 1 скв		0.33 успешность скв-н		0.37 подтвержд аемость стр-р	4.4 млн.т. СЗ ср на 1 стр-ру		0.09 перевод СЗ в С1	С2:С1=3:1	4.2 млн.т. - 1 мест-ие	370.5т/м
			45% приходится на НАЛ				3.1 млн.т. С1+С2 на 1 скв							0.36 перевод СЗ в С1+С2	0.8 млн.т. С1 на 1 скв

Использованы материалы НАЦ РН ХМАО

На основании приведенных данных можно сделать краткие, но очень важные выводы о снижающемся потенциале открытия новых месторождений, который выражается в том, что снижается количество открытых месторождений, увеличивается сложность моделей открытых залежей УВ, уменьшается величина запасов промышленных категорий, уменьшаются дебиты открываемых залежей и стратиграфически приурочены преимущественно к средней юре.

В 1968 г. А. М. Волков при разделении структур Березовского района на продуктивные и непродуктивные наиболее информативным признаком в программе распознавания образов выделил параметр превышения над региональной составляющей структурной карты [36].

В 1972 г. А. М. Волков и В. К. Рыбак подтвердили статус наиболее информативного признака «превышение свода поднятия над региональным фоном» при определении перспективности локальных поднятий до постановки глубокого бурения. Данный признак оказался информативным во всех случаях, и почти во всех случаях информативен относительный прирост амплитуды [36]. Для всей территории Западной Сибири нами была построена локальная составляющая по опорному отражающему горизонту Б (ОГ Б) (Рис. 2.15).

В практике регионального изучения территорий наиболее часто используется частотное разложение структурных карт на низкочастотную (тренд), среднечастотную и высокочастотную составляющие. Если сложим все полученные трансформанты, то получим обратно ту же самую исходную структурную карту.

При сопоставлении с контурами нефтегазоносности открытых месторождений была построена гистограмма, которая показывает соотношение (долю) принадлежности контуров открытых месторождений с положительной частотной аномалией карты локальной составляющей (Рис. 2.16).

Итак, приведем доказательство

Первое правило – палеоструктуры, выделенные по данным тренд-анализа, наилучшим образом совпадают с контурами месторождений, обусловленных структурным фактором.

Второе правило – основано на выводе о том, что 85 % всех месторождений имеют покрытие 50 % площади открытого месторождения, и может считаться коэффициентом подтверждаемости при использовании данной карты.

Третье правило – установлена тесная корреляционная зависимость величины утвержденных запасов категорий C_1+C_2 от объема замкнутой палеоструктуры, подсчитанной по карте локальной составляющей (Рис. 2.17).

Четвертое правило – палеоструктуры, выделенные по данным тренд-анализа, статистически правомерно использовать при оценке и прогнозировании перспектив нефтегазоносности неразбуренных территорий.

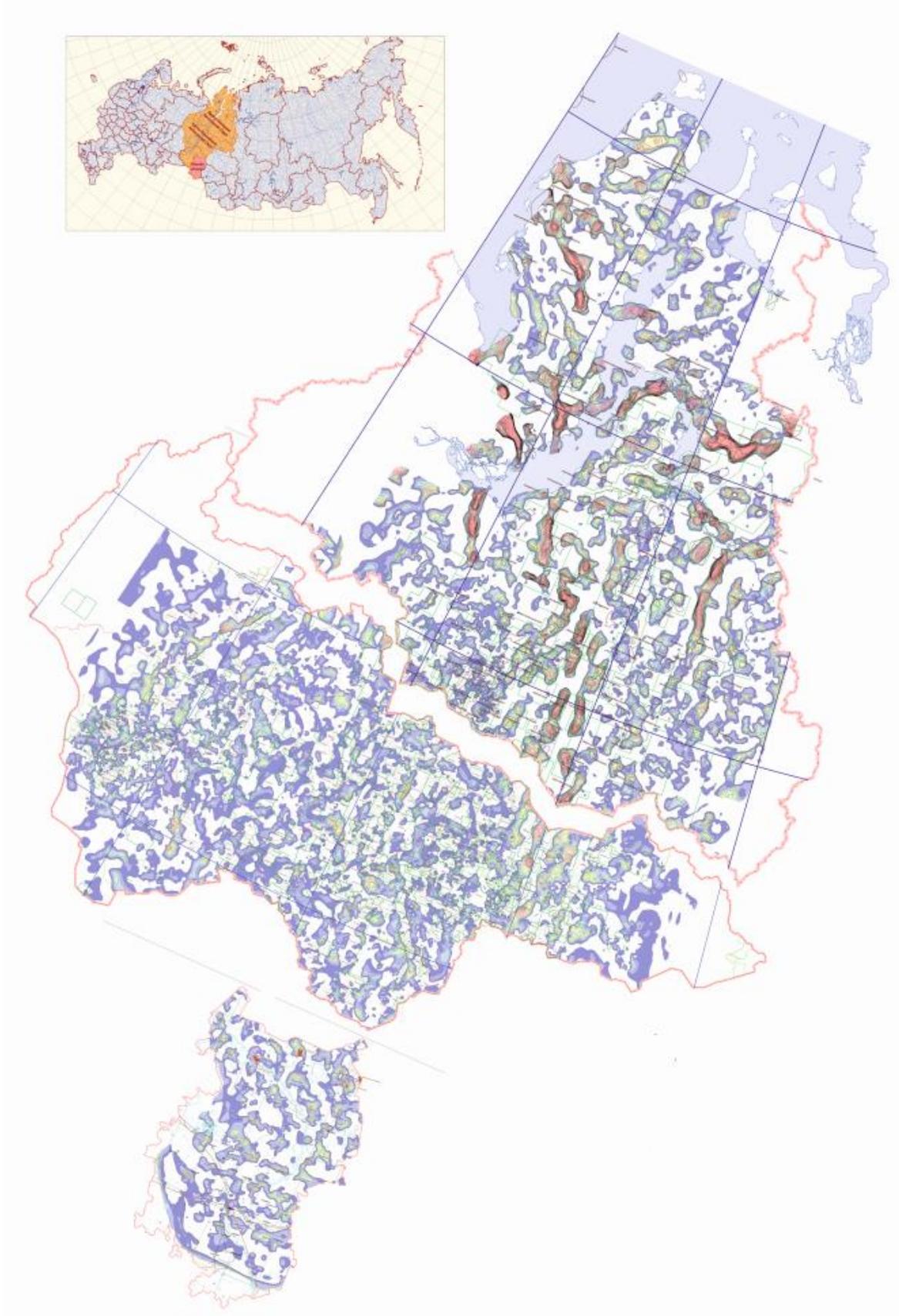


Рисунок 2.15 – Карта локальной составляющей от структурной карты по опорному отражающему горизонту Б. Западная Сибирь (исп. Зайцев А. Н., Смирнов О. А.)

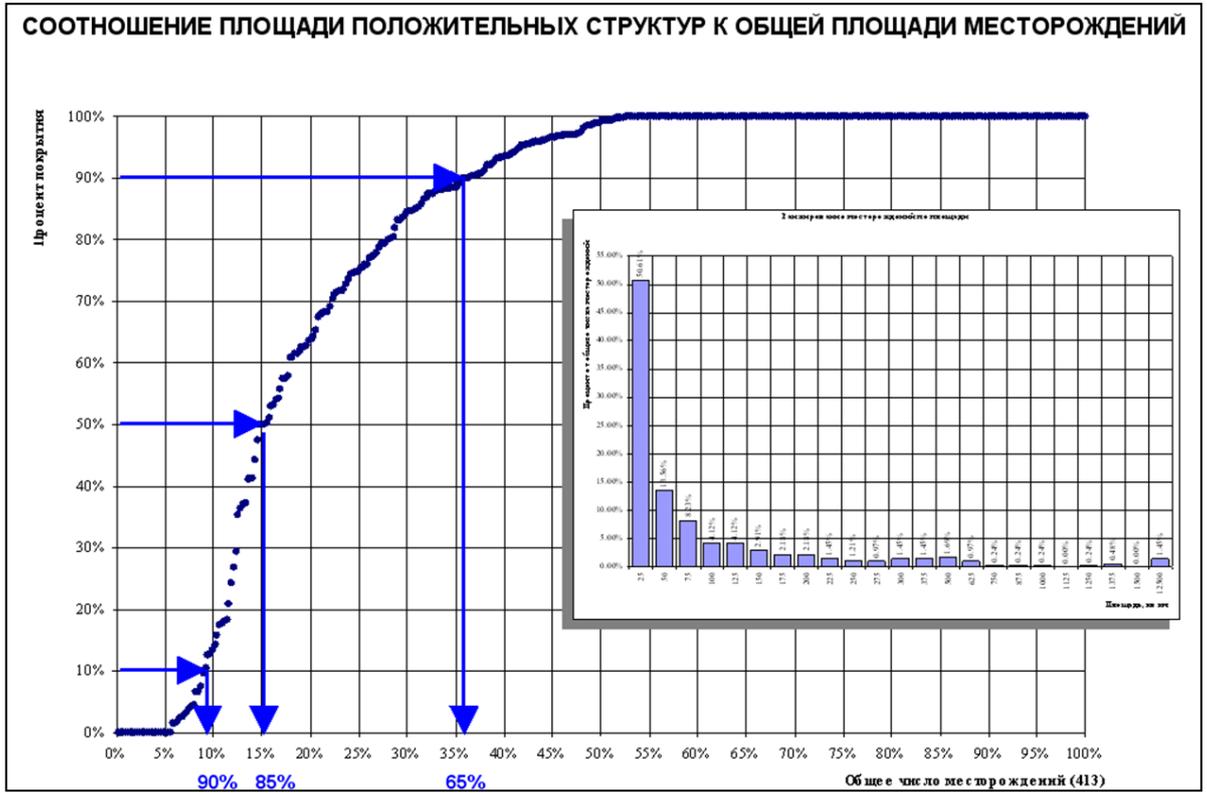


Рисунок 2.16 – Построение гистограммы, показывающей соотношение принадлежности контуров месторождений к положительной частотной аномалии

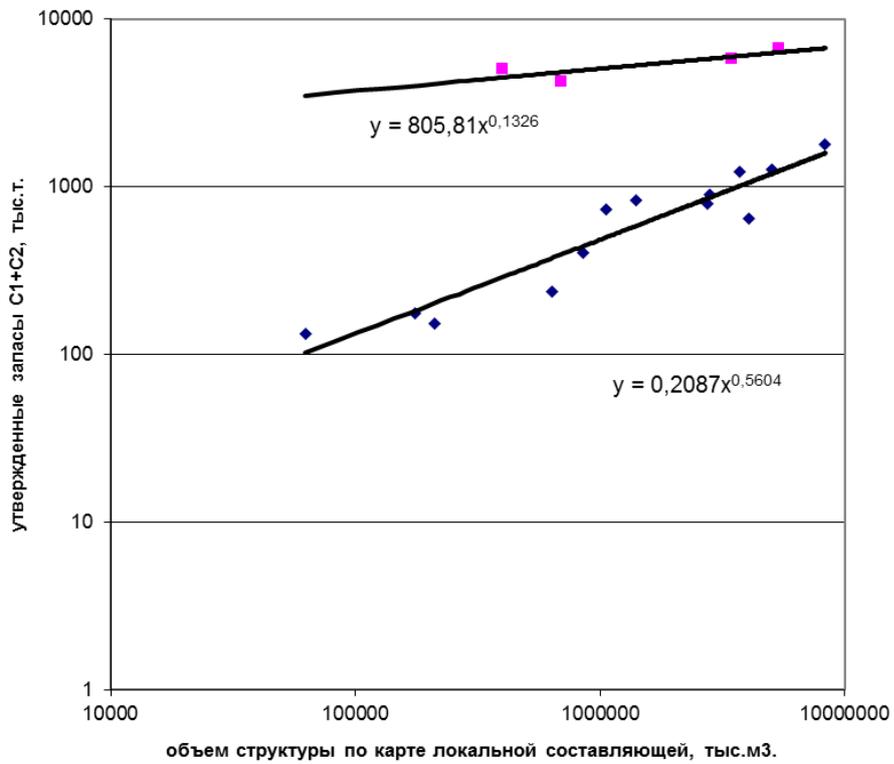


Рисунок 2.17 – Зависимость величины утвержденных запасов по категориям C_1+C_2 от объема замкнутой структуры на карте локальной составляющей

Были выделены следующие НГР по степени и полноте изученности недр, потенциалу новых открытий: 1) с реализованным потенциалом новых открытий, 2) с нереализованным потенциалом, 3) потенциалом ожидаемых открытий, 4) с невыясненным потенциалом (Рис. 2.18).

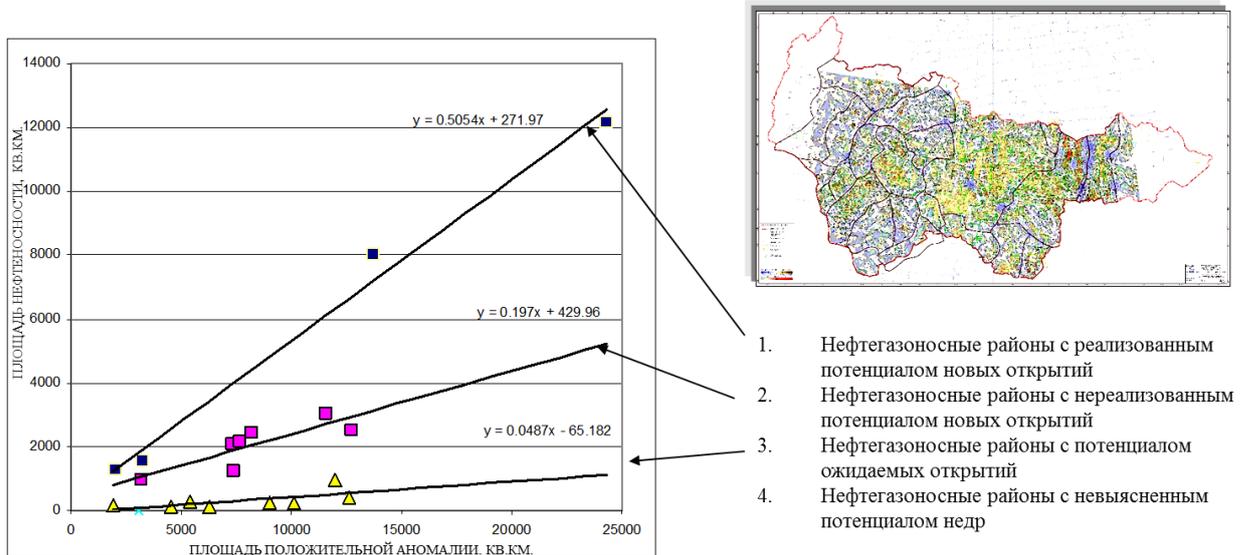


Рисунок 2.18 – Ранжирование нераспределенного фонда недр ХМАО-Югры по реализации потенциала новых открытий

При оценке и районировании перспектив нефтегазоносности территории ХМАО-Югры в 2005 г. автором было выделено 5 крупных перспективных зон нераспределенного фонда недр суммарной площадью 86 589 кв. км и ожидаемой оценкой извлекаемых запасов нефти $R_{взв} = 784\,271$ тыс. т.

Теперь приведем данные о подтверждаемости выявленных ранее по картам локальной составляющей перспективных зон. Такой анализ был проведен для периода проведения поискового бурения 2002-2005 гг. За период 2002-2005 гг. в ХМАО-Югре было открыто 36 месторождений, 6 месторождений полностью попали в отрицательную зону карты суммы локальных составляющих, 5 месторождений частично попали в зону покрытия положительной составляющей. Всего было разбурено 36 нефтегазопроисловых объектов, из них 28 объектов попали в положительные формы на карте локальной составляющей, 8 – оказались за пределами карты. Коэффициент успешности составил $K_{усп} = 78\%$ ($K_{неуд} = 22\%$). Считаем выполненный ретроспективный анализ корректным для подтверждения тезиса о том, что карта локальной составляющей является эффективным экспресс-методом и геологическим инструментом изучения перспектив нефтегазоносности территории.

На Рисунках 2.19-2.20 приведены примеры результатов расчета частотной фильтрации для возможного использования региональных структурных карт в поисково-разведочных работах.

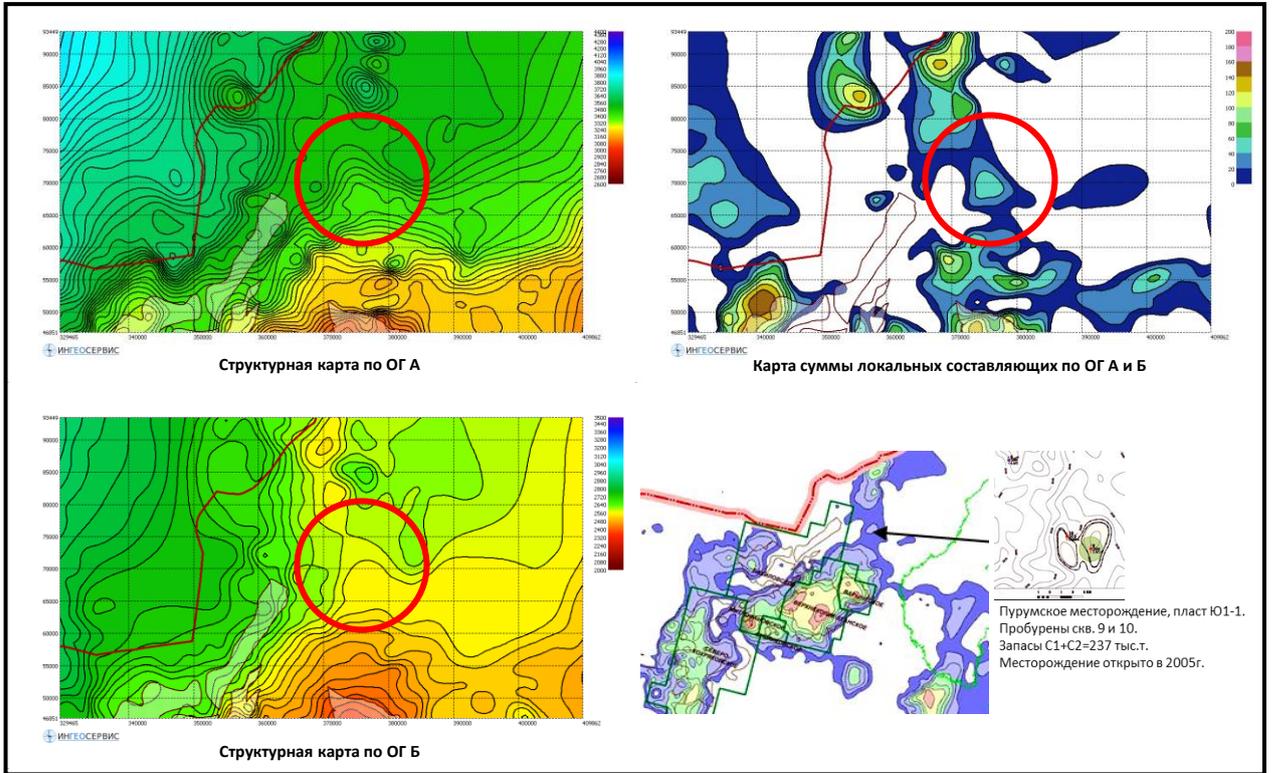


Рисунок 2.19 – Проявление в поле локальной составляющей Пурумского месторождения

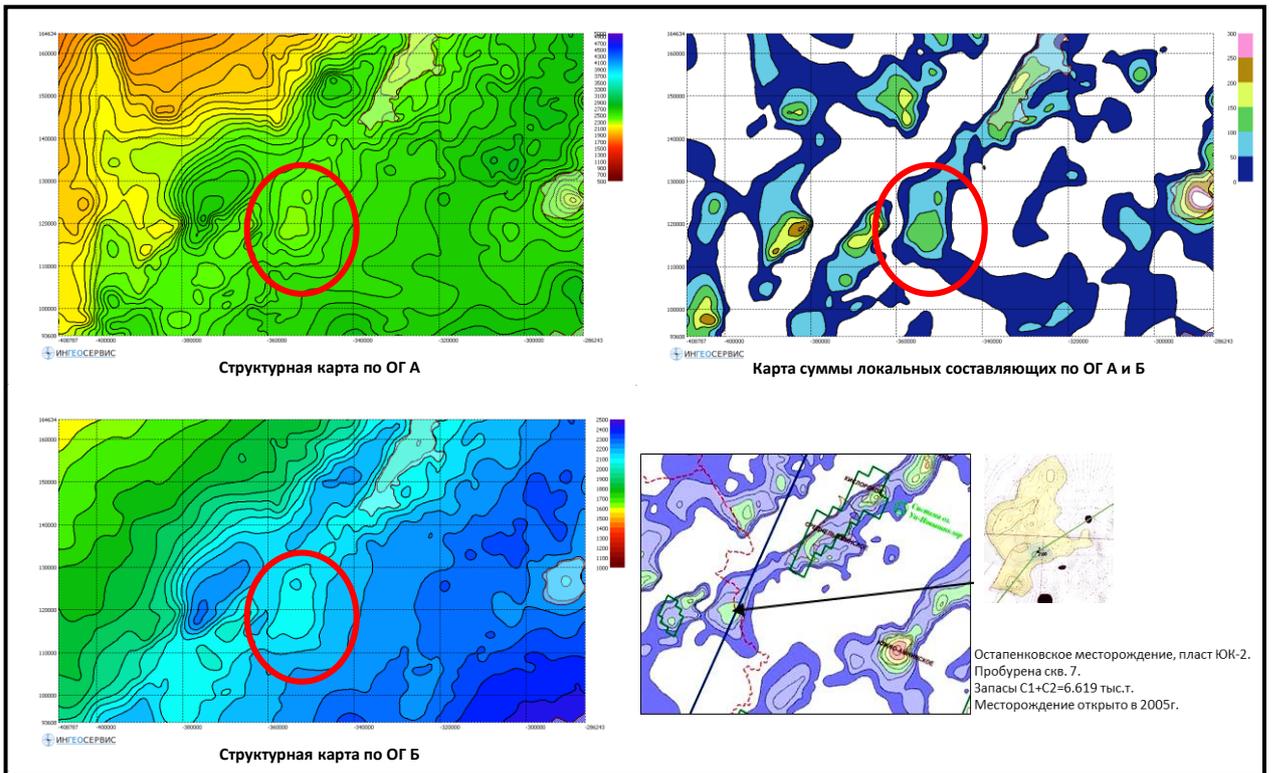


Рисунок 2.20 – Проявление в поле локальной составляющей Остапенковского месторождения

В 2005 г., в том числе в ХМАО-Югре, были открыты месторождения Пурумское и Остапенковское. На региональных структурных картах по ОГ А и Б, построенных ранее, первое представляет собой структурный нос, второе – структурное поднятие.

На картах локальных составляющих, обе зоны представлены более убедительными положительными палеоструктурными аномалиями.

Теперь приведем сопоставительный тренд-анализ 2005 г. с месторождениями, открытыми в ХМАО-Югре в период 2011-2021 гг. (Рис. 2.21). По данным НАЦ РН им. В. И. Шпильмана за указанный период было открыто 50 месторождений [419].

Фрагмент, демонстрирующий сопоставление карты частотной составляющей с открытиями месторождений разных лет на территории ХМАО-Югры Юганского НГР Каймысовской НГО, приведен на Рисунке 2.22. Результаты выполненного анализа показывают высокую эффективность и необходимость использования в практике ГРП карты частотных составляющих, построенных по методике тренд-анализа. На Рисунке 2.22а приводится результирующая карта локальной составляющей структурной карты ОГ Б на 2005 г., на Рисунке 2.22б – карты открытых месторождений по данным НАЦ РН им. В. И. Шпильмана и выделенные перспективные участки приведены на Рисунке 2.22в.

Итак, анализ открытых месторождений в период 1996-2021 гг. позволяет подтвердить высокий потенциал прогнозирования перспективных участков недр на основе предлагаемого метода частотной декомпозиции структурных карт.

Еще более впечатляющие результаты от использования карты локальной составляющей от структурной карты по опорным ОГ получены для территории ЯНАО.

В 2010 г. по выданной нами рекомендации была пробурена скв. 301, по результатам испытания которой было открыто Северо-Русское месторождение (Рис. 2.23).

Промышленные залежи были открыты в пластах БТ₇, БТ₉, БТ₁₀, БТ₁₁. Северо-Русское месторождение находится в Тазовском районе ЯНАО. Северо-Русское месторождение является первым из группы месторождений Северо-Русского кластера, включающим также Дороговское, Восточно-Тазовское и Харбейское месторождения. Совокупные запасы 4-х месторождений блока составляют более 300 млрд м³ газа.

Дороговское месторождение было открыто в 2013 г. с 2 залежами – 1 нефтяной в юрских отложениях и 1 газоконденсатной в нижнемеловых отложениях. Харбейское месторождение открыто в январе 2015 г. с оценкой запасов газа более 200 млрд м³, извлекаемых запасов нефти – более 40 млн т.

Приведем еще один, очень показательный, пример об открытии еще одного месторождения в Надымском районе ЯНАО – Луцеяхского месторождения в ачимовской толще с суммарными запасами промышленных категорий нефти C₁+C₂ примерно 30 млн т (Рис. 2.24).

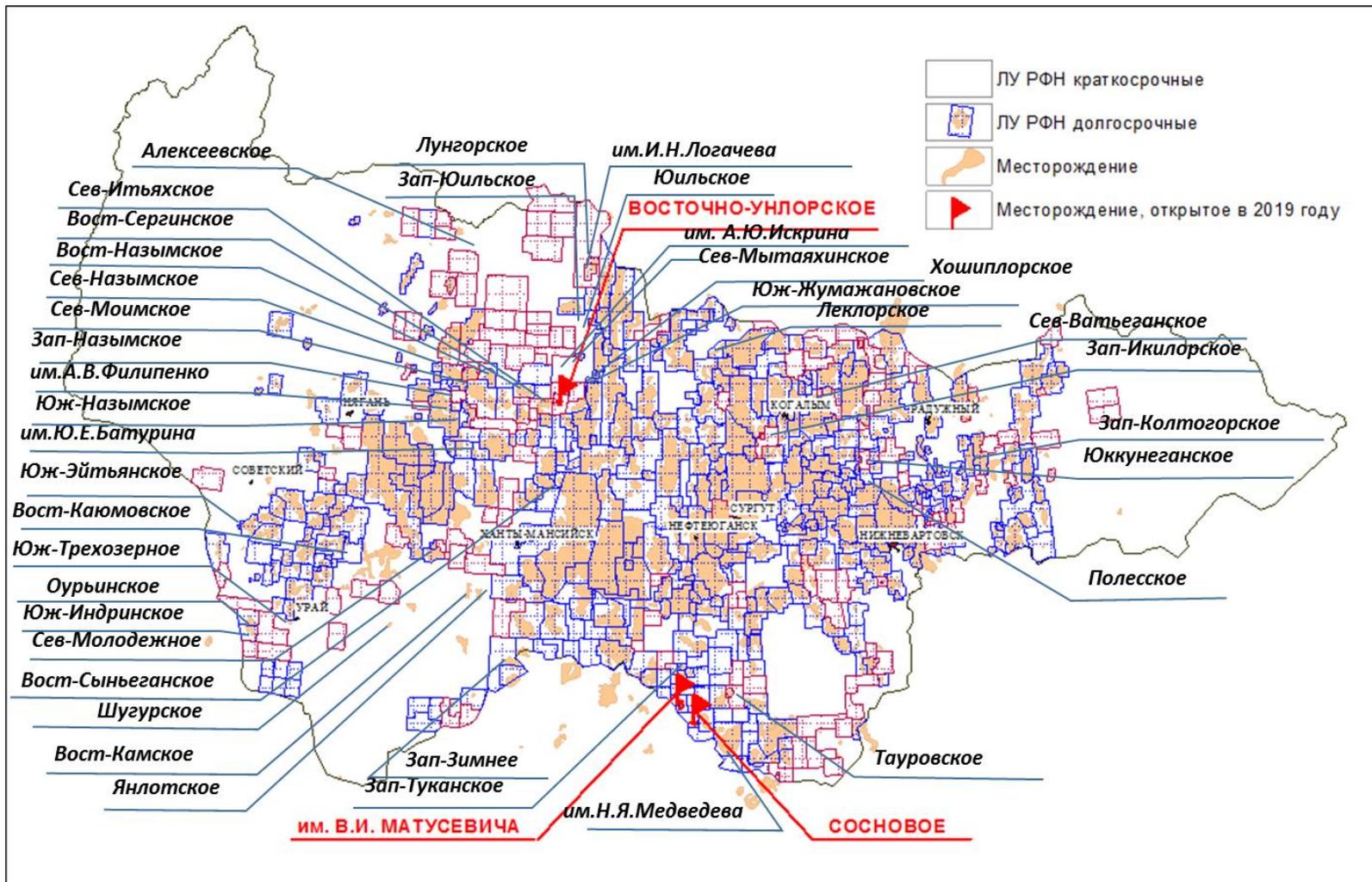


Рисунок 2.21 – Месторождения УВ, открытые в ХМАО-Югре в период 2011-2021 гг.

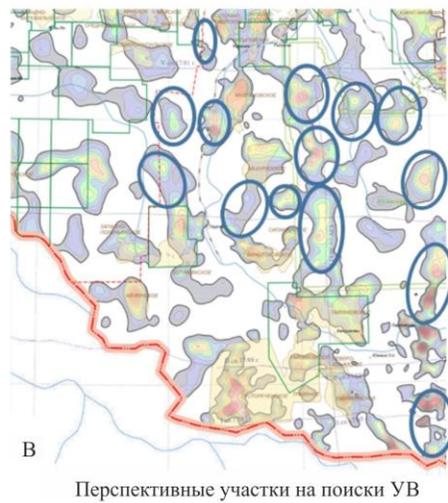
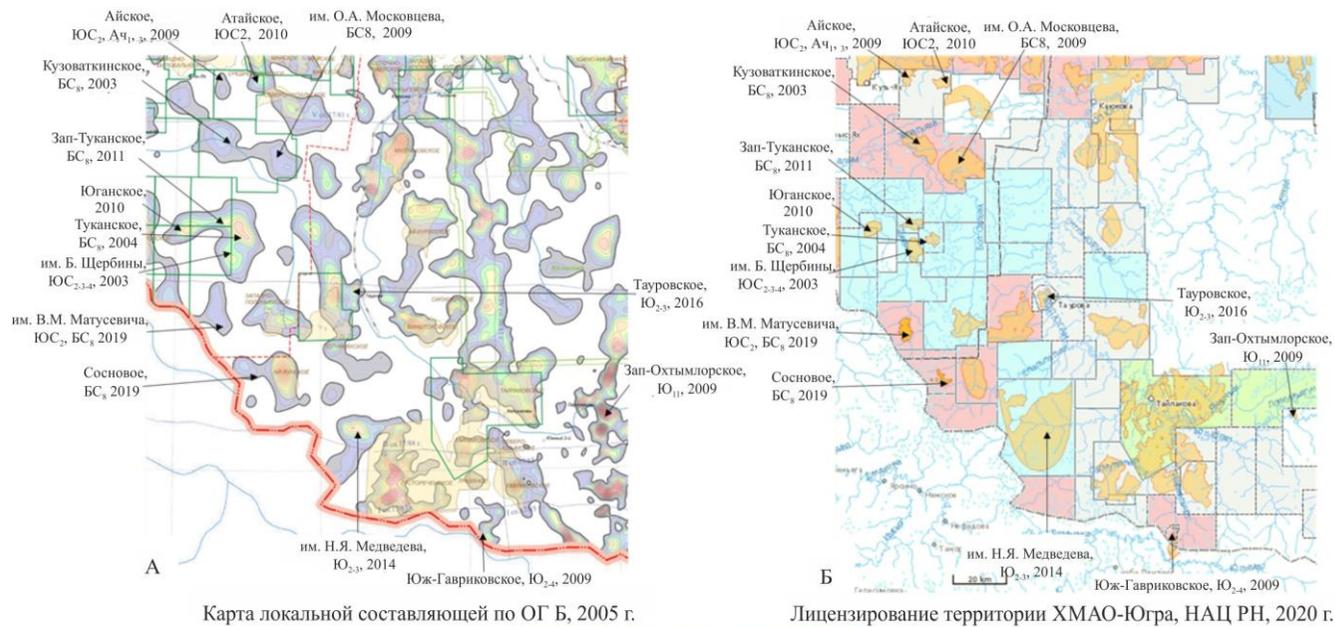


Рисунок 2.22 – Сопоставление карты частотной составляющей с открытиями месторождений на территории ХМАО-Югры Юганского НГР Каймысовской НГО

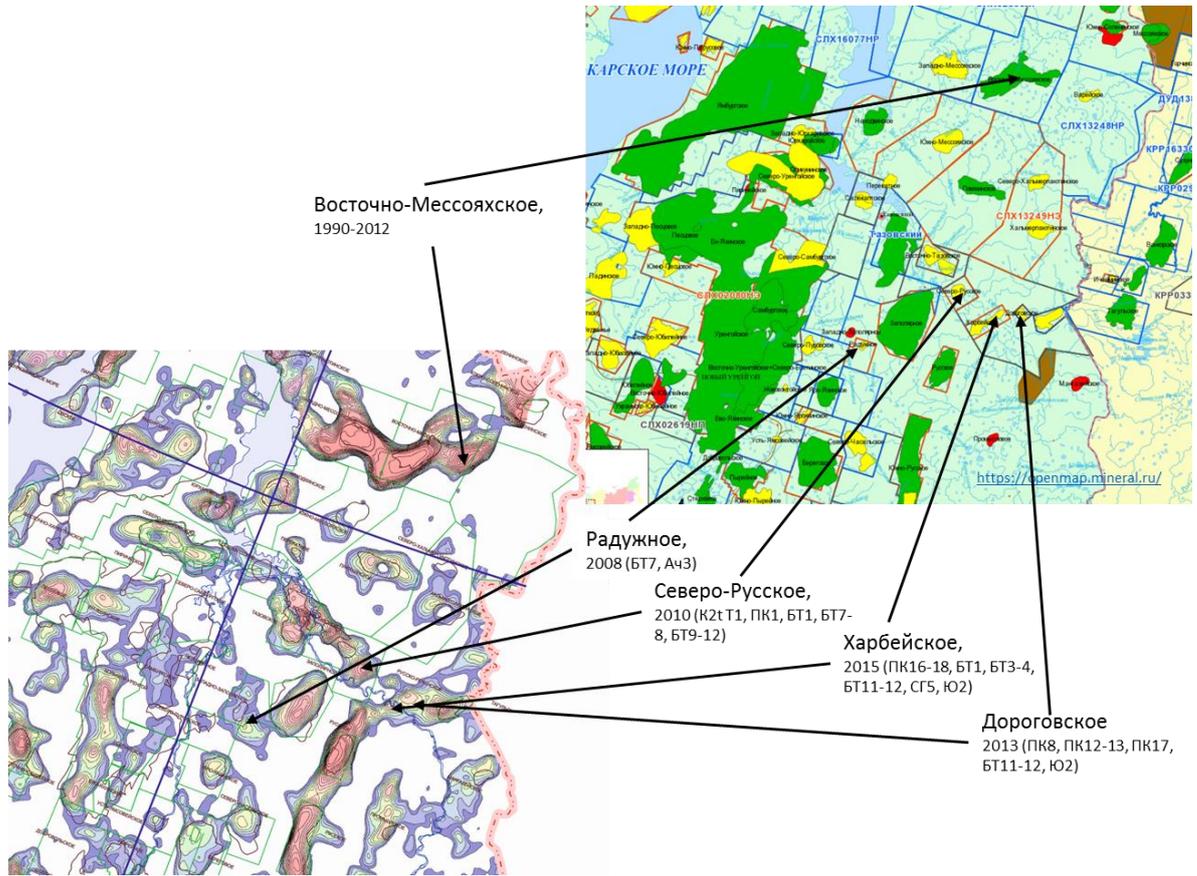


Рисунок 2.23 – Важнейшие открытия в пределах Северо-Русского участка недр

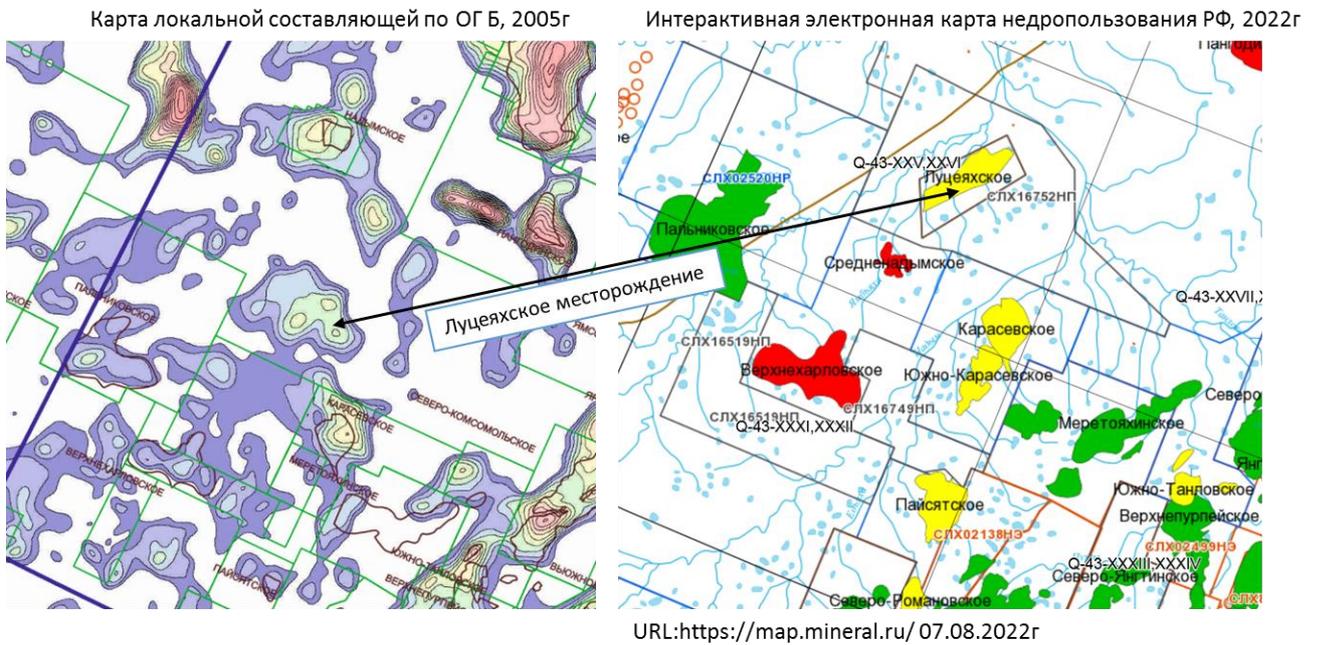


Рисунок 2.24 – Подтверждение ранее выявленной по карте локальной составляющей Луцевяжской перспективной зоны

На перспективной территории ранее были пробурены поисковые скважины: 65 Средненадымская и 67, 68 Западно-Луцевыхские. В 2008 г. в своде Луцевыхского поднятия была пробурена скважина 70, при испытании которой подтверждена перспективность ачимовских отложений – выявлена нефтяная залежь в пласте ачимовской толщи Ач₃³ (индекс по Балансу запасов). Месторождение поставлено на баланс недропользователя. Данный пример подтверждает тот факт, что выявленные и установленные при тренд-анализе палеоструктурные перспективные зоны подтверждают свой ресурсный потенциал и являются индикаторами для планирования лицензионной деятельности и составления ТЭП и Программы ГРП.

Согласимся с В. А. Волковым о том, что формализованный подход к структурно-тектоническому районированию и выделению разнопорядковых структур представляется чрезвычайно важным, поскольку обеспечивает повторяемость и воспроизводимость результатов [38, 439]. В значительной степени наследует подход, который был использован В. И. Шпильманом при построении Тектонической карты центральной части Западной Сибири [380].

Использование карт частотных составляющих позволяет эффективно внедрить в практику ГРП для решения следующих задач.

1. Уточнить схемы структурно-тектонического и нефтеперспективного районирования НГП или НГО (НГР). 1 уровень. Региональный уровень. Модель осадочного бассейна. Структурно-тектоническая модель. Нефтегазогеологическое районирование; 2 уровень. Зональный (площадной). Экспресс-прогнозирование больших по площади территорий; 3 уровень. Локальный. Экспресс-прогноз перспектив нефтегазоносности.

2. Выделить крупные перспективные зоны нераспределенного фонда недр и подсчитать вероятностным методом ожидаемые извлекаемые запасы УВ.

3. Обосновать месторождения-аналоги, выделить основные нефтегазоперспективные комплексы и пласты.

4. В пределах выделенных зон геометризовать перспективные участки нераспределенного фонда недр для составления долгосрочной программы участия в аукционах.

5. В пределах выделенных перспективных зон выполнить ранжирование участков по степени перспективности и группирование при наличии благоприятных геологических и других условий.

6. По каждому участку составить минимально необходимую программу ГРП.

7. Рекомендовать наиболее перспективные участки для выполнения технико-экономических предложений (ТЭП).

По данной тематике автором были опубликованы: 3 статьи в изданиях, рекомендованных ВАК в период 2021-2022 гг. [151, 249, 358], 2 публикации в изданиях Scopus 2006, 2021 гг. [409,

413], на 3х конференциях в период 2009-2021 гг. [276, 280, 297] и одна монографическая работа [137].

2.2.3. Структурно-тектоническое районирование Ямало-Карского региона на основе данных частотной декомпозиции структурных поверхностей

Плита Западной Сибири имеет двухъярусное строение, которое состоит из фундамента палеозойско-среднетриасового возраста и платформенного осадочного чехла среднетриасово-кайнозойского возраста. В пределах Западно-Сибирской палеорифтовой системы выделяются тектонические комплексы, соответствующие этапам их формирования [376]: дорифтовый (до RF), предрифтовый PZ₂, рифтовый (PZ₃-T), эпирифтовый – J-Kz.

Большой вклад в изучение строения земной коры северной части Западной Сибири на основе комплексного анализа геологических и геофизических материалов внесли Фотиади Э. Э., Ростовцев Н. Н., Жеро О. Г., Сурков В. С., Бочкарев В. С., Нежданов А. А., Огнев А. Ф., Бородкин В. Н., Конторович А. Э. и др.

Для построения схемы структурно-тектонического районирования мелового комплекса отложений были использованы результаты структурных построений по двум отражающим горизонтам:

- структурная карта по кровле отложений сеномана (ОГ Г);
- структурная карта по кровле отложений баженовской свиты (ОГ Б).

Карта толщин между горизонтами Б и Г, являющаяся производной обеих структурных карт, характеризует палеотектоническую историю региона в этот период.

С целью локализации в пространстве положительных структур исходные поверхности были разложены на частотные компоненты, позволяющие подчеркнуть границы тектонических элементов разного порядка. Низкочастотная компонента отражает особенности элементов первого порядка, высокочастотная – второго и более высоких порядков. Результат разложения структурной поверхности по сеноману и карты толщин между горизонтами Б и Г приведены соответственно на Рисунках 2.25-2.26.

Частотное разложение поверхности возможно произвести и на 3 составляющие в зависимости от того размера структур, которые необходимо подчеркнуть (Рис. 2.27, 2.28). В данном случае, среднечастотная компонента помогает проследить надпорядковые и структуры первого порядка.

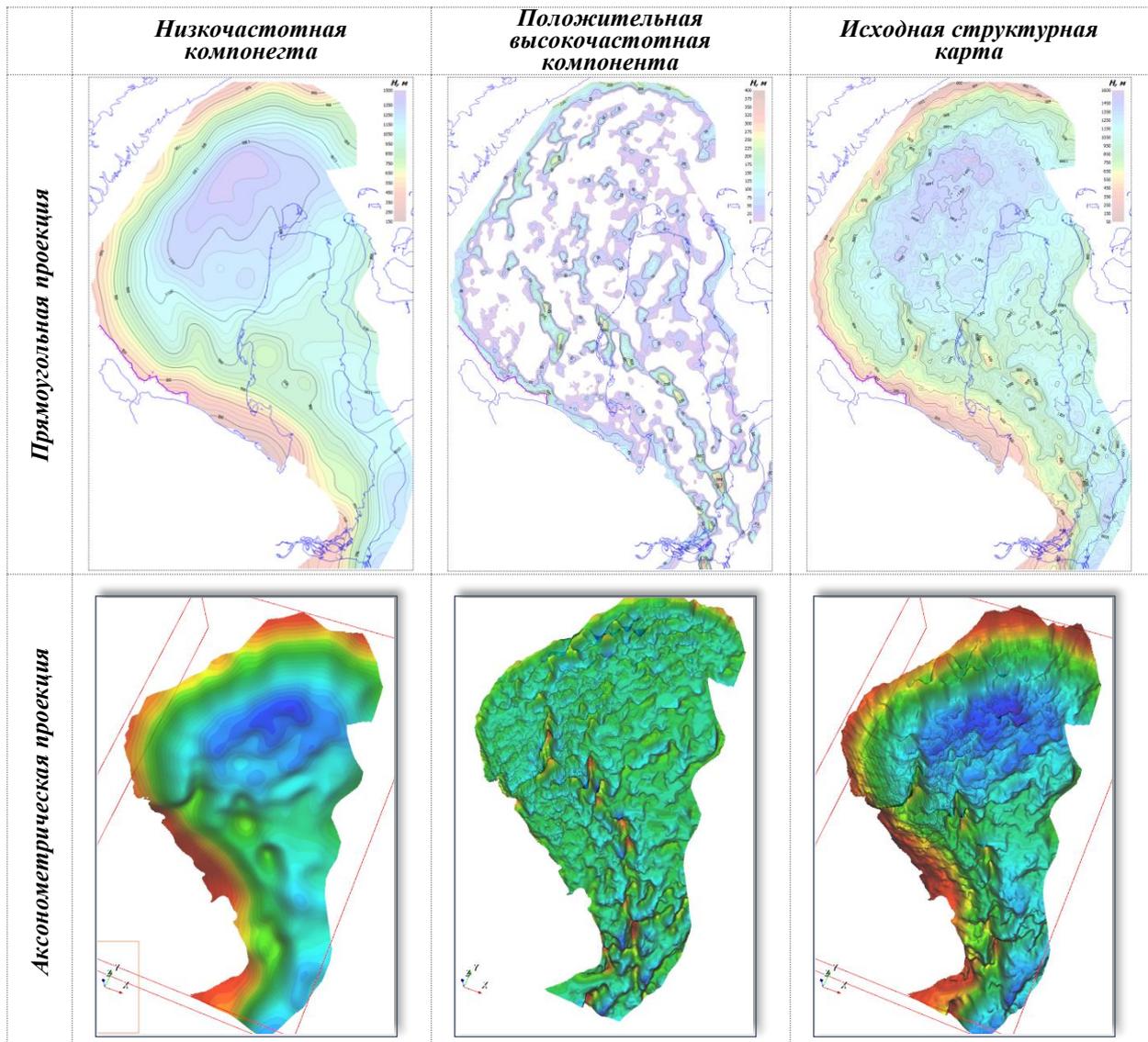


Рисунок 2.25 – Результат частотного разложения структурного плана по кровле сеномана на 2 частотные составляющие

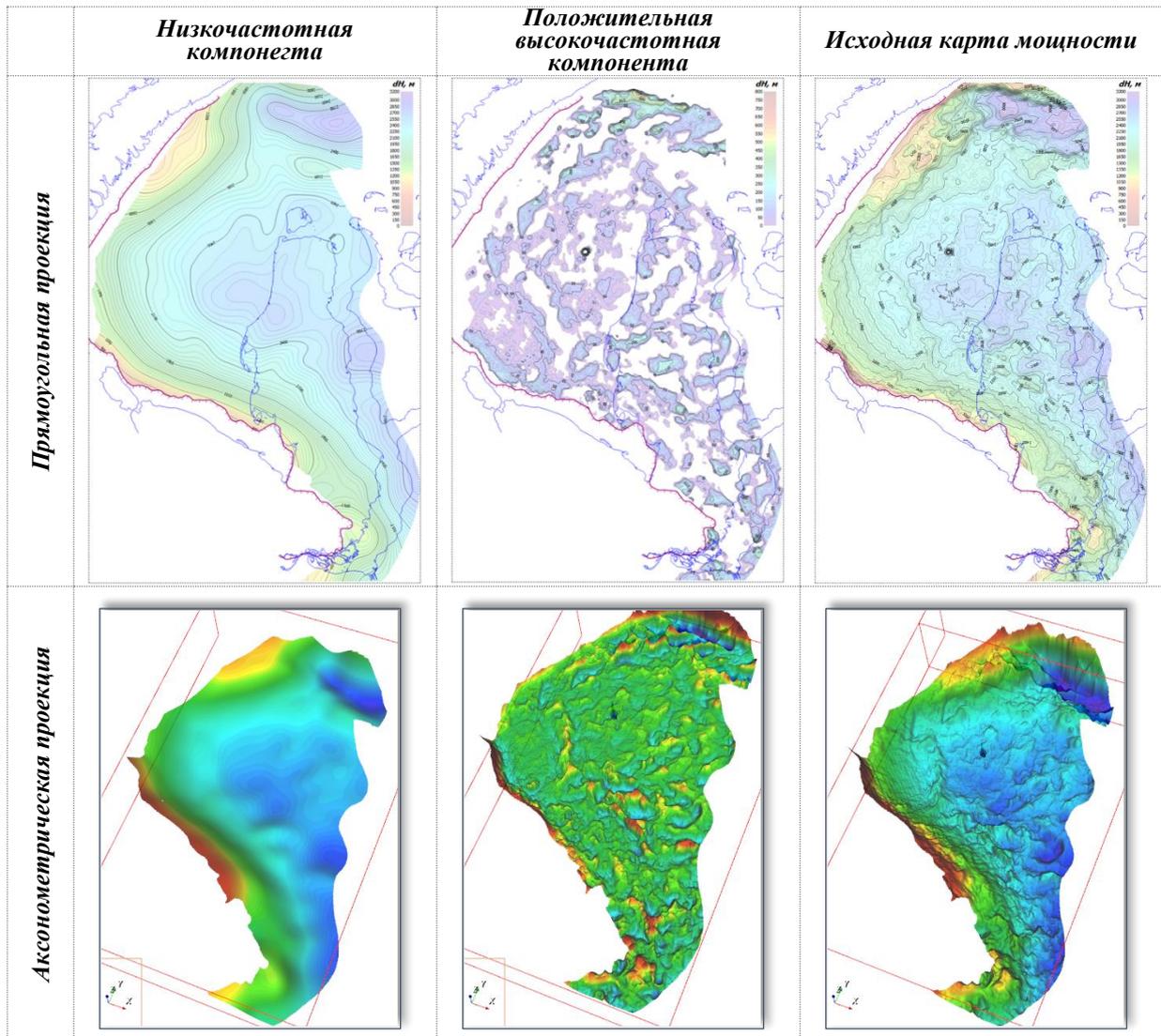


Рисунок 2.26 – Результат частотного разложения карты толщин между горизонтами Б и Г на частотные составляющие

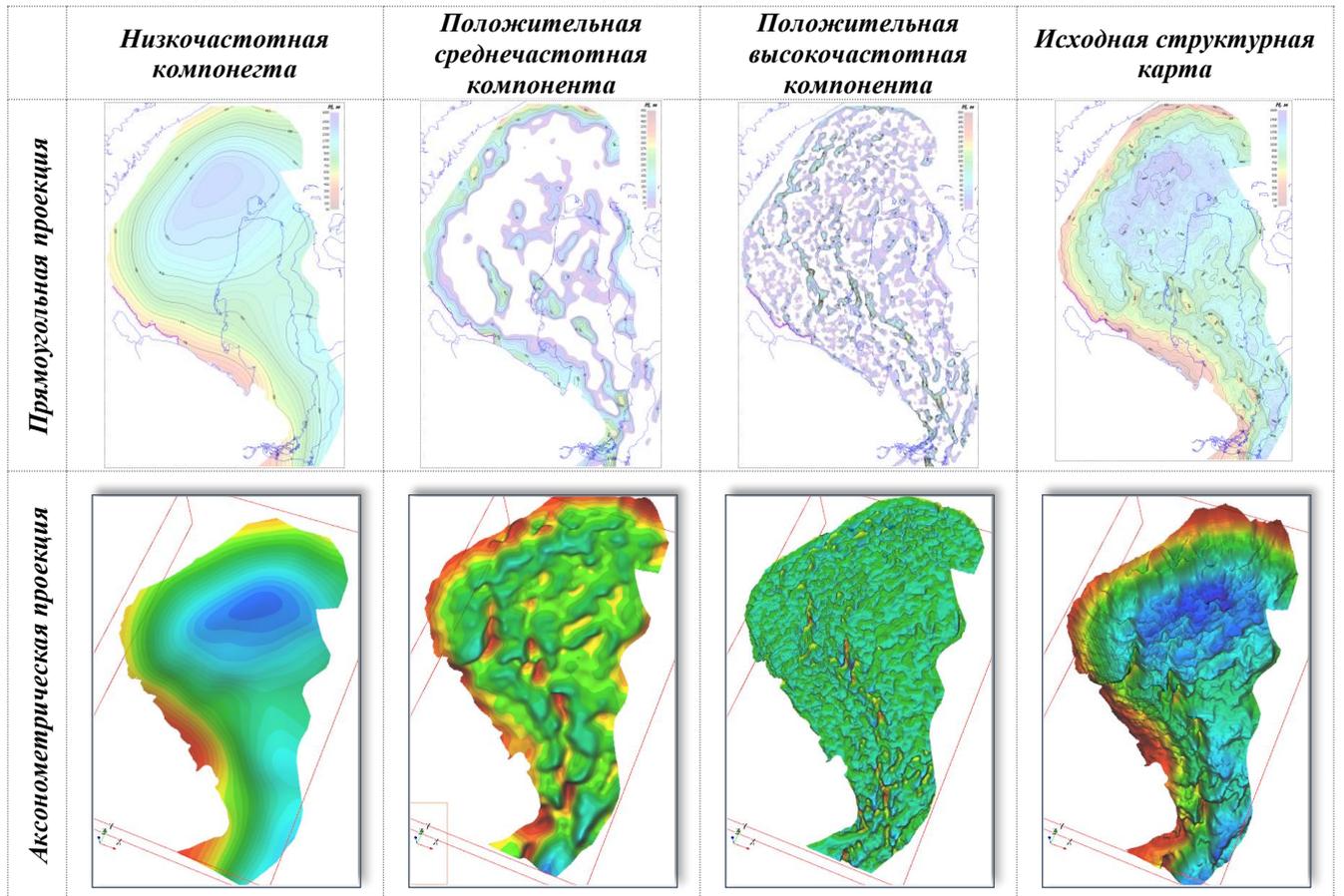


Рисунок 2.27 - Результат частотного разложения структурного плана по кровле сеномана на 3 частотные составляющие

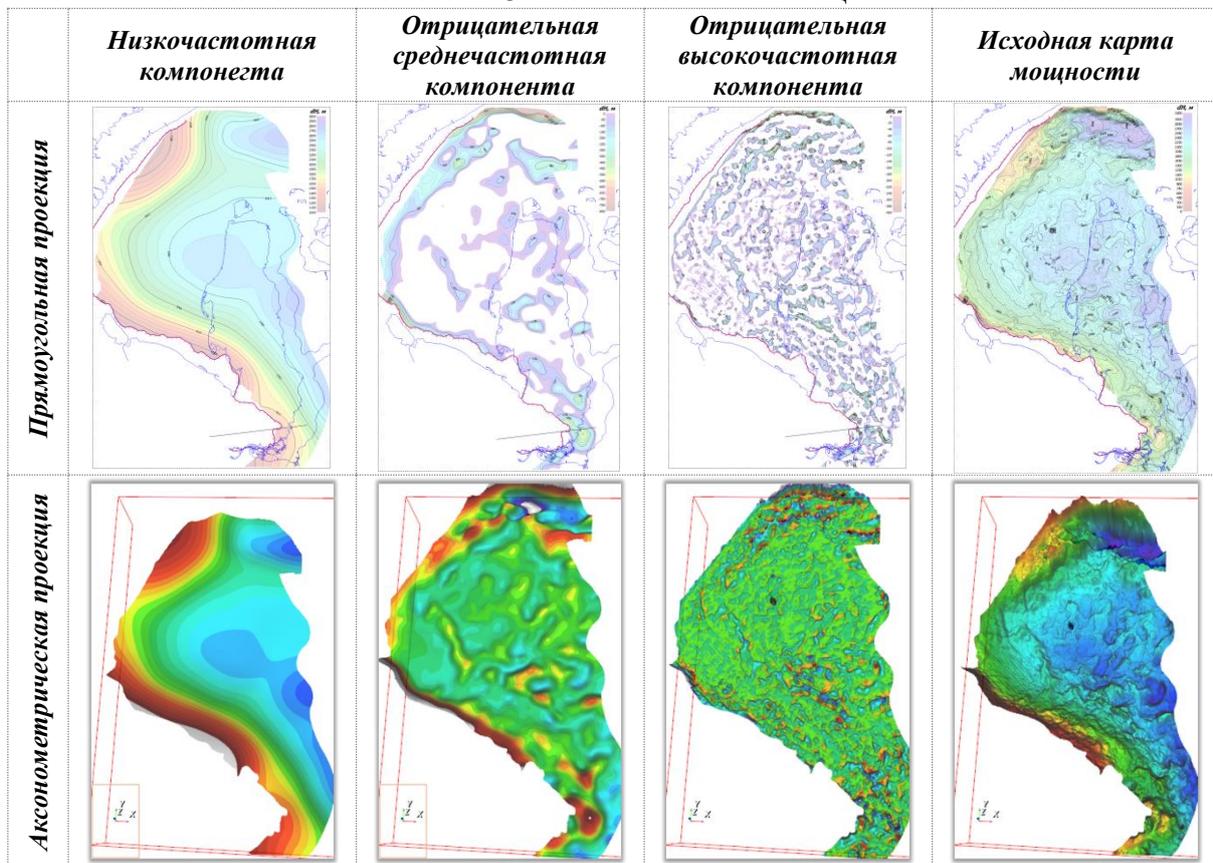


Рисунок 2.28 – Результат частотного разложения карты мощности берриас-сеноманского комплекса на 3 частотные составляющие

Построение карт двумерной классификации (Рис. 2.29) позволяет проанализировать совместно два признака – структурный и палеоструктурный. Простейшим случаем при этом является зонирование территории на 4 класса (Рис. 2.29 а, б), морфологическая интерпретация которых состоит в следующем:

- классы № 1 и № 4 интерпретируются как области развития инверсионных структур, отрицательная и положительная, соответственно;
- класс № 3, которому соответствует отрицательная локальная компонента структурного плана по сеноману и увеличенные толщины между горизонтами Б и Г, интерпретируется как унаследованная впадина;
- класс № 2, которому соответствует положительная локальная компонента структурного плана по сеноману и отрицательная локальная компонента толщин между горизонтами Б и Г, интерпретируется как унаследованное поднятие. Именно с этим классом связаны максимальная вероятность наличия структурных ловушек. Интегральные контуры открытых месторождений, вынесенные на полученные карты классификаций, практически полностью попадают в класс № 2.

Для низкочастотных компонент построена карта классификации с разделением на 9 классов (Рис. 2.29В), которая способствовала проведению границ надпорядковых структур. Морфологическая интерпретация 9 классов несколько более трудна. Классы с экстремальными значениями анализируемых параметров H и ΔH интерпретируются по аналогии с классификацией на 4 класса. Дополнительную информацию несет класс № 5 (области развития средних значений H и ΔH), наиболее четко подчеркивая границы ступеней и моноклиз.

Обращают на себя внимание две пространственно ориентированные системы структурных элементов, которые соответствуют направлению двух принципиальных систем напряжений, формирующих облик земной коры северной части Западной Сибири.

1) Диагональная, формирующая северо-западные (субпайхойские) и северо-восточные (субуральские) направления границ блоков. Эта система, по всей видимости, является отражением герцинского этапа тектогенеза;

2) Субширотные дислокации. Субширотные дислокации являются одним из основных элементов строения разломно-блоковой модели земной коры [327]. К ним, в основном, приурочены глубинные сдвиги, сопровождаемые смещением блоков в горизонтальном направлении по субвертикальным разломам. Считается, что субширотные дислокации возникли на ранних этапах развития Земли (AR_1 – PR_1) под влиянием масштабных планетарных событий и играли существенную роль на последующих крупных этапах ее эволюции, в частности, на неотектоническом этапе.

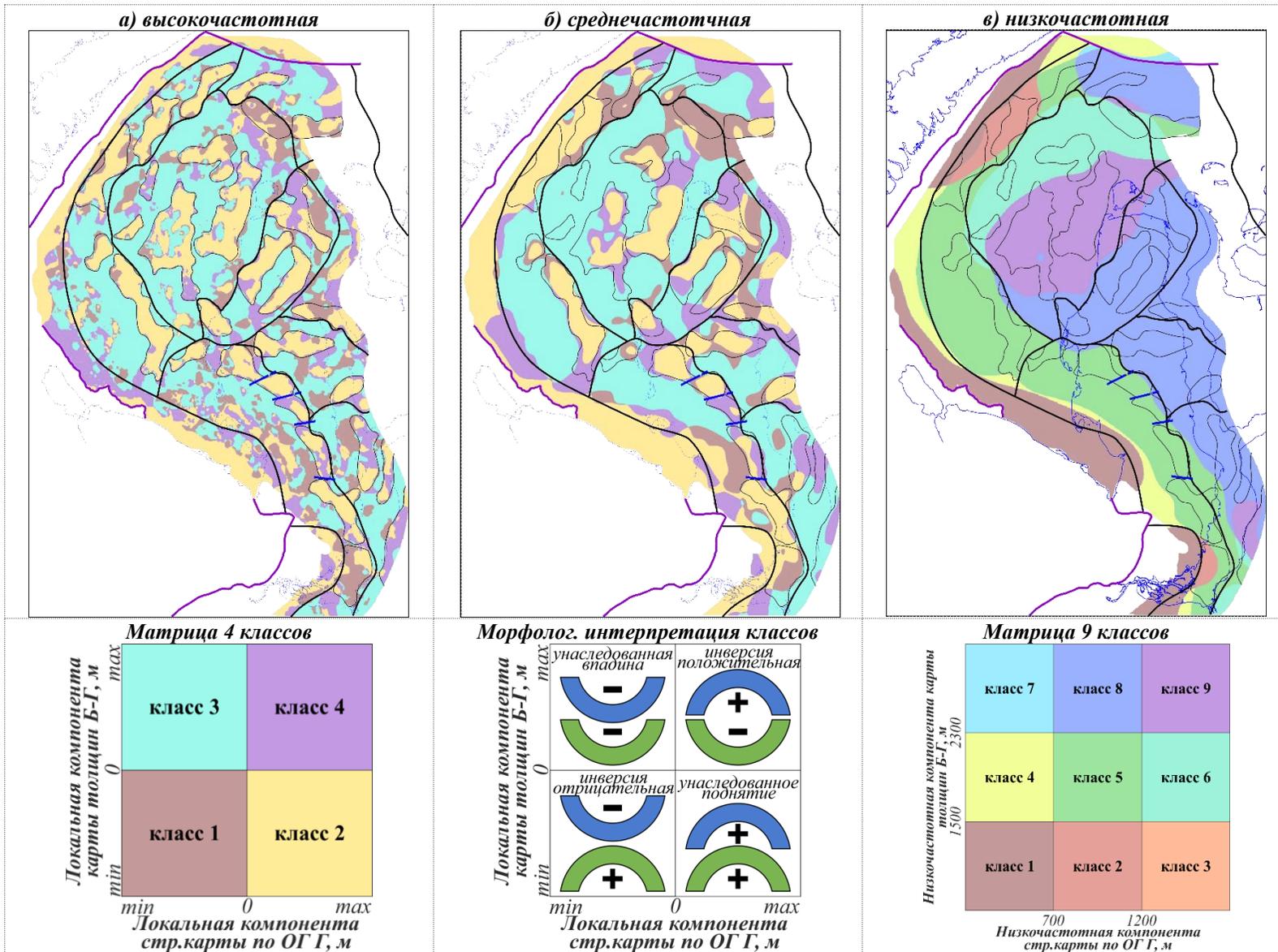


Рисунок 2.29 – Карты парных классификаций по различным частотным компонентам

По полученным картам классов (Рис. 2.290) проведены границы надпорядковых и структур первого порядка. Итоговая схема структурно-тектонического районирования приведена на Рисунке 2.30.

Центральной надпорядковой структурой рассматриваемого участка акватории Карского моря является Южно-Карская синеклиза, на западе и северо-западе по периферии ограниченная Припайхойско-Приновоземельской моноклизой, через Ямальскую ступень, и граничит с Ямало-Гыданской синеклизой (Рис. 2.30).

Именно эта структура стала центром погружения на рассматриваемом этапе геологической истории региона. Второй центр погружения локализуется в пределах Надым-Тазовской синеклизы.

В пределах акватории основной особенностью структурного плана мелового времени является формирование Обручевского мегавала, занимающего наиболее высокий гипсометрический уровень, а также Русановского, Ленинградского и Скуратовского поднятий. На территории рассматриваемой части Ямала выделяются Нурминский мегавал и его южные продолжения – Южно-Нурминский и Южно-Ямальский валы.

Вместе они образуют протяженную 400-километровую зону поднятий (в пределах рассматриваемой территории), разделенных на отдельные сегменты системой левосторонних сдвигов, и являются составной частью главной сдвиговой зоны Западной Сибири (ГСЗ). История возникновения и развития данного элемента трактуется по-разному.

Ю. В. Филипповичем [340] были проведены геодинамические палинспастические реконструкции строения фундамента Западно-Сибирской геосинеклизы на конец палеозоя, в результате которых выделена резко выраженная ортогональная система мегасдвигов, оси которой имеют северо-восточное и северо-западное направления. Вдоль *Саяно-Пайхойского линеамента*, протягивающегося от устья Обской губы на юго-восток, предполагается левостороннее суммарное смещение Енисей-Карской тектонической зоны на 600 км. Подчеркивается, что данный мегасдвиг выделяется целым рядом исследователей по особенностям аномального гравитационного поля и геоморфологическим признакам.

Ранее этот элемент был выделен К. О. Соборновым [302] по данным региональных сейсмических профилей и назван *Трансевразийским разломом* (ТЕР), возникшим в связи с вращением Сибирской платформы по часовой стрелке относительно Восточно-Европейской. Вращение привело к возникновению левостороннего сдвига вдоль ТЕР, а также спровоцировало рифтогенез в северной части Западно-Сибирской плиты. Предполагается, что смещение по разлому произошло в поздней перми и достигало, по мнению автора, 1000 км. В пользу выделения этого глобального линеамента свидетельствует тот факт, что разлом четко разделяет зону преимущественного газонакопления к северу от него и нефтенакопления к югу.

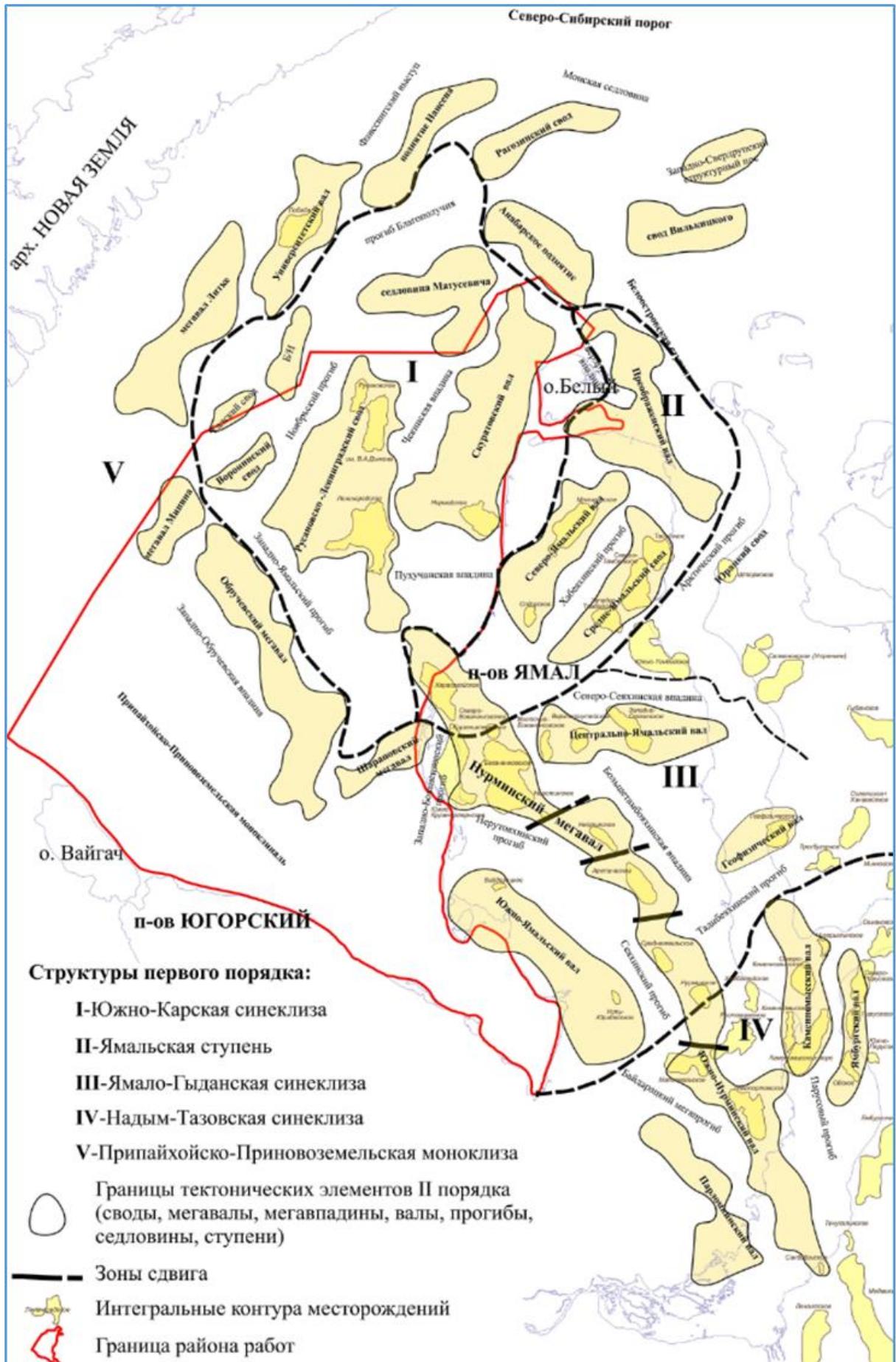


Рисунок 2.30 – Структурно-тектоническая схема районирования берриас-сеноманского комплекса отложений Ямало-Карского региона

В работе А. И. Тимурзиева [327] структурная линия, выраженная цепочкой кулисного сочленения валов, выделенная на структурной карте по кровле сеномана и приуроченная к глубинному тектоническому шву Западной Сибири, связанному с Худуттейским ответвлением Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта, названа *Худуттейским разломом*.

Последовательный анализ ряда структурных карт Западно-Сибирской синеклизы позволил В. С. Бочкареву и др. выделить *Арктико-Етыпурскую шовную зону*, состоящую из звеньев протяженностью около 50 км каждое [69]. При этом в чехле горизонтальное смещение измеряется единичными метрами (!), а не тысячами километров, как считает Филиппович Ю. В., изображая дизъюнктивы прямолинейными линиями.

На основании проведенных исследований установлено, что главная сдвиговая зона (ГСЗ) – важный структурно-тектонический элемент пострифтового этапа формирования и развития осадочного комплекса рассматриваемого бассейна, связанный с активизацией неорогенного этапа развития региона. Выделяемый К. О. Соборновым Трансевразийский разлом совпадает с прослеженной нами главной сдвиговой зоной Западной Сибири. Главная сдвиговая зона Западной Сибири завершает свое распространение в Карском море, по всей видимости, продолжаясь в виде Ленинградского и Русановского поднятий. При этом современные амплитуды структур по кровле сеномана на суше составляют более 200 м, а в пределах акватории 75-100 м (Рис. 2.25-2.26).

ГСЗ имеет морфологически хорошо выраженную форму чешуйчатого веера растяжения в виде структуры «конского хвоста». Такие изогнутые структуры растяжения формируются на окончаниях сдвиговых деформаций. Наличие кольцевых аномальных зон является характерной особенностью присдвиговых структур растяжения (зоны транстенсии).

Выводы

На основе частотного анализа структурной поверхности по кровле сеномана и карты толщин берриас-сеноманского комплекса получена схема структурно-тектонического районирования меловых отложений Ямало-Карского региона [426].

Использованные алгоритмы частотного разложения поверхностей и их двухмерной классификации позволяют быстро на качественном уровне анализировать результаты структурных и палеоструктурных построений и проводить структурно-тектоническое районирование территории.

Выделена главная сдвиговая зона Западно-Сибирской провинции, северное окончание которой имеет вид структуры «конского хвоста» в акватории Южно-Карского моря.

По данной тематике автором были опубликованы: 8 статей в изданиях, рекомендованных ВАК в период 2017-2022 гг. [111, 151, 203, 249, 264, 349, 357, 358], 2 публикации в изданиях Scopus 2014-2016 гг. [400, 401], на 7 конференциях в период 2014-2021 гг. [57, 91, 181, 185, 202, 276, 296], двух коллективных монографий [353, 354].

2.2.4. Уточнение нефтегазогеологического и структурно-тектонического районирования территории Баренцевоморского бассейна

Большой вклад в изучение и систематику накопленного материала по Баренцеву морю внесли такие исследователи, как И. С. Грамберг, Ю. Е. Погребицкий, М. Л. Верба, В. Е. Хаин, В. И. Устрицкий, В. С. Журавлев, О. И. Супруненко, Н. В. Шаров, Э. В. Шипилов, Б. В. Сенин, В. П. Гаврилов, А. Д. Павленкин, Л. А. Дараган-Суцова, С. В. Аплонов, А. В. Ступакова, Н. М. Иванова и др.

На сегодняшний день Баренцевоморский регион является высокоперспективной территорией для наращивания ресурсной базы РФ и характеризуется наибольшей изученностью по сравнению с остальными морями российской Арктики [229, 230, 333].

Однако различные методики проведения региональных и площадных работ обусловили создание большого количества схем тектонического районирования, основанных, как правило, лишь на структурном картировании элементов осадочного чехла. В диссертационной работе рассмотрен существенно новый концептуальный подход для построения схемы структурно-тектонического районирования Баренцевоморского региона, учитывающий не только структурные принципы выделения элементов, но и генетические. Такая методика позволила не только определить пространственное взаиморасположение тектонических структур, но и наметить первоочередные объекты для дальнейших поисков перспективных ловушек УВ.

Новая схема структурно-тектонического районирования Баренцевоморского региона создана на основе выполненных структурных построений и разработана с учетом ранее существующих схем, их классификаций и номенклатуры структурных элементов. Так, согласно принятой классификации, на региональном уровне выделено 5 основных разнопорядковых структурных элементов: региональные, надпорядковые, структуры I, II и III порядков.

По данной тематике автором опубликованы статьи в журналах из списка ВАК [195, 204].

Выделение региональных тектонических элементов

Определение границ региональных тектонических элементов осуществлялось на основе установленной эмпирической зависимости между двумя информативными геологическими характеристиками: структурной поверхностью средней юры (ОГ В) и мощностью

верхнепермско-среднеюрских отложений (dH_ОГ В-Ia). При расчете матрицы прогнозных классов производился подбор граничных параметров, позволяющих обособить современные положительные структуры от отрицательных, а также области с минимальными значениями мощности (палеоподнятия) от максимальных (палеодепрессии). В результате была получена матрица 9 прогнозных классов, согласно которой областям с унаследованным тектоническим развитием соответствуют 1 (положительные структуры) и 9 (отрицательные структуры) классы. Инверсионные зоны отождествляются с 3 (современные отрицательные структуры) и 7 (современные положительные структуры) классами. На все остальные классы приходятся участки, претерпевшие относительно умеренные изменения (Рис. 2.31).

При анализе рассчитанных границ матрицы установлено, что они довольно уверенно корреспондируются с современной структурной поверхностью средней юры. Так, границы распространения 1 и 4 классов, отождествляемые с унаследованными положительными структурами (Class № 1), претерпевшими относительно небольшие изменения (Class № 4), совпадают с изолиниями а. о. -1300 м на структурной поверхности и соответствуют восточному борту Свальбардской плиты (А), и западному - Предновоземельской зоны дислокаций (D).

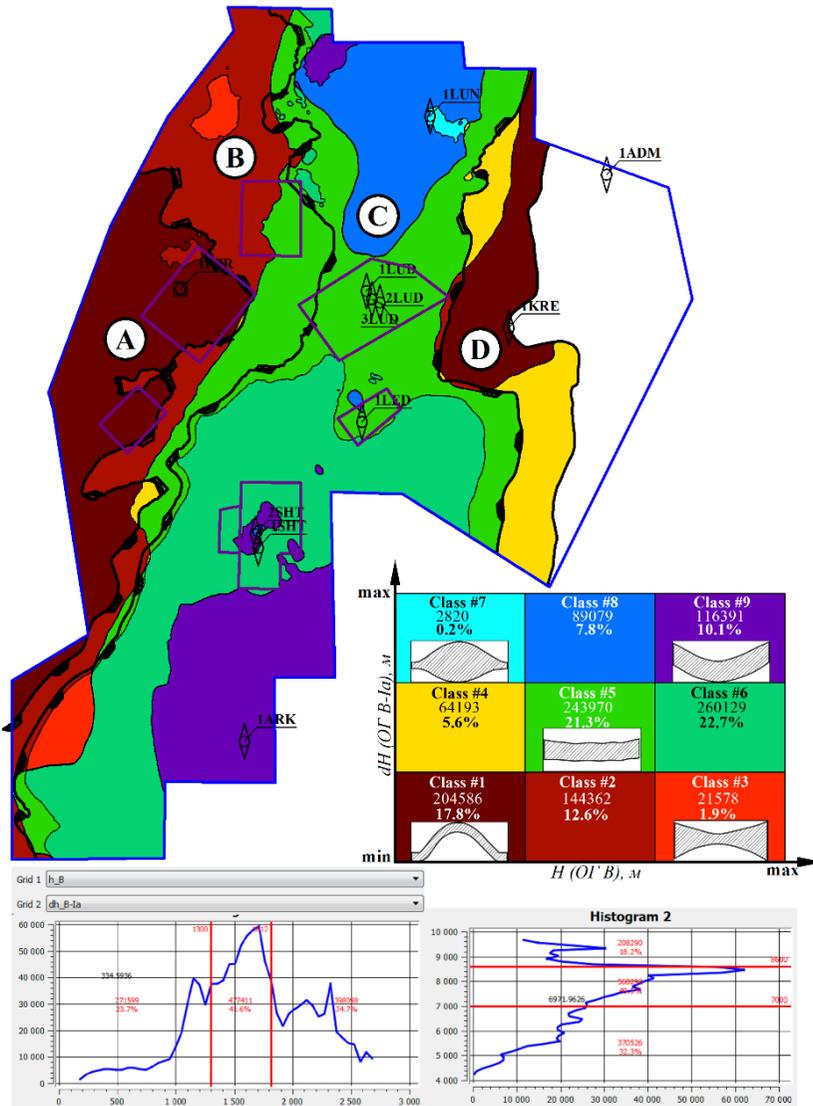
Восточнее Свальбардской плиты (А) на матрице классов отчетливо выделяется обширная область 2 класса, характеризующаяся минимальной мощностью и сильнейшей раздробленностью отложений, залегающих на среднем гипсометрическом уровне. Вероятно, данная зона является переходной от Свальбардской плиты (А) к Восточно-Баренцевскому мегапрогибу (С), однако ее восточная граница плохо согласуется со структурным планом и рассекает структуры Вернадского, Шатского, а также Медвежью.

В связи с этим пространственное расположение границы 2 класса, отождествляемого с Восточно-Свальбардской ступенью (С), было скорректировано и условно принято по изогипсе на а. о. -1700 м.

Восточно-Баренцевский мегапрогиб (С), заключенный между Восточно-Свальбардской ступенью (В) и Предновоземельской зоной дислокаций (D), включает в себя с 5 по 9 классы матрицы. Так, унаследованные депрессионные зоны (Class № 9), расположенные в северной и южной частях площади исследований, разделены областями (Classes № 5, 6, 8), подвергшимися относительно умеренным изменениям в результате тектонических процессов.

В результате в рамках площади исследований вновь выявлены, обоснованы и закартированы границы 4-х региональных тектонических элементов: Свальбардской плиты (А), Восточно-Свальбардской ступени (В), Восточно-Баренцевского мегапрогиба (С) и Предновоземельской зоны дислокаций (D).

Карта прогнозных классов, рассчитанная по структурной поверхности (ОГ В) и мощности верхнепермско-среднеюрских отложений (dh_B-Ia)



Структурная карта по кровле келловейских отложений средней юры (ОГ В)

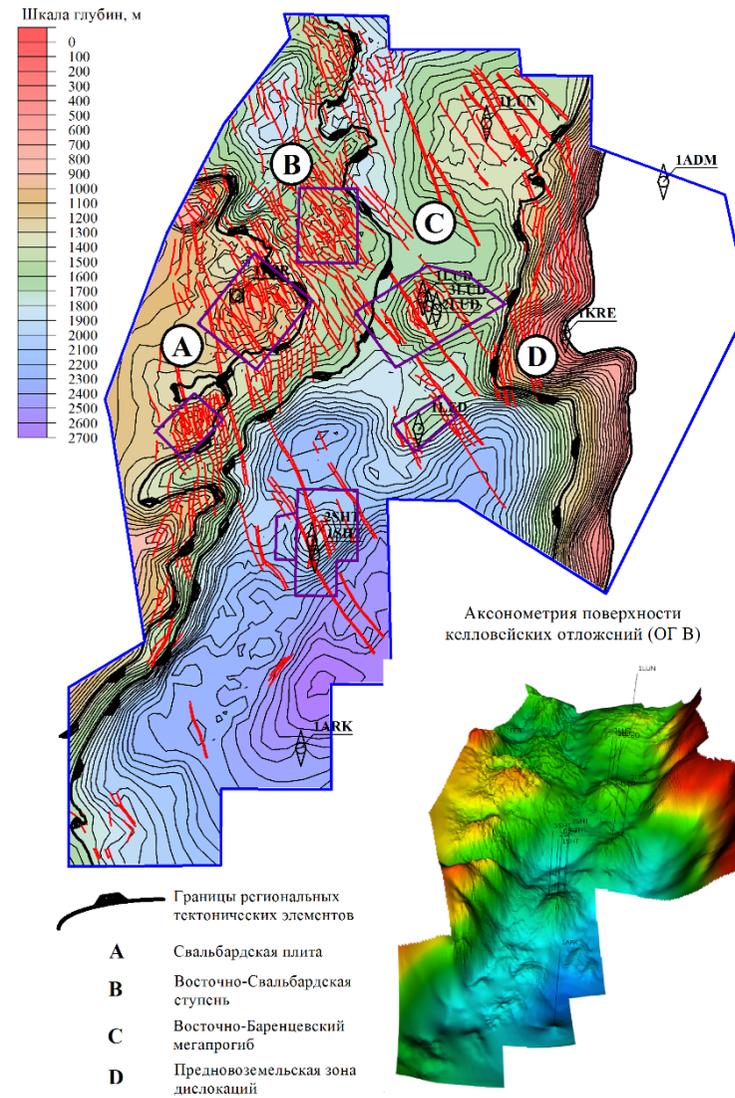


Рисунок 2.31 – Выделение границ региональных тектонических элементов

Выделение тектонических элементов надпорядковых, I и II порядка

Картирование надпорядковых тектонических элементов, а также структур I и II порядка осуществлялось на основе совместного анализа структурной поверхности среднеюрских отложений (ОГ В) и ее среднечастотной составляющей. Выделение тектонических структур в восточной части площади исследований проводилось по структурной поверхности триасовых отложений (ОГ Б) в связи с отсутствием здесь пород юрского возраста (Рис. 2.32).

В результате проведенного анализа было установлено, что пространственное расположение структур, осложняющих Свальбардскую плиту (А) и Предновоземельскую зону деформаций (D), сохранило преемственность от предыдущих схем тектонического районирования и было незначительно скорректировано авторами с учетом современного структурного плана среднеюрских отложений (ОГ В).

В северной части Восточно-Свальбардской ступени (В) выделяется Медвежья терраса (III-1), наименование которой принято по аналогии со схемой районирования ОАО «Союзморгео». На карте среднечастотной составляющей поверхности ОГ В отчетливо видно, что от Свальбардской плиты (А) и Восточно-Баренцевского мегапрогиба (С) терраса отделена прогибами.

Наибольшие изменения границ надпорядковых структурно-тектонических элементов, а также структур I и II порядка отмечаются в пределах Восточно-Баренцевского мегапрогиба (С). Так, граница сочленения Северо-Баренцевской впадины (IV) и Лудловского порога (V) прогнозируется существенно южнее, чем у ряда авторов предыдущих схем (ОАО «Союзморгео», ФГБУ «ВНИИОкеангеология»).

Данное предположение подтверждается на рассчитанной матрице классов (Рис. 2.31), где выделенной впадине соответствует область распространения 8 (депрессия, претерпевшая изменения) и 9 (унаследованная депрессия) классов.

Северная граница Южно-Баренцевской впадины (VI) совпадает с палеотрансформным разломом, выделенным Breivik A. J. в 2002 г. и подтверждающимся серией отрицательных структур северо-восточного направления на карте и аксонометрии среднечастотной составляющей (Рис. 2.32).

В центральной части впадины находит отражение группа положительных линейно-вытянутых в северо-восточном направлении структур, образующих единую Ледово-Надеждинскую ступень (VI-2). Обращает на себя внимание тот факт, что ступень, разделяя Западно-Надеждинскую (VI-1) и Южно-Штокмановскую (VI-3) котловины в центре, постепенно переходит в Адмиралтейский вал (VII-1) на севере и образует с ним единую тектонически выраженную структуру.

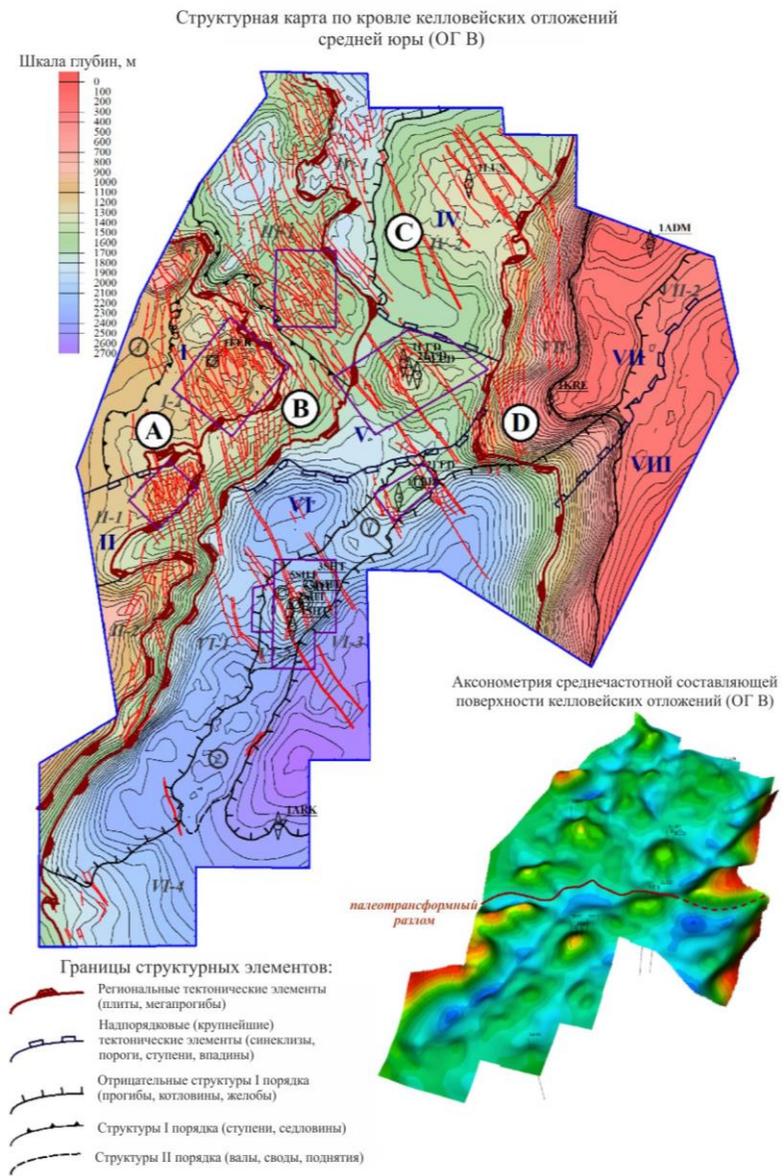
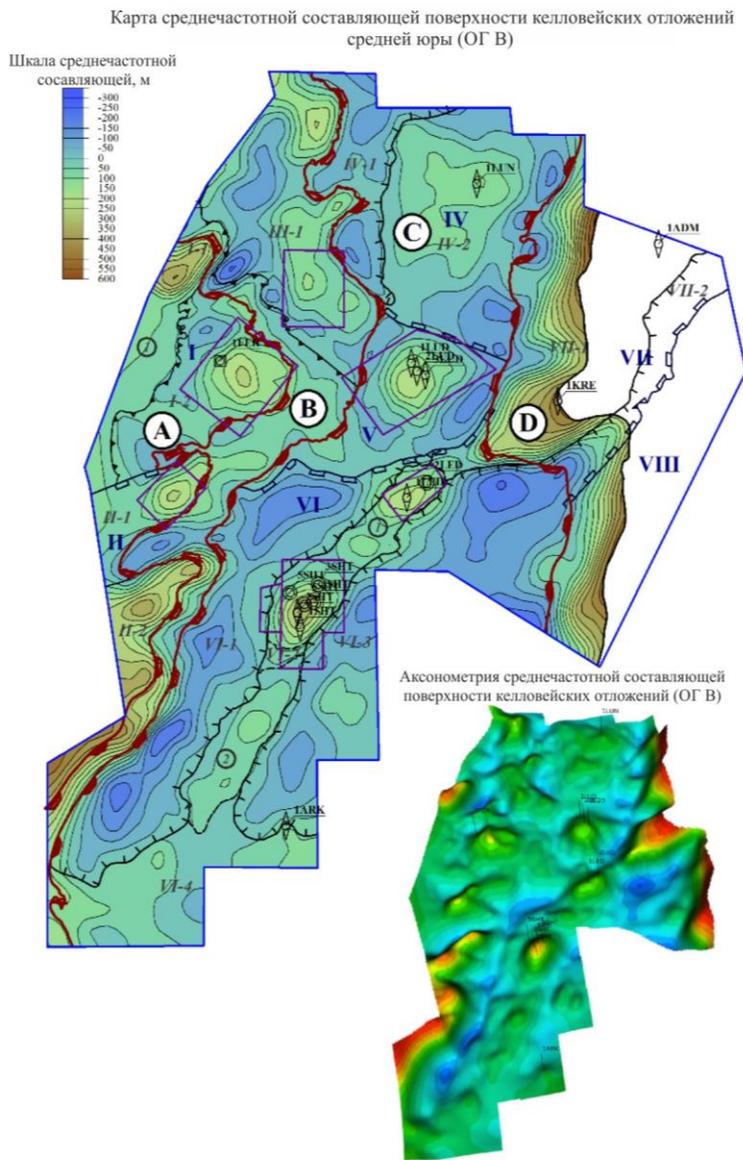


Рисунок 2.32 – Выделение границ тектонических элементов (надпорядковых, I и II порядка)

В южной части площади исследований выделена Северо-Мурманская ступень (VI-4), раскрывающаяся за рамку картопостроения. В связи с низкой плотностью сейсмических профилей здесь нет возможности выделить структуры меньшего порядка.

Структурно-тектоническая схема участка работ

В результате проведенных работ в пределах площади исследований закартированы 4 региональных структурных элемента (Свальбардская плита, Восточно-Свальбардская ступень, Восточно-Баренцевский мегапрогиб и Предновоземельская зона дислокаций), осложненных серией более мелких структур (Рис. 2.33).

Свальбардская плита (А), входящая в состав Западно-Арктической (Баренцево-Северо-Карской) платформы, выделяется в западной части площади исследований и раскрывается за рамку картопостроения. В пределах участка работ плита осложнена двумя надпорядковыми структурами: *Медвежинско-Надеждинской ступенью (I)* и *синеклизой Бьярмеланд (II)*.

На *Медвежинско-Надеждинской ступени (I)*, раскрывающейся на западе на рамку работ, находят отражение структуры I порядка: Центрально-Баренцевская зона поднятий (I-1) и Ферсмановская терраса (I-2). В пределах площади исследований Центрально-Баренцевская зона поднятий (I-1) осложнена сводом Маловицкого (1). В центральной части Ферсмановской террасы закартирована Ферсмановская структура III порядка (1).

Синеклиза Бьярмеланд (II), расположенная южнее Медвежинско-Надеждинской ступени (I), в рамках площади исследований включает в себя две структуры I порядка: Демидовскую седловину (II-1) и Свод Федынского (II-2), раскрывающиеся на западе за рамку картопостроения. Демидовская седловина осложнена Демидовской структурой (1), в то время как в северо-восточной части Свода Федынского выделяется Восточно-Федынская структура III порядка (1).

Восточно-Свальбардская ступень (В), характеризующаяся сильной тектонической раздробленностью, протягивается вдоль восточного борта Свальбардской плиты (А) и раскрывается на юго- и северо-западе за рамку картопостроения. В северной части ступени находит отражение Медвежья терраса (структура I порядка), осложненная тремя структурами III порядка: Вернадского (1), Шатского (2) и Медвежьей (3).

Восточно-Баренцевский мегапрогиб (С) представляет собой гигантскую депрессию, вытянутую в субмеридиональном направлении и раскрывающуюся на севере и юге за рамку картопостроения. В составе мегапрогиба выделяются 3 надпорядковые структуры: *Северо-Баренцевская впадина (IV)*, *Лудловский порог (V)* и *Южно-Баренцевская впадина (VI)*.

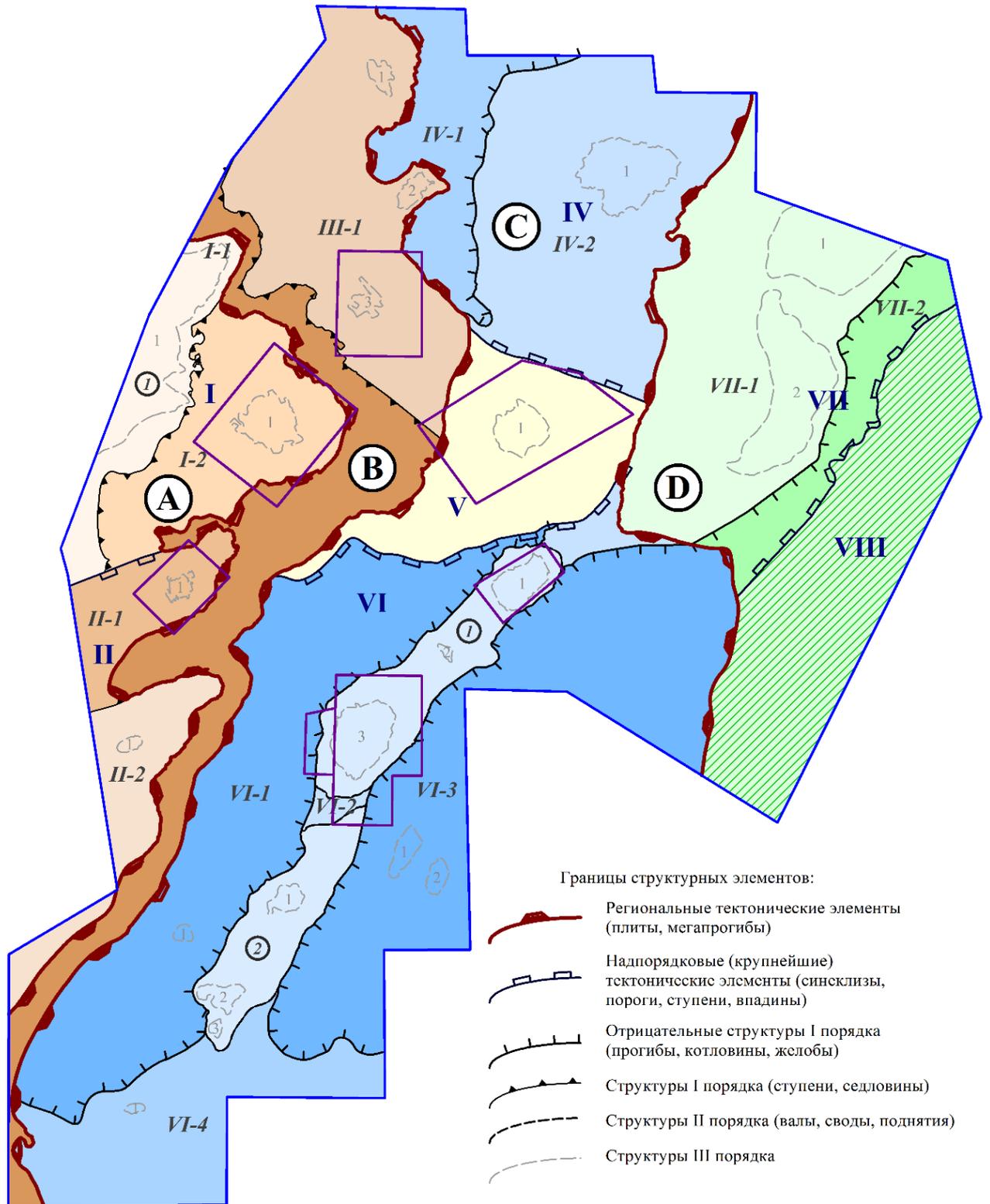


Рисунок 2.33 – Схема структурно-тектонического районирования участка работ

Условные обозначения к рисунку 2.33

Порядок структурных элементов, индекс на схеме						
Региональный	Надпорядковый	Структура I порядка	Структура II порядка	Структура III порядка		
А. Свальбардская плита	I. Медвежинско-Надеждинская ступень	I-1. Центральное-Баренцевская зона поднятий	1. Поднятие центральной Банки	1. Свод Маловицкого		
		I-2. Ферсмановская терраса		1. Ферсмановская структура		
	II. Синеклиза Бьярмеланд	II-1. Демидовская седловина		1. Демидовская структура		
		II-2. Свод Федынского		1. Восточно-Федынская структура		
В. Восточно-Свальбардская ступень		III-1. Медвежья терраса		1. Структура Вернадского		
				2. Структура Шатского		
				3. Медвежья структура		
С. Восточно-Баренцевский мегапрогиб	IV. Северо-Баренцевская впадина	IV-1. Полярный желоб				
		IV-2. Лунинская терраса		1. Лунинская структура		
	V. Лудловский порог				1. Лудловская структура	
			VI-1. Западно-Надеждинская котловина		1. Терская структура	
	VI. Южно-Баренцевская впадина		VI-2. Ледово-Надеждинская ступень	1. Ледово-Штокмановский вал	1. Ледовая структура	
					2. Южно-Ледовая структура	
					3. Штокмановская структура	
					2. Надеждинский вал	1. Териберская структура
						2. Северо-Надеждинская структура
						3. Структура б/н №60
VI-3. Южно-Штокмановская котловина				1. Туломская структура		
				2. Южно-Туломская структура		
VI-4. Северо-Мурманская ступень				1. Надеждинская структура		
D. Предновоземельская зона дислокаций	VI. Западно-Новоземельская ступень	VI-1. Адмиралтейский вал		1. Адмиралтейская структура		
		VI-2. Прогиб Седова		2. Крестовая структура		
	VII. Приновоземельский форланд					

Северо-Баренцевская впадина (IV) расположена в северной части площади исследований и представлена южным склоном депрессионной области, раскрывающейся на севере за рамку работ. В пределах впадины находят отражение две структуры I порядка: Полярный желоб (IV-1) и Лунинская терраса (IV-2). На террасе закартирована Лунинская структура III порядка (1).

Лудловский порог (V) представляет собой гипсометрически приподнятый участок, разъединяющий Северо- и Южно-Баренцевские впадины (III, V). В центральной части порога закартирована Лудловская структура III порядка (1).

Южно-Баренцевская впадина (VI), характеризующаяся как крупнейшая отрицательная структура, отчетливо выделяется в южной и центральной частях участка работ и раскрывается на юге за рамку картопостроения. В пределах впадины зафиксированы 4 структуры I порядка: Западно-Надеждинская котловина (VI-1), Ледово-Надеждинская ступень (VI-2), Южно-Штокмановская котловина (VI-3) и Северо-Мурманская ступень (VI-4).

Западно-Надеждинская котловина (VI-1) расположена в западной части Южно-Баренцевской впадины (VI) и представляет собой крупную депрессию, вытянутую в северо-восточном направлении. В южной части котловины закартирована Терская структура III порядка (1).

Ледово-Надеждинская ступень (VI-2), протягивающаяся вдоль восточного борта Западно-Надеждинской котловины (VI-1), характеризуется как гипсометрически приподнятая зона северо-восточного направления. В пределах ступени находят отражение две структуры II порядка: Ледово-Штокмановский (1) и Надеждинский (2) валы. На Ледово-Штокмановском валу (1) закартированы Ледовая (1), Южно-Ледовая (2) и Штокмановская (3) структуры III порядка. Надеждинский вал (2) осложнен двумя структурами III порядка: Териберской (1) и Северо-Надеждинской (2).

Южно-Штокмановская котловина (VI-3), характеризующаяся как крупная депрессия, отчетливо выделяется восточнее Ледово-Надеждинской ступени (VI-2) и раскрывается на юго-востоке за рамку картопостроения. В центральной части котловины находят отражение Туломская (1) и Южно-Туломская (2) структуры III порядка.

Северо-Мурманская ступень (VI-4), протягивающаяся вдоль южной части площади исследований, представляет собой гипсометрически приподнятый участок, осложненный Надеждинской структурой III порядка (1).

Предновоземельская зона дислокаций (D) отождествляется с зоной сопряжения Пайхой-Новоземельской складчатой системы и Восточно-Баренцевского мегапрогиба (С). Область протягивается вдоль восточной части площади исследований и раскрывается на юге, севере и востоке за рамку картопостроения. В ее составе выделяются 2 надпорядковые структуры: *Западно-Новоземельская ступень (VII)* и *Приновоземельский форланд (VIII)*.

Западно-Новоземельская ступень (VII), характеризующаяся сильной тектонической раздробленностью, расположена в северо-восточной части площади исследований и раскрывается за рамку картопостроения. В пределах ступени находят отражение две структуры I порядка: Адмиралтейский вал (VII-1) и прогиб Седова (VII-2). На Адмиралтейском валу закартированы Адмиралтейская (1) и Крестовая (2) структуры III порядка.

Приновоземельский форланд (VIII) протягивается вдоль восточного края участка работ и раскрывается на северо-востоке, востоке и юге за рамку картопостроения.

Тектоническое районирование по генезису структур

В рамках выполненных исследований проведено ранжирование структурно-тектонических элементов I-II порядка по их генезису. На основе установленной эмпирической зависимости между среднечастотными составляющими поверхности ОГ В и мощности верхнепермско-триасовых отложений (middle_dH_ОГ В-Ia) рассчитана матрица 4 классов. Настройка входных параметров осуществлялась так, чтобы была возможность разделить положительные и отрицательные современные структуры, а также области с пониженными и повышенными значениями мощностей. В результате проведенных работ построена матрица 4 классов, из которых 1 и 3 классы соответствуют унаследованным структурам и депрессиям, соответственно. Инверсионные участки отождествляются с 2 (современные отрицательные структуры) и 3 (современные положительные структуры) классами (Рис. 2.34).

В результате анализа полученных данных установлено, что области распространения наиболее крупных унаследованных положительных структур соответствуют Центрально-Баренцевской зоне поднятий (I-1), центральной и восточной частям Ферсмановской террасы (I-2), центральной части Демидовской седловины (II-1), своду Федынского (II-2), северной части Медвежьей террасы (III-1), юго-западному и западному склонам Адмиралтейского вала (VII-1) и южной части Приновоземельского форланда (VIII).

Обращает на себя внимание тот факт, что все они сопряжены с многочисленными инверсионными областями (Classes № 2, 3), что еще раз подтверждает неоднократные изменения структурного плана, произошедшие в результате тектонических процессов.

Наибольший интерес в нефтегазопроисковом отношении вызывают инверсионные структуры 3 класса, представляющие собой современные поднятия с повышенными значениями мощности отложений. Данное утверждение основано на том, что все выявленные месторождения на площади исследований приурочены к Ледово-Штокмановскому инверсионному валу (1) и Лудловской (1) инверсионной структуре.

в область активных структурно-тектонических деформаций, послуживших одной из основных причин расформирования первичной залежи и миграции УВ как по вертикали, так и по латерали в сторону Адмиралтейского вала (VI-1).

Итак, полученные результаты тектонического районирования по генезису структур свидетельствуют о маловероятности открытий новых ловушек УВ структурного типа. Основные перспективы площади исследований, предположительно, связаны с неструктурными ловушками УВ, приуроченными, прежде всего, к зоне сочленения Восточно-Баренцевского мегапрогиба (С) и Предновоземельской зоне дислокаций (D), в связи с более высоким гипсометрическим положением последней [425].

По данной тематике автором были опубликованы: 16 статей в изданиях, рекомендованных ВАК в период 2015-2022 гг. [94, 146, 178, 179, 198, 199, 232, 241, 323, 324, 336, 338, 350, 351, 355, 358], 3 публикации в изданиях Scopus 2014-2016 гг. [395, 398, 410], на 6 конференциях в период 2015-2018 гг. [91, 95, 205, 283, 296, 400], одной коллективной монографии [353].

2.2.5. Районирование перспектив нефтегазоносности территории ХМАО-Югры по комплексу региональных геолого-геофизических данных (на примере вновь открытых месторождений)

Представления о геологическом строении, закономерностях и перспективах размещения залежей УВ содержатся в работах профессиональных коллективов, в разное время возглавляемых Ф. Г. Гурари, И. И. Нестеровым, Н. Н. Ростовцевым, А. А. Трофимуком, Э. Э. Фотиади, В. С. Сурковым, А. Э. Конторовичем, Ю. Н. Карогодиным и др.

Районирование и выделение новых перспективных объектов для постановки поискового бурения в сложнопостроенных интервалах доюрского комплекса (ДЮК) – одна из актуальнейших и на сегодня не решенная проблема наращивания ресурсной базы в Западной Сибири.

В разделе представлены результаты работ по методике и технологии выделения перспективных зон в отложениях верхней части ДЮК по данным комплексного анализа потенциальных полей на одном из участков Фроловской мегавападины ХМАО, расположенных в бортовой части Елизаровского прогиба, вблизи области сочленения его с Красноленинским сводом.

В настоящем разделе приводятся результаты работ, которые были выполнены совместно с М. Б. Лурье и О. М. Сусаниной в 2005 г. [320].

Исходной информацией служит геолого-геофизический материал:

1. grids гравиметрических и магнитометрических полей в масштабе 1:200 000;

2. региональные цифровые карты опорных горизонтов по кровле фундамента и баженовской свите в масштабах 1:200 000 и 1:500 000;
3. данные о вещественном составе доюрского комплекса и результатах испытания;
4. региональные сейсмические профили.

Ниже приведены геолого-геофизические атрибуты, по которым были рассчитаны двухпараметрические признаки:

1. локальная составляющая структурной карты по кровле отложений ДЮК (ОГ А);
2. локальная составляющая структурной карты по кровле отложений баженовской свиты (ОГ Б);
3. локальная составляющая карты толщин между горизонтами А и Б;
4. сумма локальных составляющих структурных карт по горизонтам А и Б;
5. эффективная плотность отложений по кровле ДЮК;
6. эффективная намагниченность отложений по кровле ДЮК.

Геологическая интерпретация полученных результатов выполнялась на основе привлечения априорных данных о петрофизических характеристиках пород и структурно-тектонической ситуации региона. По результатам анализа полученных классов был определен вес каждого из них с позиций оценки условий нефтеобразования на исследуемом участке. Последующее суммирование матриц полученных параметров представляет собой итоговую карту, в которой определенный диапазон значений соответствует одному из классов.

Безэталонная классификация предназначена для выделения однородных областей в многомерном признаковом пространстве. При этом в качестве входных данных были использованы признаки, представляющие собой результат структурно-вещественного картирования по комплексу двух признаков на основе выделения трех диапазонов значений распределения каждого параметра (всего 9 классов).

Работы выполнялись в следующей последовательности:

- районирование по петрофизическим признакам (эффективным параметрам плотности и намагниченности);
- структурное районирование;
- палеоструктурное районирование;
- интегральное районирование территории.

Районирование по петрофизическим признакам (эффективным параметрам плотности и намагниченности)

Расчет параметрических моделей отложений кровли ДЮК в методике исследования потенциальных полей необходим для выделения локальных особенностей полей, связанных с вещественным составом коры, которые менее четко проявлены в структурных и морфологических особенностях ранее полученных трансформаций полей. Важным моментом при интерпретации геофизических полей является возможность перехода к интерпретации параметризованных моделей, т. е. моделей, заданных в терминах физических свойств. Такой подход позволяет исключить из рассмотрения особенности морфологии поля, не связанные с изменением вещественного состава. Помимо прочего, это открывает возможность совместной интерпретации данных гравитационного и магнитного полей, имеющих разную физическую природу.

Геологическая интерпретация геофизических полей по рассчитанным распределениям эффективных физических свойств (плотности и намагниченности), а не по трансформантам полей, методологически является более предпочтительной для решения отдельных интерпретационных задач [123]. Это особенно важно при изучении регионов, геологическое строение которых представлено двумя (и более) структурными этажами (наиболее часто встречающаяся ситуация для нефтегазоперспективных бассейнов).

Эффективные физические параметры (намагниченность или плотность) пород, латерально изменяющиеся в субгоризонтальном слое, рассчитываются между двумя заданными контактными поверхностями, причем, для случая магнитного поля, направление намагниченности обычно задается по направлению нормального магнитного поля. Модель слоя, ограниченного двумя контактными поверхностями, выбрана из следующих предположений. В принципе, обратная задача (восстановление источника по значениям поля) для потенциальных полей в общей постановке имеет бесконечное множество решений. Снижение неоднозначности возможно либо привлечением априорной геологической информации, либо ограничением классов возможных объектов. Единственность решения задачи от такой модели слоя, ограниченного двумя контактными поверхностями, была строго доказана В. М. Новоселицким в 1965 году [180]. Кроме того, такая модель хорошо аппроксимирует реальные геологические среды, в частности, строение фундамента.

Расчет производился по программам, созданным в лаборатории гравиразведки геологического факультета МГУ. В качестве верхней контактной поверхности была задана кровля отложений доюрского комплекса (структурная карта по опорному ОГ А). Глубина нижней кромки моделируемого слоя выбирается исходя из анализа спектра поля, либо из априорных

представлений. В данном случае нижняя контактная поверхность была задана постоянной (для простоты модели) на глубине 6 км.

Необходимо подчеркнуть, что результаты трансформаций петрофизических карт (выделение локальной составляющей) характеризуются значительно большей геологической информативностью по сравнению с данными трансформаций исходных полей. На основании анализа локальных компонент карт петрофизических параметров уверенно картируются как пликативные, так и дизъюнктивные структуры верхней части фундамента [12]. В данном случае локальные составляющие карт распределения эффективной плотности и намагниченности в слое получены как разность между исходными картами и их сглаженными аналогами. Предполагаем, что полученные карты локальных составляющих эффективных параметров отражают локальные неоднородности строения фундамента

Переход от характеристик поля (мГал, нТл) к физическим характеристикам – плотности и намагниченности пород – в значительной степени упрощает понимание и осмысление полученных результатов и дает более широкие возможности комплексирования при сопоставлении с данными бурения. Классификация исследуемой площади на структурно-вещественные комплексы позволяет выделить зоны по физическим характеристикам, которые могут соответствовать перспективным зонам (разуплотненные и немагнитные), в которых развиты трещиноватые коллекторы, благоприятные для аккумуляции УВ. Необходимо иметь в виду, что вычисленные величины эффективных параметров могут иметь весьма мало общего с реальными природными величинами. Это особенно касается гравитационного поля, где величина вычисляемой плотности пропорциональна мощности слоя, для которого вычисляется плотность. В этом смысле к вычисляемым значениям плотности и намагниченности следует относиться как к некоторым эквивалентным параметрам.

Карты локальных составляющих были разделены на три класса (Рис. 2.35).

Деление на классы было основано на равнозначной представительности каждого из них на участке работ.

Задание степени разграничения по условиям перспективности на классы двумерной классификации выполнялось с учетом петрофизических особенностей пород (Рис. 2.36). Наибольшая степень (1,0 д. е.) определена для классов №№ 6, 9, которым соответствуют наиболее разуплотненные и немагнитные породы, наименьшая (0,2 д. е.) – для класса № 1, соответствующему большим значениям плотности и намагниченности.

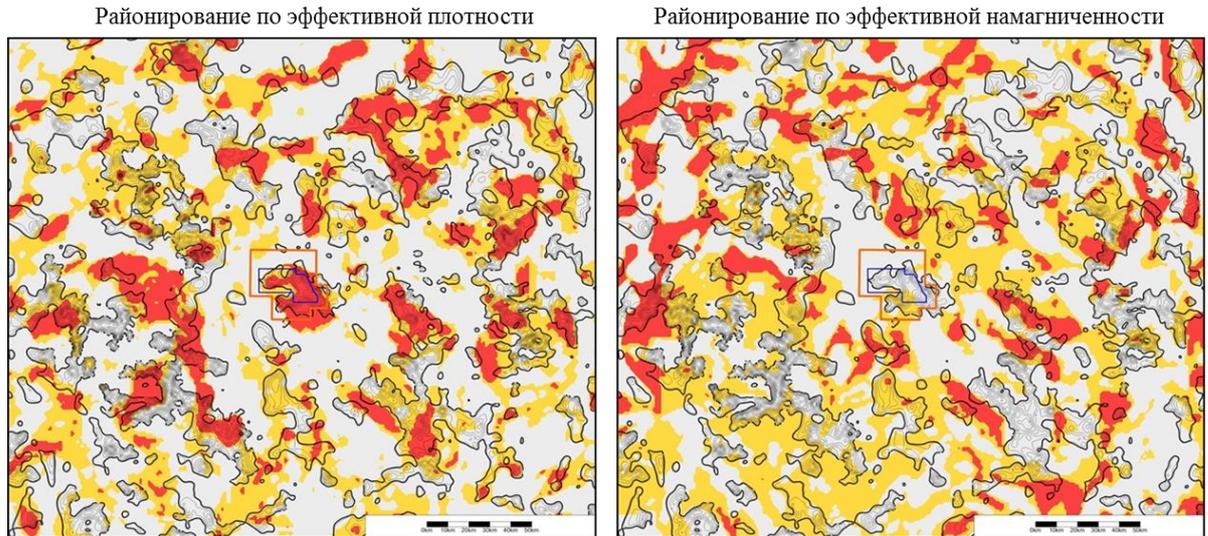


Рисунок 2.35 – Районирование по петрофизическим признакам (эффективным параметрам плотности и намагниченности)

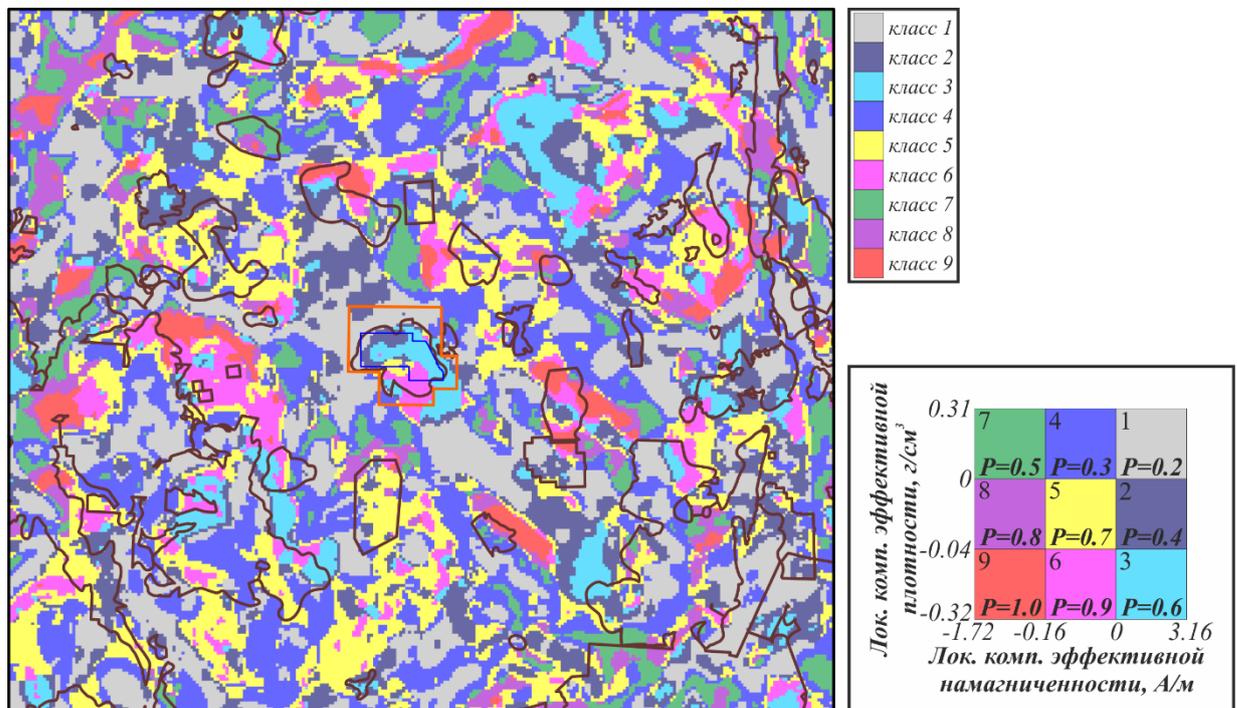


Рисунок 2.36 – Классификация отложений кровли ДЮК по петрофизическим признакам (эффективным параметрам плотности и намагниченности)

Структурное районирование

Для решения задачи структурного районирования были использованы структурные карты по кровле отложений доюрского комплекса (ОГ А) и кровле отложений баженовской свиты (ОГ Б) масштаба 1:500 000 по состоянию на 2001 г.

Анализ структурных карт по горизонтам Б и А, а также карты мощности юрских отложений между отражающими горизонтами А и Б показал, что существенную информацию о

строении изучаемой толщи несет интенсивность поднятий локальных составляющих указанных карт. В результате комплексного анализа этой информации была составлена карта районирования по структурным признакам и комбинации структурных и палеоструктурных параметров.

Расчет локальных составляющих структурных карт производился путем вычитания из исходных поверхностей их сглаженных аналогов (трендов). Каждая полученная карта представлена тремя классами: отрицательная составляющая и два класса, характеризующих ее положительную часть, деление которой было основано на равнозначной представительности каждого из классов на участке работ.

Задание степени благоприятности условий нефтегазоперспективности для классов карты двумерной классификации носило структурный характер. Наибольшая степень (1,0 д. е.) определена для класса № 9, которому соответствуют высокие амплитуды поднятий как по горизонту А (> 60 м), так и по горизонту Б (> 30 м), наименьшая (0,2 д. е.) – для класса № 1, соответствующему унаследованным впадинам в структурном плане для обоих горизонтов (Рис. 2.37).

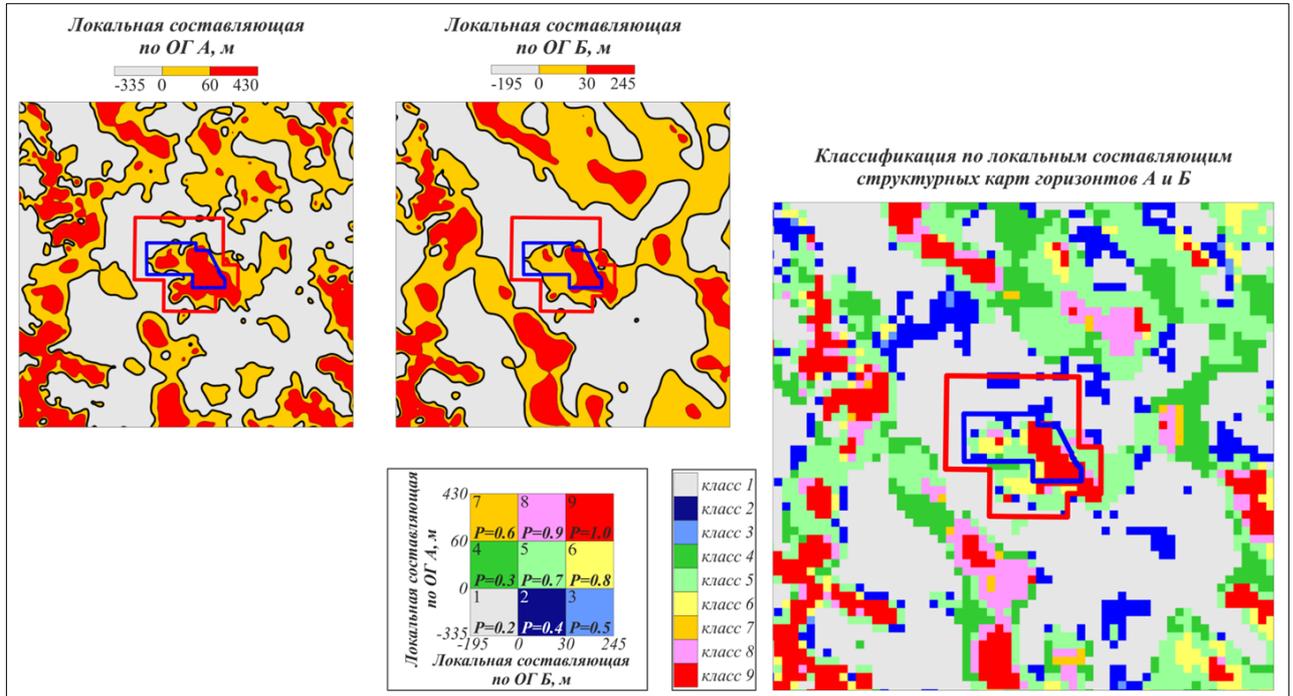


Рисунок 2.37 – Классификация по локальным составляющим структурных карт отражающих горизонтов А и Б

Палеоструктурное районирование

Изучение положительного сочетания условий аккумуляции УВ требует анализа палеоструктурных и структурных особенностей. Локальная составляющая карты толщин между горизонтами А и Б получена как разность сглаженной матрицы толщин и исходной карты. Первому классу карты локальных толщин была присвоена площадь с отрицательными значениями, которые характеризуют уменьшение общей мощности отложений и имеют наиболее благоприятные условия для появления литологических экранов, а значит и ловушек. Второму – малоамплитудная положительная составляющая (до 35 м), которая также может включать зоны распространения литологических ловушек. Третий ранг обусловлен наименьшей благоприятностью на наличие миграции углеводородов. Расчет суммы локальных составляющих структурных карт производился путем сложения карт локальных составляющих. Ее деление на три класса аналогично делению карт локальных составляющих в отдельности (Рис. 2.38).

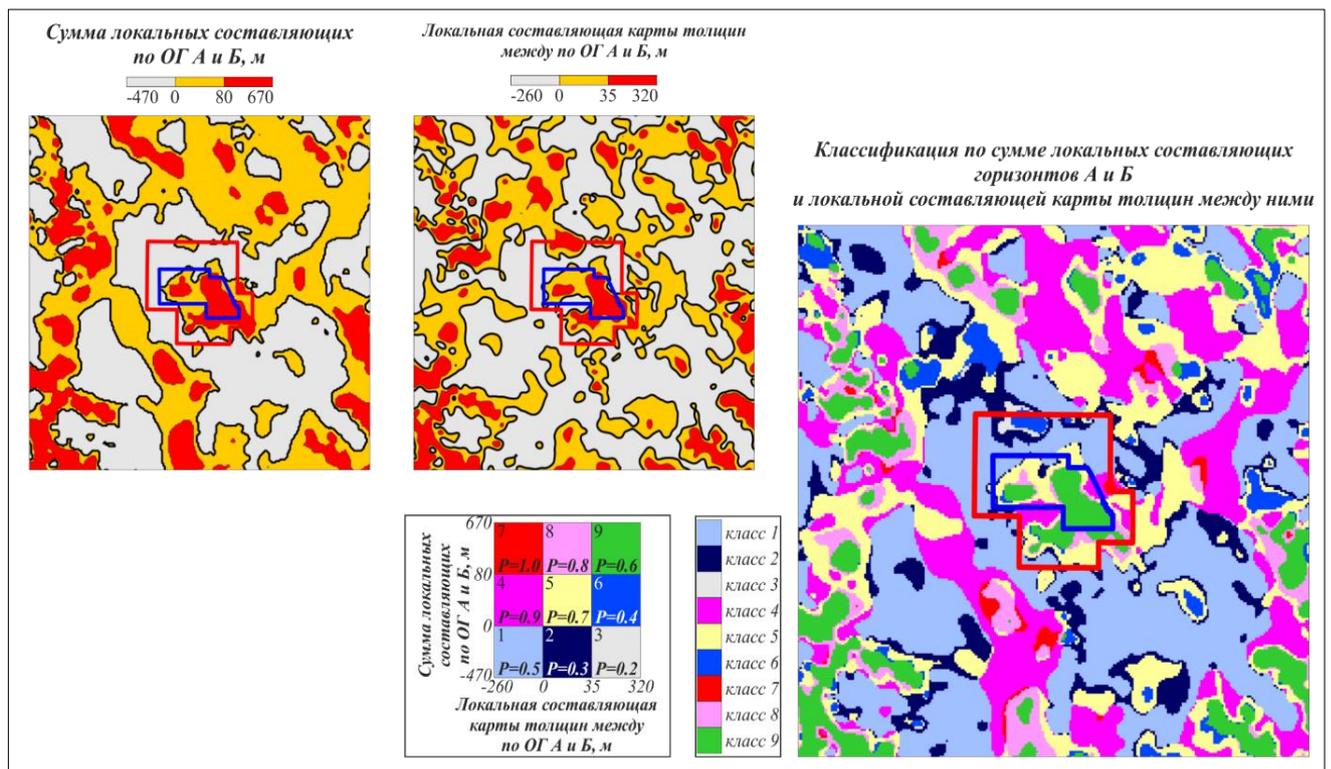


Рисунок 2.38 – Классификация по сумме локальных составляющих горизонтов А и Б и локальной составляющей карты толщин между ними

Наибольшая степень (1,0 д. е.) определена для класса № 7, которому соответствуют наиболее амплитудные поднятия по горизонтам А и Б, а также уменьшение мощности отложений между горизонтами А и Б, наименьшая (0,2 д. е.) – для класса № 3, соответствующему локальным

впадинам в структурном плане и увеличению мощности осадконакопления, описывающему зоны унаследованных прогибов с отрицательными формами рельефа.

Интегральное районирование территории

На основе рассмотренных выше видов классификаций рассчитана итоговая карта безэталонной классификации.

Каждая из классификаций характеризуется определенной степенью перспективности территории на наличие УВ. Расчет итоговой классификации производился путем нормирования суммы всех трех признаков. Итоговая карта отображает степень преспективности территории по структурному, палеоструктурному и петрофизическому признакам (Рис. 2.39).

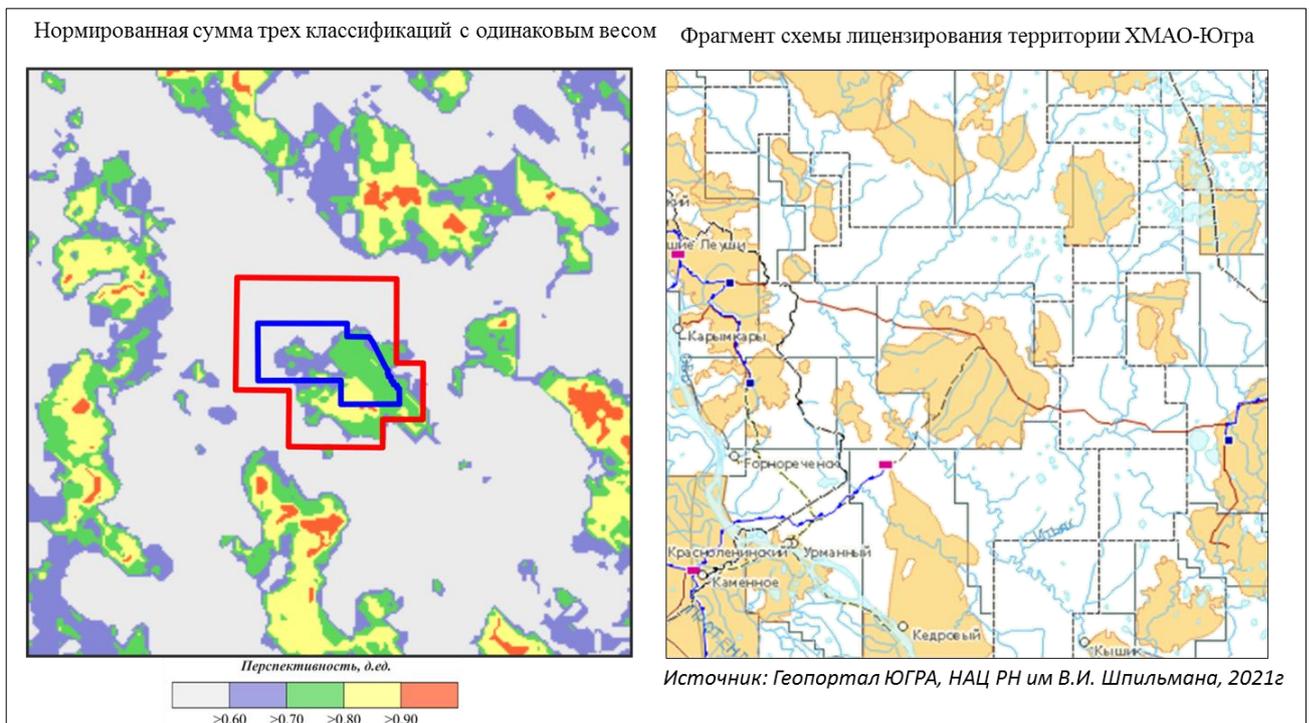


Рисунок 2.39 – Сопоставление результата интегрального районирования территории с картой нефтегазоносности НАЦ РН им. В. И. Шпильмана

Автор применяет вышеописанную методику анализа региональных съемок гравитационного и магнитного полей в совокупности с данными полевых описаний керна и структурных построений по сейсмическим данным, начиная с 2005 г.

В качестве подтверждения и результативности ранее выданных рекомендаций укажем, что в 2010 г. в доюрском основании скважинами 920П и 921П открыты две залежи УВ, что ознаменовало открытие Южно-Рогожниковского месторождения (Рис. 2.40) [436].

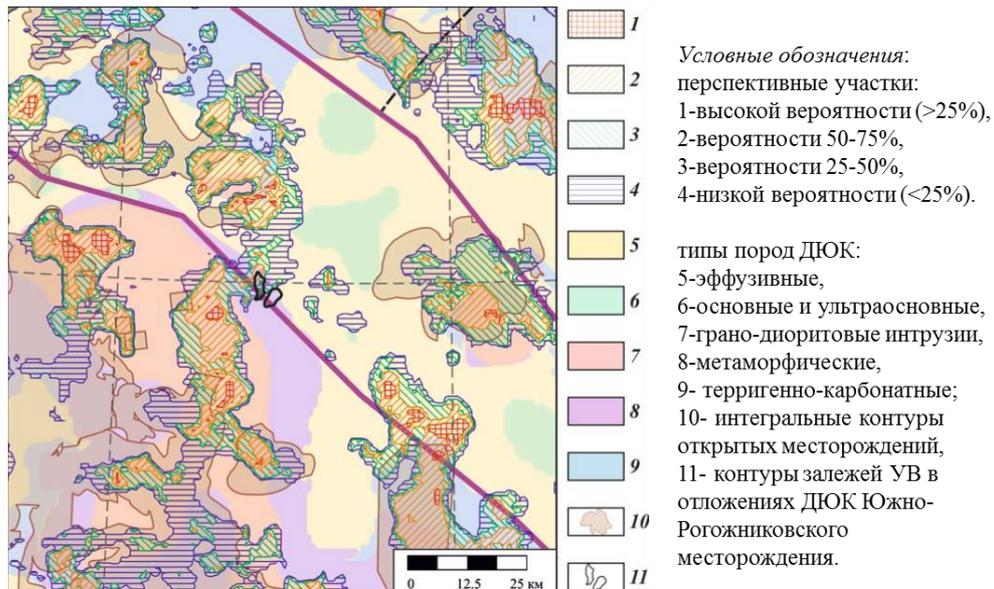


Рисунок 2.40 – Схема расположения доюрских залежей УВ Южно-Рогожниковского месторождения на прогнозных картах нефтегазоперспективности и вещественного состава доюрского комплекса

В скважине 920П из интервала перфорации 2580-2676 м получен фонтанный приток нефти дебитом 112,8 м³/сут на 6 мм штуцере. В скважине 921П из интервала 2540-2559 м также получен фонтанный приток безводной нефти, дебитом 43,2 м³/сут на 4 мм штуцере.

Залежи массивные, тип коллектора метаморфический, трещинно-поровый, микрокавернозный. Суммарный размер залежей 5,4x7,7 км. Западная залежь полностью попадает в пределы перспективных зон (преимущественно со средней степенью вероятности), выделяемых по предлагаемой методике (Рис. 2.40). Восточная же выходит за их пределы. Это можно связать с тем, что для выделения объектов таких размеров детальности гравиметрической карты масштаба 1:200 000 и структурных карт масштаба 1:500 000 явно недостаточно. При таких исходных данных возможно выделить только прогнозно-перспективные зоны. Прогноз вещественного состава кровли ДЮК – метаморфический тип пород – в данном случае подтвердился. Кроме того, необходимо отметить, что эти залежи расположены на границе Краснolenинской зоны триасовой деструкции земной коры.

Гилязова С. М. и др. указали, что: «Эффузивные породы, слагающие древний палеорифт в предположениях специалистов ЗАО «Пангея», подтвердились скважиной № 500» [60, 61].

В результате проведенные исследования показали, что поставленная задача по изучению перспективности доюрского комплекса на наличие залежей УВ по комплексу грави- и магниторазведки с привлечением данных сейсморазведки и глубокого бурения может быть успешно решена. Более того, необходимо подчеркнуть значимость и информативность

гравитационного и магнитного полей при решении поисковых задач в регионах со слабой изученностью геофизическими методами.

Сопоставление районирования вещественного состава ДЮК и схемы нефтеперспективного районирования приведено на Рисунке 2.40.

При решении задач комплексного районирования территории и выделения нефтеперспективных участков бывает невозможно, используя только качественные геологические признаки, точно определить границу между сравниваемыми объектами. Более того, в подобной ситуации сам выбор положения границы представляет собой проблему, в которой ставится задача объективного распознавания положения границы между группами объектов по результатам одного или нескольких признаков. Определение положения границы по одному признаку нередко приводит к противоречивым результатам, когда для разграничения используются разные признаки независимо один от другого. Естественно, эти противоречия не возникнут, если для разграничения будет использован совместно весь изучаемый комплекс признаков.

В основу комплексного районирования и выделения нефтеперспективных участков были включены следующие данные:

1. нормированная сумма трех классификаций, представляющая собой результат безэталонной классификации структурных, палеоструктурных и петрофизических данных;
2. результаты распознавания коллекторов по скважинным эталонам, которые могут служить одним из критериев для принятия решения о перспективах нефтегазоносности территории.
3. результаты распознавания пространственного эталона-месторождения, в котором выделяются достаточно хорошо локализованные перспективные участки.

Вышеприведенные признаки имеют размерность значений в долях единицы, причем увеличение каждого из них говорит об увеличении степени благоприятности условий нефтеперспективности. Итоговая карта комплексного районирования и выделения на ее основе перспективных участков была получена как сумма этих признаков с дальнейшим ранжированием территории на четыре зоны:

1. критически низкой вероятностью – менее 25 %;
2. низкой вероятностью – 25-50 %;
3. средней вероятностью – 50-75 %;
4. высокой вероятностью – более 75 %.

Прогноз по данной технологии позволяет количественно оценить величину площади, которая образует поля равной вероятности.

Подтверждаемость ранее выполненного прогноза в 2005 г. результатами по нефтеносности приведена по данным НАЦ РН им. В. И. Шпильмана 2021 г. на Рисунке 2.41.

Исходя из вышеизложенного можно заключить, что доказана эффективность использования данной технологии для вероятностной оценки перспектив нефтегазоносности (Рис. 2.42).

Так, например, для высокоперспективной зоны (вероятность более 75 %) доля типов пород распределилась следующим образом: 36 % – эффузивы кисло-среднего состава, 16 % – терригенные породы, 16 % – эффузивы основного состава, остальные типы пород имеют подчиненное значение. В среднеперспективную зону (вероятность 50-75 %) доля типов пород распределилась следующим образом: 26 % – эффузивы основного состава, 20 % – эффузивы кисло-среднего состава, 18 % – карбонатные породы и 17 % – туфогенно-осадочные породы, остальные типы пород имеют подчиненное значение.

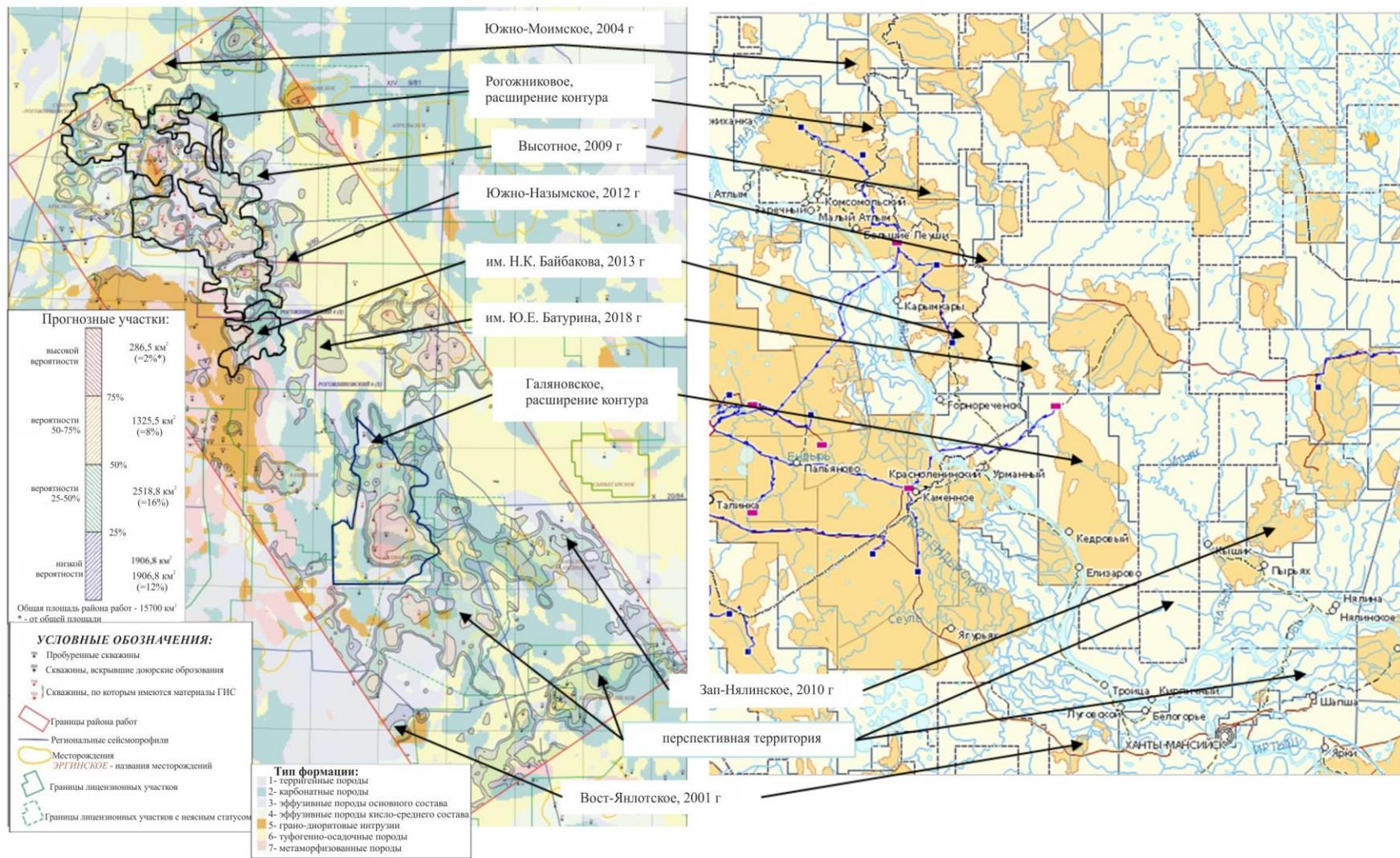
В малоперспективную зону (вероятность 25-50 %) доля типов пород распределилась следующим образом: 23 % – эффузивы основного состава, 23 % – туфогенно-осадочные породы, 21 % – карбонатные породы, остальные типы пород имеют подчиненное значение.

На основании данного сопоставления можно сделать выводы, что в зоне Рогожниковской группы поднятий прогнозируются преимущественно эффузивные породы основного состава и связанные с ними коры выветривания линейного и площадного типа. Резко подчиненное значение будут играть эффузивы кисло-среднего состава и связанные с ними коры выветривания.

Используя метод Монте-Карло, была выполнена вероятностная оценка ресурсов для ДЮК изучаемой территории в коридоре вероятностей: P10 %, P50 % и P90 % (Рис. 2.43).

Максимально распространенный тип породы, в которых может быть получен приток УВ, – это эффузивные породы основного, кислого и среднего составов, вулканогенно-осадочные и карбонатные породы. Резко подчиненное значение имеют интрузии и метаморфизованные породы.

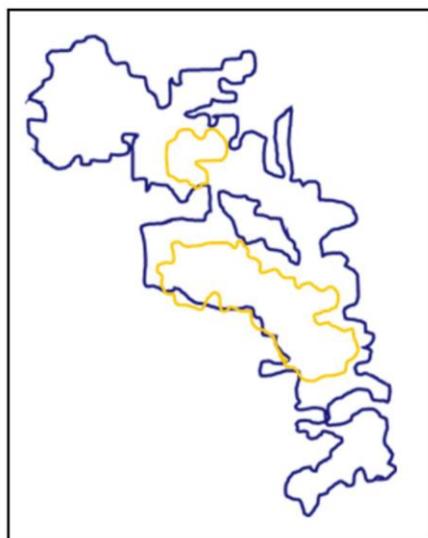
По данной тематике автором были опубликованы: 2 статьи в изданиях, рекомендованных ВАК в период 2014, 2018 гг. [263, 295], 4 публикации в изданиях Scopus 2014-2018 гг. [398, 404, 410, 411], на 13 конференциях в период 2006-2019 гг. [91, 149, 189, 270, 277, 283, 284, 290, 291, 296, 297, 347, 409].



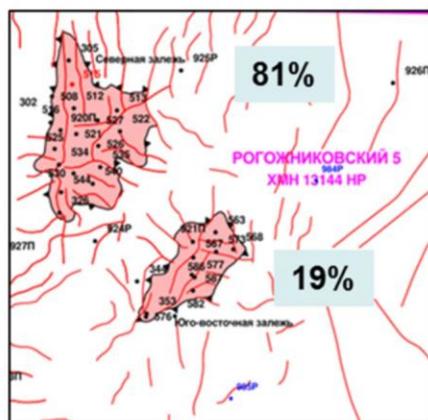
А. Нефтегазоперспективное районирование территории, 2005 г.
(Смирнов О.А., Лурье М.Б.)

Б. Нефтегазоносность территории ХМАО-Югра,
(НАЦ РН им. В.И. Шпильмана, 2021 г.)

Рисунок 2.41 – Подтверждаемость ранее выполненного прогноза в 2005 г. контурами нефтегазоносности по данным НАЦ РН им. В. И. Шпильмана., 2021 г.



Внешние контуры нефтегазоности
2010 и 2021 гг.



Открытые залежи в доюрском комплексе
(А.И. Цепляева, 2016 г.)

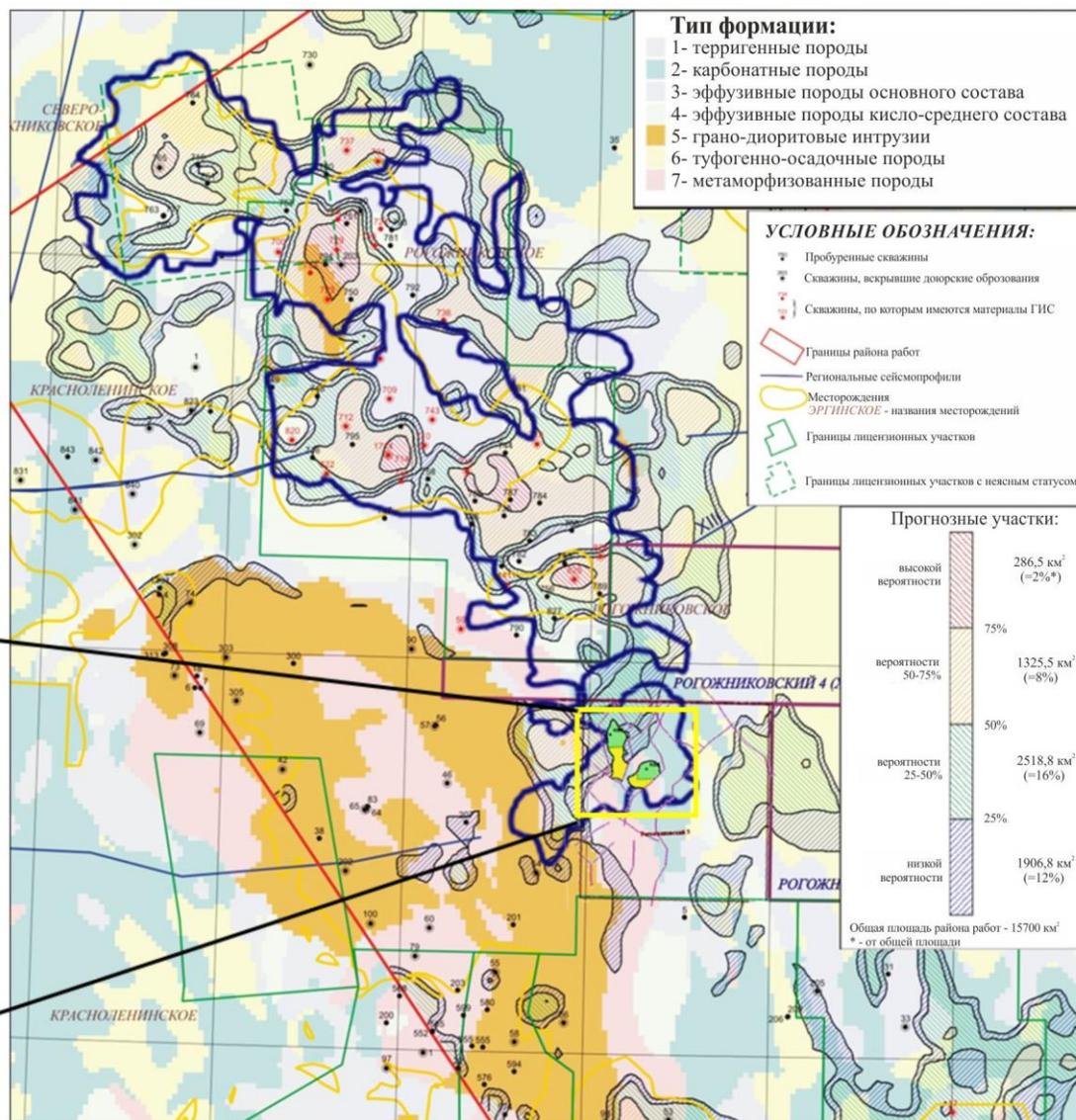


Рисунок 2.42 – Контуры нефтегазоности Рогожниковской группы месторождений и сопоставление с ранее построенной вероятностной картой перспектив нефтегазоности

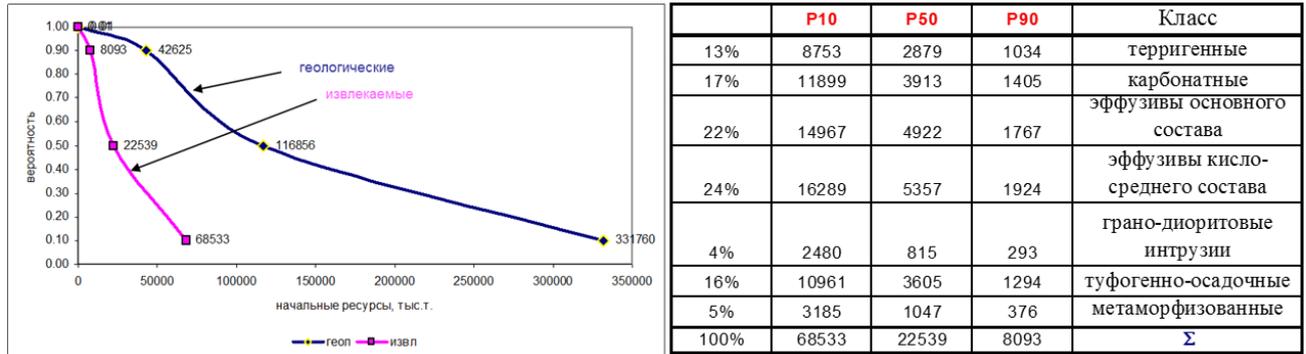


Рисунок 2.43 – Вероятностная оценка начальных ресурсов

Выводы по главе 2

- Представлены усовершенствованные способы и новые методы анализа и интерпретации геолого-геофизических данных по оценке и прогнозу нефтегазоносности недр, разработанные автором, на примере территорий Волго-Урала, Западной Сибири, Охотоморского и Баренцевоморского регионов.

- Сделано заключение о необходимости и целесообразности построения единой структурно-тектонической схемы для Волго-Уральского региона на основе предложенной апробированной технологии.

- Выполненный ретроспективный анализ подтверждаемости на основе полной выборки открытых месторождений Западно-Сибирской НПП в период 1996-2021 гг. позволил сделать вывод о высокой подтверждаемости (более 80 %) предлагаемой технологии частотной декомпозиции региональных структурных карт для прогноза и оценки перспектив нефтегазоносности недр.

- Карты, построенные по технологии частотной декомпозиции, позволяют получить новые знания о геологическом строении недр, структурно-тектоническом районировании изучаемой территории и, как следствие, о перспективах нефтегазоносности недр на региональном этапе работ.

3. ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ДАННЫХ ПРИ ПОДГОТОВКЕ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ К БУРЕНИЮ НА ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНОМ ЭТАПЕ

3.1. Основные проблемы подготовки перспективных объектов на поисково-оценочном этапе

В 2001 г. МПР РФ издан приказ № 126 от 07.02.2001 г. «Об утверждении временных положений и классификаций» (вместе с «Временным положением об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ»).

В 2016 г. подготовлен проект «Положения об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ». Поисковый этап подразделяется на стадию выявления и подготовки объектов к поисковому бурению и поисково-оценочную стадию. Основной задачей этапа является создание фонда перспективных объектов и оценки их ресурсов. На поисковом этапе размещение скважин на площади ловушки проводится в соответствии с утвержденным проектом поисковых работ. Результатом проведения поисковых и оценочных работ является открытие месторождения (залежи) УВ или установление бесперспективности вскрытых скважинами отложений. Открытием месторождения (залежи) считается установление промышленного значения скопления углеводородов в результате получения в скважине притоков, позволяющих оценить необходимость дальнейшего проведения работ по изучению открытого месторождения или залежи.

В принятой МПР РФ в 2016 г. «Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» ресурсы нефти, газа и конденсата по степени геологической изученности подразделяются на категории: D₀ (подготовленные), D_л (локализованные), D₁ (перспективные), D₂ (прогнозируемые) [61].

Вопросами совершенствования методики поисковых работ занималось большое количество талантливых специалистов: А. Э. Конторович, Н. Я. Кунин, В. И. Шпильман, В. И. Галкин, О. М. Прищепа и др.

Регламентировать поисковый этап чрезвычайно трудно и, как показывает практика, практически невозможно. Поисковый этап тесно связан с одной стороны – с элементами регионального изучения перспектив нефтегазоносности территории, с другой – с оценкой и разведкой ранее открытых залежей и месторождений УВ. Особенно сложно регламентировать методику подготовки неструктурных ловушек для поискового бурения. Насколько известно автору, в 1980 г. вышло единственное для Западной Сибири «Методическое руководство по картированию литолого-структурных ловушек в отложениях мегийской свиты (неоком) по материалам МОВ ОГТ» [156].

В качестве примера приведем сравнение изученности сейсморазведкой российской и зарубежной зон Баренцева моря (Рис. 3.1).

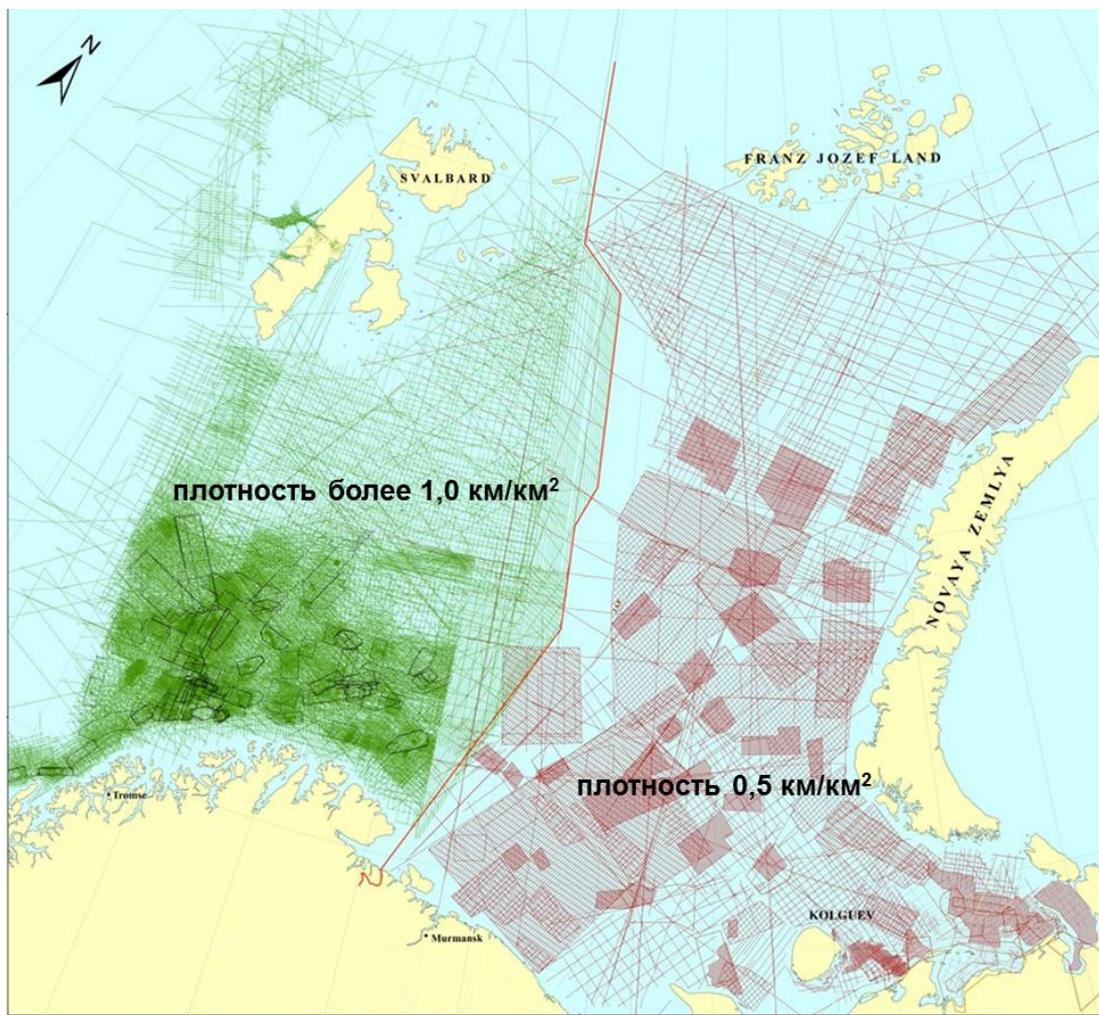


Рисунок 3.1 – Сравнительный анализ изученности сейсморазведкой российской и зарубежной зон Баренцева моря (по М. И. Леончику, Б. В. Сенину, 2015 г.)

Выполненный анализ показывает, что многократно предпринимались попытки создать систему, направленную на подготовку фонда выявленных и подготовленных для поискового бурения перспективных объектов (ловушек УВ).

В 1981 г. издана монографии Н. Я. Кунина «Подготовка структур к глубокому бурению для поисков залежей нефти и газа» [132]. Не потеряла актуальность и «Инструкция по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ (при работах на нефть и газ)» 1984 г. издания [96].

Поиск неантиклинальных ловушек УВ является на сегодня одной из самых сложных в методическом плане и дорогостоящей технологией, в своей практической реализации,

направлением развития ГРП. Как правильно было отмечено многими специалистами, проблема прогноза, поисков и разведки залежей нефти и газа в ловушках неантиклинального типа – это важнейшая стратегическая задача нефтяной геологии, от решения которой зависит успешность увеличения сырьевой базы компаний и страны.

Так, например, ВНИГНИ по состоянию на 01.12.2021 г. приводит следующие статистические данные. Результативность предоставления права пользования недрами на геологическое изучение (ГИ) по заявительному механизму за период 2017-2021 гг. составила 27 % от поданных заявок. На предоставленных участках недр не было установлено ни одного факта открытия месторождений УВ.

В. И. Шпильман в 1968 г. [378] разделил локальные структуры по категориям. При выделении структурных поднятий он отмечал необходимость учета плотности сейсмопрофилей, т. к. при ее изменении категоричность структур меняется (Рис. 3.2). Параметры геологоразведочного фильтра позволили установить дискретность выявления структур в зависимости от плотности сейсмических профилей.

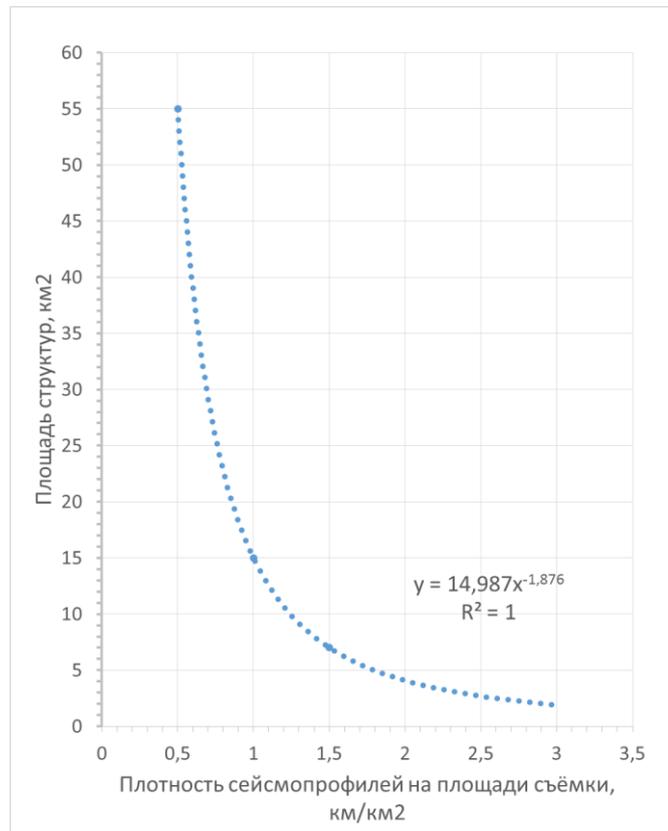


Рисунок 3.2 – Параметры геологоразведочного фильтра для выявления структур в зависимости от плотности сейсмических профилей по В. И. Шпильману

Ранее проведенными исследованиями установлено [373], что на фоне общего закономерного уменьшения числа структур по мере возрастания их размеров выявляется четкая дискретность в распределении их по величине площади. В пределах каждого класса распределение структур логнормально, а суперпозиция этих распределений дает общий фон уменьшения числа структур по мере увеличения их площадей. Закономерными оказались как частоты встречаемости структур каждого класса, так и положение на числовой оси математического ожидания для совокупности структур каждого класса.

С. Н. Чуйков предложил следующую классификацию положительных структур Западной Сибири на основе дискретного характера их распределения: 1-3 класс – IV порядок (мельчайшие < 25 км²), 4-7 класс – III порядок (мелкие от 25 до 250 км²), 8-11 класс – II порядок (средние от 250 до 3000 км²) [373]. Современный этап изученности Западной Сибири диктует необходимость изучения локальных поднятий IV порядка, от 25 до 5 км². Площадная сейсморазведка 2D позволяет обеспечить плотность наблюдений в пределах 0,4-0,8 км/км² для выявления и 0,8-2,0 км/км² для подготовки объектов для поискового бурения.

Во многих нефтегазоносных районах сложилась критическая ситуация с подготовкой ресурсов категорий Д₀, вследствие чего снижается динамика прироста запасов промышленных категорий С₁+С₂. Для эффективного восполнения ресурсной базы компаниям необходимо наращивать новые запасы УВ в 2,0-2,5 раза больше, чем объем добываемой нефти, т. к. качество подготовки новых запасов и их структура продолжают ухудшаться.

В качестве основных причин снижения прироста запасов следует рассматривать следующие факторы:

- естественное снижение эффективности ГРП, усложнение строения вновь открываемых геологических объектов;
- снижение темпов и эффективности геологоразведки, кратности воспроизводства запасов, а также нефтеотдачи пластов за счет ухудшения структуры запасов обусловили снижение обеспеченности добычи запасами до критической величины;
- уровень обеспеченности добычи нефти активными запасами – ниже аналогичного показателя по трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ);
- уменьшение объемов и возрастающая себестоимость ГРП;
- недостаточный уровень геофизической аппаратуры и программно-алгоритмического обеспечения, не способствующих решению усложнившихся геологических задач;
- снижение методических достижений специалистов в направлении совершенствования подходов при реализации геолого-поисковых задач.

Приведенные выше обстоятельства позволяют охарактеризовать ситуацию с эффективностью поиска и разведки, освоения запасов нефти – как крайне сложную, что, в свою

очередь, обязывает считать инновационную деятельность компании в геологоразведочном направлении главным стратегическим приоритетом в блоке производственных вопросов.

Таким образом, современный этап развития ГРП в России характеризуется тем, что нефтегазовая компания разрабатывает и реализует свой путь достижения эффективности ГРП.

В 2021 г. А. И. Варламов – Президент Ассоциации геологических организаций и научный руководитель ФГБУ «ВНИГНИ» – так охарактеризовал главные проблемы, существующие в области геологического изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы (ВМСБ) УВС в ВФ: 1. отсутствие ясной и понятной государственной политики в области геологического исследования недр и ВМСБ УВС; 2. неэффективный принцип финансирования ГРП; 3. необходимость актуализации методологических и методических документов.

Приведем на примере одного из нефтегазодобывающих регионов севера Западной Сибири основные причины низкой эффективности ГРП на этапе подготовки объектов для поискового и поисково-оценочного бурения в интервале отложений юры и ачимовской толщи.

Необходимо для каждой территории критически оценить ситуацию с результатами ГРП и решить с максимальной объективностью следующие задачи:

1. выполнить анализ проводимых ГРП и найти объяснение низкой эффективности поисково-разведочного бурения;
2. выяснить причины неподтверждения ранее подготовленных перспективных объектов;
3. выяснить причины крайне низкого коэффициента перевода из ресурсов в запасы;
4. предложить методические подходы, которые способны уменьшить ошибочность решения по вопросам выявления и подготовки перспективных объектов;
5. обосновать пути повышения эффективности поисково-разведочного бурения за счет построения альтернативных геологических моделей с последующими рекомендациями на поисково-оценочное бурение.

Ошибочность прогноза по данным сейсморазведки 2D и 3D и неподтверждение результатами испытания данных ГИС на территории севера Западной Сибири критически высокая.

Исторически сложившиеся проблемы низкой эффективности бурения и подготовки запасов к разработке в данном региона включают в себя:

- отсутствие адекватной горно-геологическим условиям петрофизической основы интерпретации ГИС;
- отсутствие типизации залежей УВ и их идентификация по сложному сверхкритическому фазовому состоянию;
- отсутствие единого подхода, единых рекомендаций и критериев при обосновании подсчетных параметров и подсчета запасов;

- отсутствие обоснованных принципов оконтуривания границ залежей УВ;
- отсутствие методики эффективной подготовки месторождения к разработке.

Это основной список проблем и вопросов, которые пытались решать еще во времена СССР, но достигнутый уровень решения этих вопросов, как показывает практика, и сегодня не сильно изменился [381, 396, 397].

Существуют сегодня 2 точки зрения, от решения которых будет зависеть прогресс в геологической эффективности подготовки новых запасов к разработке.

Первая точка зрения – продуктивный пласт залегают непрерывно по площади и разрезу и не зависит от гипсометрии, следовательно, дебит должны получить в любой точке участка недр. А низкая эффективность и низкая подтверждаемость объясняются неудовлетворительным качеством выполняемых ГРП на всех его этапах: бурения, испытания, выдачи заключения комплекса ГИС. Анализ всегда завершается словами о низком качестве: бурения (качество цементации, большая репрессия, буровой раствор и т. д.), испытания (недоосвоенность, зона кольматации, методы интенсификации и т. д.), интерпретации каротажа (неподтверждение результатами испытания) не позволили получить коммерческий приток. Такая точка зрения не дает понимания, что и как надо исправлять в технологии производства работ.

Вторая точка зрения – изменить методические подходы при выделении перспективных объектов, подсчете запасов и подготовке их к разработке.

В чем, на наш взгляд, ключевая проблема нерешенности вышеперечисленных геолого-промысловых задач для Севера Западной Сибири?

Учитывая накопленный опыт работы в данном регионе, предполагаем, что основная проблема состоит в том, что все разработанные методики выделения коллекторов по каротажу основаны на критериях, которые получены для разреза с нормальным гидростатическим давлением, а не для АВПД (АВПоД).

Недоучет АВПД приводит к ошибочности принятия решений на всех этапах геологоразведочного процесса: от подготовки объектов для поискового бурения, выделения коллекторов по комплексу ГИС и подтверждаемости притока из пласта в процессе испытания.

Считается, что основной причиной неполучения притока из пласта в условиях АВПД является технологический фактор, т. к. первичное вскрытие таких пластов осуществляется с использованием утяжеленных буровых растворов, обработанных химреагентами, вследствие чего усиливается отрицательное воздействие технологии бурения на ФЕС прискважинной зоны пласта-коллектора, вплоть до его полной кольматации. Но проверенные нами по результатам ГДИС скважины повсеместно имели отрицательный скин-фактор.

Анализ продуктивности скважин юрских и ачимовских отложений показал прямую зависимость между наличием притока пластового флюида и величиной градиента пластового давления. Поэтому K_a является руководящим фактором, определяющим связь с продуктивностью скважины. Доказательство представлено ниже в отдельной главе.

Для юрских пластов это означает, что скважины надо закладывать при K_a выше граничного 1,9. Скважины, заложенные на участках с K_a менее 1,9, будут непродуктивными или с низкими дебитами, заведомо экономически нерентабельными. Для ачимовской толщи получено доказательство граничных значений K_a , равным 1,2 и 1,6.

Поэтому условием продуктивности коллектора, как и условием сохранения эффективного пустотного пространства, является наличие АВПД выше граничного значения.

Так, при выборе скважин для бурения в интервале отложений тюменской свиты, необходимым и достаточным условием для подготовки перспективного объекта к бурению является совпадение 2-х признаков:

- наличие K_a более граничного значения;
- и выявленные крупные русла, которые имеют более высокие ФЕС.

Сейчас скважины проектируют для бурения без учета карты K_a и анализа построенных графиков связи K_a с продуктивностью пластов.

Еще более сложной является ситуация поиска и разведки в условиях сложного фазового состояния залежей УВ, находящихся в сверхкритических условиях.

1. В условиях АВПД залежи по фазовому составу относятся к сложным нефтегазоконденсатным типам.

2. При испытании получение двух- и трехфазных притоков не является необходимым доказательством наличия межфлюидных контактов по причине их физического отсутствия в условиях сверхкритического состояния залежей. В условиях АВПД залежи не имеют ярко выраженных межфлюидных контактов и не могут быть отнесены к монофазному состоянию.

3. Необходимо не разукрупнять залежи в ачимовской толще, а сохранять крупными по объему с одновременным изучением статистики изменения pVT свойств и идентификацией типов залежи на основе лабораторных исследований пластовых флюидов. И только после этого переходить к разукрупнению залежей.

4. Согласимся с А. А. Неждановым – «даже случай получения водного притока из целевого пласта не является аргументом для обоснования положения флюидного контакта залежи при рассмотрении ее модели в ГКЗ».

5. При АВПД не работают принимаемые по стандартным методикам граничные значения и петрофизические правила выделения эффективных толщин коллекторов и насыщения.

Характерным является доказанное отсутствие единых закономерностей изменения ФЕС между собой и глубиной.

6. Граничные значения K_p и K_{pr} не являются, как принято считать, единственными условиями для разделения коллектор-неколлектор в условиях АВПД.

7. Как ни странно, но до сих пор требуется уточнять понятие пласта-коллектора при его выделении специалистами. Коллектор – это порода, которая должна не только содержать пластовый флюид, но и быть способной его отдавать.

Общие системные выводы

1. Эффективность поискового бурения будет зависеть от двух основных факторов:

а) от успеха выбора зон с высоким качеством коллектора и с высокой продуктивностью. Для этого при моделировании нужно использовать новую концепцию выявления и оконтуривания ловушек, новую методическую основу с обязательным включением необходимого элемента – анализа влияния АВПД.

б) только во вторую очередь от качества бурения и испытания.

2. Необходимо отказаться от практики разукрупнения объекта на локальные монофазные залежи только по данным на ранней стадии изучения объекта бурением и испытанием (на основании получения двух- или трехфазных притоков).

3. Необходимо установить геолого-промысловые правила и критерии идентификации типа залежей, залегающих в сверхкритических условиях.

4. В процессе реализации программы ГРП (бурения) необходимо выполнять мониторинг получаемых результатов на подтверждаемость геологической модели, подтверждаемость ранее подготовленных объектов для бурения, анализ качества бурения и испытания, анализ корректной работы петрофизической модели для выделения продуктивных коллекторов.

Нужен новый и, главное, комплексный подход при анализе всех получаемых геолого-геофизических и геолого-промысловых данных.

По данной тематике автором были опубликованы: 7 статей в изданиях, рекомендованных ВАК в период 2015-2022 гг. [100, 184, 187, 215, 241, 262, 286], 4 публикации в изданиях Scopus 2014-2016 гг. [400, 401, 404, 412], на 8 конференциях в период 2015-2018 гг. [103, 149, 185, 278, 287, 290, 294, 297].

3.2. Практика прогнозирования нефтегазоносности недр на поисково-оценочном этапе

3.2.1. Комплексование геолого-геофизических методов и обоснование выделения перспективных зон в интервале отложений доюрского комплекса (ЯНАО)

В главе представлены результаты исследовательской работы по разработке методического подхода к выявлению и локализации перспектив нефтегазоносности в отложениях палеозоя Ямала и ХМАО-Югры на основе комплексования геолого-геофизических данных. Выданные рекомендации на бурение поисково-оценочных скважин подтвердили предлагаемые ранее рекомендации и разработанные поисковые критерии и методические решения.

Изучением перспектив нефтегазоносности и разработкой основ поиска месторождений в отложениях ДЮК и зонах контакта занимались: В. С. Бочкарев, В. С. Вышемирский, Ф. Г. Гурари, Н. П. Запивалов, А. Э. Конторович, В. А. Конторович, Г. А. Лобова, И. И. Нестеров, А. А. Трофимук, Г. И. Тищенко, В. С. Сурков и др.

По результатам выполненной работы автором сделаны публикации в специализированных журналах, рекомендованных ВАК [262, 355], доклад на научно-практической конференции ФГУП «ЗапСибНИИГГ» в 2015 г. [290].

Разработка методических основ поиска ловушек УВ в осадочных отложениях палеозоя продолжается с момента открытия в 1964 г. крупного по запасам УВ Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). Залежь в отложениях палеозоя поставлена на баланс только в 2018 г.

Надо отметить, что подтвердились слова, высказанные С. П. Максимовым и др. в 1987 г. о том, что Новопортовское месторождение надо рассматривать как своеобразный эталонный участок для отработки методических принципов картирования внутрипалеозойской структуры и прослеживания дизъюнктивных нарушений, ограничивающих участки распространения различных по составу и возрасту палеозойских комплексов [207].

А. А. Нежданов относит ловушки в кровле доюрского основания к гипергенному или гипергенно-гидротермальному типу ловушек [173, 174]. При этом автор отмечает, что однозначное выделение гипергенных ловушек только по данным сейсморазведки, без скважинной информации, крайне сложно. Основными приемами картирования ловушек УВ на поисковой стадии являются динамический анализ и палеогеоморфологический метод, т. е. картирование динамических параметров (амплитудные и частотные показатели) и толщин сейсмокомплексов, включающих перспективные объекты. У всех выявленных в доюрских образованиях Западной Сибири залежах нефтегазовый потенциал самых крупных и высокодебитных (например, Северо-Варьеганской, Новопортовской) до конца не изучен.

Для Новопортовского месторождения и прилегающей территории характерно наличие карбонатных пород с включениями погруженных базальтов Р-Т(?) возраста. Породы фундамента представлены преимущественно метаморфическими сланцами и мраморизованными известняками. Литологически доюрский комплекс (ДЮК) сложен известняками, доломитизированными известняками и доломитами с прослоями аргиллитов, мергелей, иногда карбонатно-глинистых сланцев, интрузий и покровов базальтов и габбро девонского возраста.

Характеристика геологического строения палеозойских рифогенных образований месторождения приведены в ранних работах исследователей [207]. Г. Д. Исаев утверждает, что главный аргумент против тезиса рифогенных образований – это отсутствие настоящих рифообразующих организмов в карбонатных породах Щучьинского выступа [98, 99]. Коллектив авторов [213] установили не рифогенный, а органогенно-аккумулятивный комплекс пород.

Характеристика геологического строения и перспектив нефтегазоносности

В районе исследований доюрское основание вскрыто 15 скважинами, в 6 из них получены притоки газа и конденсата, с дебитами газа от несколько тысяч до 2 млн м³/сут. Породы-коллекторы представлены химически измененными трещиноватыми породами фундамента. Тип коллекторов – сложный, кавернозно-порово-трещинный и порово-трещинный. Коллекторские свойства высокие, пористость до 44 %, проницаемость до 1-2 Д, по латерали – сильно изменчивые.

Большую роль в формировании резервуаров и экранов, кроме процессов палеогипергенеза, играют тектонические (разрывные, трещинные) дислокации и катагенетические гидротермальные процессы (выщелачивание, окремнение, образование карбонатов, глинистых минералов, цеолитов и др.). Правильнее называть эти ловушки углеводородов (УВ) гипергенно-гидротермальными по А. А. Нежданову. Выделение и оконтуривание гипергенных ловушек только по данным сейсморазведки, без скважинной информации, чрезвычайно неоднозначно.

На Рисунке 3.3 показаны подводящие каналы, по которым поднималась термальная водно-газовая смесь, что способствовало образованию вторичных коллекторов в карбонатных отложениях палеозоя.

Алгоритм работы по интерпретации и построению сейсмогеологической модели в рамках настоящей работы позволил выделить критерии локализации перспективных зон (участков) в интервале отложений палеозоя (Рис. 3.4):

- имиджи и особенности волновой картины в верхней части палеозойского комплекса различаются для продуктивных и непродуктивных скважин;
- палеоподнятия, реактивированные в новейшую эпоху тектогенеза;

- районирование по характерному рисунку сейсмических атрибутов – кинематических и динамических;
- выделение характерных морфотипов по современному рельефу;
- часто наличие вертикальной деструкции пород и наличие вертикальной миграции УВ;
- выделение сочетаний благоприятных вышеназванных признаков.

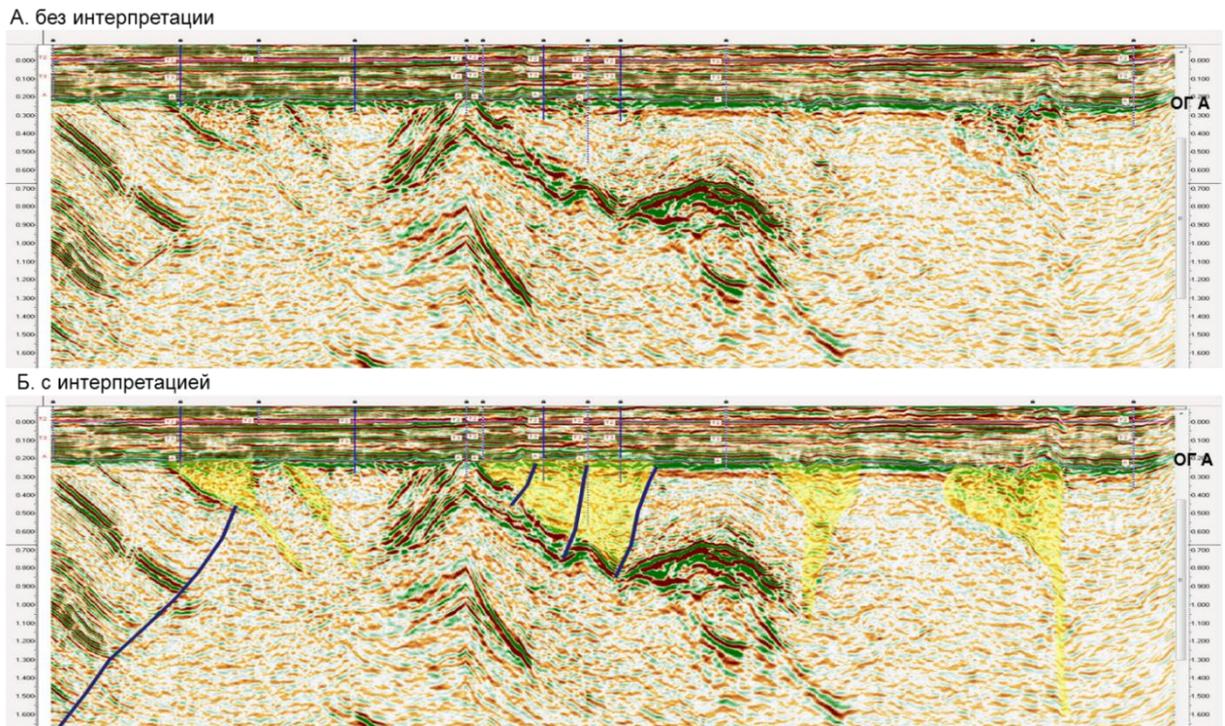


Рисунок 3.3 – Характеристика волновой картины ниже ОГ А. Сложный траверс через скважины

Критерии и их комплексирование при выделении перспективных участков на отложения палеозоя:

1. Имиджи и особенности волновой картины в верхней части палеозойского комплекса
2. Палеоподнятия, реактивированные в новейшую эпоху тектогенеза
3. Районирование по характерному рисунку сейсмических атрибутов – кинематических и динамических
4. Выделение характерных морфотипов по современному рельефу
5. Часто наличие вертикальной деструкции пород и наличие вертикальной миграции УВ;
6. Выделение сочетания благоприятных признаков

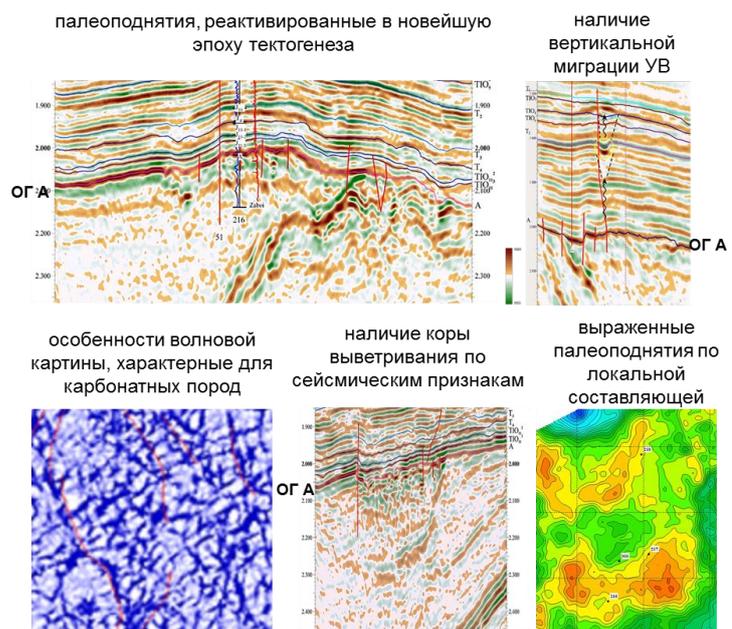


Рисунок 3.4 – Алгоритм интерпретации и методика районирования и выделения перспективных участков и зон

Ранее выработанные методические решения и критерии по выделению перспективных объектов в карбонатном фундаменте были предложены А. А. Неждановым, по которым было выбрано местоположение и пробурена скв. 300 [173]. Для выделения перспективного объекта за основу были приняты такие признаки, как ослабление амплитуды и прослеживаемости ОГ А в зоне предполагаемой газовой залежи в кровле фундамента.

Обращает на себя внимание волновая картина в районе пробуренной скв. 50 Горелой площади на Рисунке 3.5.

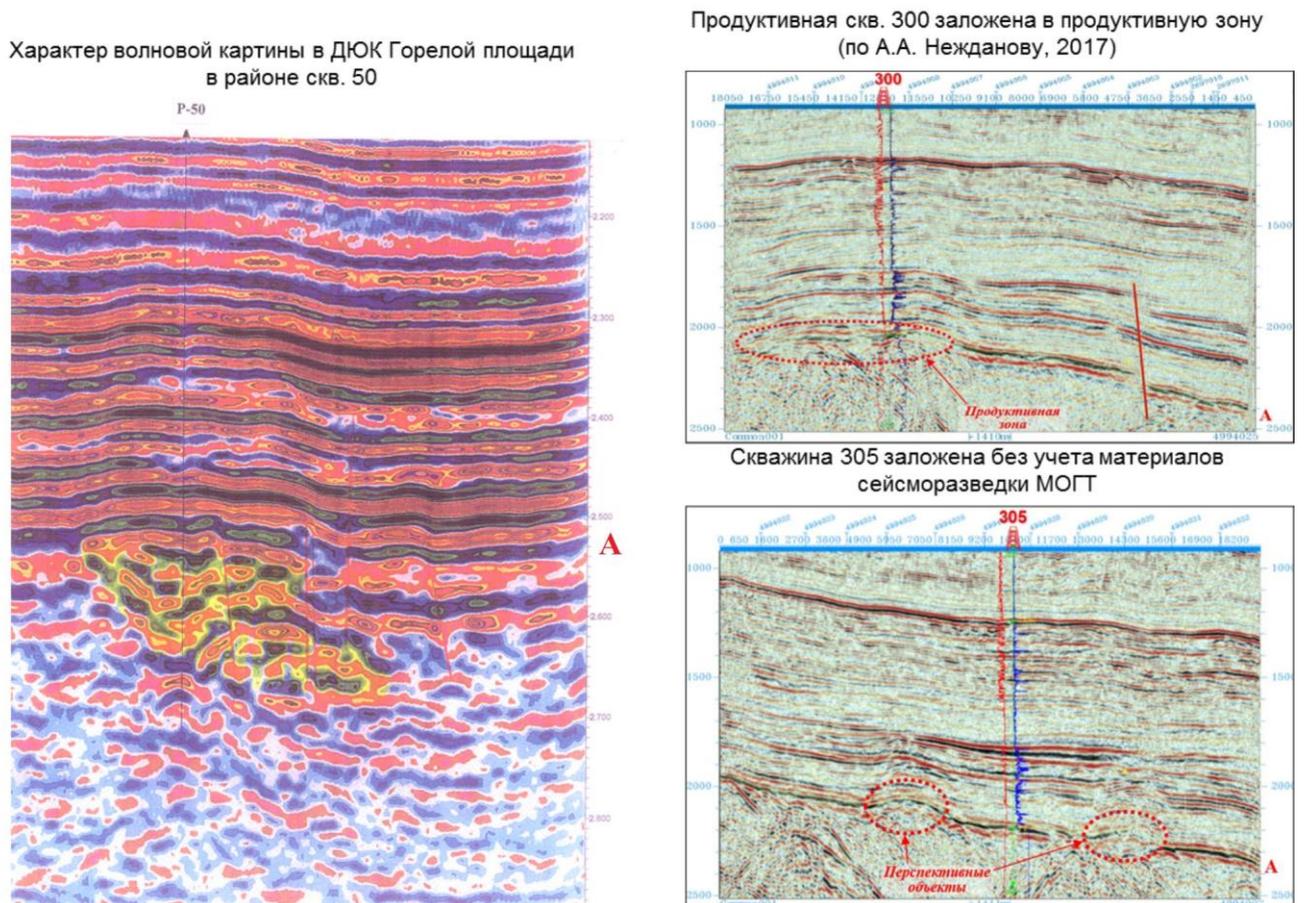


Рисунок 3.5 – Ранее принятые методические решения и критерии по выделению перспективных объектов в карбонатном фундаменте (по А. А. Нежданову, 2007)

Все накопленные на сегодняшний день данные свидетельствует о неразрывной связи формирования сложных коллекторов с фазой активизации тектонического развития территории, которая сопровождалась процессами деструкции, трещинообразованием, вертикальной миграцией глубинных флюидов, глубоким эпигенетическим преобразованием пород. Отсюда необходимо признать правомерность того, что только комплексирование всей геолого-

геофизической информации является обязательным условием успешности прогнозирования и выделения перспективных зон для заложения поисково-оценочных, разведочных и эксплуатационных скважин.

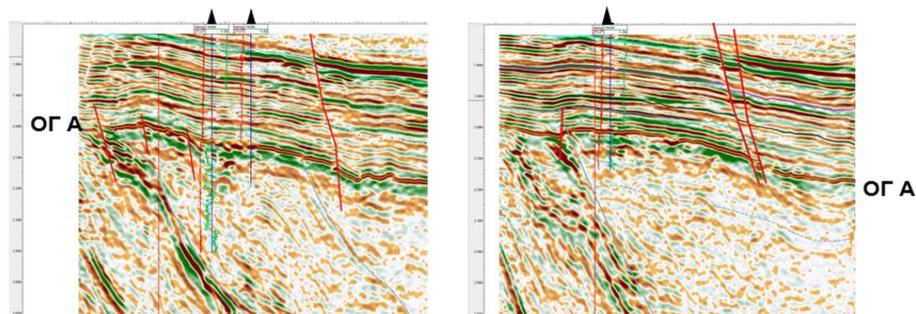
Результаты испытания скважин свидетельствуют, что выявленные залежи приурочены к отдельным тектонически-экранированным блокам доюрского основания.

Основным критерием для картирования залежей УВ стал анализ волнового поля в районе продуктивных и непродуктивных скважин (Рис. 3.6).

1. Сейсмическая характеристика разреза продуктивных скважин. К кровле доюрского основания приурочен высокоамплитудный ОГ А, ниже этой границы выделяются зоны высокоамплитудной хаотической записи. Скважины, попадающие в такую зону, продуктивные. В результате проведенного анализа были выявлены следующие закономерности: зоны распространения коллекторов связаны с наличием выступов фундамента и характерной формы сейсмофациальных единиц (СФЕ) внутри сейсмокомплекса.

2. Сейсмическая характеристика разреза непродуктивных скважин. Волновая картина в непродуктивной части разреза представлена относительно однородной по амплитудно-частотной характеристике и выдержанной по латерали.

Фрагмент временного сейсмического разреза через продуктивные скважины



Фрагмент временного сейсмического разреза через непродуктивные скважины

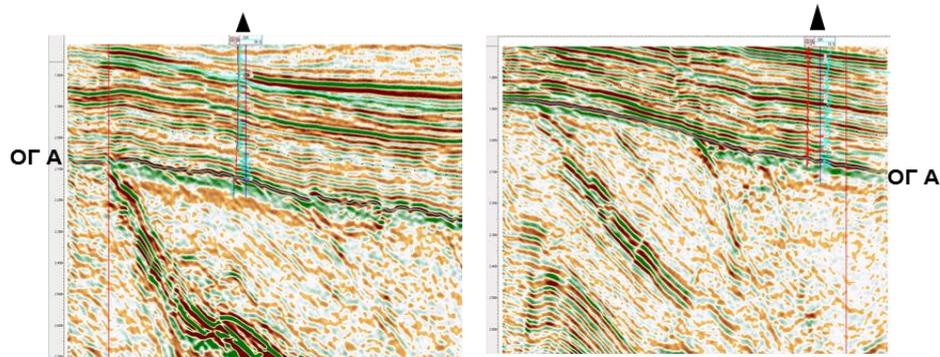


Рисунок 3.6 – Сейсмическая характеристика продуктивной и непродуктивной частей разреза отложений палеозоя

На Рисунке 3.7 представлена карта частотной декомпозиции, позволяющая отождествлять и распознавать перспективные зоны по наличию палеоподнятий.

Палеоподнятия представляют собой реактивированные в новейшую эпоху тектонические зоны структурно-тектонической деформации, испытавшие воздымание. Тектонические подвижки сопряжены с интенсивно проявившимися гипергенно-гидротермальными процессами и связаны с глубинными разломами.

Используя частотную карту, можно сформулировать правило выбора и обоснования первоочередных проектных скважин. Выбираются положительные палеоструктурные формы по высокочастотной составляющей, представляющие структурно-тектонические элементы реализованного тектонического стресса (сжатия). На Рисунке 3.8 показана взаимообусловленность и согласованность группирования палеоподнятий с границами неоднородности, выделенными по кубам атрибутов, когерентности и спектральной декомпозиции.

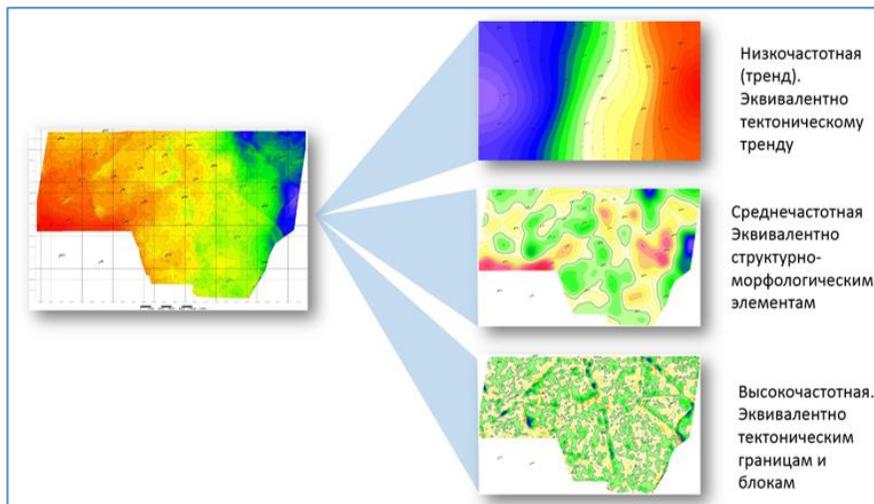
На следующем этапе с целью прогноза и детализации строения оконтуренных ловушек УВ был проведен динамический анализ. На карты сейсмических атрибутов, полученных в пределах 3D съемки, были вынесены контуры ловушек УВ. Анализ показал, что, в основном, в их пределах выделяются области повышенных значений средних амплитуд, пониженные значения амплитуд средневзвешенных по частоте, пониженных значений мгновенных частот и средних, и пониженных значений акустического импеданса.

Немаловажно обратить внимание на качественные признаки прогнозирования ловушек, особенности волновой картины, рисунок сейсмической записи (Рис. 3.9), где показано выделение участков перспективных зон.

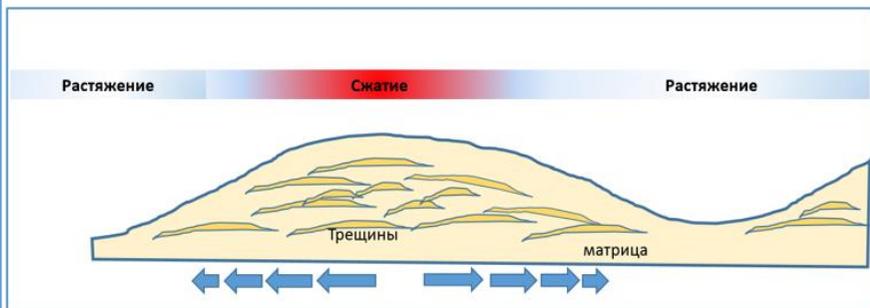
Итак, на завершающем этапе были определены контуры ловушек УВ и перспективные объекты с улучшенными коллекторскими свойствами.

Необходимо отметить, что принцип аналогии является важнейшим условием успешности работы на поисковом этапе. На Рисунке 3.10 приведен пример использования аналогии сейсмических образов месторождения-аналога с одной из перспективных территорий Ямальского региона.

Схема разделения структурного поля на частотные составляющие



Интерпретационная модель формирования коллекторов в условиях тектонического стресса



Модель деформаций и сил напряжений при горизонтальном стрессе

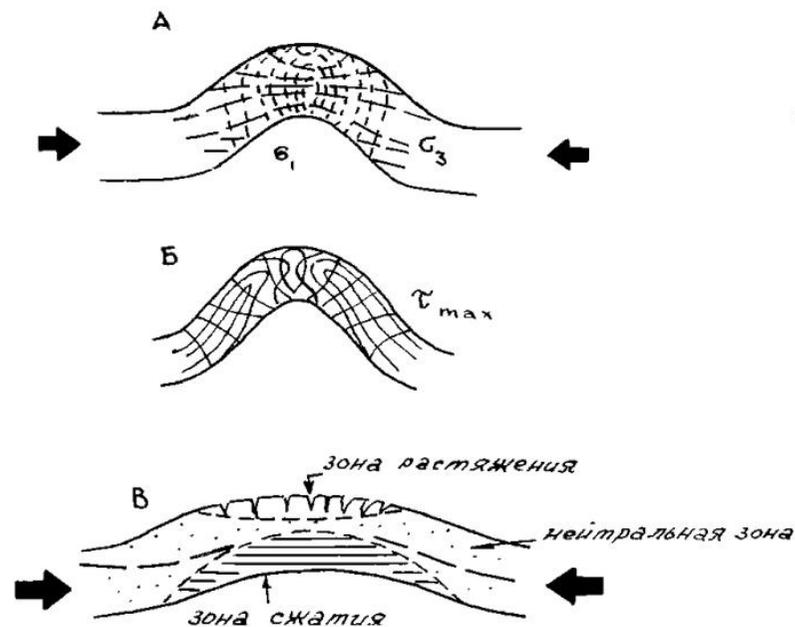


Рисунок 3.7. – Технология частотной декомпозиции структурных поверхностей и ее связь с тектонофизикой

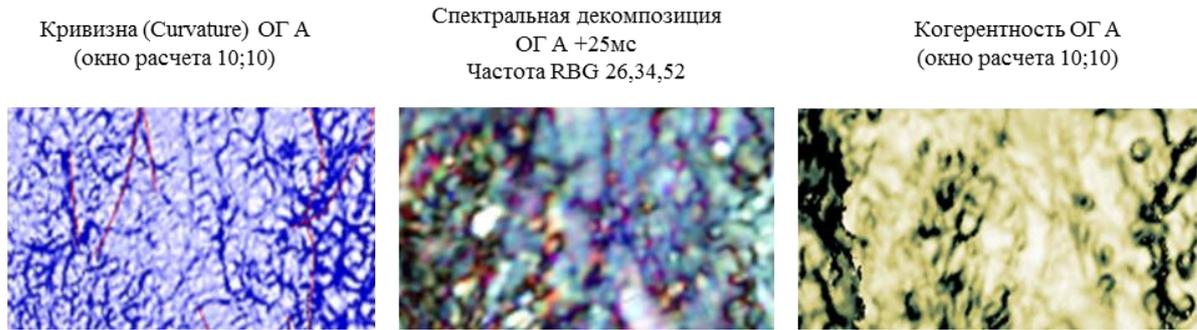


Рисунок 3.8 – Взаимобусловленность и согласованность группирования палеоподнятий с неоднородностью, выделенной по сейсмическим данным

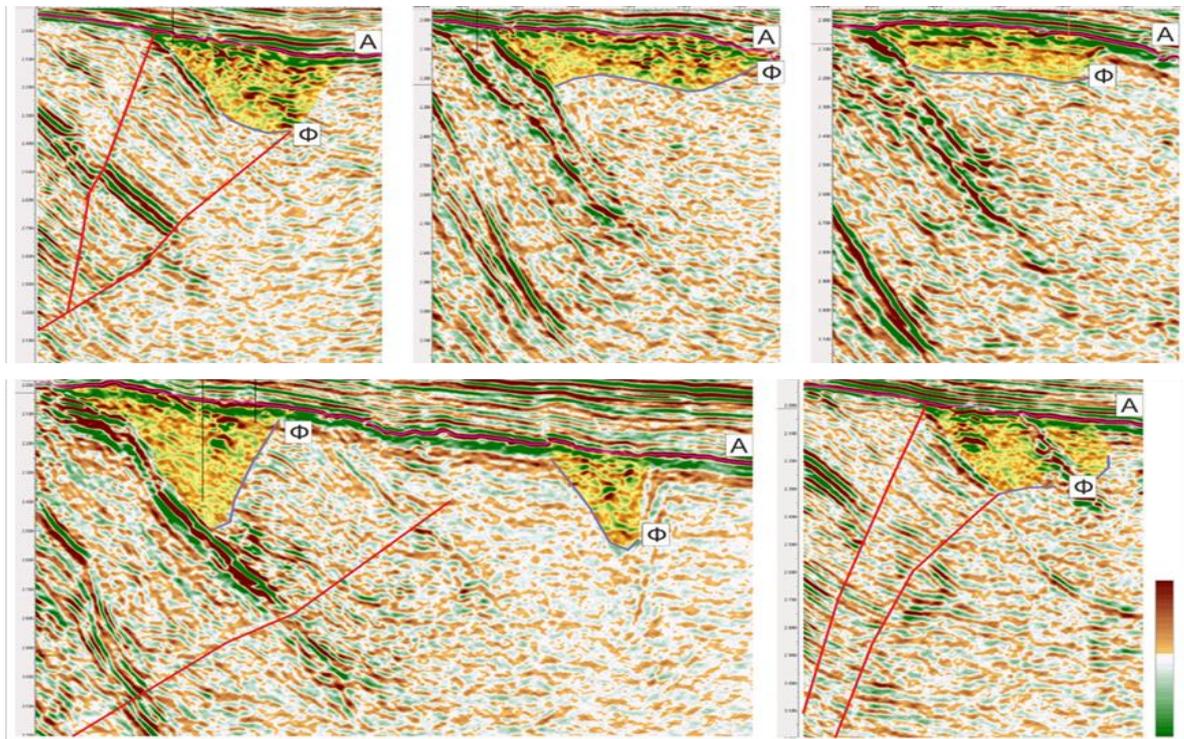


Рисунок 3.9 – Выделение по волновой картине перспективных участков для локализации перспективных зон

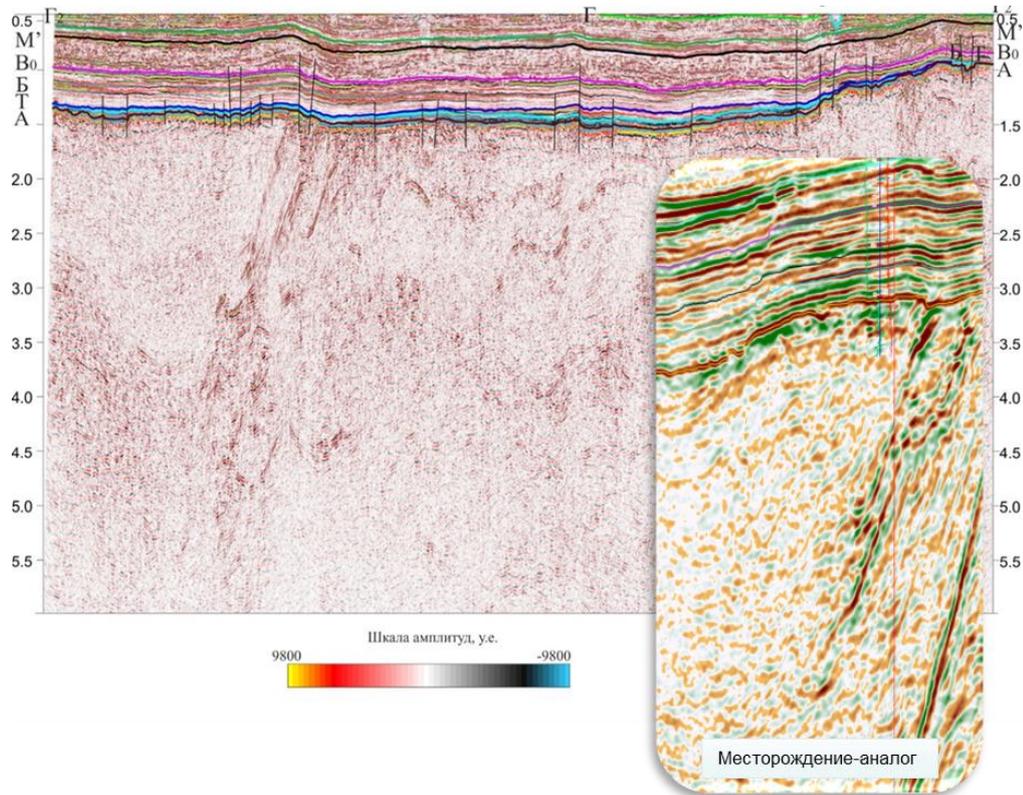


Рисунок 3.10 – Выделение перспективных участков по аналогии с открытыми месторождениями

Опыт показывает, что комплексирование невозможно без учета применения зарекомендовавшей себя положительной практики ГРП на выделяемых объектах.

1. Рекомендации по проведению геофизических исследований в скважинах в открытом стволе:

- в процессе бурения геолого-технологический контроль и газовый каротаж 5-ти компонентный (С1, С2, С3, n-С4, i-С4, n-С5, i-С5);
- стандартный (расширенный) комплекс;
- специальный комплекс методов (ЯМК, ГДК, спектральный ГК, ГГКП, ВАК и др.);
- специальные исследования в открытом стволе по технологии «каротаж-испытание-каротаж»;
- сейсмические исследования геологического разреза в скважинах методом ВСП и НВСП.

2. Рекомендации по проведению лабораторных исследований кернового материала доюрских отложений:

- выполнить 100 %-ый отбор керна по всему вскрытому разрезу доюрских отложений герметичным керноотборником.
- стандартные исследования.

- специальные исследования (геомеханические исследования, исследования упругих свойств и др.).

В результате на основе комплексирования геолого-геофизических данных были разработаны методические критерии выделения и локализации перспективных участков в интервале отложений палеозоя и рекомендовано местоположение проектных скважин. Результаты бурения подтвердили выданные рекомендации [420].

3.2.2. Флюидогеодинамическая модель формирования залежей УВ

(на примере открытия месторождения в Азербайджане)

Апшеронский (Абшеронский) НГР Азербайджана является старейшим нефтегазоносным регионом с двухвековой историей. Первые упоминания о наличии нефти на Абшероне относятся к IX веку. Первая «скважина» в Балаханах датирована 1594 г. [391].

Изучением геологических особенностей, прогнозированием недр занимались геологи многих поколений: А. К. Алиев, А. А. Али-заде, А. Н. Алиханов, Э. Н. Алиханов, А. Д. Архангельский, Г. А. Ахмедов, Т. Р. Ахмедов, И. М. Губкин, И. С. Гулиев, Н. А. Крылов, М. Ф. Мирчинк, В. Е. Хаин и др.

История нефтедобычи на Апшеронском полуострове началась с бурения скважины ударным способом на глубину 21 м под руководством В. Н. Семенова в 1846 г. вблизи Баку. Это событие ознаменовало впервые в мировой истории успешное завершение бурением нефтяной скважины.

Месторождение Говсан открыто в 1948 г., введено в эксплуатацию в 1950 г. В основании «продуктивной толщи» (ПТ) залегают отложения калинской свиты (КаС) нижнего плиоцена неогена. Терригенные отложения калинской свиты выходят на поверхность на о. Чилов. На том самом острове, где русский граф Войнович в 1781 г. обнаружил выходы нефти и газа со дна моря, калинская свита делится на три подсвиты: КаС₁, КаС₂ и КаС₃, мощность которой возрастает в юго-восточном направлении до 400 м и более.

При высокой геолого-геофизической изученности принято считать, что достигнута исчерпаемость новых открытий. Требуются новые парадигмы, новые поисковые идеи. Такой идеей стала в 2013 г. авторская концепция бурения на глубокие горизонты миоцена в зону сверхвысоких АВПД (СВПД).

Как отмечает издание Рамблер, при бурении в 2015 году была открыта новая газоконденсатная залежь с коммерческими запасами газа порядка 15 млрд кубометров.

По предварительной оценке специалистов НК «Русснефть», запасы по верхнему миоцену могут составить 15 млрд кубометров» [255].

До момента данного открытия преобладали представления о бесперспективности отложений, залегающих ниже среднего плиоцена (ниже ПТ). Отсутствие перспектив связывали с литологическим составом пород, содержащим плотные глины и прослойки мелкозернистых песков и алевроитов с включениями плотных карбонатов, а в меловых и неогеновых (миоценовых) отложениях не выявлены какие-либо коллекторы, которые могли бы создать условия для накопления углеводородов промышленного значения [68, 168, 169, 170, 389]. По А. А. Ханину в пределах Апшеронского полуострова в разрезе верхнего майкопа песчано-алевритовые отложения отсутствуют, преобладают глины, чокракские и караганские отложения, преимущественно, глинистые. Однако на северном крыле площади Карадаг из песчаных прослоев чокрака получен промышленный приток нефти с глубины 2680-2700 м [343].

Для пластов ПТ выделяют следующие типы ловушек залежей УВ: тектонически экранированные; стратиграфические, литологические. Нефтематеринскими породами являются отложения коунской и майкопской свит; нефтеносность пород среднего плиоцена тесно связана с миграцией углеводородов из низезалегающих нефтематеринских пород.

По Р. Н. Мустаеву в разрезе мезокайнозойских отложений ЮКВ выделяются пять флюидогенерирующих интервалов разреза: 1. аален-байосский (средняя юра), 2. валанжинский (нижний мел), 3. палеоген-нижнемиоценовый (олигоцен-нижнемиоценовый или майкопский), 4. диатомовый (средний-верхний миоцен) и 5. калинский (низы нижнего плиоцена или продуктивной толщи, ПТ) [167].

Проявления современного грязевого вулканизма распространены в альпийских геосинклинальных бассейнах с мощностями осадочных толщ не менее 8-10 км, которые характеризуются очень высокими скоростями осадконакопления. Как отмечают В. В. Иванов, И. С. Гулиев, особенностью альпийских геосинклинальных бассейнов, в частности Южно-Каспийской впадины, является сохранение высокой интенсивности генерации метана на глубинах 8-10 км [88]. Корни грязевых вулканов Азербайджана связаны, как считают специалисты, с палеоген-миоценовыми отложениями, но не ниже глинистых отложений майкопа.

А. В. Полетаев выявил два тренда в изменении изотопного состава в зависимости от стратиграфической приуроченности и от глубины [217]. Как известно, основными факторами, определяющими изотопный состав углерода метана термokatалитической природы, являются степень катагенетической преобразованности и тип исходного ОВ [108].

На Рисунке 3.11 наблюдается довольно монотонное увеличение содержания тяжелого изотопа углерода метана с глубиной.

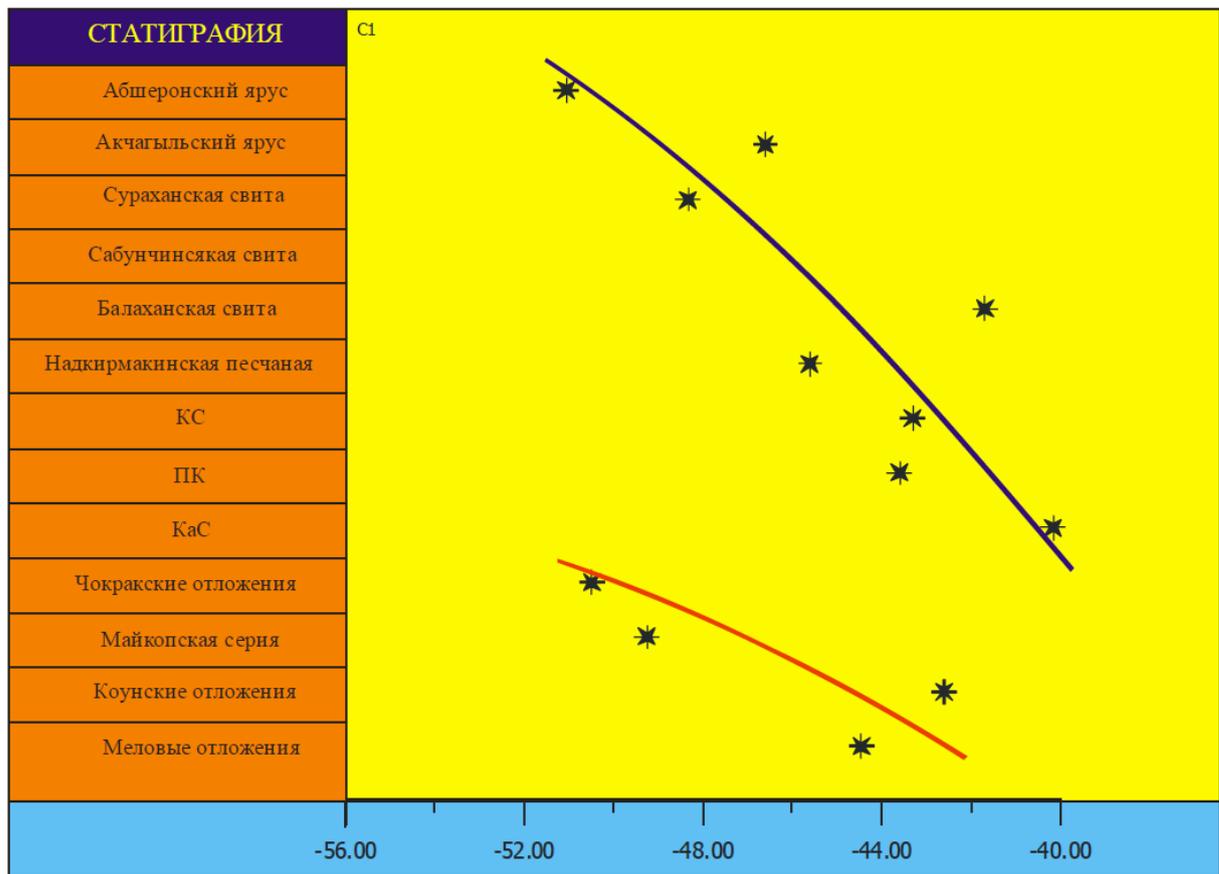


Рисунок 3.11 – Изменение изотопного состава углерода метана в зависимости от стратиграфии вмещающих отложений Южно-Каспийской впадины [217]

С ростом глубины погружения пород и зрелости содержащегося в нем ОВ метан обогащается тяжелым изотопом углерода ^{13}C , что эмпирически подтверждается для многих регионов мира [90, 148, 221-222, 342].

Так, изменение изотопного состава в зависимости от стратиграфии разреза позволило А. В. Полетаеву выделить два этапа в образовании УВ. Первый этап – от эоцена до миоцена, второй – плиоцен-атропогеновый период. Данный факт соответствует наличию хорошо выраженной границы, приуроченной к подошве ПТ (Рис. 3.11). Что характерно, возраст становления Абшеронского порога определяют поздним миоценом [343], когда сформировалась зона псевдосубдукции Южно-Каспийской микроплиты под Евразийскую литосферную плиту. Апшеронскому порогу соответствует узкая полоса очагов землетрясений [335] и представляет собой зону глубинных разломов.

Приведем концептуальную схему образования залежей нефти в отложениях калинской свиты по [217]. В глубокопогруженных зонах Южно-Каспийской впадины (ЮКВ) на глубинах более 4000 м образуется газоконденсатная смесь УВ.

При вертикальной миграции смеси вверх по разрезу, в результате уменьшения градиента давления, происходит ретроградная конденсация с разделением на две фазы: жидкую и газовую.

Газ, как наиболее миграционный флюид, опережает нефть и мигрирует вверх по разрезу. Жидкие УВ заполняют ловушки во всем интервале продуктивной толщи.

Такая существующая на сегодня общая схема, описывающая дифференцированную миграцию УВ в зависимости от литолого-стратиграфической приуроченности разреза, не дает ответа на вопрос: как, где и по каким критериям готовить поисковые объекты на глубокие горизонты?

Итак, сформулируем научно-практическую проблему для «старых» нефтегазодобывающих регионов: нерешенная проблема изучения углеводородного потенциала больших глубин. А. В. Полетаев выразился еще более определенно: «генезис углеводородов промышленных залежей Азербайджана до сих пор остается однозначно нерешенной проблемой» [217, 218].

Теперь приведем описание открытия, которое было выполнено при поддержке топ-менеджмента нефтегазодобывающей компании Русснефть.

При сплошном отборе керн в интервале калинской свиты в скв. 1863 был отобран керн с нарушенной структурой залегания (Рис. 3.12).

Стало понятно, что скважина вскрыла зону интенсивного развития трещин, тектонически ослабленных интервалов, вертикальных проницаемых каналов. На рисунке представлены фрагменты керн с текстурами песчаного диапиризма, которые сопряжены с тектонодинамическими процессами формирования АВПД в условиях миграции газовой смеси.

Данное явление на сегодня, можно считать, хорошо изучено усилиями многих специалистов (Герасимов, 1918; Шатский, 1929; Иванов, 1931; Милановский, 1940; Lopher, 1944; Рубинштейн, 1949; Ляхович, 1953; Дибров, 1955; Дмитриев, 1957; Плотников, 1963; Marshalko, 1972; Ahlbrandt, Harris, 1975; Williams, 1976 и др.). В. Н. Холодовым дана морфологическая классификация кластических даек (Рис. 3.13) [364]. Согласимся с автором, кластические дайки представляют собой полигенетические образования. В данном случае мы имеем дело с активным внедрением (инъекцией) под большим давлением полужидкой (разжиженной) массы песчаной пульпы (пльвуна) в твердые, уже сформированные толщи менее пластичных вмещающих глин.

Отметим важные особенности по представлению В. Н. Холодова, которые сопровождают процесс формирования кластических даек [364]:

- по отношению к напластованию вмещающих пород выделяют следующие формы даек: вертикальные, наклонные и горизонтальные;
- присутствие в дайкообразующих песчаниках остроугольных обломков вмещающих глин представляет собой глинистую брекчию с песчаной массой;

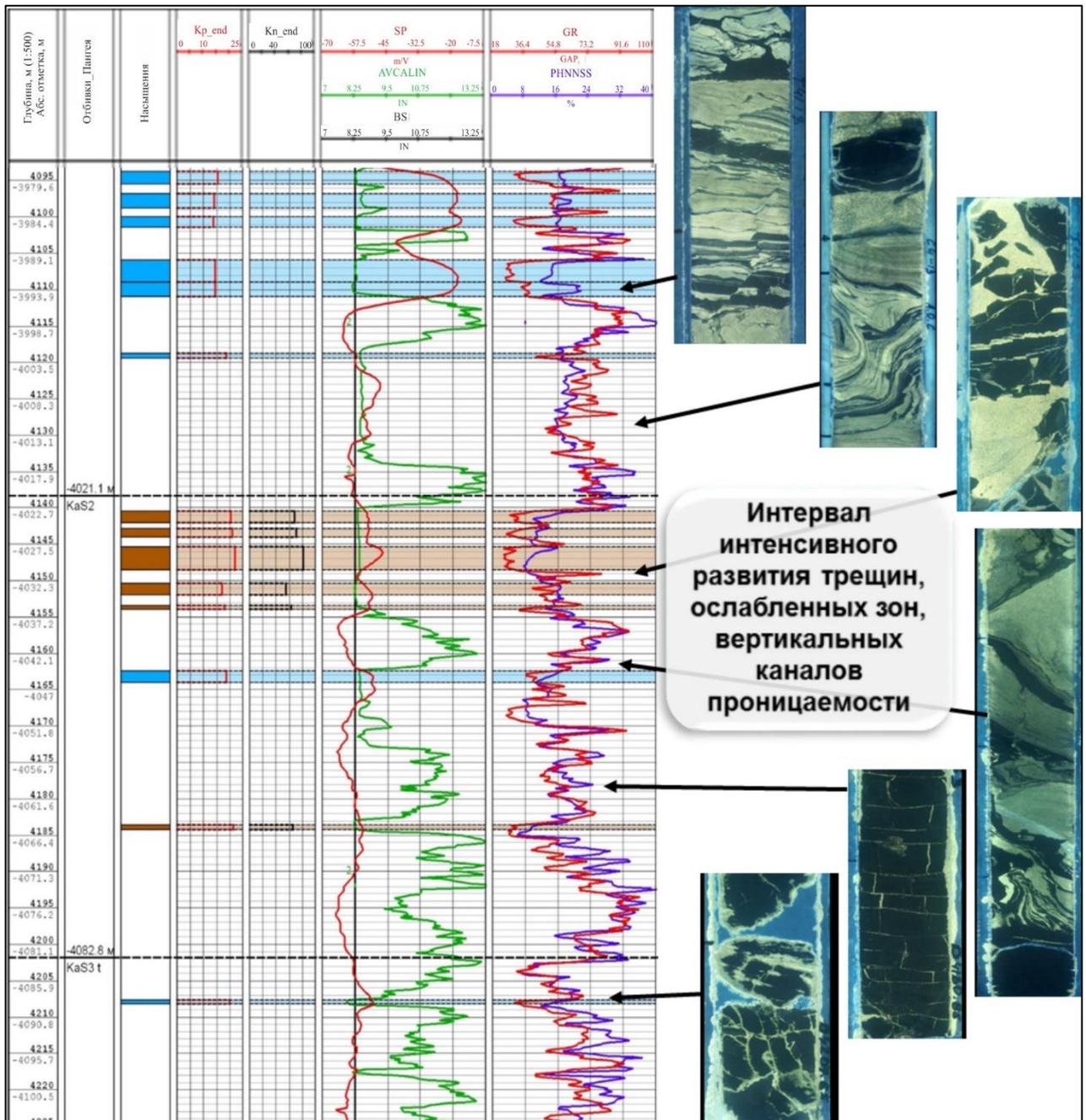


Рисунок 3.12 – Сквжина 1863. Кластические (песчаные) дайки и интрузии

- наличие глинистых включений в дайках свидетельствуют о катагенетической природе образования, а не диагенетического генезиса;
- флюид, разжижавший под большим давлением песок, представляет собой сложную смесь воды, нефтяных углеводородов, CO_2 и H_2S ;
- формирование кластической дайки происходит мгновенно и напоминает пневматический удар;
- формирование пластических даек сопровождается падением пластового давления, выделением CO_2 ;

- дегазация флюидов вызывает выпадение карбоната кальция, которое цементирует тело дайки.

В Петрографическом кодексе России впервые приводится класс пород как флюидолиты – флюидогенные породы – как новый тип эндогенных горных пород [211]. Породы, называемые флюидолитами, впервые описал немецкий геолог Г. Клоос в 1941 г. В специальной литературе дано определение флюидолитов как пород, которые формируются в результате физико-механического и химического взаимодействия высокотемпературных флюидов с горными породами и осадками [9].

По мнению К. Э. Якобсон, А. П. Казак, А. В. Копелиович и других, данная порода представляет собой самостоятельный класс (или тип) в системе классификации горных пород, как осадочные, магматические и метаморфические горные породы [9].

Разновидностью являются кластические (инъекционные) дайки, где трещины заполняются осадочным материалом в результате выдавливания рыхлых (пластичных) горных пород под воздействием градиента давления [341]. Менее удачное название – песчаные кластические интрузии [209].

По мнению В. Н. Холодова, газоводные флюиды образуют в глинах и породах-коллекторах зоны разуплотнения, флюидизации и АВПД (Рис. 3.13), которые являются очагами формирования восходящих потоков углеводородов нефтяного ряда и высокотемпературных рудоносных растворов, с ними генетически тесно связано возникновение песчано-глинистых диапиров – кластических даек, «горизонтов с включениями» и грязевых вулканов [362, 363, 364, 365, 366].

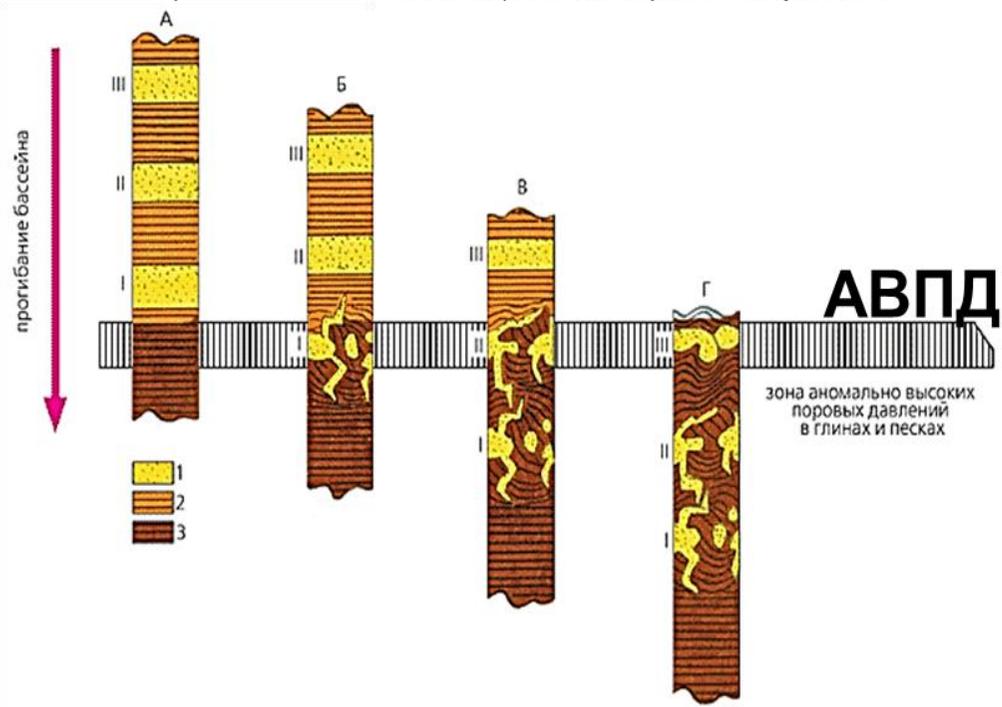
Повторим очень важный вывод: представленные результаты свидетельствуют о том, что песчаные дайки и интрузии формируют вертикальные каналы миграции для УВ из зоны АВПД в интервалы разгрузки давления.

Флюидогеодинимический механизм формирования залежей калинской свиты представлен на Рисунке 3.14.

Механизм реализации миграции УВ из зоны АВПД миоцен-олигоцена по трещинам и песчаным дайкам и интрузиям, углеводородная смесь поступает в вышележащие ловушки в отложениях калинской свиты.

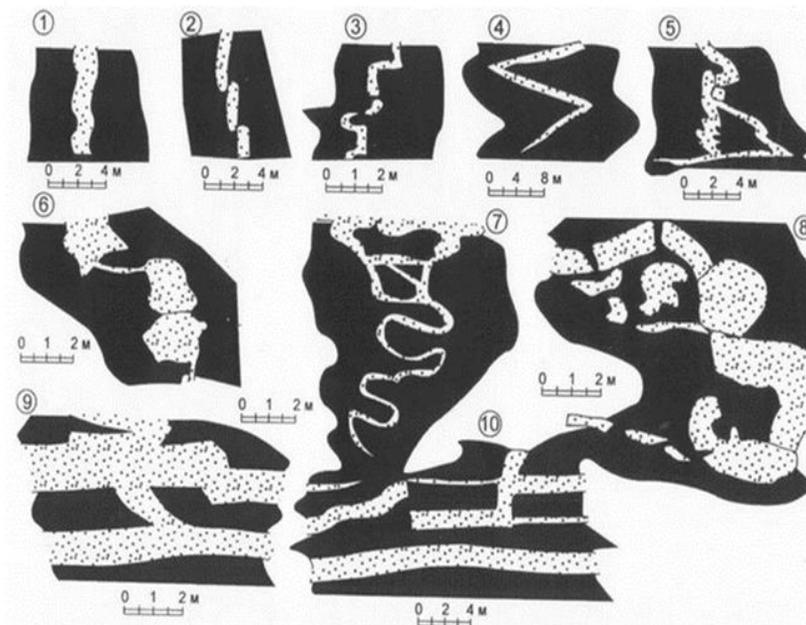
При бурении скв. 1867 в 2013 г., ниже отложений калинской свиты, газовый каротаж показал аномальные значения в интервалах 4401-4403 и 4601-4605 м. Используя данные газового каротажа, необходимо было определить по компонентному составу газовой смеси фазовое состояние пластовых флюидов.

Схема образования текстур песчаного диапиризма (пластических даек и горизонтов с включениями) и очагов грязевых вулканов



1 - песчаники, 2 – глины нормально залегающие, 3 – глины деформированные
I – III – пласты песчаников в глинах
А, Б, В, Г – положение разреза по отношению к зоне гидростюдизации, разуплотнения и АВПД

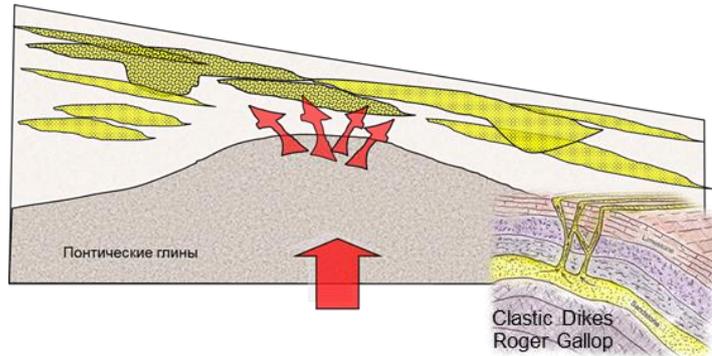
Морфологические особенности кластических даек по В.Н. Холодову, 1983



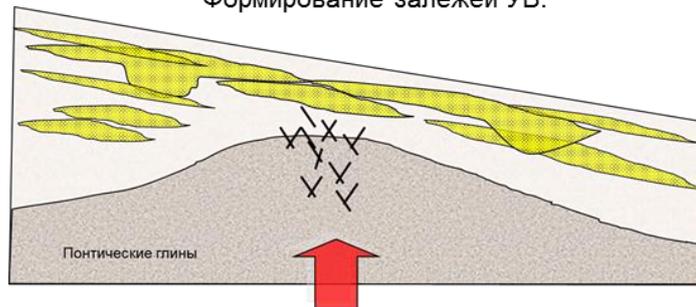
Текстуры песчаных плывунов в глинистых толщах майкопа – среднего миоцена
Морфологические типы песчаных даек: 1 – вертикальные; 2–3 – коленчатые;
4 – зетообразные; 5 – треугольные; 6 – глыбовые; 7 – змеевидные; 8 – переходы к
горизонтам с включениями; 9, 10 – дайки-просечки

Рисунок 3.13 – Схема формирования АВПД и песчаного диапиризма по В. Н. Холодову, 1983 г.

Современный этап. Воздымание глинистой толщи понт-миоцена.
 Формирование залежей УВ в отложениях калинской свиты.
 Модель формирования песчаных даек как путей миграции УВ



Современный этап. Воздымание глинистой толщи понт-миоцена.
 Формирование залежей УВ.



Начальный этап. Осадконакопление калинской свиты.

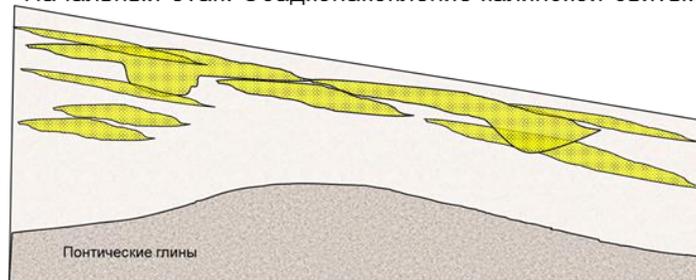
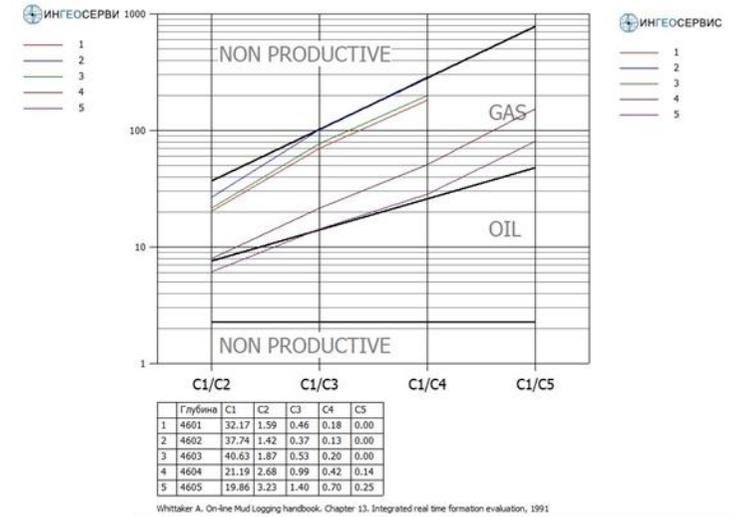
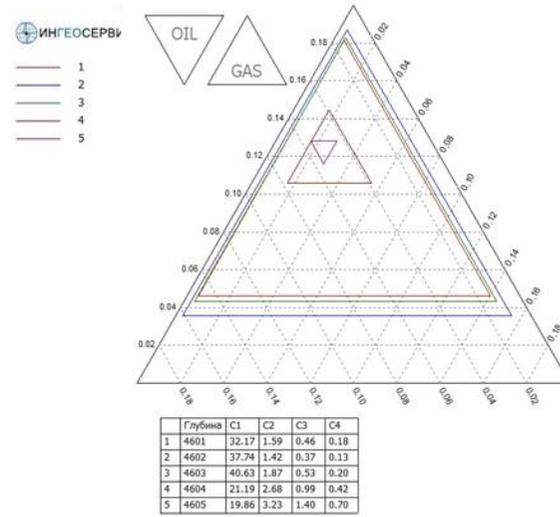
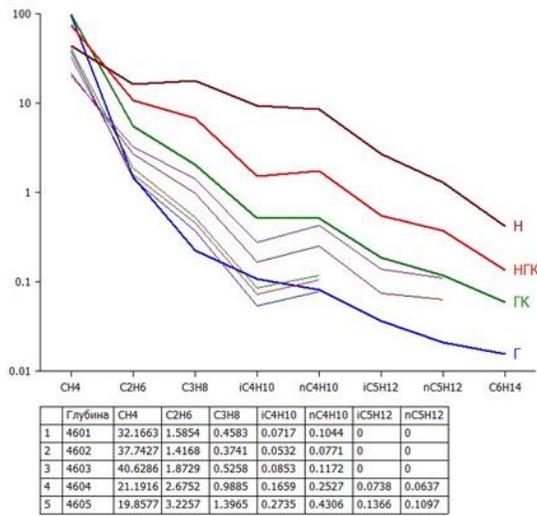


Рисунок 3.14 – Флюидогеодинимический механизм формирования залежей калинской свиты

Тип флюида определяется по следующим методам [143, 310, 405, 415]: Ю. П. Каратаева; по составу газа; главных компонент; статистический; В. И. Старосельского; ОПУС₃ – обобщенный показатель углеводородного сырья; флюидных коэффициентов; диаграмме Пикслера (Pixler Ratio Plot); газовому треугольнику. Результаты анализа для глубин 4603 м, 4604 м представлены на Рисунке 3.15.

На основе использования мультиметодного анализа определения фазового состояния пластового флюида в скв. 1867 были сделаны следующие выводы: по данным газового каротажа при забое 4609 м выявлены 2 газогеохимические аномалии в интервалах 4401-4403 м и 4601-4605 м.

Интервал 4401-4403 м, на графике Пикслера точки уверенно разместились в непродуктивной области. Заключение: интервал непродуктивный.



Глубина - 4603



C1	C2	C3	i-C4	n-C4	C5+
40.63	1.87	0.53	0.09	0.12	0.00

Метод Ю.П.Каратаева	i-C4/n-C4 = 0.728	Нефть с газом или нефте-газоконденсат
Статистический способ		Нефте-газоконденсат
Метод В.И.Старосельского	C2+ = 2.60; C2/C3 = 3.56; Кэ = 257; Кж = 6.40	Газоконденсат
Метод ОПУС (обобщенный показатель углеводородного сырья)	K2 = 623	Газонефтеконденсат с жирным свободным газом
Метод флюидных коэффициентов	Wh = 6.02; Bh = 58.4; Ch = 0.385	Газ

Глубина - 4604



C1	C2	C3	i-C4	n-C4	C5+
21.19	2.68	0.99	0.17	0.25	0.14

Метод Ю.П.Каратаева	i-C4/n-C4 = 0.657	Нефть с газом или нефте-газоконденсат
Статистический способ		Газ
Метод В.И.Старосельского	C2+ = 4.22; C2/C3 = 2.71; Кэ = 190; Кж = 19.9	Нефте-газоконденсат
Метод ОПУС (обобщенный показатель углеводородного сырья)	K2 = 48.3	Газонефтеконденсат
Метод флюидных коэффициентов	Wh = 16.6; Bh = 15.5; Ch = 0.563	Нефть с газоконденсатом

Рисунок 3.15 – Результаты определения фазового состояния пластового флюида по данным газового каротажа

Интервал 4601-4605 м. Результаты определения фазового состояния пластового флюида - прогнозируемая залежь относится с высокой вероятностью к газоконденсатному типу (Рис. 3.15). Учитывая наличие АВПД, газоконденсатный или газоконденсатнонефтяной состав прогнозируемой залежи наиболее вероятен. На графике Пикслера точки уверенно разместились в области насыщения нефти и газом. Заключение: интервал относится к перспективному на обнаружение залежи УВ.

Для определения перспектив нефтегазосности отложений, залегающих ниже продуктивных пластов калинской свиты, необходимо было дать ответ на вопрос: выяснить генезис залежей нефти в коллекторах калинской свиты. Ранее существовавшая модель нефтегазообразования: залежи нефти в ловушках отложений калинской свиты сформировались в результате вертикальной миграции УВ из нефтегазоматеринских отложений коунской и майкопской свит. Получение газогеохимических аномалий из скважины 1867 позволило выдвинуть поисковую концепцию: существует взаимосвязь между первичными залежами, преимущественно нефтегазоконденсатного состава и вторичными нефтяными залежами калинской свиты.

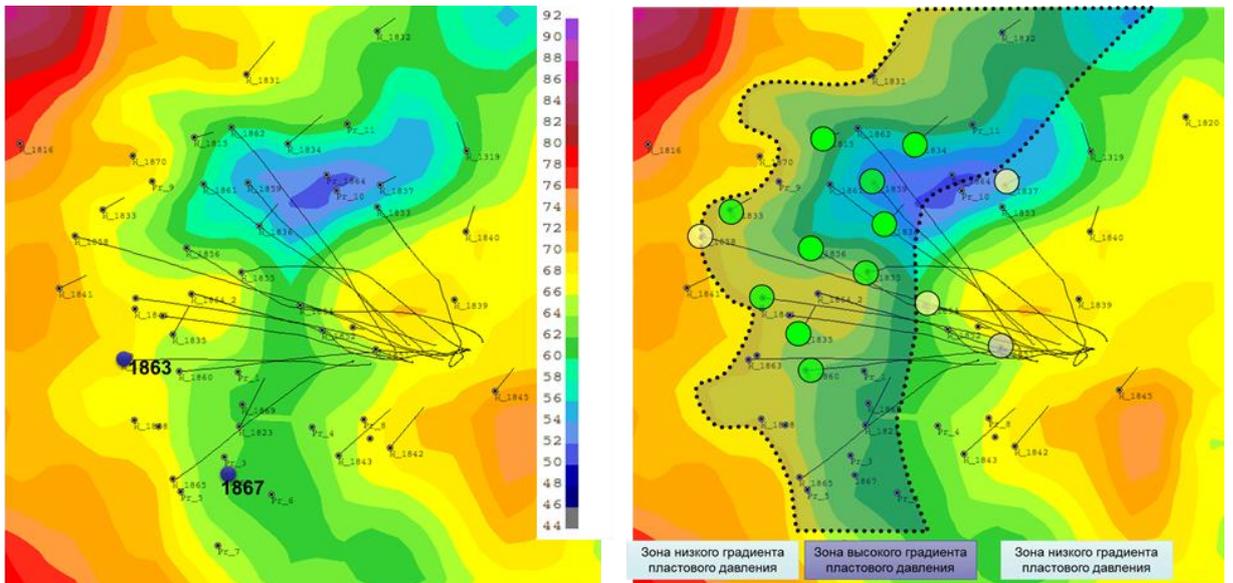
Важное заключение о перспективах и разработанной поисковой концепции: *ниже отложений калинской свиты с доказанной продуктивностью залегают в сверхкритических условиях залежи УВ сложного фазового состава*. Сложное фазовое состояние определяется наличием сверхкритических термобарических условий.

Главную роль притока флюида из пласта оказывают горно-геологические факторы:

1. зона разгрузки давления в направлении от глинистых толщ миоцена к коллекторам калинской свиты;
2. наличие современного градиента давления определяет наличие притока УВ к скважине;
3. при удалении от границ такой зоны ослабевает градиент пластового/порового давления, уменьшается объем нефти в пласте, снижается величина энергии залежи, что особенно важно при замкнутом режиме эксплуатации.

Комплексная сейсмическая интерпретация показала, что подтверждается эмпирическая зависимость регистрации зоны АВПД по материалам сейсморазведки. Известно, что при наличии АВПД в интервале изучаемых пород, в результате снижения сейсмических скоростей формируется специфическая кинематическая аномалия с увеличенными временными толщинами между отражающими горизонтами (Рис. 3.16). Так, зоны с АВПД северных и арктических районов Западной Сибири тесно связаны с активностью флюидогеодинамических процессов.

При сопоставлении и анализе во времени продуктивности эксплуатационных скважин было установлено пространственное соответствие между высокопродуктивными скважинами и выделенной зоной прогнозируемого сверхвысокого градиента пластового давления.



Временная толщина отложений калинской свиты (пласты группы КаС2+КаС3, КаС4-КаС5)

● - высокопродуктивные скважины

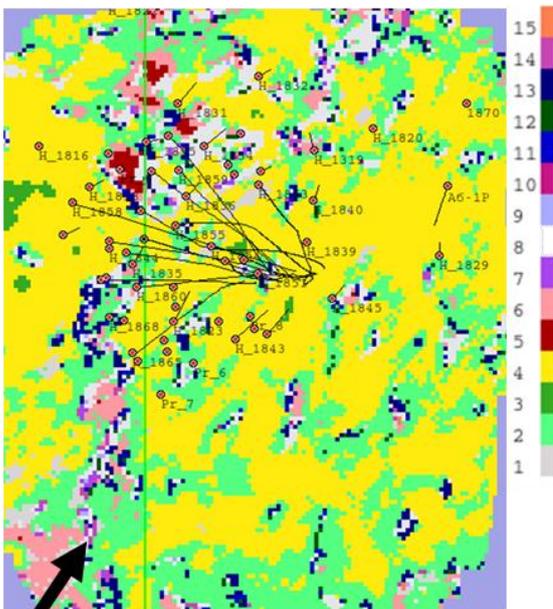
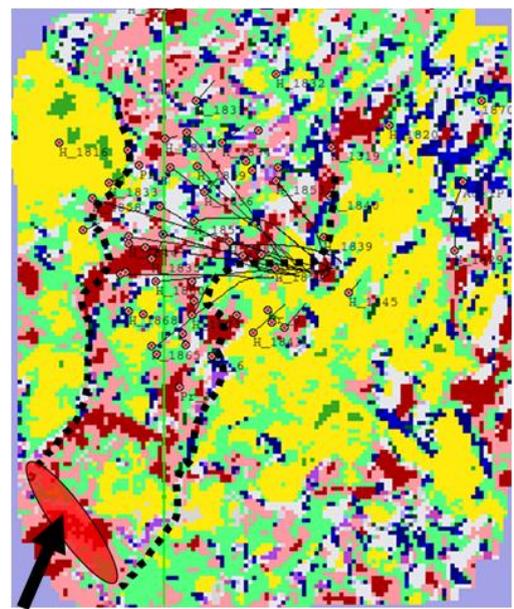


Схема разломов по сейсмическим классам



Зона выдавливания песка, формирование песчаных интрузий, направление миграции УВ, отжатие флюидов

Рисунок 3.16 – Комплексная сейсмическая интерпретация перспектив отложений миоцена

Границы локального увеличения временных толщин контролируются, что важно, зонами тектонической деструкции толщи пород.

Нефтяной компанией было принято решение пробурить вторую скважину, которая полностью подтвердила выполненный прогноз. При испытании был получен коммерческий приток газоконденсата [432].

На данную тему автором был сделан доклад [103], пять публикаций в журналах ВАК [94, 112, 198-199, 348, 395], пять выступлений на геолого-геофизических конференциях [95, 101, 127, 215, 299].

3.2.3. Комплексирование геолого-геофизических данных для решения поисковых задач (на примере открытия Оурьинского месторождения)

Территория Сибирского Зауралья в нефтегазоносном отношении представляет интерес и включает в себя Приуральскую нефтегазоносную область (НГО) и Восточно-Уральскую перспективную НГО (ПНГО), в тектоническом отношении включает в себя западный борт внешнего тектонического пояса Западно-Сибирской геосинеклизы.

Изучением вопросов нефтегазоносности недр на территории Шаимского района занимались: В. П. Алексеев, В. Г. Елисеев, М. Ю. Зубков, А. Э. Конторович, А. А. Нежданов, И. И. Нестеров, В. И. Шпильман, Б. Н. Шурыгин и др.

Изучение природы формирования зоны сочленения восточной границы Уральского складчатого пояса и платформы Западной Сибири является трудной и неоднозначной задачей в решении вопросов тектоники региона. По результатам работы О. В. Суриной [317], на основе электромагнитных и гравитационных данных, была выявлена шовная зона, разграничивающая Уральский складчатый пояс и Западно-Сибирский НГБ.

Привлечение архивных данных о наличии нефтепроявлений, новых открытий на периферии Западно-Сибирского НГБ с результатами комплексирования геолого-геофизических материалов может служить основанием для конструирования новых парадигм в геологоразведке и продолжения нефтеразведочных работ в Сибирском Приуралье [77, 107, 113, 193, 261, 303, 369, 375, 386].

Почему так важно выделить в отдельный самостоятельный Восточно-Уральский осадочный бассейн, отличный от Западно-Сибирского? Геологический разрез, вскрытый скважинами в Зауралье, аналогичен верхнедевон-турнейскому типу разреза Русской плиты, содержит вулканиты более древнего возраста – силурийского. А структурная дифференциация разреза включает в себя аллохтонно-автохтонный тип дислокации. Перспективы нефтегазоносности Восточно-Уральской НГО связаны с терригенно-карбонатными отложениями осадочного палеозоя, юры и корами выветривания. Маньинское месторождение нефтебитумов на сегодня является самым сильным аргументом в обосновании необходимости продолжения ГРП на нефть и газ.

Из выше сказанного можно заключить, что неотектоническая граница западной части Западно-Сибирского бассейна территориально делит на различные по генезису нефтяные системы.

Приведем мнение специалистов Института нефти и газа СО РАН: «Вопрос об источнике нефтей в этих залежах (Шаимского НГР) до настоящего времени еще не решен» [164]. Несмотря на это, специалисты считают, что все основные продуктивные комплексы тюменской, абалакской свит, вогулкинской толщи и кровельной части ДЮК заполнены «баженовской» нефтью.

Детальные исследования геохимии нефтей и битумоидов нижнеюрских и доюрских отложений Среднего Приобья проведены Н. В. Лопатиным с соавторами (1997 г.), где показано, что: 1. нефтегенерационным потенциалом в разрезе осадочного чехла Западно-Сибирского НГБ обладают регионально выдержанные слабобитуминозные радомская и тогурская пачки, что предполагает рассматривать их как вероятный источник нефти в ДЮК и пластах нижней юры; 2. нефтегенерационный потенциал доюрских толщ палеозоя и триаса ничтожен; 3. залежи и нефтепроявления в кровле доюрского комплекса (Pz и T) не могли иметь в качестве источника углеводородов катагенетически измененные палеозойские отложения; 4. исключение можно сделать для терригенных отложений средне-верхнего триаса.

Самое большое противоречие в доводах специалистов состоит в том, что для аккумуляции УВ в ловушках месторождений Ереминское, Иусское, Оурьинское и других потребуется преодолеть расстояние при латеральной миграции углеводородов несколько десятков километров.

На возможную нефтегазоносность Приуралья указывали данные бурения колонковых скважин в пределах Щучьинского выступа [77]. В 1961 г. было открыто Ереминское нефтяное месторождение (K_{1a}), которое является на сегодня самым западным в провинции. После выявления в 1989-1991 гг. Маньинской зоны нефтебитумопроявлений (Рис. 3.17), расположенной в 90 км к северу от Ивделя, актуальным становится вопрос о перспективах открытия залежей УВ в границах Восточно-Уральской перспективной НГО, а также изучении зоны сочленения Урала и Западно-Сибирской платформы.

Верхореченское поднятие. На Полярном Урале давно известны многочисленные нефтебитумопроявления в районе Щучьинского выступа [77, 261, 386]. В скважинах 7 и 32 на Верхореченском поднятии получена пленка тяжелой нефти и установлено битумонасыщение керн. Просачивание нефти вполне возможно объяснить наличием битуминозных известняков [77].

Ереминское нефтяное месторождение (Свердловская область) было открыто в 1961 г. Из отложений викуловской и ханты-мансийской свит поднят нефтенасыщенный керн, а при испытании получены притоки воды с плёнкой нефти (0,5-114,0 л/сут).

Геодинамическая интерпретация
геофизического макрорайонирования

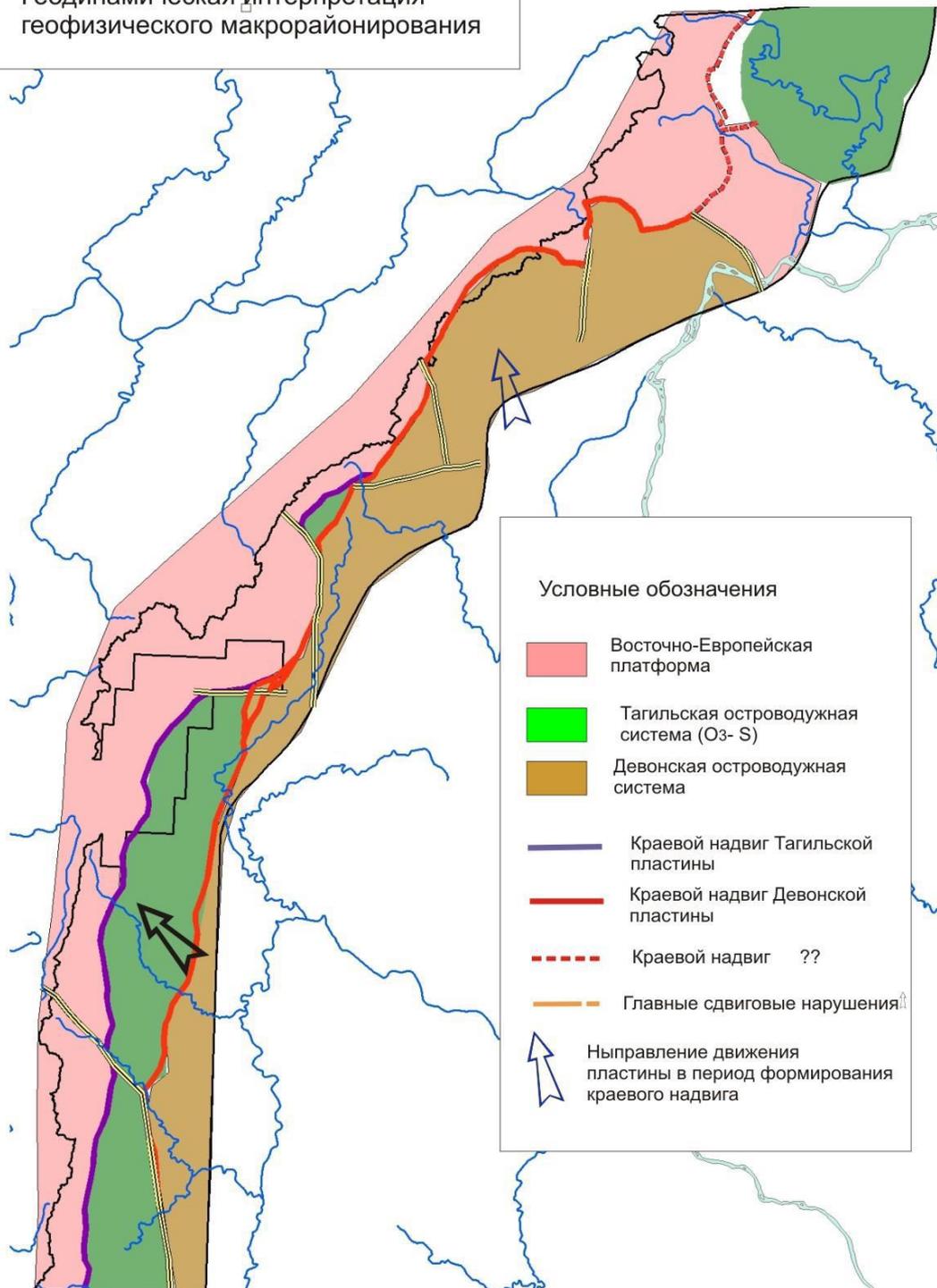


Рисунок 3.17 – Геодинамическая интерпретация макрорайонирования на основе спектрального анализа магнитного поля (П. С. Бабаянц, 2015 г.)

Запасы нефти пласта ВК₁ поставлены на государственный баланс в 1991 г. В скважине 10 из пласта ВК₁ получен приток пластовой воды с нефтью суммарным дебитом 2,9 м³/сут: дебит по нефти – 2,01 м³/сут, по воде – 0,89 м³/сут. Нефти имеют высокий удельный вес (0,950-0,951 г/см³), а состав ее указывает на значительную биодеградацию (Гончаров, 1987 г.).

Залежь, возможно, находится в стадии разрушения и в совокупности с низкими пластовыми температурами (34-39⁰С) и небольшими глубинами залегания продуктивных отложений (550-600 м). Все это может свидетельствовать о неблагоприятных термобарических условиях для сохранения скоплений нефти.

Маньинское месторождение нефтяных битумов выявлено в каменноугольных отложениях C_{1t} в северной части Ивдельской мегасинклинали на территории Маньинской (Вижай-Усть-Маньинской) синклинали структуры Тагильско-Магнитогорского прогиба Урала [113].

Обобщение материалов бурения с целью прогноза степени нефтегазоносности недр Маньинской площади было выполнено в КамНИИКИГС (г. Пермь). Специалисты сходятся во мнении, что Тагильско-Магнитогорский сложнопостроенный прогиб относится к потенциальному нефтегазоносному суббассейну нового типа [193, 375]. Данный прогиб сложен палеозойскими вулканогенно-осадочными толщами от нижнего ордовика до нижнего карбона, под ордовикскими толщами предполагается наличие кембрийских и докембрийских отложений (Соболев И. Д., 1969 г.). Проявления нефти и газа в Тагильском мегасинклинории известны давно, где первые упоминания о газопроявлениях в Тагильском дунитовом массиве впервые описал Г. Н. Фредерикс в 1926 г., Н. И. Каржавин в 1939 г.

Впервые нефтяные битумопроявления были обнаружены в турнейских темно-серых и черных известняках с прослоями аргиллитов и алевролитов, имеющие выделения жидкого и густого битума и выпотов жидкой нефти по трещинам и кавернам. С запада нефтяные битумосодержащие известняки тектонически ограничены мощным телом диабазов и диабазовых порфиритов. Сделаны выводы об аллохтонности нефтяных битумов, о разрушении нефтяной залежи и продолжительной по времени миграции нефти. Часто встречаемые включения нефти в трещинах и кавернах пород являются указателем миграционных процессов. Нефтяная залежь предполагается на глубине 1,5-2,0 км под силлами диабазов и диабазовыми порфиритами в известняках. К возможным нефтематеринским породам отнесен девон-турнейский комплекс, сложенный известняками, мергелями, аргиллитами и алевролитами, обычно сильно битуминозными [113].

Отметим, что согласно выполненной П. С. Бабаянцом интерпретации макрорайонирования на основе спектрального анализа магнитного поля, на границе Восточно-Европейской и Западно-Сибирской платформ происходит тектоническая реактивация осадочного чехла, которая выражается в формировании водораздела топографической поверхности [13, 35]. Это важный вывод и подтверждение мнения многих специалистов о влиянии неотектоники на нефтегазоносность осадочного чехла и кровельной части фундамента.

На Рисунке 3.18 выделена неотектоническая граница Западно-Сибирского НГБ, вдоль которой были открыты газовые и газоконденсатные месторождения (Сысконсыньинское,

Озерное, Горное, Иусское, Оурьинское, Карабашское, Ендырское, Зимнее, Средне- и Северо-Вайское).

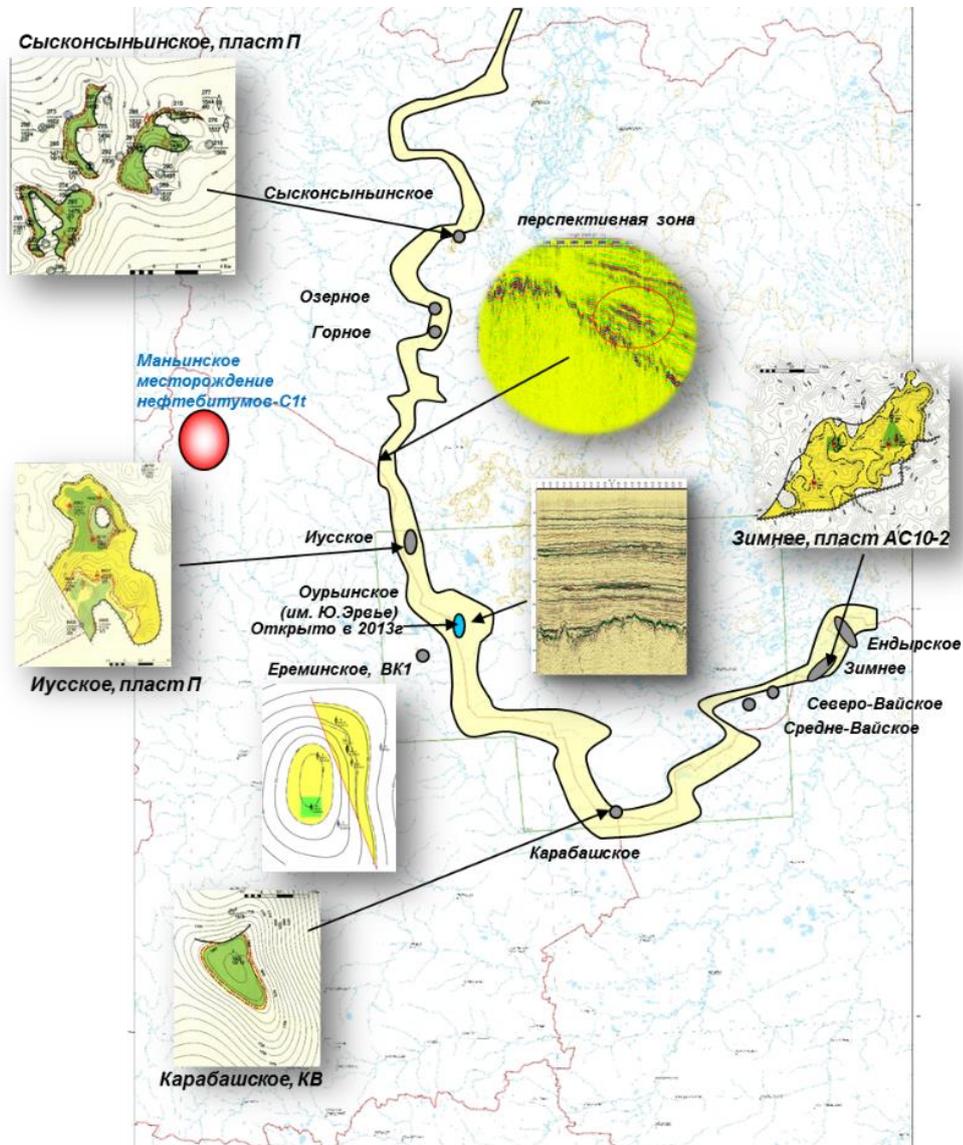


Рисунок 3.18 – Предлагаемая неотектоническая граница Западно-Сибирского НГБ по О. А. Смирнову (месторождения приведены по материалам НАЦ РН им. В. И. Шпилемана)

Данная граница отождествляется с линией водораздела по материалам современной топо- и гидрографии. Выделенная зона может служить указанием на выявление перспектив нефтегазоносности недр и ожидания новых открытий залежей УВ.

Фазовый состав залежей УВ – преимущественно газовый и нефтегазовый за счет низкого температурного прогрева недр. Нефтяная фаза залежей формируется в результате вертикальной

миграции УВ. Выделенную границу предлагаем использовать как границу раздела между Восточно-Уральским перспективной НГО (ПНГО) и Западно-Сибирским НГБ.

В истории тектонического развития структур чехла Западно-Сибирской геосинеклизы выделяются три тектонических импульса: первый – ранне-среднеюрская эпоха; второй – апт-сеноманский этап развития; третий – постсеноманский период развития; четвертый – плиоценовый.

Четвертому этапу мы придаем очень важное значение, т. к. плиоцен (доакчагыльское время) – четвертичный – это нео-орогенический этап, по мнению В. Н. Пучкова, отвечает этапу формирования современных Уральских гор и его динамика связана с напряжениями сжатия [244]. Скорости современного поднятия поверхности Урала, определенные топографическим нивелированием, составляют до 5-7 мм в год. Глубина плиоцен-четвертичной эрозии в осевой части горного Урала могла достигать 1000-1500 м. Особенностью четвертого этапа является не затухание тектонической активности, а его ускорение. О проявлении современных разрывных смещений в земной коре Урала свидетельствуют данные о сейсмичности, так землетрясения в 6-7 баллов происходили раз в 10-20 лет, в основном, на территории Южного и Среднего Урала.

Согласимся с важнейшим выводом автора о том, что неотектонический этап оказал особое влияние на перераспределение залежей УВ.

С неотектоническим (плиоцен-четвертичным) этапом активизации тектонических движений внешней окраины Западно-Сибирского НГБ связаны процессы формирования ловушек для УВ, вертикальные зоны деструкции осадочного чехла, проявление уникальных процессов флюидогеодинимики в фундаменте и осадочном чехле.

На Рисунке 3.19 представлена альтернативная схема формирования залежей УВ внешней части Западно-Сибирского НГБ. В Иусском НГР Приуральской нефтегазоносной области открыто 3 месторождения: Иусское, Котыльинское и Ерёминское.

В пределах этого района основными продуктивными отложениями являются: верхнеюрский комплекс (пласт П вогулгинской толщи), тюменская свита (пласт Т), кора выветривания (пласт КВ).

На *Иусском нефтегазоконденсатном месторождении* открыто 4 залежи УВ: газовая, газонефтяная, газоконденсатная с нефтяной оторочкой и нефтяная. По типу залежи пластово-сводовые, газовая – с элементами тектонического экрана. Средние газонасыщенные толщины изменяются от 3 м до 7 м, нефтенасыщенные от 0,8 м до 11,0 м, пористость составляет 18-26 %.

Материнские породы.
Очаги генерации УВ.
Первый этап миграции УВ в ловушки кор выветривания.

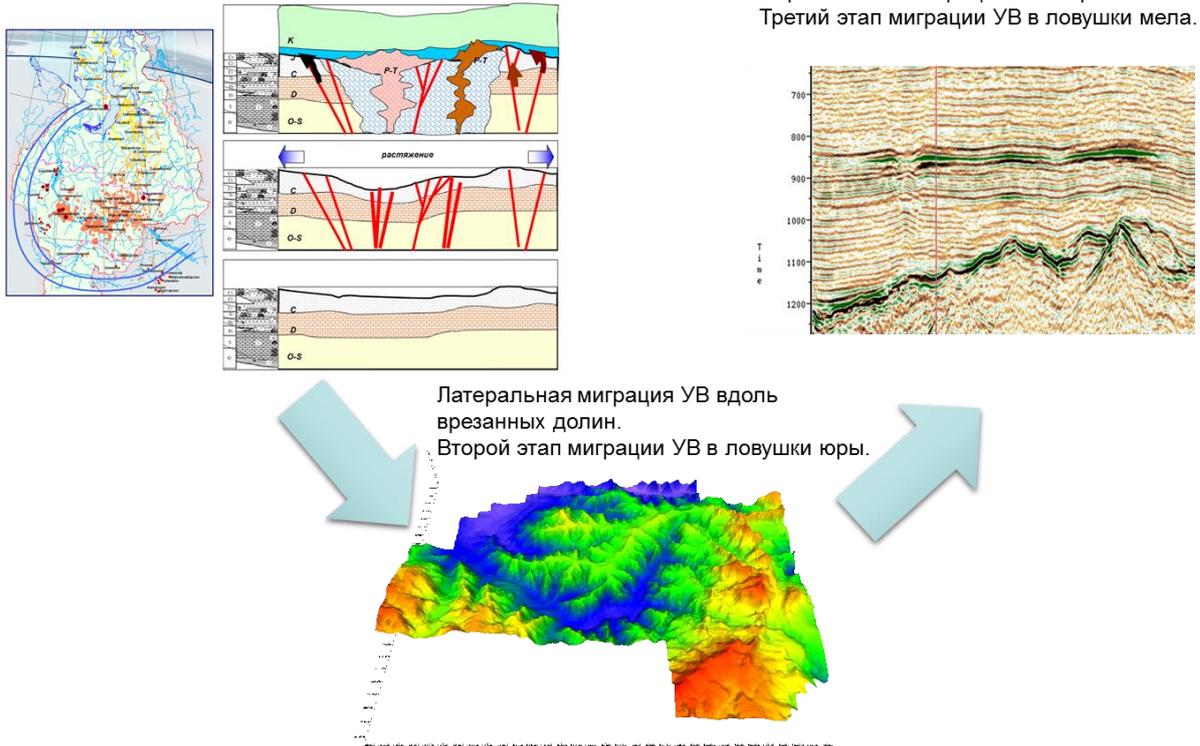


Рисунок 3.19 – Концептуальная схема миграции и аккумуляции УВ

Оурьинское (им. Рауля-Юрия Эрвье) нефтегазовое месторождение открыто на границе ХМАО-Югры и Свердловской области в 2014 г. Газонефтяные залежи приурочены к отложениям викуловской и леушинской свитах нижнего мела. В отложениях леушинской свиты впервые открыта залежь нефти с промышленными запасами. Факт открытия данного месторождения подтверждает перспективы нефтегазоносности и открытие новых месторождений УВ вдоль неотектонической границы Западно-Сибирского НГБ, выделенной автором с коллективом исполнителей в 2010 г. (Рис. 3.18) в рамках научно-тематических работ по оценке перспектив нефтегазоносности Карабашской зоны для компании Repsol и включала общую площадь исследований 74,068 км².

На дату изучения в зоне интересов был отработан региональный профиль РП 99, пересекающий Оурьинское поднятие в меридиональном направлении (Рис. 3.20).

Для выполнения сейсмической классификации использовались следующие данные: мгновенные амплитуды, мгновенные частоты, их преобразование на разных временных интервалах и кластерный анализ, выполненный для каждой сейсмической последовательности (Рис. 3.20). Перспективные сейсмические классы включают в себя повышенные амплитуды и пониженные частоты, что для терригенного разреза нижнего мела наилучшим образом соответствует углеводородонасыщению.

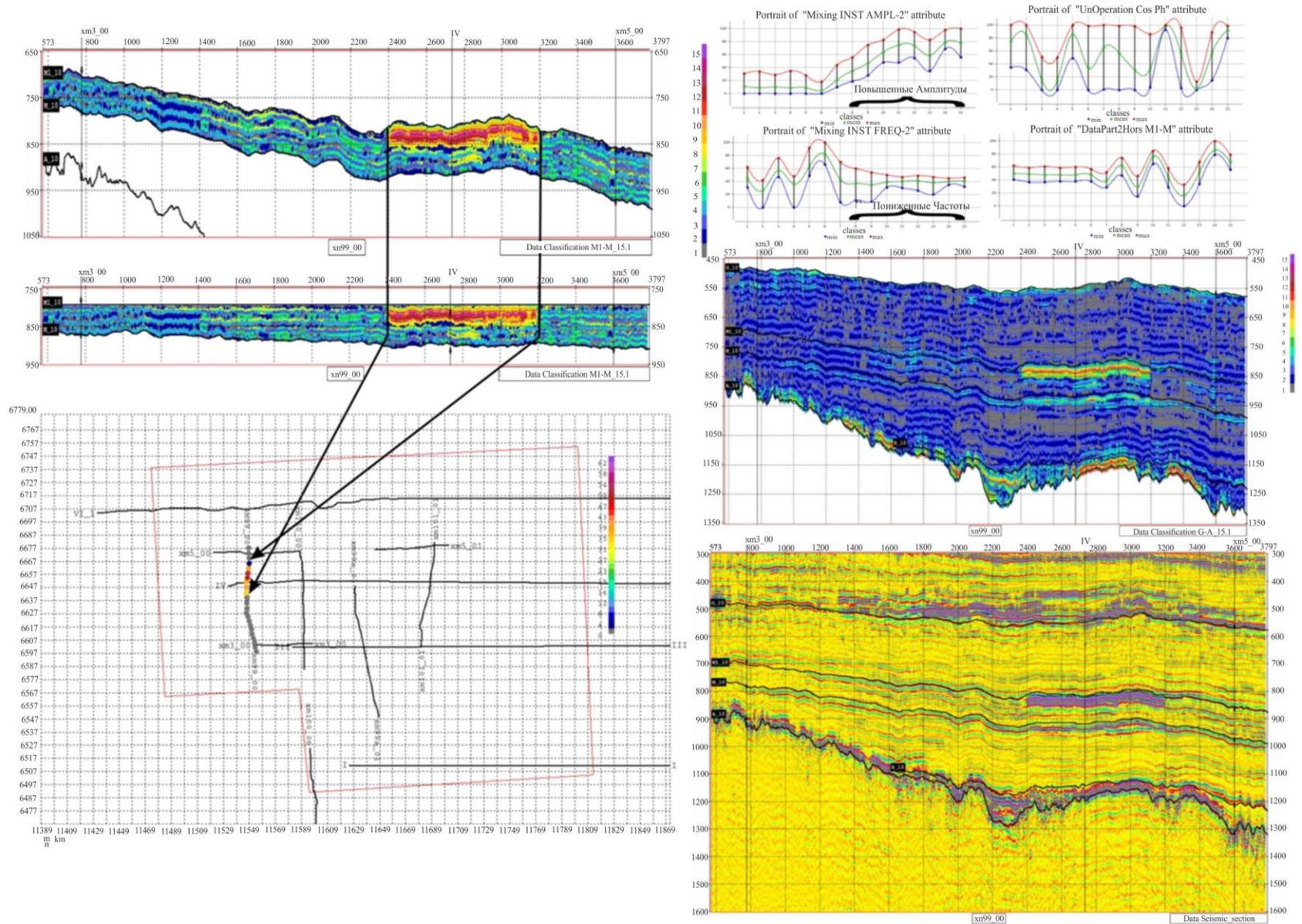


Рисунок 3.20 – Безэталонная классификация по региональному профилю 99

На рисунке 3.20 наиболее контрастно выделяются аномалии в интервале викуловской и леушинской свит, которые были подтверждены дальнейшим бурением.

Построенная модель сейсмогеологического разреза включает в себя отражающие горизонты (ОГ) А, В, М₁, G с ограничением по глубине 3,5 км. Начальные значения плотности были взяты из литературных источников. Решение задачи моделирования состоит в следующем: определить, насколько эффект от глубины соответствует наблюдаемому гравитационному полю при задании значений плотности в пределах его возможных вариаций.

Вся территория покрыта данными грави- и магниторазведки масштаба 1:200000, а также магниторазведки в масштабе 1:50000. При анализе потенциальных полей (грави- и магниторазведки) были поставлены и решены следующие задачи:

- 1) изучение плотностной характеристики осадочного чехла и доюрского комплекса;
- 2) сопоставительный анализ плотностной структуры доюрских отложений и открытых месторождений УВ;
- 3) прогноз вещественного состава доюрского комплекса;
- 4) установление возможной связи с отметками глубин доюрского комплекса и прогнозирование их на территорию, не изученную сейсморазведкой;
- 5) построение карт вероятности принадлежности эталонам залежей, открытых в кровельной части доюрского комплекса.

На Рисунке 3.21 показаны результаты расчета гравитационного эффекта при постоянных плотностных характеристиках во всем интервале глубинного разреза.

Задача состояла в том, чтобы приблизить расчетную гравитационную кривую к наблюдаемой. Тем не менее, отличие разностей наблюдаемых и рассчитанных кривых составляет более чем на 30 mGal. Таким образом, мы должны принять как близкие к реальности значения плотности 1,9-2,0 г/см³ (наряду со значениями до 2,4 г/см³) для блоков верхних слоев и значения 2,55 - 2,66 г/см³ для отложений фундамента.

Такое изменение значений плотности, в целом, соответствует картине многочисленных проявлений эффузивной и интрузивной активности в данном районе. Можно обоснованно предположить наличие интрузий различного состава: от основных (диориты, габбро и др.) до кислых (липариты) и легких эффузивов.

Итак, в результате интерпретации потенциальных полей было установлено следующее (Рис. 3.21).

1. Крупнейшие тектонические элементы основания и осадочного чехла находят свое отражение в аномалиях гравитационного и магнитного полей, и их трансформант.
2. Аномальное гравитационное поле обусловлено существенной дифференциацией плотностных характеристик как пород фундамента, так и осадочного чехла.

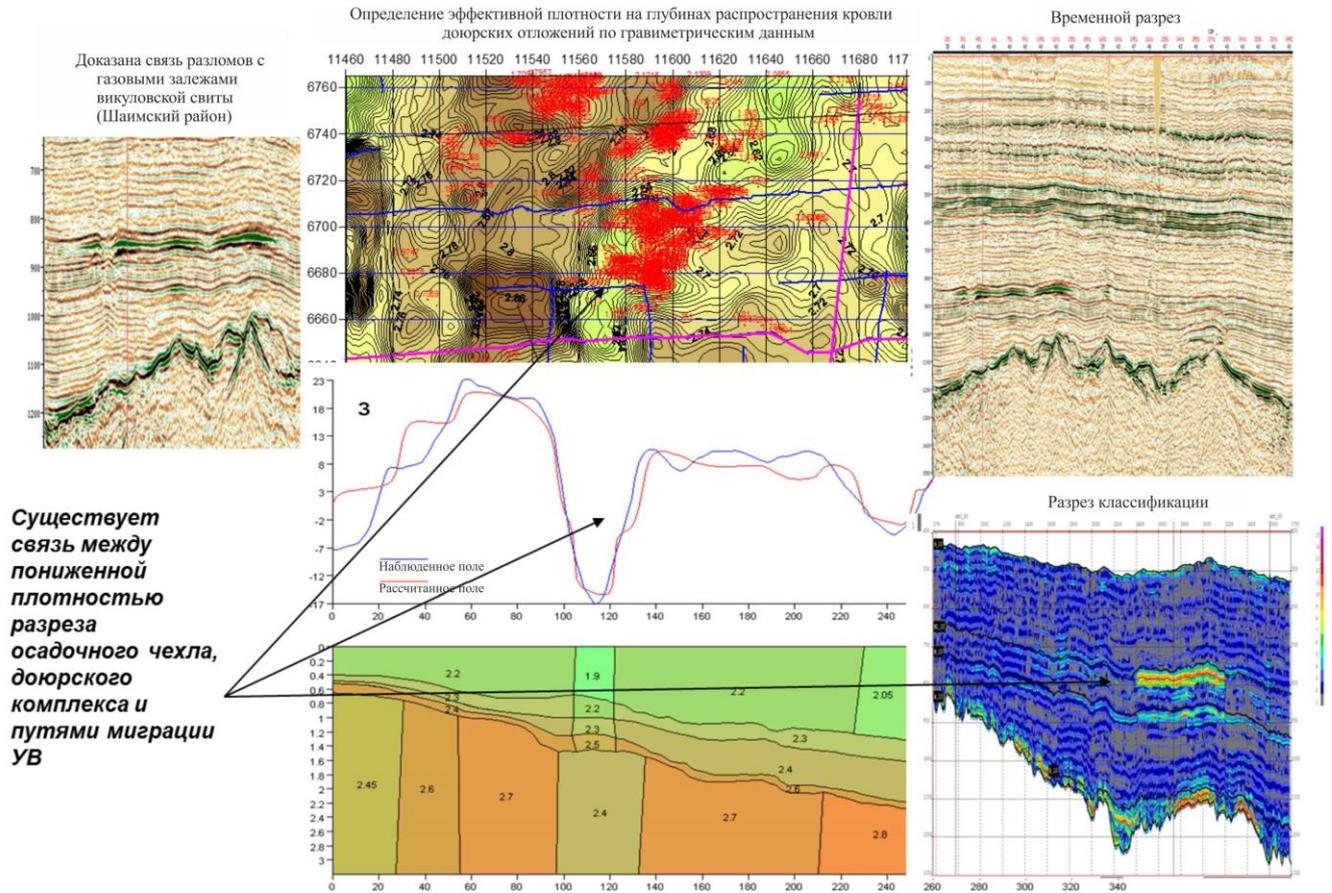


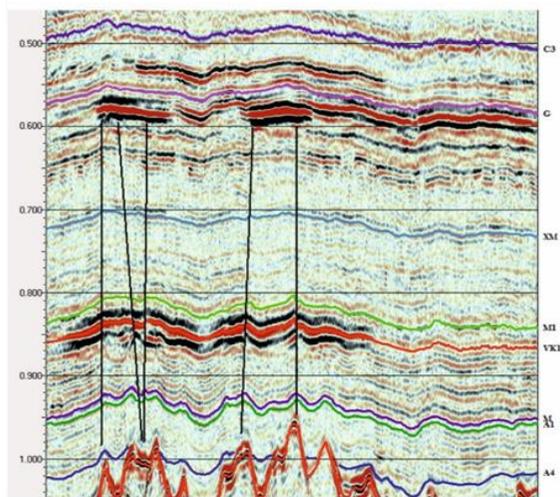
Рисунок 3.21 – Комплексирование данных сейсморазведки и гравиразведки по региональному профилю 99

3. Отрицательные аномалии гравитационного поля с высокой вероятностью соответствуют областям развития зон разуплотнения пород фундамента и отложений нижней части осадочного чехла. Ряд нефтяных и газовых месторождений приурочены к подобным аномалиям. Отрицательные аномалии могли быть связаны с существенными градиентами давления, и, следовательно, эти районы стали благоприятными районами для миграции и локализации залежей нефти и газа. Этот факт позволяет рассматривать не изученные при глубоком бурении участки пониженного гравитационного поля в качестве перспективных объектов поисковых работ в зоне контакта доюрской формации и юрских отложений осадочного чехла.

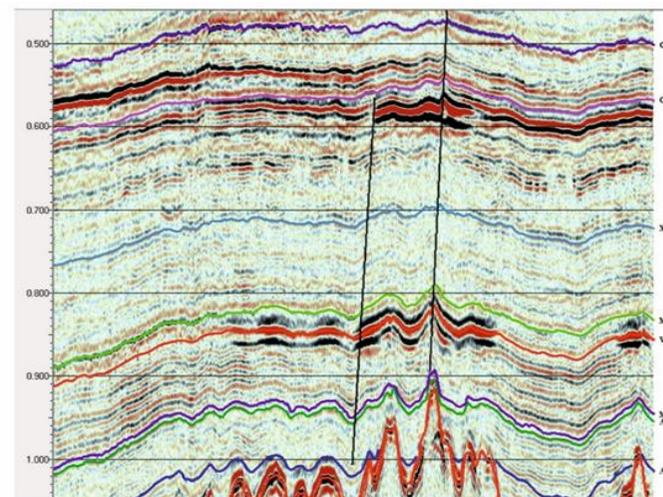
Наличие глубинных разломов подтвердилось при постановке площадной сейсморазведки 2D (Рис. 3.22). Как видим, тектонические разломы неразрывно связаны с залежами УВ в интервале викуловской и леушинской свит.

Нефтегазопроисковый интерес вызывает изучение взаимосвязи разломной тектоники с сейсмическими аномалиями типа «яркое пятно» как индикаторами нефтегазоносности.

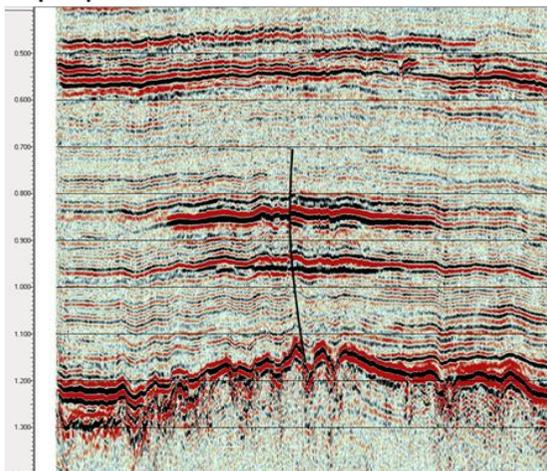
Профиль 1214025



Профиль 1214082



Профиль 02110260



Профиль 0114075

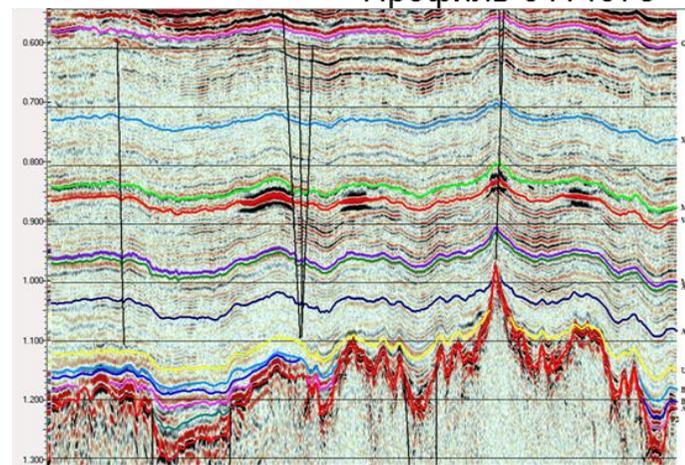


Рисунок 3.22 – Проявление дизъюнктивной тектоники в неоком-аптском и альб-сеноманском интервале разреза

Выявление таких индикаторов позволяет установить характер и роль вертикальной миграции при формировании залежей и месторождений УВ, установить плотность и интенсивность миграции при формировании и аккумуляции УВ в ловушках, а также понять генетическую связь с зонами деструкции верхней части фундамента (Рис. 3.23).

Необходимо отметить большую протяженность глубинных разломов, которые проникают в осадочный чехол. Реактивация тектонических движений в плиоцен-четвертичную эпоху является отличительной чертой данной территории (Рис. 3.24).

Выделение ловушек УВ в данном регионе на поисковом и региональном этапе представляет собой большую методическую проблему. Чтобы оценить величину проявившихся движений в постсеноманское время, были построены две частотные карты по кровле ДЮК и временные толщины отложений мела. Разностная карта этих двух гридов позволила получить местоположение новообразованного поднятия, которое и послужило структурной ловушкой для Оурьинского месторождения.

Сопоставление схемы перспектив нефтегазоносности 2010 г. с границами открытого Оурьинского месторождения в 2014 г. показывает хорошую сходимость и подтверждаемость технологии нефтегазопоисковых работ в условиях активного проявления неотектонической активности вдоль западной внешней границы Западно-Сибирского НГБ (Рис. 3.25).

Итак, восточная часть Свердловской области, граничащая с ХМАО-Югрой, представляет несомненный нефтегазопоисковый интерес в интервале отложений мела, юры и ДЮК.

На основе выданных рекомендаций была пробурена скважина-первооткрывательница Оурьинского (*им. Рауля-Юрия Эрвье*) нефтегазового месторождения [431]. По результатам исследований НАЦ РН им. В. И. Шпильмана, данное месторождение является одним из крупных среди новых месторождений, открытых в РФ за последние 6 лет, а в ХМАО-Югре – самое крупное среди новых месторождений за последние семь лет.

Оптимальный состав комплексирования поисковых геолого-геофизических методов с целью выявления перспективных зон и участков включает в себя в методическом плане комплексирование геохимических методов, сейсморазведки 2D/3D, данных SRTM и потенциальных полей.

1. Потенциальные поля. Анализ и районирование аномальных зон на основе интерпретации потенциальных полей (магнито- и гравиразведка).
2. Геохимическая съемка с целью выявления локальных полей выхода на поверхность инертных газов (H_2 , He, Ne, Ar и др., а также H_2S , CO_2).
3. SRTM. Анализ и выявление зон с проявившимися новейшими тектоническими движениями.

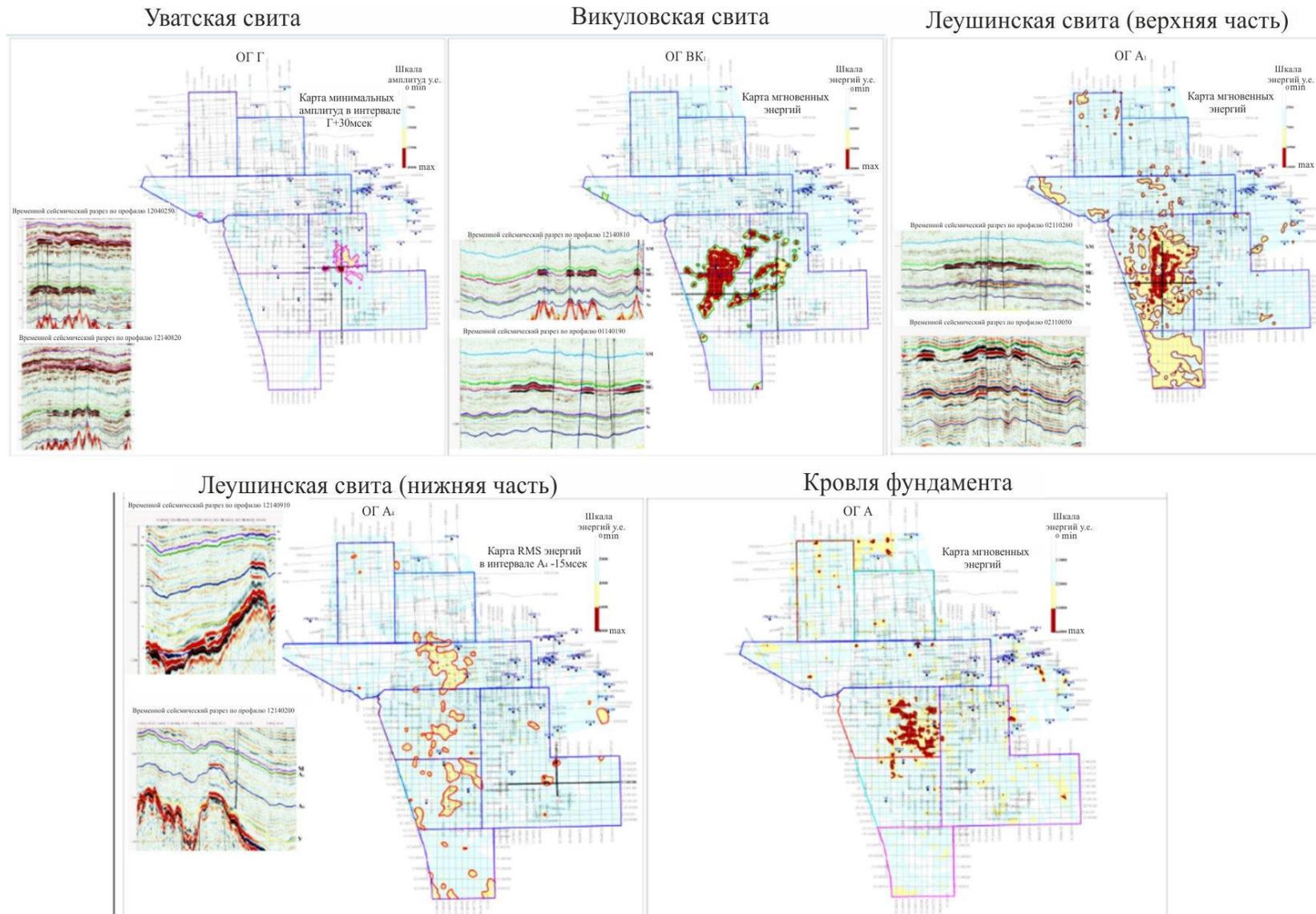


Рисунок 3.23 – Индикаторы нефтегазоносности, выявленные по сейсмическим атрибутам

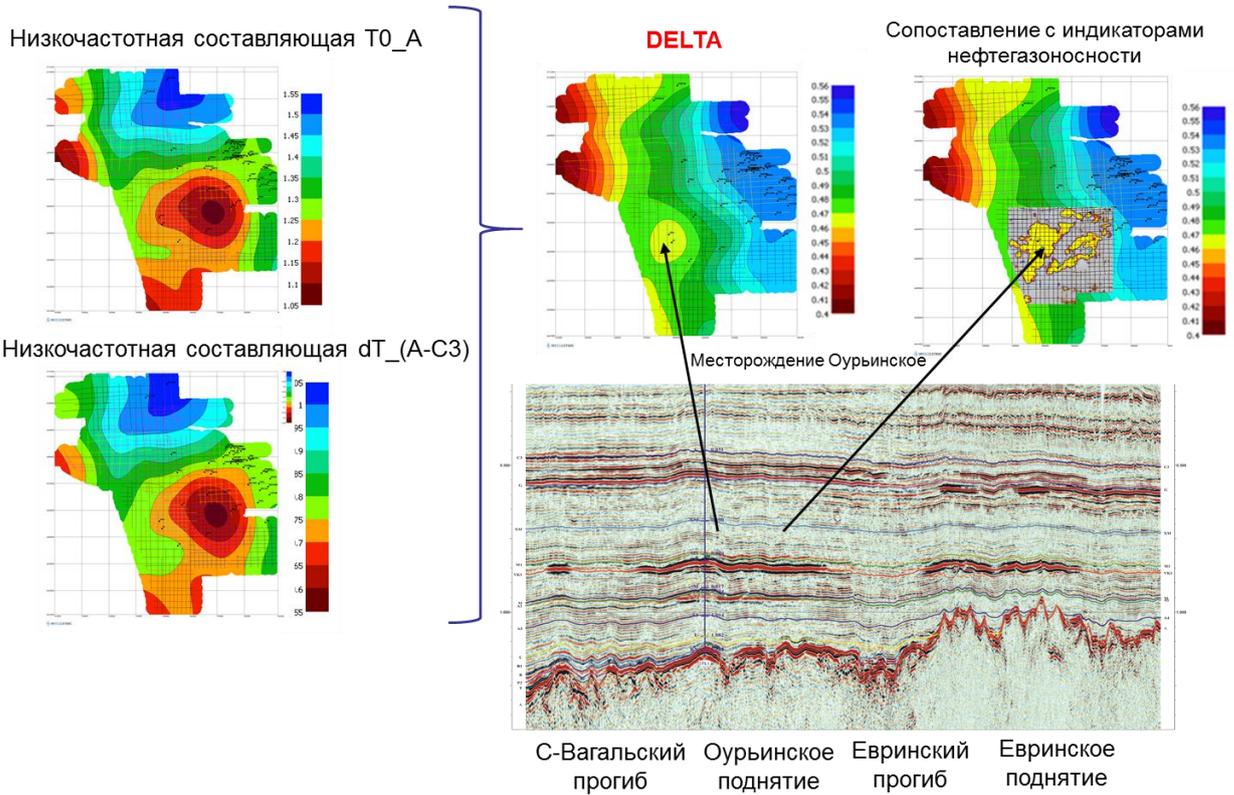
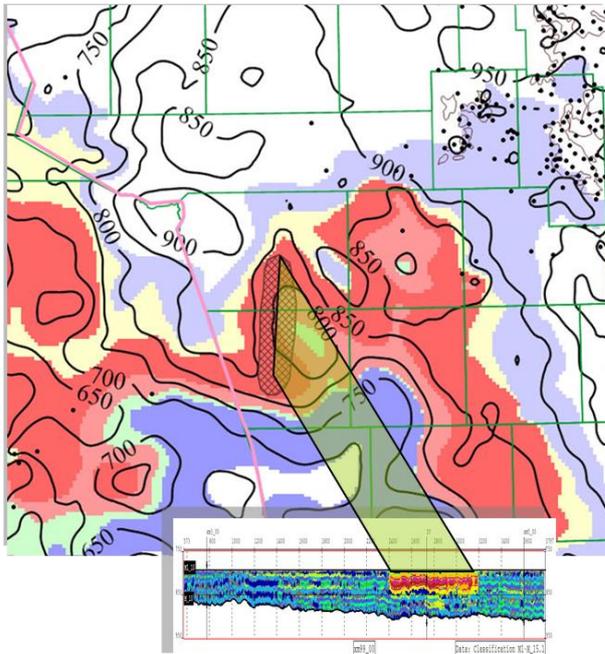


Рисунок 3.24 – Постсарматская эпоха тектонической активизации как фактор образования ловушек УВ

Совпадение в плане сейсмической аномалии типа «заalez» с положительными структурными формами прогнозной поверхности кровли отложений викуловской свиты



Интегральная карта вероятности принадлежности к эталонам

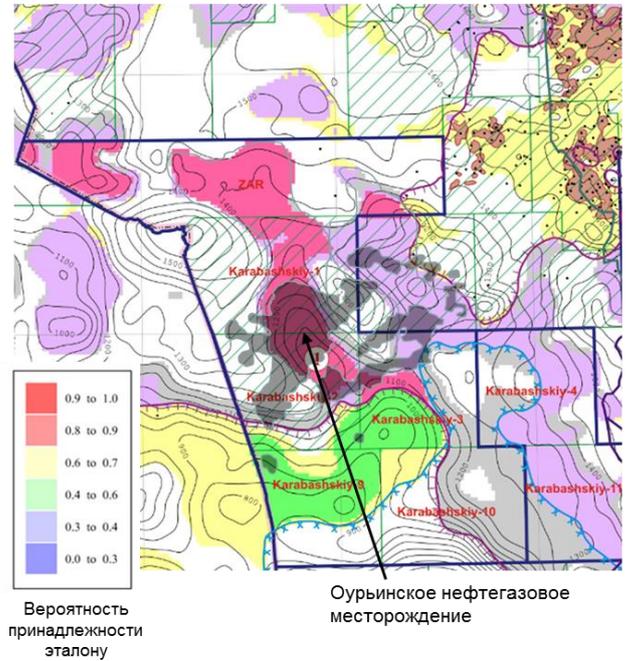


Рисунок 3.25 – Сопоставление схемы перспектив нефтегазоносности 2010 г. с границами открытого месторождения 2014 г.

4. Переобработка архивных данных сейсморазведки 2D.
5. Тектонофизический анализ.

По данной тематике автором сделаны доклады на международной конференции Геомодель-2014 и 2016 и научно-практической конференции ФГУП «ЗапСибНИИГГ» в 2015 г. [149, 273, 290].

3.2.4. Выявление перспективных объектов на основе технологии сейсмической безэталонной классификации (на примере подводного конуса выноса Бенгальского залива)

Бенгальский нефтегазоносный бассейн располагается в северо-восточной части Индийского океана и является одним из перспективных районов на обнаружение залежей УВ в Южной Азии. Его площадь составляет примерно 400 тыс. км², из которых более 150 тыс. км² приходится на акваторию Бенгальского залива. В тектоническом отношении бассейн Бенгальского залива приурочен к зоне рифтогенеза. С режимом прогибания связано формирование многочисленных подводных каньонов и их конусов выноса.

Изучением нефтегазоносности Бенгальской НГО занимались следующие специалисты: А. А. Бакиров, М. И. Варенцов, Э. А. Бакиров, Н. Setiani Wantoro, B. Yulis, R. Hallett и др.

Участок работ расположен в северной части акватории Бенгальского залива, в районе северо-восточного побережья Индии (Рис. 3.26). Потенциально перспективными отложениями являются преимущественно терригенные отложения палеоген-неогенового возраста.

Перспективность поисков углеводородных скоплений в акватории Бенгальского залива обусловлена многочисленными открытиями углеводородов в данном районе на протяжении последних лет. Одним из последних успешных результатов поиска является открытие компанией Reliance и Niko газовых залежей в пределах лицензионного участка NEC-OSN-97/2 (№ 25). В 2005 г. закончена бурением шестая поисково-разведочная скважина - первооткрывательница шестой газовой залежи на участке площадью 3,5 млн акров в бассейне Маханади (Mahanadi basin). Скважина А-4 вскрыла на глубине 2200 м продуктивный миоценовый пласт толщиной коллектора 40 м, из которого при испытании получено 15,8 mmcf/d или 447 тыс. м³/сут сухого газа. Запасы газа по категориям: 1Р – 142,2 BCF или 4,0 млрд м³; 2Р– 276,1 BCF или 7,8 млрд м³; 3Р– 614,7 BCF или 17,4 млрд м³.

Промышленная газоносность связана с песчаными пластами среднего миоцена – свитами Бокабил и Верхний Бхубан. Коллекторами газа являются песчаники мелкозернистые, хорошо отсортированные, с глинистым цементом мощностью от 4 до 30 м. Пористость песчаников 24-31%, проницаемость 0,4-1,5 мкм².

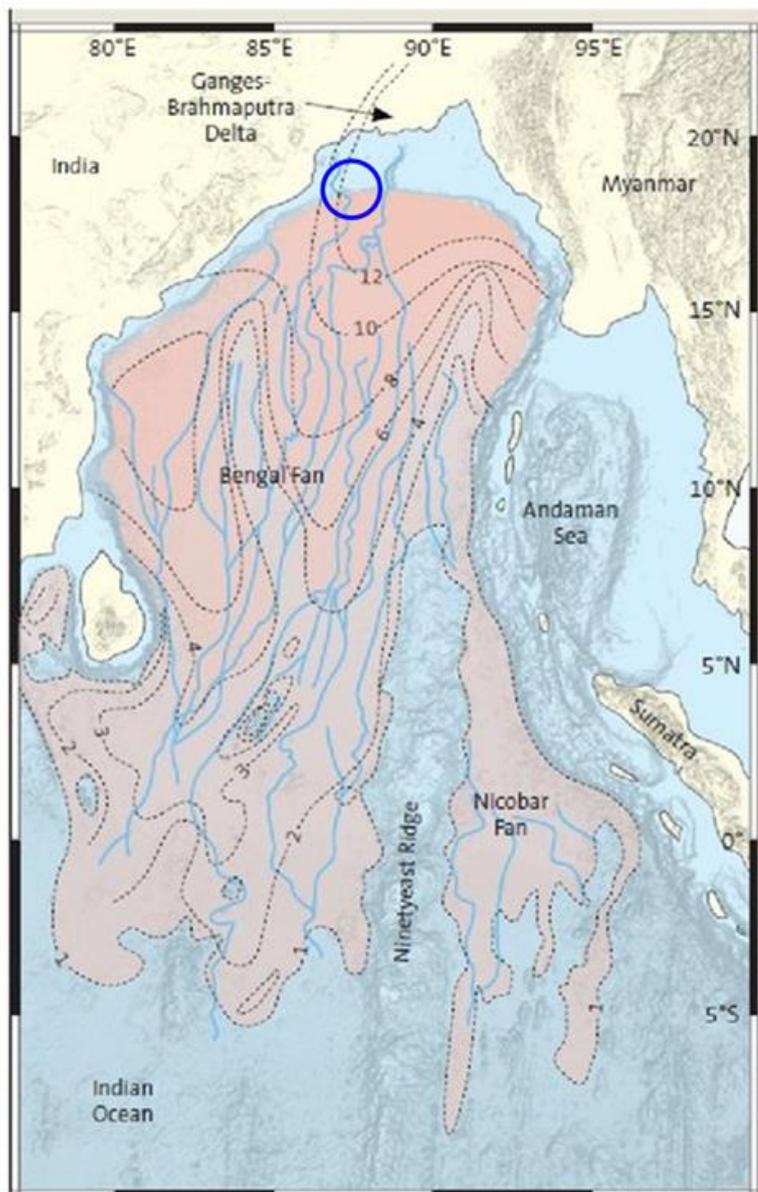


Рисунок 3.26 – Район исследований. Бенгальский конус выноса (Curry, Moore, 1974 г.; Frisch et al., 2011 г.)

При опробовании скважин из отложений свиты Бокабил получены притоки газа дебитом от 50 до 250 тыс. м³/сут. Залежи газа пластовые, сводовые. Покрышками для залежей служат глины мощностью от десятков до сотен метров.

Общими чертами геологического строения объекта являются:

- моноклиальное залегание всех целевых пластов, которые погружаются с северо-запада на юго-восток;
- широко развитая сеть субмеридиональных палеоканьонов и палеоканалов, которыми затронута, в основном, средняя часть плиоценового разреза;
- крупный субширотный палеоврез в нижней части плиоценового разреза;

- серия разрывных нарушений субмеридионального и субширотного направлений; предположительно, разрывные нарушения могут иметь различный генезис: дифференциация уплотнения и разуплотнения над глубинными тектоническими разломами, формирование зон гравитационного смещения.

Основные характеристики нефтегазоперспективной толщи

1. Перспективные объекты в интервале отложений среднего и нижнего плиоцена.
2. Региональный флюидоупор – глинистая толща миоцена.
3. В качестве основных нефтегазоматеринских толщ рассматриваются глинистые толщи миоцена (Fm Memari), олигоцена (Fm Korili), эоцена (Fm Syehet) и мела (Fm Ghatal).
4. Время генерации. Потенциальная нефтегазоматеринская толща поздне мелового возраста генерировала газ в олигоценое время.
5. Основные геологические риски: наличие региональной системы АВПД, связанной с недоуплотненной ниже-миоценовой глинистой толщей; большие глубины залегания ловушки.

Все основные поисковые объекты относятся к категории сложнопостроенных ловушек УВ, поиск которых связан с большими затратами временных и финансовых ресурсов.

Наиболее рациональным и оптимальным на поисковом этапе является включение в комплекс работ сейсмической интерпретации технологии безэталонной классификации (программы «Классификация» и «Таксономия»).

Безэталонная классификация объектов в многомерном пространстве данных выполняется разгруппированием на участки разреза, однородные по физико-геологическим свойствам. Программы «Классификация» и «Таксономия» решают задачу безэталонной классификации объектов в многомерном признаковом пространстве сейсмических данных. Обе программы ищут некоторые однородные области в признаковом пространстве и объявляют такие области классами (таксонами). Однако в алгоритмах этих программ есть существенное отличие.

«Таксономия» при построении разбиения на таксоны строит так называемый минимальный незамкнутый граф. Точки в многомерном признаковом пространстве считаются близкими, если найдется цепочка близких соседей, соединяющих эти две точки. Программа «Классификация» в качестве меры близости использует обыкновенное евклидово расстояние, поэтому две точки считаются близкими, если расстояние между ними не больше некоторого числа. «Таксономия» направлена на прослеживание горизонтов даже при наличии довольно сильного изменения динамики сейсмического сигнала (есть граф соседства). «Классификация», в отличие от «Таксономии», прерывает прослеживание горизонтов в тех местах, где встречается изменение параметров сейсмической записи.

Технология интерпретации

1 этап. Выполнены опытно-методические работы по определению оптимального графа и параметров дообработки временных разрезов. Основной целью дообработки является улучшение соотношения сигнал-помеха, а также расчет атрибутов, которые будут использоваться для выполнения многомерной комплексной интерпретации. Граф дообработки включил в себя выполнение следующих процедур (Рис. 3.27):

- Полосовая фильтрация с параметрами фильтра - 15-25-40-50 Гц (Filtering).
- Расчет преобразования Гильберта (расчет мгновенных амплитуд, мгновенных частот и мгновенных фаз) (Hilbert Transform).
- Расчет разреза когерентной фильтрации (аналог веерной фильтрации) (Coherent Filtering).
- Расчет разреза смешивания трасс (Mixing).

2 этап. Построены разрезы типизации (безэталонной классификации). Эта задача решалась путем использования процедур Taxonomy («Таксономия») и Classification («Классификация»), в результате чего были получены разрезы безэталонной таксономической классификации.

3 этап. Идентифицированы седиментологические секвенции по набору сейсмических классов. Анализ особенностей распространения морфологически выраженных в пространстве песчаных тел (Рис. 3.28). Было установлено, что геометрия тел наиболее близка к подводным каналам глубоководных конусов выноса.

4 этап. Построены карты временных толщин (изохор) по группе сейсмических классов, отождествляемых с песчаными телами двух комплексов глубоководных конусов выноса.

5 этап. Выполнен пересчет временных толщин сейсмических классов в карты прогнозных эффективных толщин (Рис. 3.29).

6 этап. Сопоставлены электрокаротажные фации верхнего конуса с результатами сейсмической интерпретации (Рис. 3.30).

Безэталонная классификация показала высокую успешность на этапе анализа волновой картины куба 3D и выявления стратиграфических ловушек, к которым относятся подводные конуса выноса Бенгальского нефтегазоносного бассейна [441].

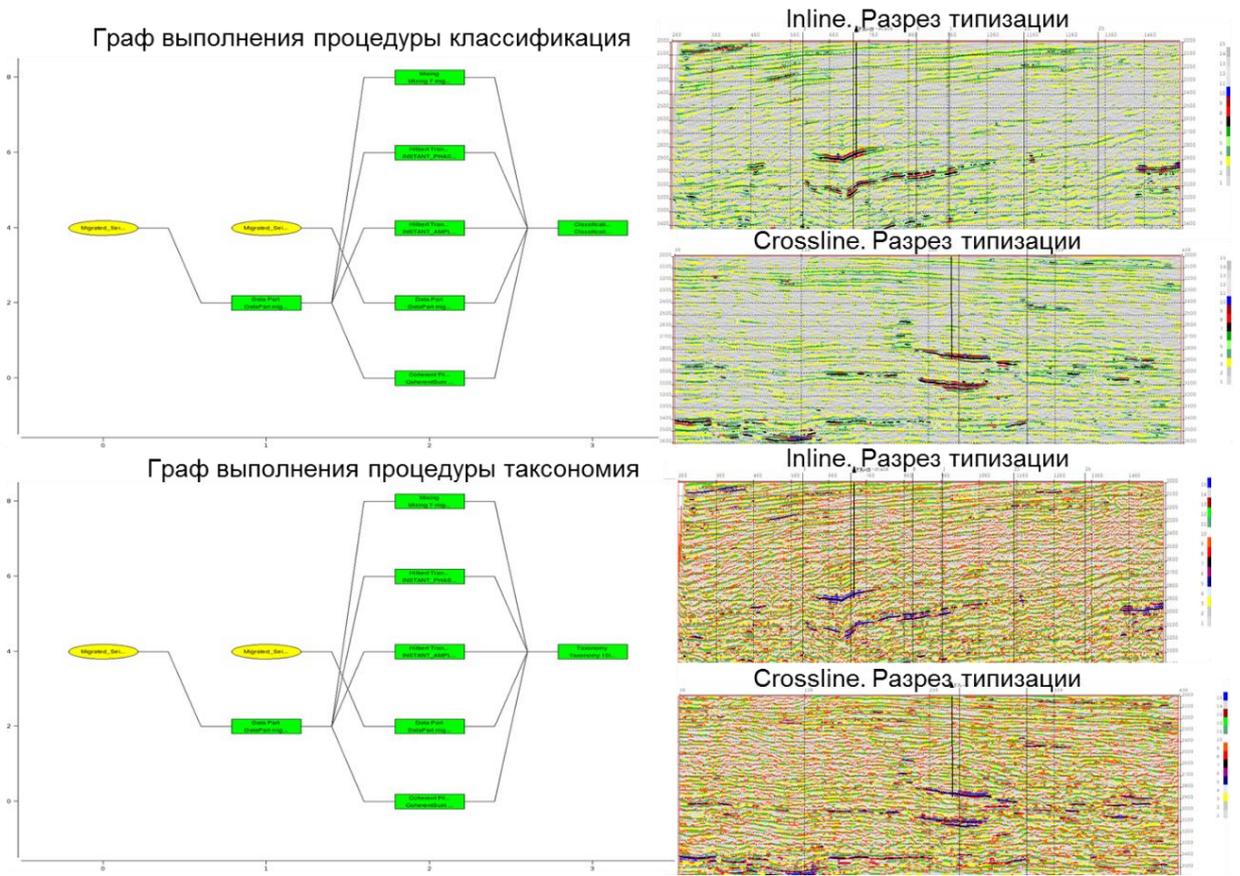


Рисунок 3.27 – Граф выполнения процедуры «Классификации» и «Таксономии»

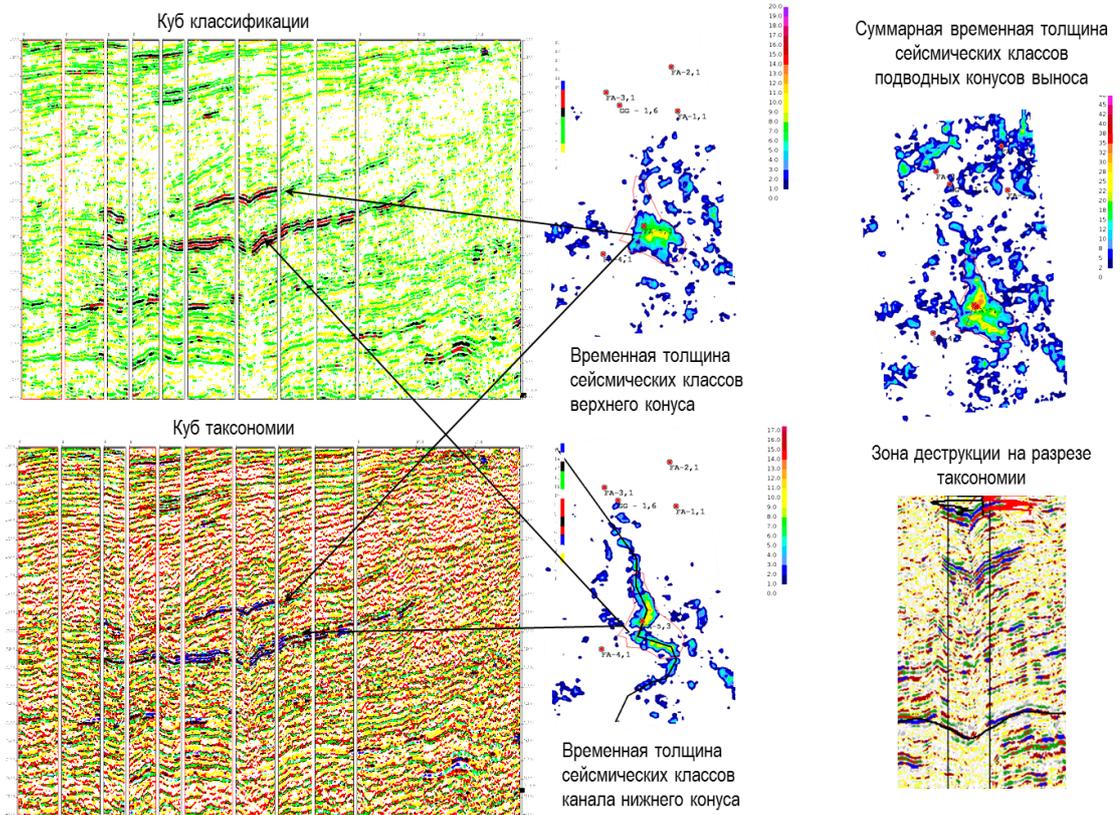


Рисунок 3.28 – Вертикальные сечения трехмерной безэталонной классификации для распознавания песчаных тел подводных конусов выноса

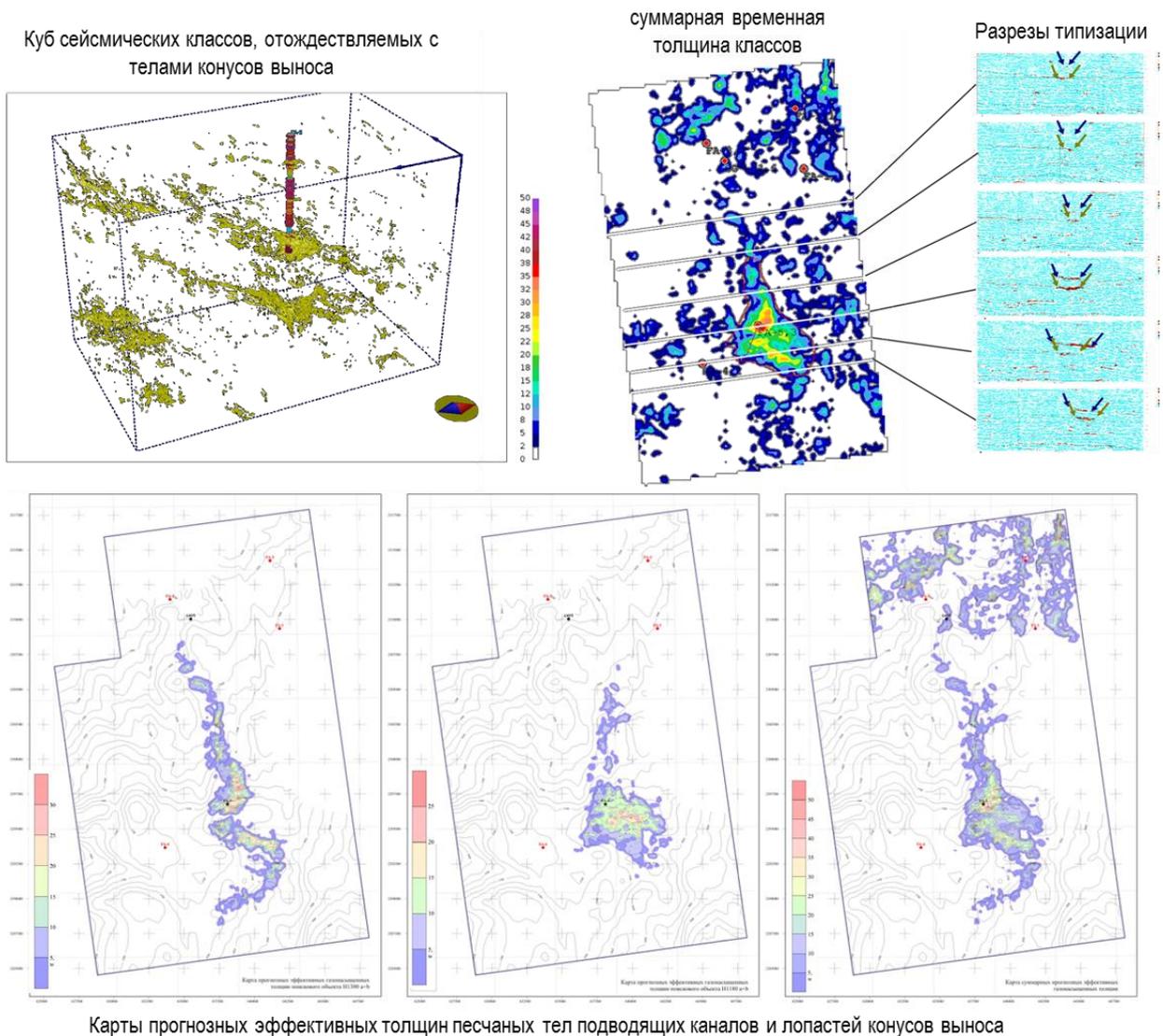


Рисунок 3.29 – Использование куба трехмерной безэталонной классификации для распознавания песчаных тел подводных конусов выноса

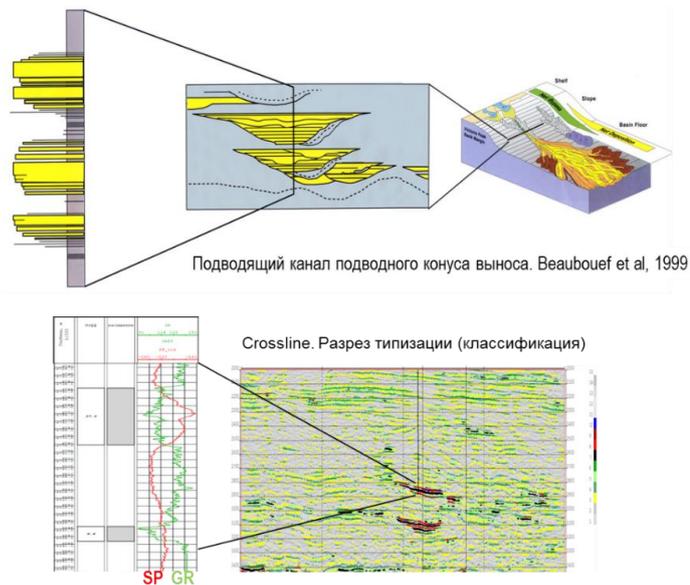


Рисунок 3.30 – Сопоставление электрофации с сейсмическими классами

3.2.5. Технология выделения объектов и построения трехмерных моделей в бассейне Кришна-Годавари

Цель и задачи: выполнить по данным сейсморазведки 3D и бурения исследования характеристик резервуара для построения трехмерных геологических моделей и прогнозирования свойств резервуара, оценки запасов открытых залежей в песчаниках турбидитов миоцен-плиоцен возраста и ресурсов вновь выявленных перспективных ловушек.

Изучением особенностей строения осадочного бассейна занимались T. Ramprasad, P. Dewangan, M. V. Ramana, A. Mazumdar, S. M. Karisiddaiah, E. R. Ramya and G. Sriram, P. L. N. Sarma, R. L. Basak, A. K. Naithani, R. P. Gupta и др.

Бассейн Кришна-Годавари (Krishna Godavari, KG) расположен у восточного побережья Индии в сверхглубоководном районе Бенгальского залива на шельфе дельты реки Годавари (Рис. 3.31).

Бассейн относится к категории перикратонных рифтовых бассейнов мира, является крупнейшим по размерам и признан одним из самых сложных подводных проектов в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Батиметрия моря изменяется от 50 до 3200 м.

Стратиграфия перспективных отложений: песчаники турбидитовых комплексов палеоценового, эоценового, миоценового возрастов. На территории исследования пробурена 31 скважина. Подготовлено к эксплуатации месторождение газа U-Field для проекта ONGC Block KG-DWN 98/2. Проект является крупнейшим и одним из самых сложных подводных проектов в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Oil and Natural Gas Corp (ONGC) начала добычу нефти на глубоководном блоке KG-DWN-98/2.

В бассейне KG на суше большая часть углеводородов обнаружена в отложениях мелового, палеоценового и эоценового возрастов, в то время как на шельфе углеводороды залегают в интервале от олигоцена до плейстоцена. Плиоценовые пески являются основными коллекторами зоны нефтегазоносности на шельфе.

Одной из особенностей бассейна является наличие зон-гидратов (BSR - bottom simulation reflector). Экранирующая роль поверхности газогидратов для мигрировавшего вверх газа приведена на Рисунке 3.32.

Хорошо видно, что объектом изучения могут быть не только сами газогидраты, имеющие большую площадь распространения, но при этом малую мощность, а залежи УВ, которые экранируются поверхностью BSR. Поэтому можно выделить новый тип ловушек – ловушек УВ, которые экранируются поверхностью BSR, хорошо выделяемые по сейсмическим признакам в волновом поле. Такие ловушки УВ представляют первоочередной поисковый интерес. Здесь объектом поиска становятся не сами газогидраты, а залежи УВ, экранируемые поверхностью газогидратов (BSR).

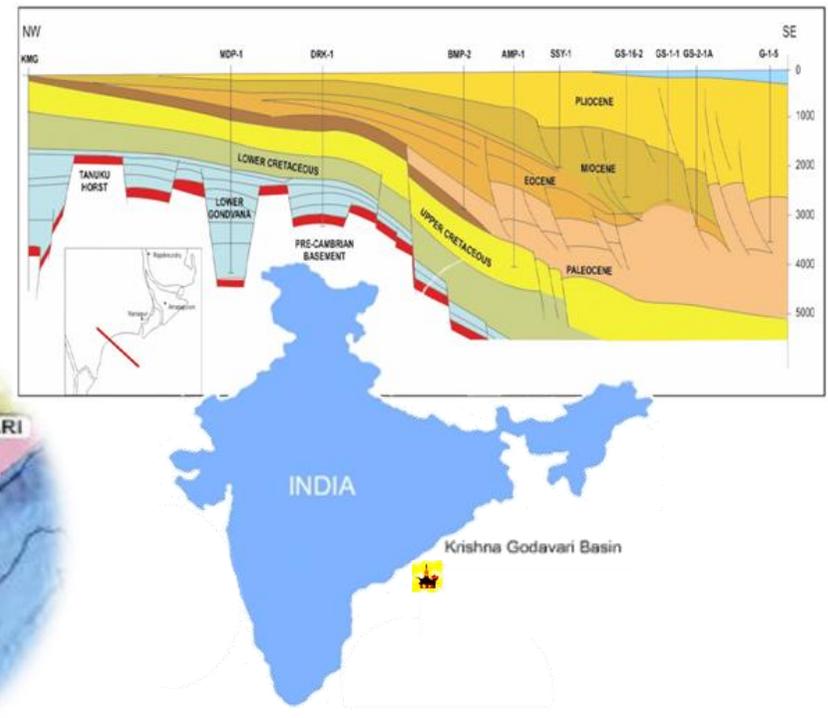


Рисунок 3.31 – Осадочные нефтегазоперспективные бассейны Индии [53]

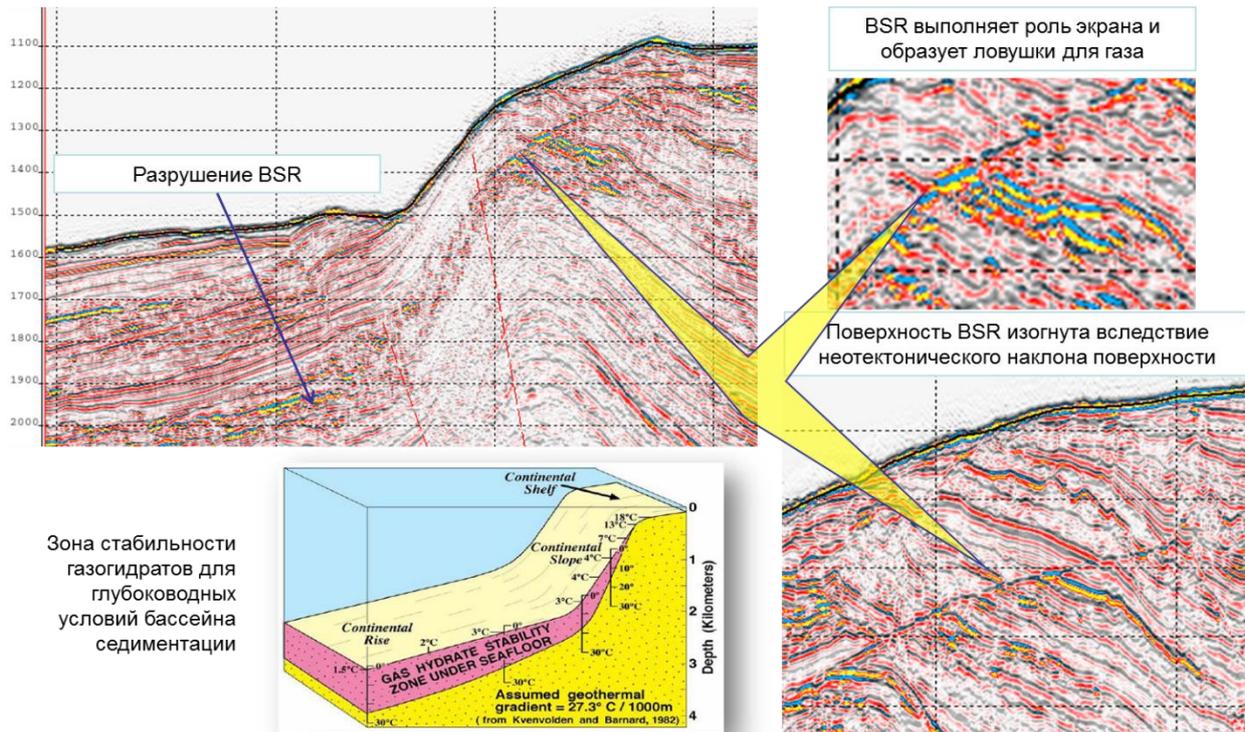


Рисунок 3.32 – Выделение экранирующей роли поверхности газогидратов

К отложениям транспорта масс (mass transport deposits (или mass transport complex) относят оползшие блоки (класты или олистолиты), оползневые потоки (slumps), дебриты (debris flow – обломочные потоки или грязекаменные потоки) [406, 407, 408]. Отложения транспорта масс хорошо различаются на сейсмических профилях по типичной хаотической структуре сейсмофаций [62]. Часто такие отложения образуют систему оползневых пластин на склоне. Модель формирования осадков транспорта масс (mass transport complex) представлена в работе [393].

Последующая деформация толщи пластичных, слабосцементированных пород, большие градиенты наклона поверхности склонов формирует многочисленные внутрiformационные разломы, которые образуют тектонические ловушки для мигрирующих вверх по восстанию УВ (Рис. 3.33).

На срезах кубов когерентности хорошо выделяются по очень выразительному рисунку каналы прорыва и миграции УВ (Рис. 3.34). По данным анализа куба когерентности установлена взаимосвязь залежи УВ с низкой плотностью вертикальных каналов миграции.

Тектонические нарушения играют двоякую роль: являются проводниками для миграции УВ и экраном для ловушки УВ, что хорошо демонстрирует Рисунок 3.35.

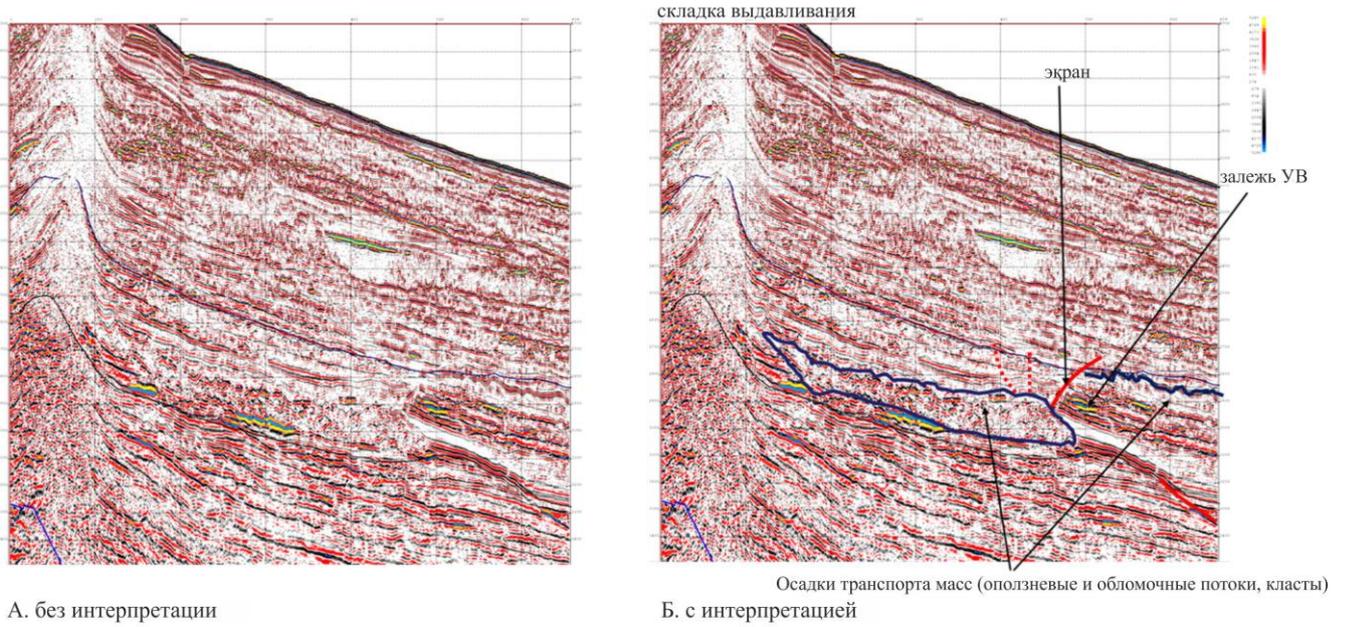


Рисунок 3.33 – Зарождение складки выдавливания и сопутствующих ей разломов, которые образуют экран для УВ

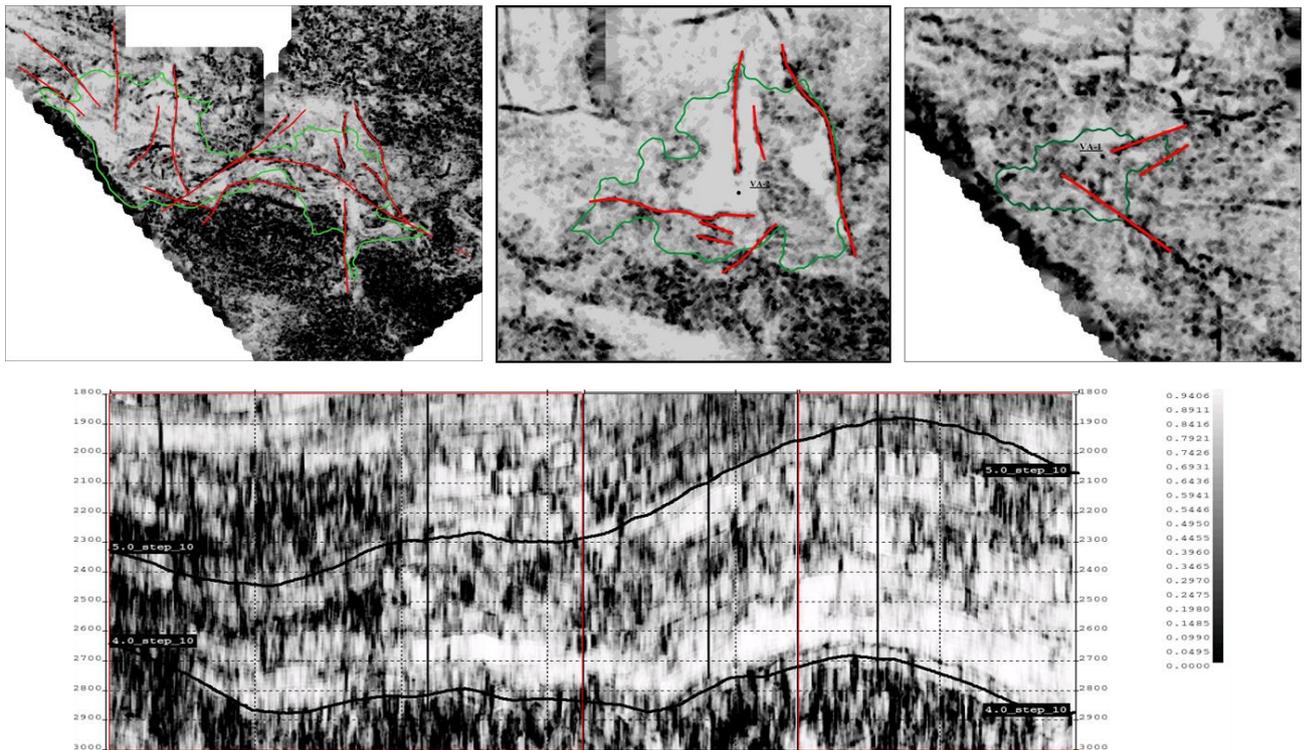


Рисунок 3.34 – Связь наличия залежи УВ с низкой плотностью вертикальных каналов миграции по данным анализа куба когерентности

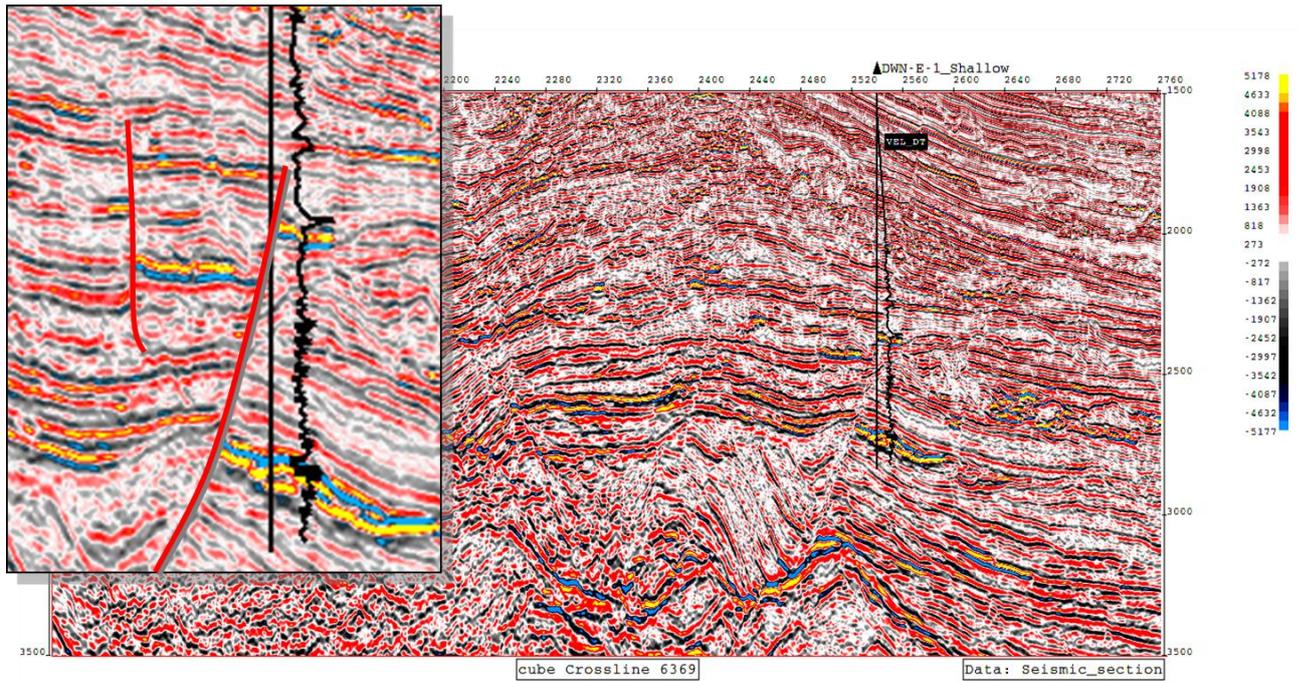


Рисунок 3.35 – Выделение тектонического нарушения, экранирующего залежь УВ

В склоновой части турбидитового комплекса, кроме отложений транспорта масс, формируются каньоны врезанного типа, которые надстраиваются субвертикально вверх, как показано на Рисунке 3.36. Такая особенность концентрации питающих турбидитовый комплекс каналов возможна при постепенном поднятии уровня моря и сохранении во времени одного источника сноса. Такое расположение коллекторов, вертикальная ориентация фаций русел является объектом для поиска и открытия залежей УВ. На данный тип ловушек были пробурены скважины, которые подтвердили высокие ФЕС и продуктивность терригенных коллекторов русловых фаций.

Дальнейшая технология работы включала в себя 2 части: стандартную и специальную. Для стандартного этапа работы характерным является традиционная последовательность процедур сейсмической интерпретации: одномерная сеймостратиграфическая привязка, пикинг сейсмических горизонтов, выделение и прослеживание тектонических разломов, скоростной анализ, построение кубов сейсмических атрибутов. Для больших интервалов рассчитывались интервальные атрибуты: временная толщина; интервальная энергия; средневзвешенная частота; энергетический спектр; затухание; автокорреляционная функция.

вертикально надстраиваемая система подводящих каналов

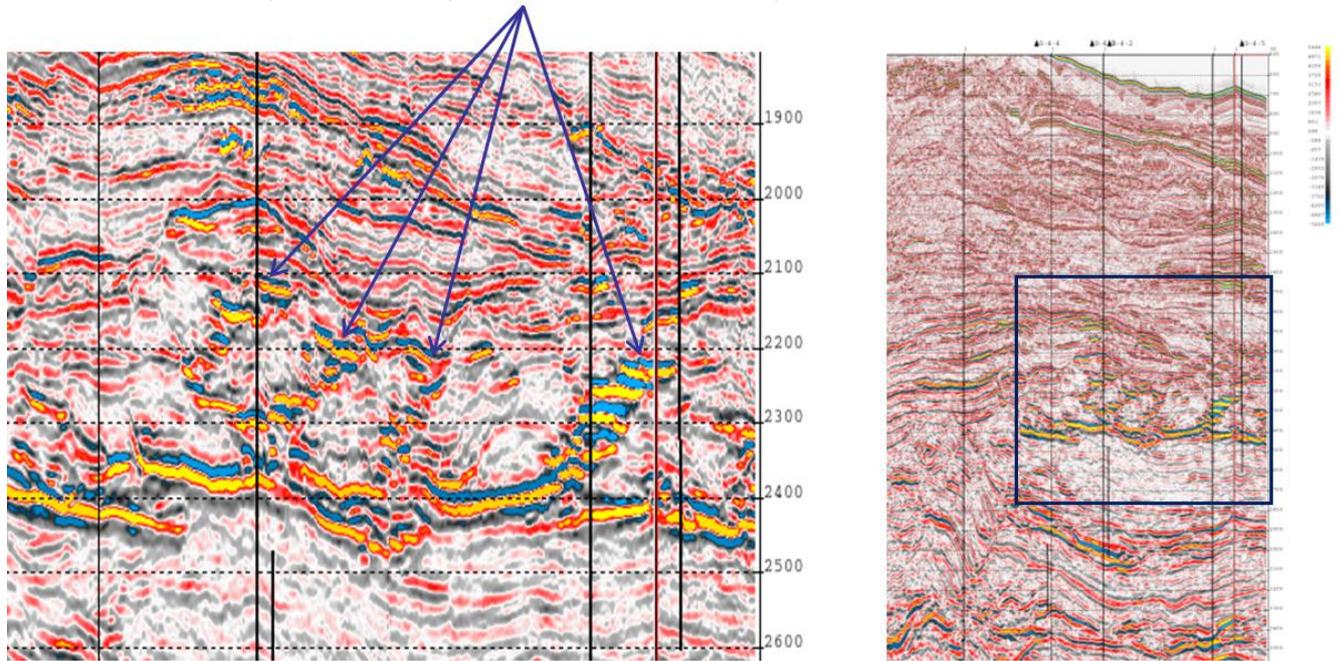


Рисунок 3.36 – Вертикально надстраиваемая система подводящих каналов в склоновой части осадочного комплекса

Наиболее важная часть работы включала в себя решение задач.

1. Преобразование сейсмических кубов в кубы псевдопараметров: R_{NOB} (плотность), NP_{HI} (нейтронная пористость), V_{AK} (скорость по данным метода АК), Imp (акустический импеданс) и V_P/V_S (отношение скоростей продольных и поперечных волн).

2. Сейсмическая классификация. Рассчитаны сейсмические классы в результате использования программ безэталонной классификации (таксономия и классификация). В качестве входных данных использовались следующие атрибуты: фильтрация (5-10-40-45 Гц); когерентная фильтрация; смешанная фильтрация; куб мгновенной амплитуды; куб мгновенной частоты. Наиболее важные результаты классификации, в которых установлены корреляции между классами и газонасыщенными коллекторами, были рассчитаны на основе следующих исходных данных: фильтрация (5-10-40-45 Гц); когерентная фильтрация; смешанная фильтрация; куб мгновенной амплитуды; куб мгновенной частоты.

3. Вычислили вероятности газонасыщенного коллектора для заданных сейсмических классов на основе куба классификации (Рис. 3.37). Сопоставление выполнено на основе сравнения принадлежности классов с литологией и насыщением в скважинах. Высокая вероятность газонасыщенного песчаника относится к классам 12, 14, 13, 9, 17, средняя вероятность - классы 11, 6, 7, низкая вероятность – классы 4, 5, 10.

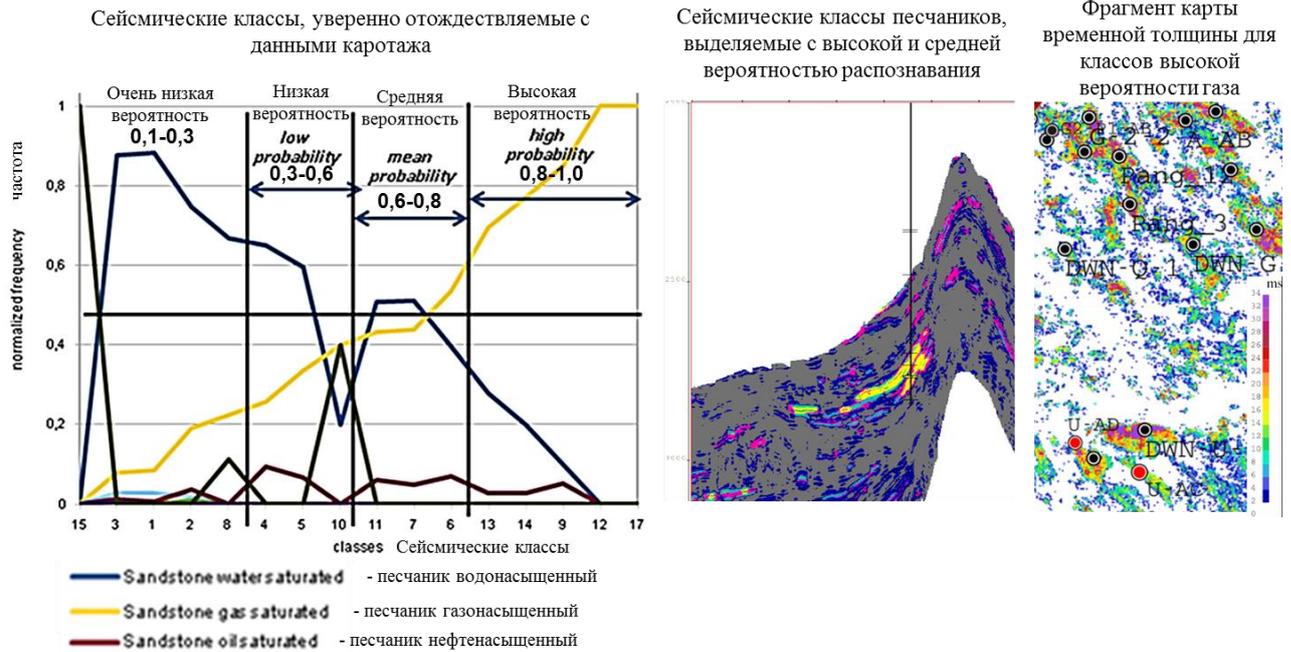


Рисунок 3.37 – Технология построения вероятностного куба сейсмических классов принадлежности к газонасыщенным песчаникам

Для дальнейшей количественной оценки и параметризации кубов использовались сейсмические классы средней и высокой вероятности распознавания. Один из фрагментов сравнения сейсмического и классификационного разрезов приведен на Рисунке 3.38.

4. Для оценки объема классов с высокой вероятностью газонасыщения, построили карту временной толщины (Рис. 3.39). Полученная карта суммарных временных толщин служила важнейшим признаком и индикатором локализации участков с высокой песчаностью разреза, наличием в разрезе большой суммарной толщины коллекторов, объектом оконтуривания высокоперспективных зон.

5. Построение карт связанности сейсмических тел. Из анализа исключили сейсмические тела, имеющие малый объем связанных ячеек. При создании 3D геологической модели были окончательно выбраны связанные тела с большим объемом ячеек.

6. Для целей моделирования вся площадь сейсмического куба была разделена на 7 самостоятельных зон, различающихся по геологической истории и, по-видимому, гидродинамически изолированных друг от друга. Границы зон моделирования определялись на основе анализа связности и классификации связанных тел (Рис. 3.40).

7. Выбор перспективных участков местоположения рекомендуемых скважин включает в себя анализ площадных и объемных признаков (Рис. 3.39, 3.40).

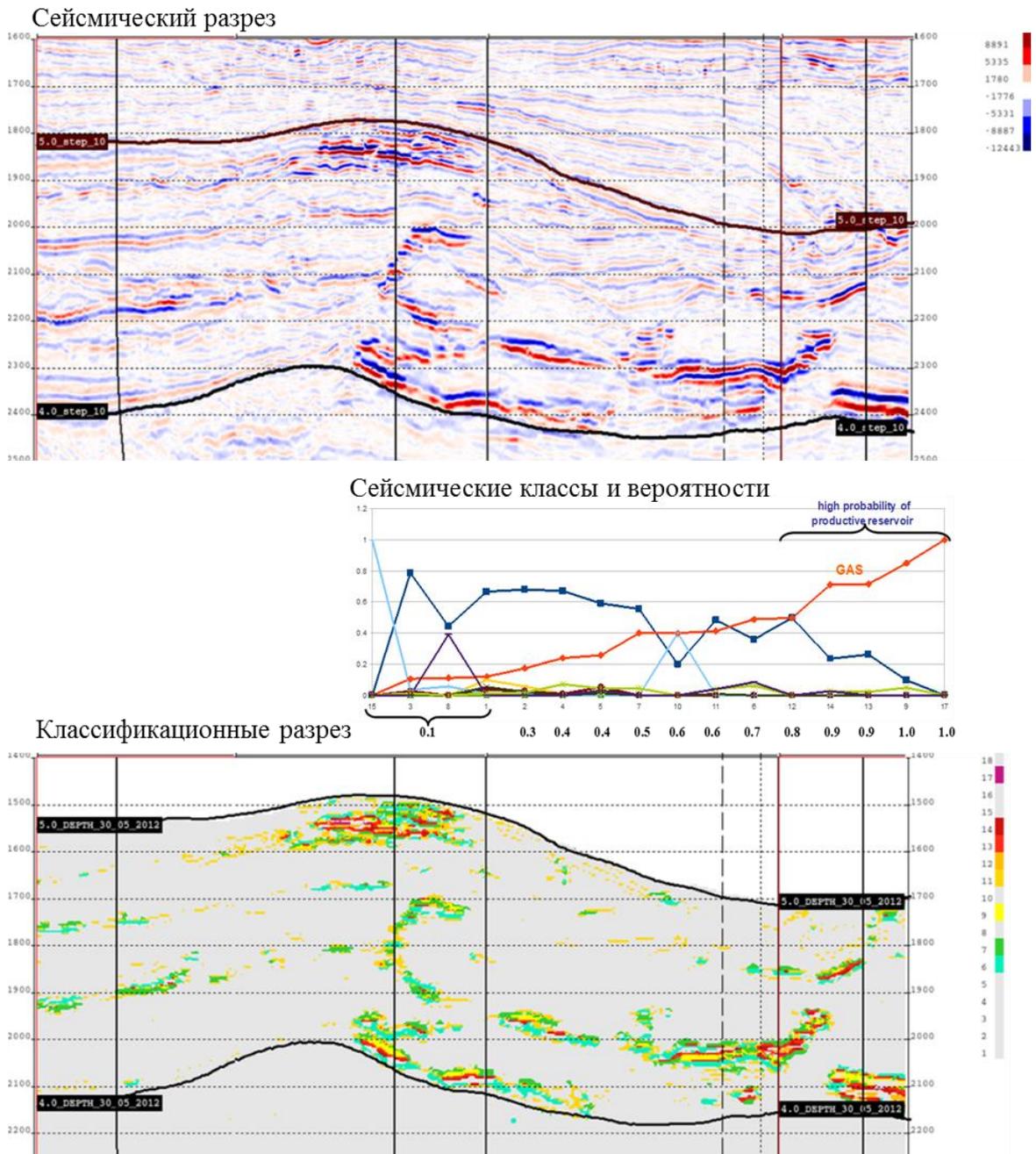


Рисунок 3.38 – Сейсмический и классификационный разрезы

Трехмерная визуализация сейсмических классов

Карта временных толщин сейсмических классов в интервале 2500-3000мс

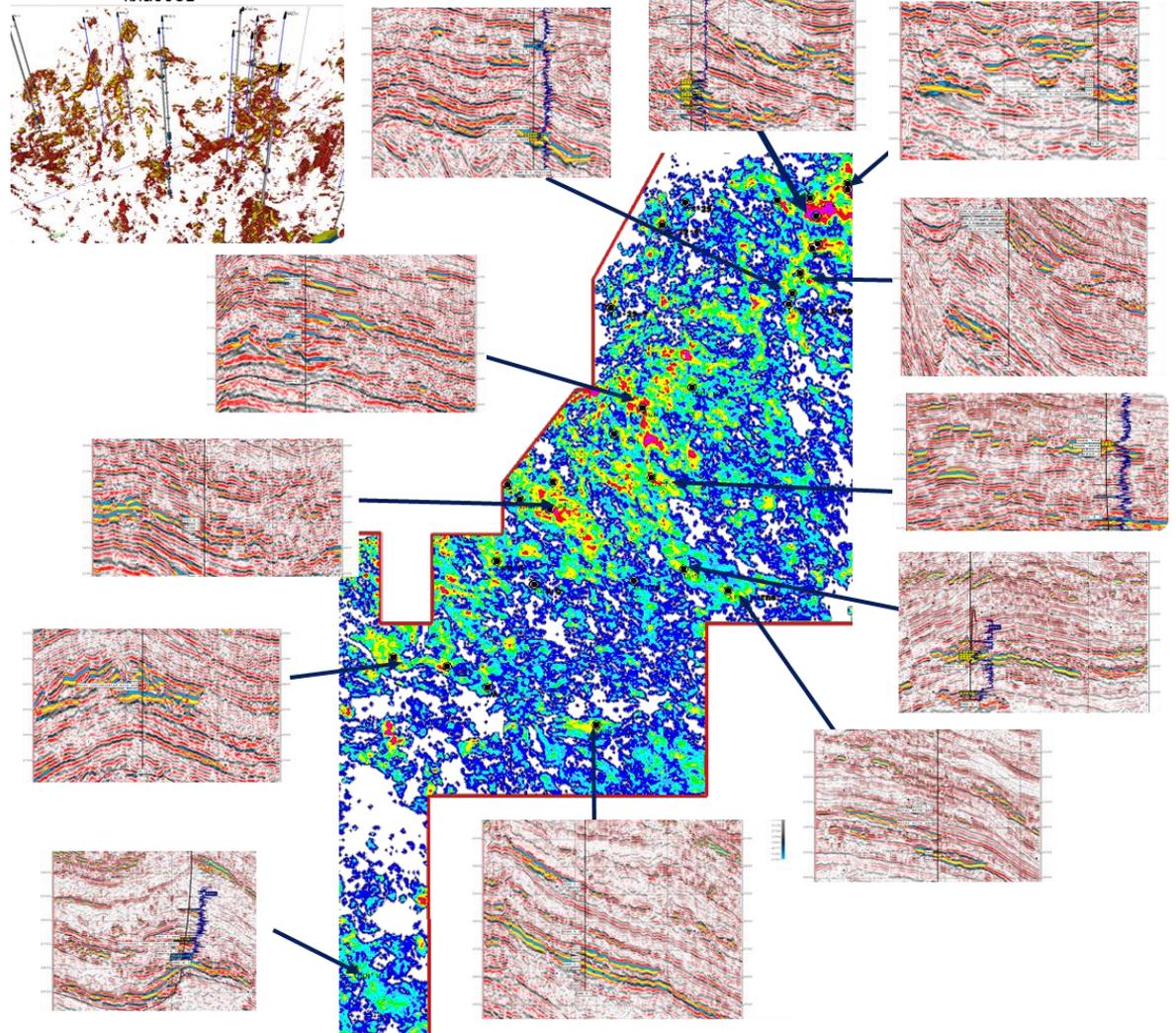


Рисунок 3.39 – Композиция сейсмических классов и сейсмических имиджей турбидитовых тел, вскрытых скважинами

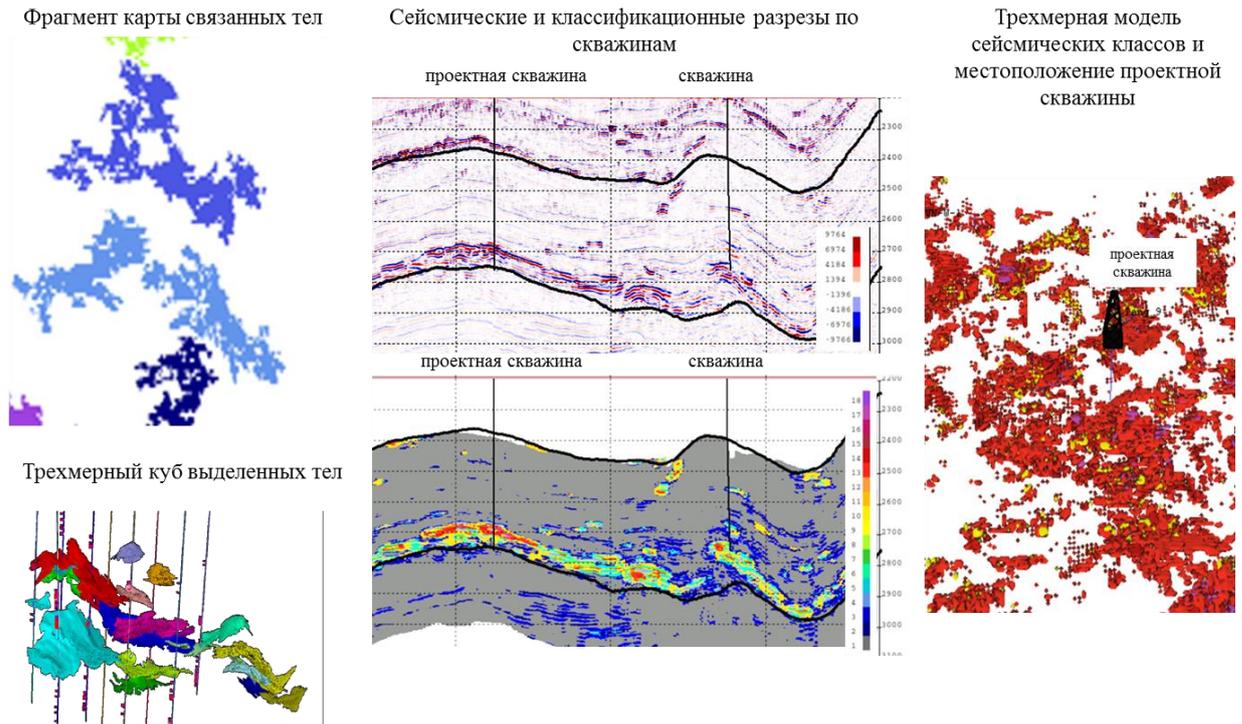


Рисунок 3.40 – Выделение информативных сейсмических классов, отождествляемых с продуктивными коллекторами

Технологически процесс 3D-моделирования включал в себя следующие этапы: 1. создание структурного каркаса; 2. контроль качества, преобразование, редактирование и загрузка исходных данных для моделирования; 3. генерация 3D модели (3.1. построение 3D сетки; 3.2. масштабирование каротажных диаграмм; 3.3. генерация литологической модели; 3.4. генерация модели свойств; 3.5. объемная оценка коллекторов и оценка запасов); 4. апскейлинг статической модели для последующего гидродинамического моделирования.

Важно отметить, что основой геологического моделирования послужили не результаты инверсии, вследствие наблюдаемой неудовлетворительной корреляции между петрофизическими параметрами V_p/V_s (упругий коэффициент отношения скоростей), AI (акустический импеданс), SI (сдвиговой импеданс) и типом флюида в породах-коллекторах, а результаты сейсмической классификации.

Сейсмическая классификация позволяет напрямую соотнести сейсмические данные с вероятностью наличия газонасыщенных песчаников, что позволило обосновать трехмерную геологическую модель коллекторов и выявление перспективных объектов на изучаемой территории. Сейсмические классы оказались более надежным признаком, по которому был идентифицирован тип литологии с различным насыщением. Это позволило нам использовать полученные кубы сейсмической классификации в качестве основного источника данных для построения куба вероятности продуктивных песчаников.

Для преобразования сейсмических классов в куб вероятностей мы использовали функцию распределения вероятностей (PDF), в которой значение Y представляет относительную частоту присутствия заданного числа классов в интервале скважин с определенной в скважинах литологией (Рис. 3.37, 3.38). Статистические данные были сделаны только внутри интервалов коллектора, интерпретированных с помощью каротажных кривых. Итак, вероятность, представленная на Рисунке 3.37, имеет смысл условной вероятности нахождения газовых песчаников в определенном сейсмическом классе. Чтобы лучше количественно оценить вероятность, мы присвоили каждому классу значение, показанное под графиком и варьирующееся от 0,1 до 1,0.

На Рисунке 3.41 показана технология построения литологического куба для одной из зон моделирования (GS+N). Классы вероятности на рисунке (Рис. 3.41А): высокие – красный цвет, средние – желтый, низкие – синий. Куб сейсмической классификации с выделенными перспективными классами (Рис. 3.41Б) представляет собой преобразованный в вероятностный куб песчаников на основе функции распределения вероятностей (probability distribution function). Куб сейсмической классификации, преобразованный в куб вероятности распределения газонасыщенных песчаников представлен на Рисунке 3.41В.

Куб NTG (куб песчаности) построен с использованием последовательного моделирования по Гауссу (Рис. 3.41Г), используется для построения куба литологии. Важно отметить, что куб литологии был создан путем применения пороговых значений NTG.

Задание отсечки NTG позволяет обеспечить адекватную и оптимальную с геологической точки зрения связность тела в трехмерном пространстве. Отсечки были независимо оценены для каждой моделируемой зоны для достижения оптимального баланса между средней эффективной толщиной, полученной по модели NTG, и средней эффективной толщиной по скважине для всей моделируемой зоны. Полученный таким образом порог NTG для зоны GS+N, в которой было пробурено 12 скважин, был оценен на уровне 0,342 (Рис. 3.41Д). При таком значении отсечки доля эффективной мощности пласта в части всего куба, расположенной не далее 2 км от ближайших скважин, строго равна доле эффективной мощности пласта по скважинным данным. На Рисунке 3.41Г приведен пример фрагмента куба связности тел, которые локализуются в пространстве, для удобства маркированы разными цветами. Для стохастического моделирования литологии зоны GS+N рассчитан диапазон латеральных вариограмм, используя вариокарты, созданные из горизонтальных срезов кубов вероятности в заданном интервале глубин. Для других зон моделирования, где скважинных данных недостаточно для статистического анализа, была использована отсечка NTG, позволяющая обеспечить баланс между объемом высоковероятных сейсмических классов, преобразованных в объем пород-коллекторов

с использованием расчетной эффективной мощности скважины, и объемом пород-коллекторов, полученным из 3D-модели, для определенного значения NTG.

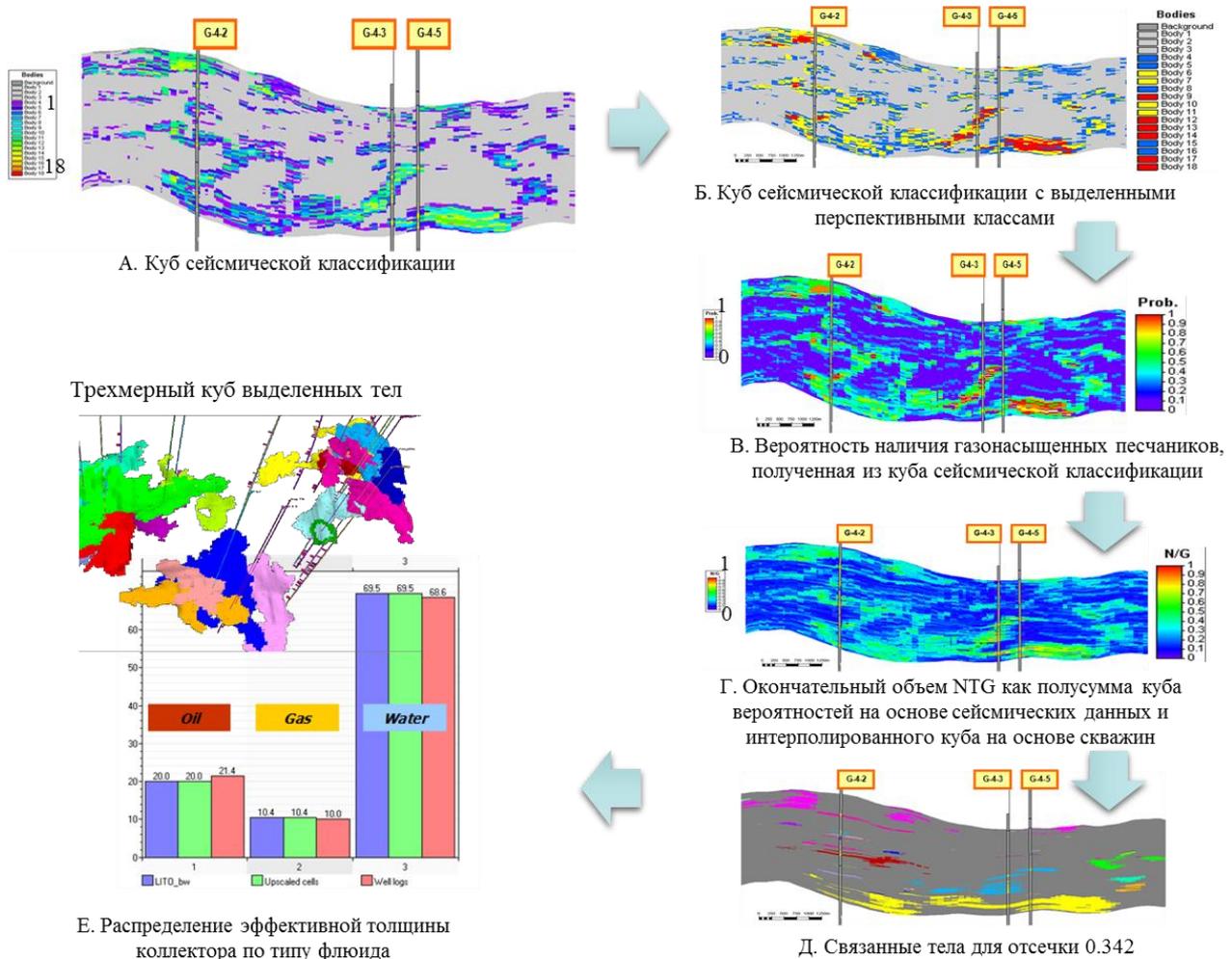


Рисунок 3.41 – Последовательность создания кубов литологии и насыщения

В результате были построены кубы распределения коллекторов на основе их вероятностного распределения с использованием сейсмической и скважинной информации.

После построения кубов литологии, построены кубы пористости и насыщенности.

Количество песчаных тел в районе исследований исчисляется многими сотнями. Очевидно, что разработка отдельных залежей с малыми запасами была бы экономически нецелесообразна. Поэтому мы ограничили минимальный размер моделируемого тела примерно 3 миллиардами кубометров для наиболее продуктивной зоны GS+N и примерно 1 миллиардами кубометров для других зон.

Всего в результате ремасштабирования связанных тел осталось 103 объекта геологического моделирования.

Подсчет запасов и оценка ресурсов в трехмерных объектах выполнены по стандартной методике, при которой в каждой ячейке модели рассчитывается объем УВ с учетом pVT свойств.

После выполнения проекта, в рамках которого была разработана и реализована данная технология выявления, оконтуривания и построения трехмерной геологической модели на большой территории исследования в период 2012-2021 гг. было пробурено 4 глубокие скважины. Сопоставление с данными бурения скважин показало хорошую сходимость с результатами выполненного геологического моделирования [442].

В заключении можно отметить, что вышеописанная технология выявления и оконтуривания перспективных объектов и уточнения ранее открытых залежей УВ является перспективной для использования в условиях геологических неопределенностей, которые характеризуются проводимые на шельфе ГРП.

Выводы по главе 3

- На основе комплексирования геолого-геофизических данных были разработаны методические критерии выделения и локализации перспективных участков в интервале отложений палеозоя в северной части Западно-Сибирской НПП и рекомендованы местоположения проектных скважин. Результаты бурения скважины подтвердили выданные рекомендации.

- При бурении в 2015 г. на глубокие горизонты был открыт новый продуктивный горизонт в интервале верхнего миоцена п-ова Абшерон (Азербайджан). Рекомендация, выданная автором, полностью подтвердилась. Важное заключение разработанной поисковой концепции: ниже отложений калинской свиты с доказанной продуктивностью находятся залежи УВ сложного фазового состава в сверхкритических условиях. Необходимо продолжить исследования по тематике выявления и подготовки глубокозалегающих поисковых объектов для условий Азербайджана, Туркменистана, Казахстана.

- В пределах Карабашской зоны подтверждена разработанная поисковая концепция. На основе выданных рекомендаций, была пробурена скважина-первооткрывательница Оурьинского (им. Рауля-Юрия Эрвье) нефтегазового месторождения.

- На основе изучения перспективных объектов – турбидитов Бенгальского залива – показана высокая эффективность использования безэталонной классификации на поисково-оценочном этапе.

4. МЕТОДИКА И ПРАКТИКА ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ЗАЛЕЖЕЙ УВ НА РАЗВЕДОЧНОМ ЭТАПЕ

4.1. Основные проблемы изучения и построения геологических моделей залежей УВ на этапе разведки и доразведки

В приказе МПР РФ № 126 от 07.02.2001 г. «Об утверждении временных положений и классификаций» (вместе с «Временным положением об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ») указано в п. 4.1, что разведочный этап предназначен для изучения характеристик месторождения (залежей), обеспечивающих составление документов на разработку (технологическая схема, проект опытно-промышленной эксплуатации), а также уточнение промысловых характеристик эксплуатационных объектов. Данное положение МПР было разработано в соответствии с утвержденным Постановлением Правительства РФ № 726 от 25.09.2000 г.

В процессе разведки и доразведки решается широкий круг геолого-промысловых задач. К основным задачам, в соответствии с вышеназванным документом, относятся: 1) уточнение геологического строения и запасов залежей УВ; 2) пробная эксплуатация для получения данных и параметров для составления технологической схемы разработки месторождений; 3) перевод запасов категории C_2 в категорию C_1 . В результате проводимых работ должна быть достигнута изученность месторождения достаточной для составления проектных документов на разработку и, что главное, достигнуто необходимое соотношение запасов категорий C_1 к категории C_2 . Экспертно-технический совет (ЭТС) ГКЗ от 13.05.2021 г. сделал предложения по внесению изменений в «Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» в части подготовленности месторождений для промышленной разработки: «Месторождение может считаться подготовленным к промышленной разработке при условии, что геологические запасы нефти/газа категории C_1 составляют более 30 % от всех запасов месторождения при соблюдении требований к изученности для категории B_1 ».

А. И. Варламов – президент Ассоциации геологических организаций, научный руководитель ФГБУ «ВНИГНИ» в докладе об «Основных нормативно-правовых проблемах геологического изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы УВС» в качестве главных проблем нормативно-правового характера указал на необходимость «актуализации методологических и методических документов и на отсутствие ясной государственной политики в области геологического исследования недр и воспроизводства МСБ» (2021 г.).

Различают основные системы размещения скважин: 1) профильная; 2) треугольная; 3) «сверху-вниз»; 4) регулярные; 5) нерегулярные и другие. Системы размещения разведочных скважин адаптируют к особенностям геологического строения месторождений.

На многозалежных месторождениях разведка может осуществляться несколькими сетками скважин в зависимости от количества этажей разведки.

Можно согласиться с Н. И. Никоновым [177], что «одним из наиболее сложных вопросов разведки является определение минимального числа скважин, необходимого для изучения залежи УВ. Минимально необходимым числом следует считать такое количество скважин, после которого дальнейшее заложение новых разведочных скважин не приведет к заметным изменениям установленных средних параметров пласта».

В Таблице 4.1 приведены обобщенные данные о средних расстояниях между разведочными скважинами, которые принимались при разведке нефтяных и газовых месторождений СССР [214].

Таблица 4.1 – Зависимость расстояний между скважинами при разведке месторождений в зависимости от сложности геологического строения

Месторождения	Запасы: извлекаемые нефти <u>млн т.</u> балансовые газа, млрд м ³	Площадь месторождения (залежи), км ² толщина про- дуктивного пласта, м	Средние расстояния между скважинами, км для месторождений		
			Простого строения	Сложного строения	Очень сложного строения
Уникальные	<u>Более 300</u> Более 500	<u>Более 100</u> 10-15	10-12	8-10	5-8
Крупные	100-300 100-500	<u>Более 100</u> 10-15	4,0 (3,5-4,5)	2,9 (2,7-3,2)	1,8 (1,5-3,0)
Крупные	30-100	<u>25-100</u> 8-12	3,0 (2,7-3,3)	2,1 (1,8-2,5)	1,2 (0,8-1,5)
Средние	10-30	<u>10-50</u> 5-10	2,2 (1,5-2,5)	1,5 (1,2-1,7)	1,0 (0,8-1,3)
Мелкие	до 1,0	3-25 3-8	1,5 (1,2-1,7)	1,5 (1,2-1,7)	1,0 (0,5-1,5)

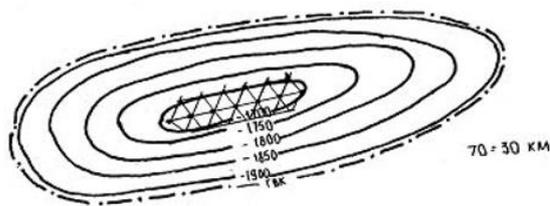
Обоснование рациональной стратегии разведки и размещение разведочных скважин является результатом учета большого объема геолого-геофизической и геолого-промысловой информации, ее анализа, многовариантности различных сценариев ГРП с учетом стоимостной оценки запасов УВ [150].

Принятые принципы и критерии, сформированные подходы к разведке залежей УВ [21, 40, 47, 75, 137, 158, 160, 177, 214, 387 и др.], считаем, требуют адаптации к достигнутому технологическому уровню сейсморазведки 2D и 3D, опыту работы с геологическими моделями

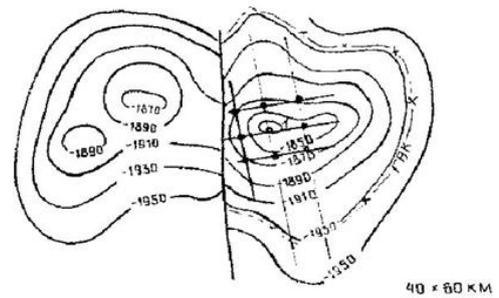
для различных горно-геологических условий.

Так, например, на Рисунке 4.1 приведены примеры систем размещения разведочных скважин в специальной учебной литературе [21, 40, 47, 75, 137, 158, 160, 177, 214, 387]. Принятая схематизация и некоторая попытка универсализации не позволяют учесть основные особенности строения залежей УВ и накопленную на дату построения геологической модели информацию. Практика показывает, что необходимо переходить на более системный подход при построении геологической модели залежей УВ и пересмотреть критерии применимости информации для проектирования бурения на разведочном этапе.

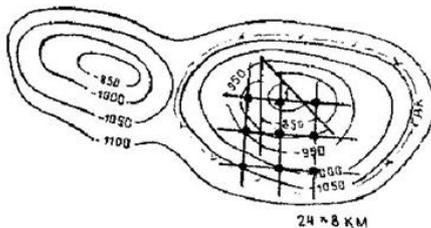
На Рисунках 4.2 и 4.3 приведены примеры как уменьшения запасов на 40 и 80 % (Рис. 4.2), так и увеличения запасов (Рис. 4.3) на 70 % при построении новой модели залежи с учетом данных сейсморазведки 3D.



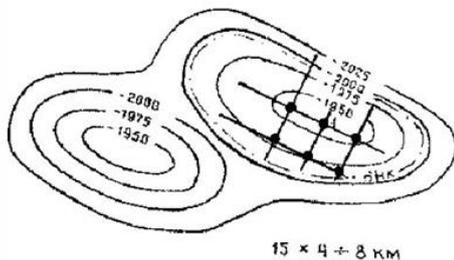
Размещение разведочных скважин по треугольной системе



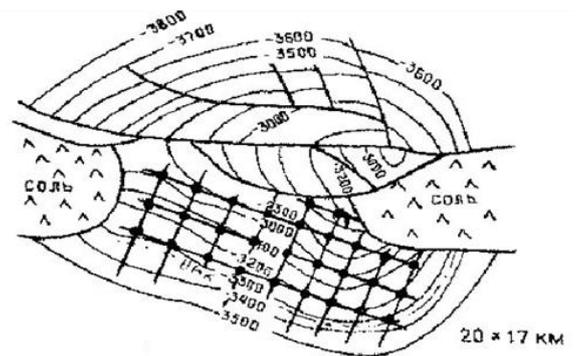
Размещение разведочных скважин по профильной системе



Использование профильной системы разведочного бурения для газовой залежи, нарушенной разрывами



Профильная система разведочного бурения на нефтяной залежи рифового типа



Рациональная схема профильного бурения разведочных скважин на приконтактной залежи

Рисунок 4.1 – Примеры систем размещения разведочных скважин [75]

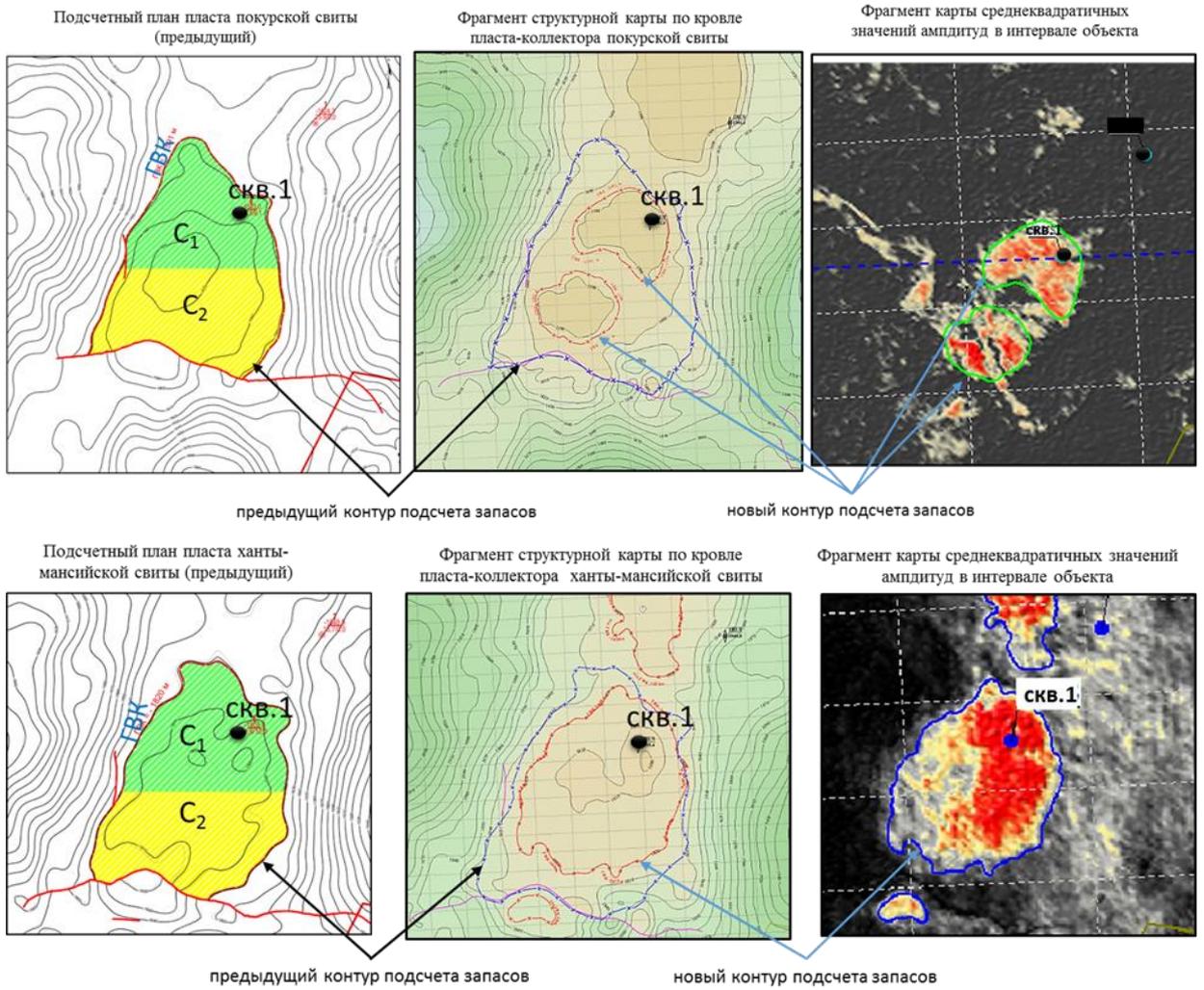


Рисунок 4.2 – Примеры уменьшения запасов при построении новой модели залежи с учетом данных сейморазведки 3D

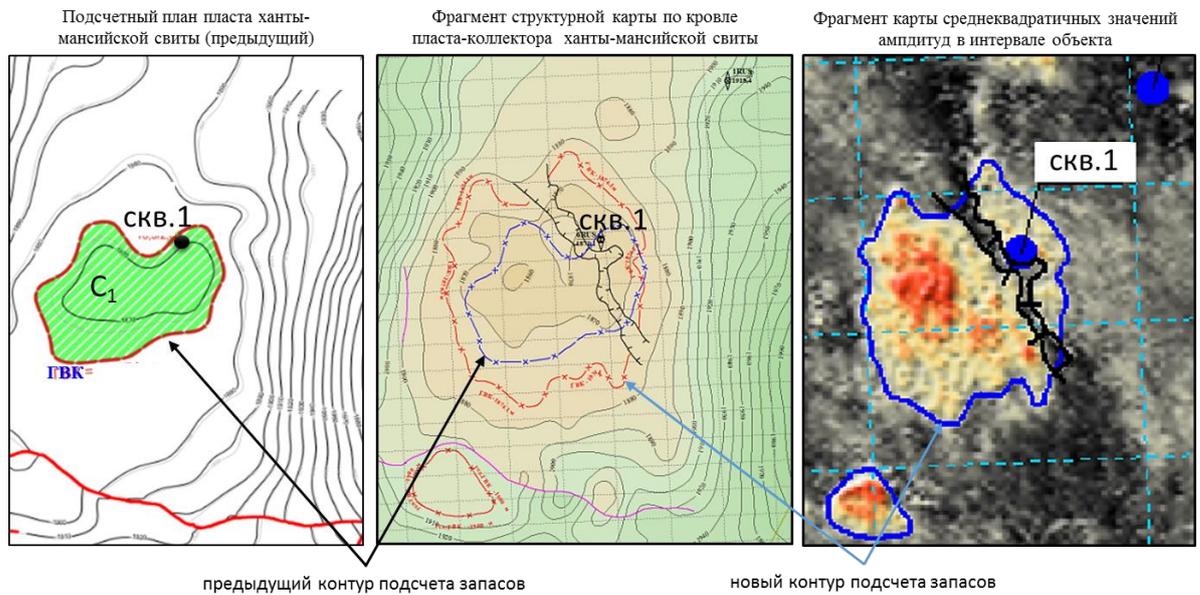


Рисунок 4.3 – Пример увеличения запасов при построении новой модели залежи с учетом данных сейморазведки 3D

Изменения запасов промышленных категорий C_1+C_2 произошли в результате изменения площади нефтегазоносности. Эти простые примеры показывают, что необходимо использовать более полно возможности сейсморазведки 3D при геометризации залежей УВ, реконструкции условий осадконакопления, возможные литологические ограничения распространения коллекторов в пространстве.

На разведочном этапе, после открытия залежи поисковой скважиной, основной задачей становится обеспечение подтверждаемости (коэффициент перевода) запасов категории C_2 последующим разведочным бурением. Специалисты, которые детально занимались оценкой подтверждаемости запасов категории C_2 , отмечают, что «подтверждаемость запасов нефти категории C_2 существенно отличается для объектов, находящихся на различных стадиях поисково-разведочного процесса» [7]. Несмотря на существенное различие методических приемов, существует значительную разницу в величине подтверждаемости по разным стратиграфическим комплексам Западной Сибири. По данным В. Ф. Никонова (СибНИИМП), наиболее полно исследовавшего динамику запасов нефти категории C_2 по месторождениям Западной Сибири, количественно оценил подтверждаемость запасов за период 1961-1986 гг. - 0,44 (неоком – 0,41-0,45, ачимовская толща – 0,29, васюганская и тюменская свиты – 0,40).

Оценку подтверждаемости запасов разных категорий при переводе их в более высокие категории детально рассматривал Ф. З. Хафизов [361]. Автор попытался выполнить ретроспективный анализ подтверждаемости запасов, выделить объективные и субъективные факторы, проанализировать результаты различных методов расчета подтверждаемости запасов низких категорий при переводе их в более высокие. Многие авторы приходят к общему выводу: по месторождениям Западной Сибири около 70 % ошибки в определении запасов обусловлены неточностью прогноза объема залежей. С чем, безусловно, можно согласиться. По результатам исследования изменения запасов газовых месторождений И. П. Жабревым и др. [78] запасы категории C_2 открытых месторождений подтверждаются примерно на 30 %, а на новых структурах не более, чем на 10 %.

Приведем один из примеров изменения геологической модели в зависимости от детальности и комплексирования геолого-геофизической информации от открытия месторождения до завершения эксплуатационным бурением. После построения модели подсчетного объекта и комплексирования сейсморазведки 3D и данных бурения выяснилось, что в целом по месторождению произошло уменьшение запасов нефти категории C_1+C_2 на 82,1 % вследствие резкого уменьшения площади нефтеносности. Описание технологий построения геологической модели пластов сложного строения были опубликованы в 2004, 2006 и 2009 гг. [200, 271, 275]. Геологическая модель подсчета запасов была представлена и утверждена в ГКЗ в 2007 г. по результатам бурения 10-ти поисково-разведочных скважин (Рис. 4.4).

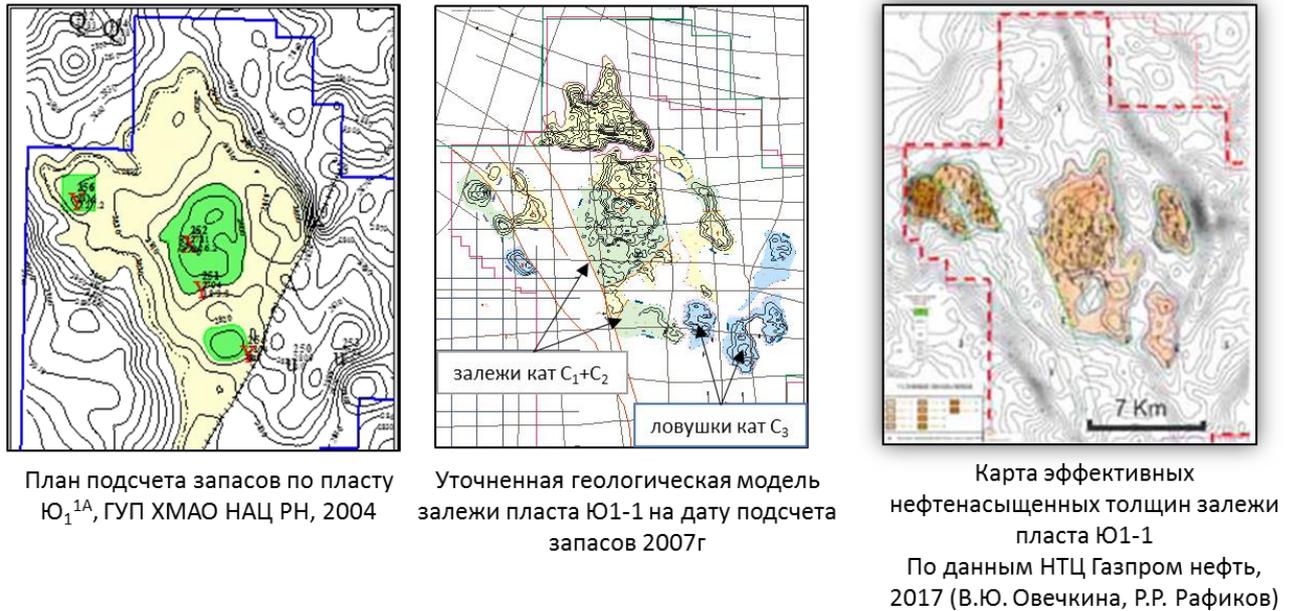


Рисунок 4.4 – Сопоставление представлений о геологическом строении залежи пласта Ю1-1 на различные этапы его изученности

После ввода месторождения в разработку было пробурено 74 эксплуатационные скважины, из которых 28 скважин с горизонтальным окончанием ствола (В. Ю. Овечкина, Р. Р. Рафиков, 2017 г.). По данным НТЦ «Газпром нефть» стратегия освоения месторождения реализовывалась в последовательном бурении от известного к неизвестному. Для горизонтальных скважин применялись пилотные стволы, результаты ГИС, уточнение структурного плана по данным сейсмических исследований. После бурения каждой скважины обновлялась двухмерная структурная модель пласта, перестраивалась трехмерная геолого-гидродинамическая модель с адаптацией на фактическую работу скважин [187].

Отметим, что геологическая модель 2007 г. полностью подтвердилась последующим бурением 74 эксплуатационных скважин, что представлено на Рисунке 4.4.

Основные проблемы изучения и построения геологических моделей залежей УВ на этапе разведки и доразведки сводятся к:

1. недооценке ценности и важности учета всего объема накопленной геолого-геофизической и геолого-промысловой информации, их комплексному анализу и интерпретации;
2. необходимости критического анализа данных на этапе создания базы данных для построения геологической модели;
3. недостаточному комплексированию геолого-геофизической информации сейсморазведки 3D и бурения;
4. консерватизм подходов для построения петрофизических моделей на этапе обоснования

подсчетных параметров и интерпретации данных каротажа;

5. излишняя регламентация методики прогнозирования свойств и параметров коллекторов;
6. недостаточное понимание необходимости мониторинга за результатами разведочного бурения с целью выработки эффективной методики построения 2D и 3D геологической модели залежей УВ;
7. существованию инерции в методике подсчета запасов (по Ф. З. Хафизову).

А пока стоит признать справедливость мнения авторитетного геолога – Ф. З. Хафизова – в результате анализа изменения запасов залежей во времени выявлены четкие тенденции: *чем мельче залежь, тем больше переоценены запасы залежи при первоначальной оценке и наоборот - чем крупнее залежь, тем больше недооценены запасы*. Согласимся с выводами автора, которые он сделал на основе обобщения и анализа огромного эмпирического материала по освоению ресурсного потенциала Западной Сибири: а) единого коэффициента перевода запасов низких категорий в высшие нет и не может быть; б) коэффициент подтверждаемости запасов категории C_2 при переводе их в промышленные категории при планировании ГРП не превысит 0,5 [361].

По данной тематике автором были сделаны доклады на конференциях [225, 233, 234], опубликована статья в изданиях, рекомендованных ВАК [235].

4.2. Практика прогнозирования нефтегазоносности недр и выявление особенностей строения на разведочном этапе

4.2.1. Методика учета АВПД при построении геологических моделей залежей углеводородов (Западная Сибирь)

Значительный вклад в развитие представлений о природе АВПД внесли отечественные ученые: Б. Л. Александров, А. К. Алиев, А. И. Алиев, К. А. Аникиев, В. В. Бахтин, Н. Б. Вассоевич, А. Е. Гуревич, В. М. Добрынин, А. Г. Дурмишьян, В. Н. Зильберман, А. Л. Козлов, Е. В. Кучерук, М. К. Калинин, В. С. Мелик-Пашаев, И. И. Нестеров, Г. П. Ованесов, С. Н. Симаков, Э. М. Халимов, зарубежные исследователи: Г. Дикинсон, А. Леворсен, К. Магара, В. Руби, Д. Тимко, В. Фергусон, М. Хьюберт и др.

Открытые залежи УВ на территории работ характеризуются наличием аномально высоких и сверхвысоких значений пластового (АВПД, СВПД) и порового давлений (АВПоД) в интервале разреза нижнего мела и юры. В исследуемом регионе залежи в юрских и ачимовских отложениях характеризуются аномально высокими начальными пластовыми давлениями с коэффициентом аномальности, соответственно, до 1,95 и 1,54 [27, 133]. Поэтому их вскрытие осуществлялось на утяжеленном глинистом растворе плотностью до 2,06 г/см³ отложений тюменской свиты и 1,60-

1,62 г/см³ ачимовской толщи.

Объект исследования - юрский нефтегазоперспективный комплекс. Газоконденсатные залежи открыты в пластах: Ю₃, Ю₂², Ю₂¹, Ю₂. Перспективность установлена на Уренгойской, Песцовой, Южно- и Западно-Песцовой и Восточно-Падинской площадях (Рис. 4.5).

В структуре запасов доминирующую и безусловную роль занимает залежь пласта Ю₂, на который приходится 2/3 всех открытых запасов УВ на рассматриваемой территории.

Одной из главных нерешенных проблем юрских объектов является отсутствие методики выявления и подготовки для поискового бурения объектов по данным сейсморазведки 2D и 3D, отсутствие надежных критериев прогнозирования продуктивности коллекторов по комплексу признаков, низкая эффективность выделения коллекторов по комплексу ГИС в интервале экстремальных термобарических и горно-геологических условиях [152]. Задача прогнозирования коллекторских свойств терригенных коллекторов на больших глубинах на сегодняшний день не имеет надежного решения, как и методики прогнозирования.

Построение седиментологической модели и уточнение индексации пластов в интервале продуктивной части средней юры

Литологически пласт-коллектор средней юры сложен песчаником светло-серым до серого, мелкозернистым, неравномерно алевритистым до алевритового (с переходами в алевролит серый, разномерный), с глинистым цементом, с неравномерной примесью карбонатного материала, плотным, крепким, массивным и слоистым, за счет неравномерного обогащения углистым и глинистым материалом; с пологонаклонной, пологоволнистой непараллельной, косоволнистой и флазерной слоистостью, подчеркнутой тонкими слойками (толщиной 0,1-0,2 см) и сериями тонких прерывистых слойков слюдисто-глинисто-углистого материала с примесью сидерита.

После анализа имеющегося материала по комплексу ГИС, лабораторных исследований керн, результатов испытаний, сопоставления стратиграфических разбивок из подсчета запасов, возникла необходимость выполнения детальной межскважинной корреляции среднеюрских отложений тюменской свиты с целью уточнения седиментологической модели и индексации пластов.

Разрез тюменской свиты характеризуется высокой расчленённостью и литолого-фациальной изменчивостью разреза в межскважинном пространстве. При межскважинной корреляции разреза скважин использовался циклический принцип сопоставления каротажных кривых.

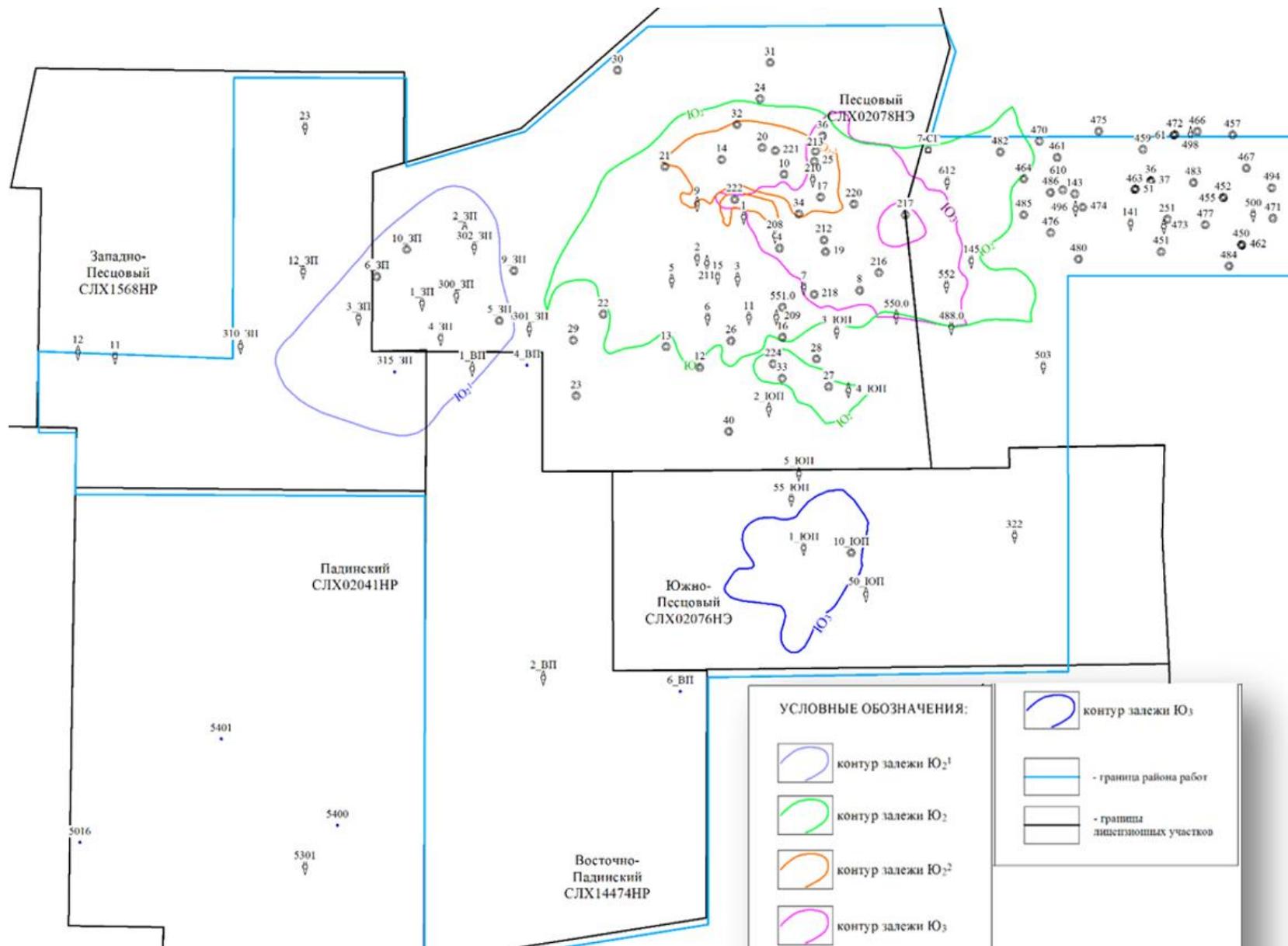


Рисунок 4.5 – Схема сводных контуров залежей юрских отложений

Для седиментационных циклов характерным является общность набора признаков-индикаторов: эрозионный характер подошвы врезанных русел, выдержанность общих толщин, схожесть облика каротажных имиджей, комплекс фациальных элементов, последовательность смены литологического состава пород в разрезе.

Наиболее стратиграфически выдержанной границей является кровля пласта Ю₂, которая уверенно отбивается на диаграммах ГИС и является реперной поверхностью для выполнения палеорекоstructions (Рис. 4.6) [133]. Русловые врезы выделены в интервале циклов: I, II, III, IV и VI (Рис. 4.7). Для коллектора высокого качества – циклы I и II – характерно покровное распространение, высокая песчанность, хорошая связность. Остальные циклы не выдержаны по латерали, имеют сложную пространственную конфигурацию.

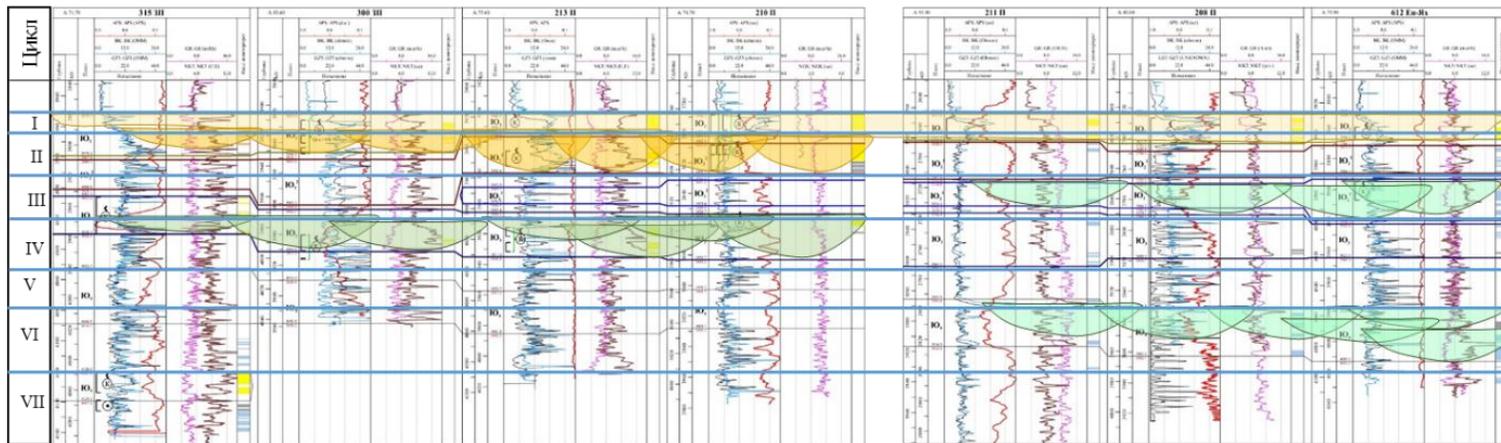
Для выполнения седиментологического анализа использовался керн пробуренных на площади скважин. Отметим хорошую представительность и охарактеризованность керном продуктивной части разреза скважин.

Для детального анализа использовался керн 4-х скважин: скв. 1 Восточно-Падинская, 221, 213 Песцовые и 10 Южно-Песцовая.

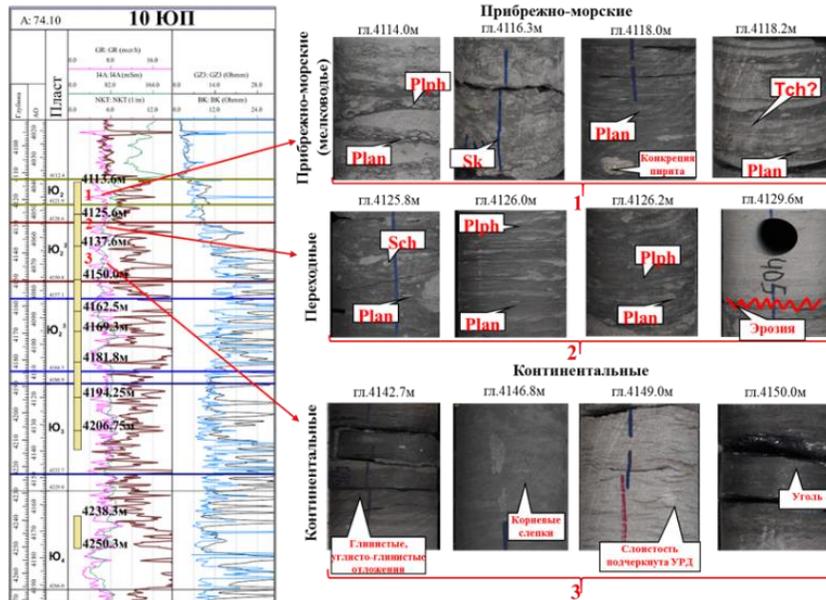
В разрезе скважин на рассматриваемых площадях отмечена интенсивная биотурбация, нарушенная ходами бентоносных организмов: многочисленные ихнофоссилии *Phycosiphon*, *Chondrites*, *Teichichnus*, *Planolites*, *Shaubcylindrichnus* и другими. Такое разнообразие следов жизнедеятельности организмов свидетельствует о прибрежно-морских условиях седиментации. Латеральные и вертикальные изменения в распространении ихнофоссилий согласуются с региональными закономерностями строения тюменской свиты в бат-келловейское время и представлены в виде седиментационных циклов (Рис. 4.6). Основными вмещающими породами являются аргиллиты, алевролиты и плотные песчаники с различными типами косой, косоволнистой и волнистой слоистостью.

Отмечается в керне комбинированная рябь течений и волнений, что указывает на деятельность волн и волнений, водных потоков в прибрежно-морской части бассейна седиментации. Встречаются текстурные особенности, имеющие форму конседиментационной деформации в виде текстур оползания, смятия осадка, микросбросов и микродвигов.

В песчано-алевритовых породах присутствует растительный детрит, остатки тонких углефицированных корешков. По всему разрезу присутствуют аутигенные минералы, пирит и сидерит, которые представлены как в виде небольших стяжений, так и в виде конкреций и зерен. Пирит образуется на дне морских водоемов в застойных водах без доступа кислорода, сидерит – в болотах, мелководных лагунах, морских заливах или на значительной глубине, но всегда в застойных водах при недостатке кислорода (Бакулина, 2008).



Диагностические признаки условий осадконакопления Южно-Песцовой площади



Фрагмент стратиграфического среза по кубу спектральной декомпозиции на уровне ОГ Т+18мс (пласт Ю2)

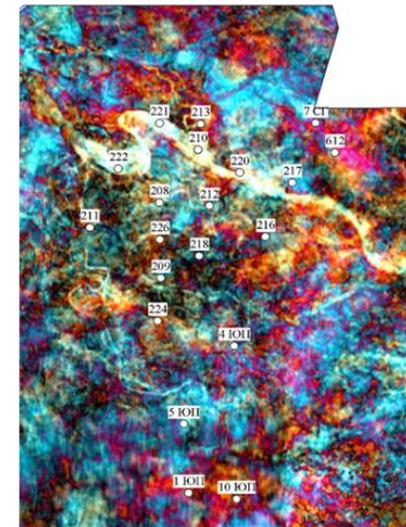


Рисунок 4.6 – Принципиальная седиментологическая модель строения и корреляции среднеюрских отложений

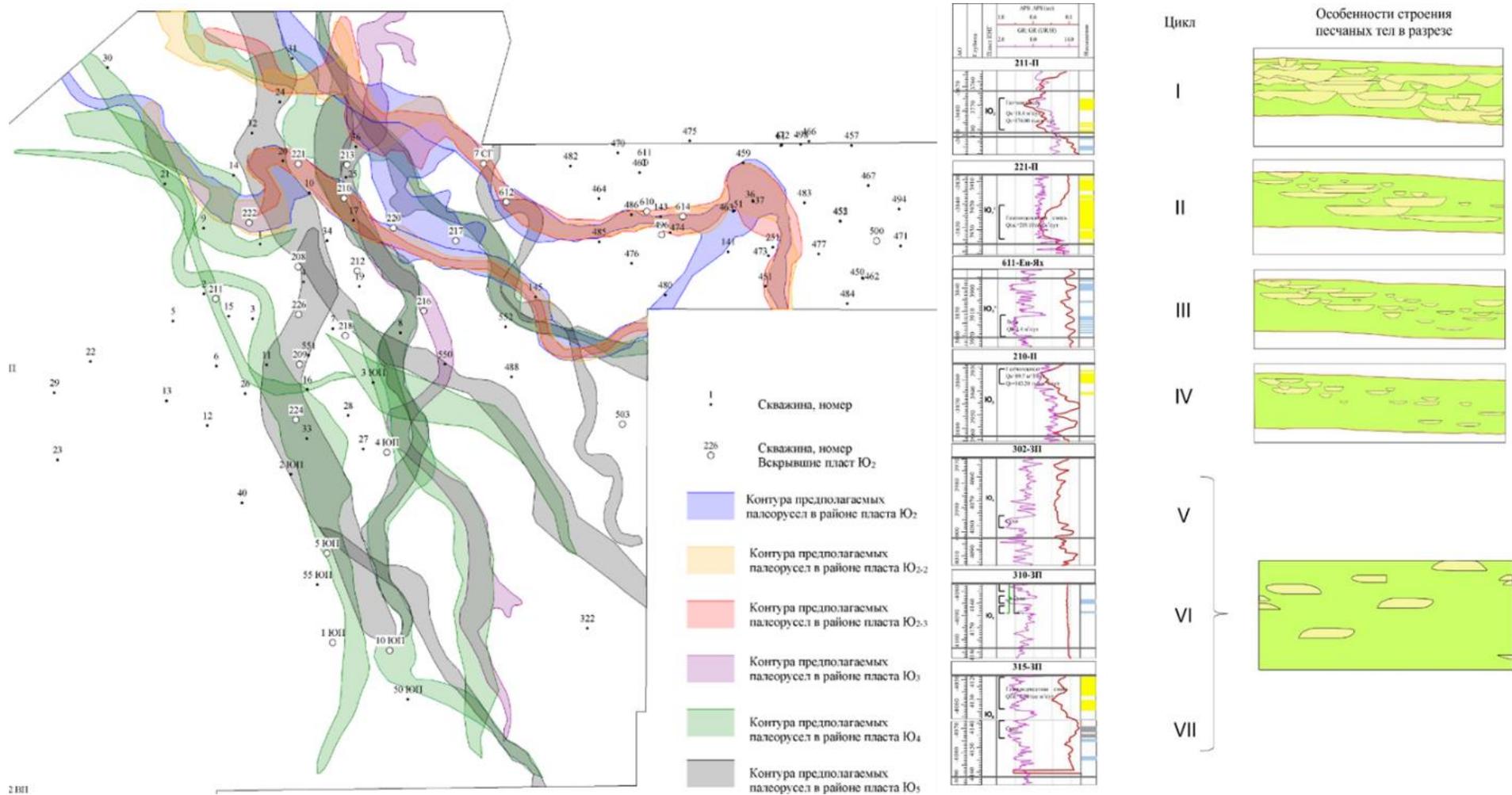


Рисунок 4.7 – Ранжирование разреза средней юры условий по циклам и особенностям седиментации

Органические остатки представлены преимущественно мелким растительным детритом, который встречается повсеместно, во всех типах пород. Однако хочется отметить, что крупные обугленные растительные остатки и отпечатки растений отмечаются, начиная с пласта Ю₃ и далее вниз по разрезу.

Резюмируем следующее, изученные отложения продуктивной части разреза, представленные пластами Ю₂, Ю₂² и Ю₃ схожи по структурным особенностям. Вниз по разрезу от пласта Ю₂ к пласту Ю₄ увеличивается «континентальный» облик разреза, наблюдается уменьшение песчаности и увеличение глинистого материала, а также уменьшение биотурбационных текстур, увеличивается количество углистых пропластков, но количество русловых врезов, при этом, резко уменьшается во вскрытом скважинами разрезе.

Итак, исходя из представленных результатов, предлагаем уточнить индексацию пластов среднеюрского возраста и синхронизировать границы в соответствии с методикой выделения седиментационных циклов (Рис. 4.6). Накопленная статистика замеров пластового давления пробуренного фонда скважин позволяет построить графики изменения пластового давления и градиентов пластового давления от глубины. В осадочном разрезе можно выделить следующие термобарические ступени, которые хорошо согласуются со стратиграфией продуктивной части разреза (Рис. 4.8) [152]: 1) нормальные гидростатические давления – сеноман, шельфовые пласты неокома; 2) АВПД и АВПоД – ачимовская толща неокомской части разреза, верхняя часть средней юры; 3) СВПД – сверхвысокое (сверхгидростатическое) пластовое давление – юрская часть разреза. Следовательно, юрские залежи УВ находятся в жестких термобарических условиях залегания.

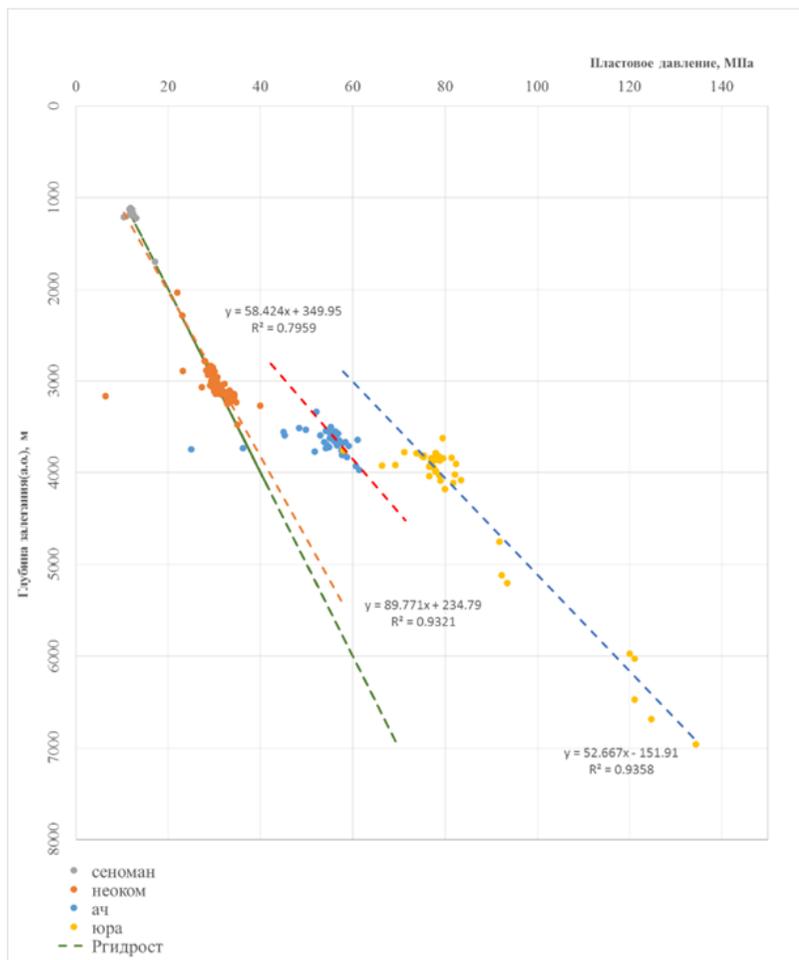
Термобарические условия и модель фазового состояния УВ залежей

Принимая во внимание сложный фазовый состав залежей УВ, была построена модель изменения фазового состояния УВ в интервале отложений юры и нижнего мела в зависимости от давления (Ka) и температуры (Рис. 4.9) [152].

Термобарическая характеристика продуктивных отложений позволяет выделить следующую зональность и соотношение долей в составе сложного фазового флюида (газ - Г, конденсат – К, нефть – Н):

- юрские залежи – вторичные газоконденсатные залежи с соотношением Г/К/Н – 92/8/0;
- ачимовский комплекс – нефтегазоконденсатные и газонефтяные зоны с различным соотношением фаз в пластовом флюиде Г/К/Н от 75/15/10 до 5/0/95;
- комплекс шельфовых пластов неокома – нефтегазоконденсатные и газонефтяные зоны с различным соотношением фаз в пластовом флюиде Г/К/Н от 93/3/4 и 98/2/0 до 20/0/80.

Изменение пластового давления от глубины



Изменение коэффициента аномальности пластового давления от глубины

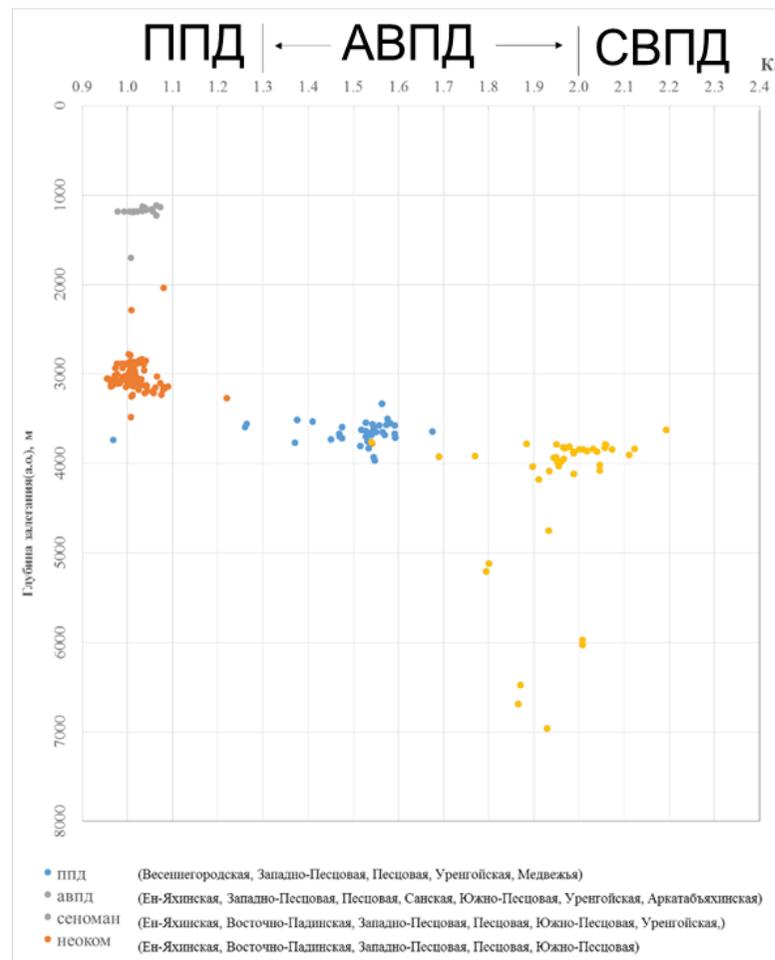


Рисунок 4.8 – Термобарические ступени осадочного разреза

Указанные термобарические критерии являются важными предпосылками прогнозирования и оценки нефтегазоносности недр.

Закрытый гидродинамический режим в ловушках юрских отложений определяет превышение пластового давления над давлением начала конденсации C_{5+} .

Превышение пластового давления над давлением начала конденсации указывает на недонасыщенность пластовых газоконденсатных систем почти в 2 раза. Так, в скважине 211 давление начала конденсации 43,1 МПа, при пластовом давлении 76,9 МПа, в скважине 221 – 34,1 МПа при пластовом давлении 74,7 МПа.

Н. Н. Немченко (1999) предложил использовать зависимость содержания конденсата и давления начала конденсации для прогноза нефтеносности и наличия нефтяных оторочек для юрских залежей. При пластовом давлении более 300 кгс/см^2 , давлении начала конденсации до 284 кгс/см^2 и температуре более $70 \text{ }^\circ\text{C}$ содержание конденсата в залежи составляет не менее $150 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

Повышенное содержание конденсата в залежи более $150 \text{ см}^3/\text{м}^3$ является пороговым значением, указывающим на возможное присутствие нефтяной оторочки в залежи УВ (В. И. Киченко, 2010).

Фазовый состав УВ залежей может быть уточнен по следующим методикам: 1) Ю. П. Каратаева; 2) составу газа; 3) главных компонент; 4) статистическому; 5) В. И. Старосельского; 6) ОПУС₃ – обобщенный показатель углеводородного сырья; 7) флюидных коэффициентов. Данные геохимические коэффициенты рассчитываются в пакете программ анализа и расчета pVT-свойств (ООО «ИНГЕОСЕРВИС»).

Выполненный анализ по скважинам 209, 211, 212, 218, 220, 221 и др. позволяет говорить о смешанном компонентном составе залежей УВ – газоконденсатный с небольшой нефтяной оторочкой (Рис. 4.10).

Статистика продуктивности коллекторов и неоднозначность выделения коллекторов в разрезе средней юры

Статистика испытания пластов группы Ю₂-Ю₆ на Рисунке 4.11 позволяет сделать вывод об избирательной продуктивности разреза тюменской свиты. Наибольшее количество притоков получено из пластов группы Ю₂ с убыванием вниз по разрезу. Максимальные дебиты газоконденсата получены в скв. 210 – $337,2 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ на 10.1 мм шайбе, скв. 221 – $219,1 \text{ тыс.}^3/\text{сут}$ на 6 мм шайбе.

Специалистами ТюменНИИгипрогаз установлено, что в условиях АВПД для среднеюрских залежей вероятность получения или неполучения притока при испытании зависит только от ФЕС пласта [2].

Месторождение - Песцовое
 Пласт - Ю2
 Скважина - 209
 Глубина - 3911-3925



C1	C2	C3	i-C4	n-C4	C5+	
76.72	7.99	4.72	0.78	0.86	8.93	
Метод Ю.П.Каратаева				i-C4/n-C4 = 0.907		Газоконденсат
По составу газа				A = 1.69; B = 10.2; Z = 11.9		Нефте-газоконденсат
Метод главных компонент				Z1 = 5.28; Z2 = 5.03		Газоконденсат с нефтяной оторочкой
Статистический способ						Нефте-газоконденсат / Газоконденсат с нефтяной оторочкой
Метод В.И.Старосельского				C2+ = 23.3; C2/C3 = 1.69; Kэ = 126; Kж = 30.3		Нефте-газоконденсат
Метод ОПУС (обобщенный показатель углеводородного сырья)				K2 = 24.4		Газонефтеконденсат
Метод флюидных коэффициентов				Wh = 23.3; Bh = 5.54; Ch = 2.24		Нефть

Рисунок 4.10 – Определение фазового состояния пластового флюида по геохимическим характеристикам

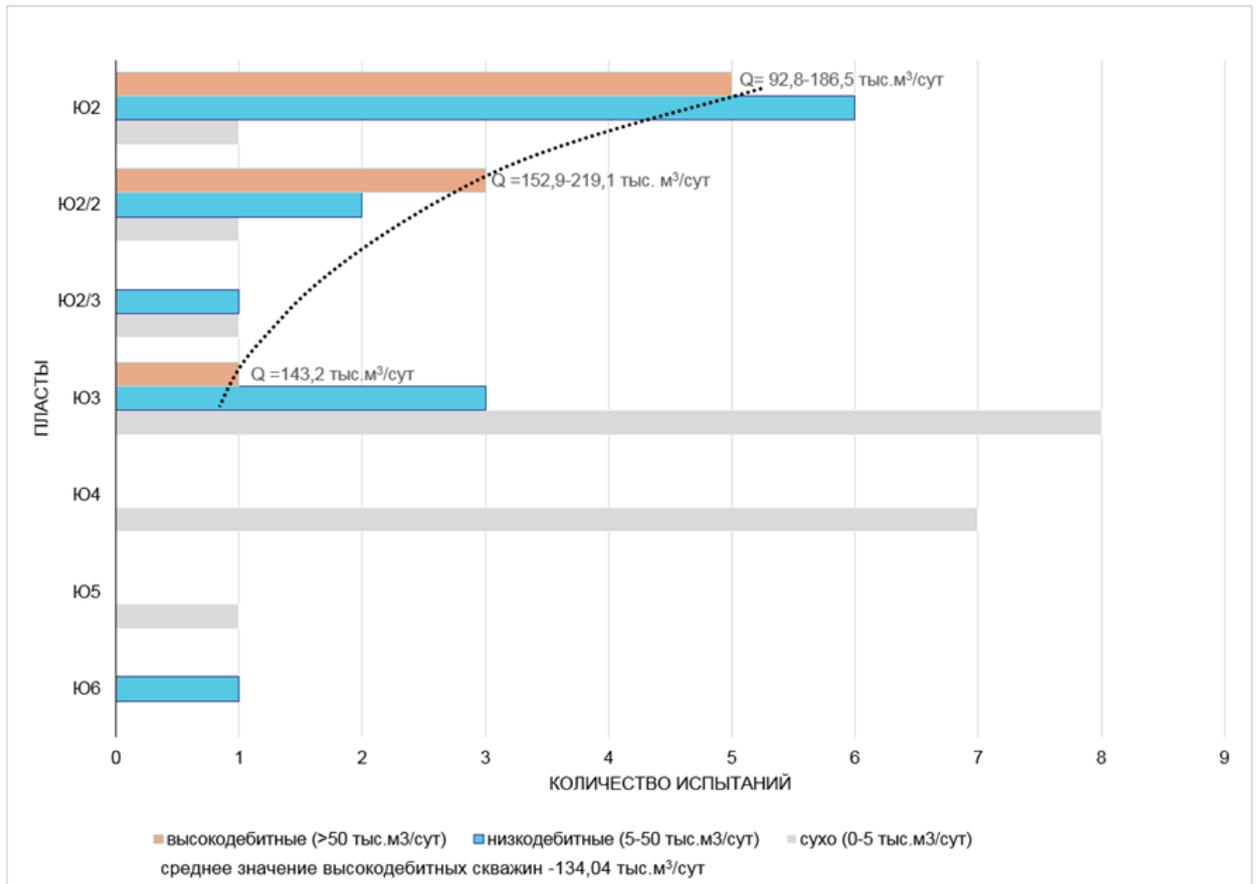


Рисунок 4.11 – Статистика продуктивности отложений тюменской свиты по объектам подсчета запасов (газоконденсат)

Для коллекторов ачимовского и среднеюрского интервалов разреза с низкими ФЕС вероятность «сухих» объектов составляет 54 %. Другими словами, с вероятностью 50 на 50 % в результате испытаний можно получить или приток, или «сухо». Для коллекторов ачимовского и среднеюрского интервалов разреза с высокими и повышенными ФЕС вероятность «сухих» объектов снижается до 16 %.

Основной причиной неполучения притока из пласта в условиях АВПД называется технологический фактор, т. к. первичное вскрытие этих пластов осуществляется с использованием утяжеленных буровых растворов, обработанных химреагентами, вследствие чего усиливается отрицательное воздействие их на ФЕС прискважинной зоны пласта-коллектора, вплоть до полной его кольтматации.

Проблема выделения коллекторов по комплексу ГИС в условиях АВПД

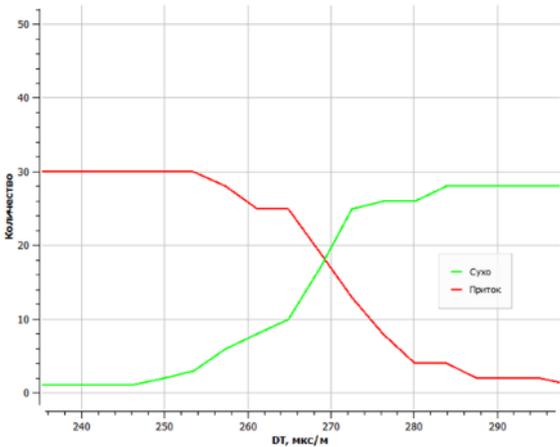
При выделении коллекторов в юрской толще используется стандартный подход, принятый в данном регионе, с использованием граничных значений по методу ГК: $\Delta J_{ГК}^{ГР}=0,37$, которые были установлены для Уренгойского НГКМ. Основной и главной проблемой при выделении коллекторов в юрской части разреза в условиях АВПД является отсутствие прямых качественных признаков при интерпретации данных комплекса ГИС, а именно, отсутствие глинистой корки на кривых КВ и МКВ, приращения по микрозондам, невыразительность кривой СП и др. (Рис. 4.12).

Использование стандартного комплекса ГИС приводит к ошибкам при выделении коллекторов и большой доле «сухих» объектов при испытании скважин в колонне даже с использованием современных методов интенсификации скважин.

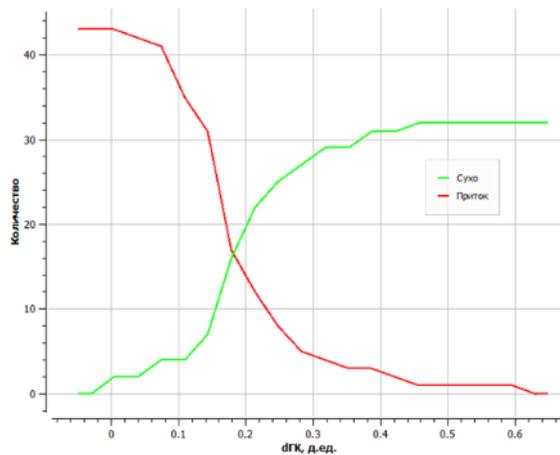
Многомерный анализ данных ГИС с целью выработки решающих правил выделения коллекторов

Целью сопоставления данных ГИС с результатами испытаний пластов является выработка решающих правил для разделения пласта по насыщенности, типу флюида и другим физико-емкостным свойствам пласта. Традиционно для этого используются граничные значения отдельных ГИС-методов, однако в условиях Песцового месторождения такой подход не дает удовлетворительных результатов. Поэтому была предпринята попытка выработать методику разделения пласта не по единичным параметрам ГИС, а по комплексу методов.

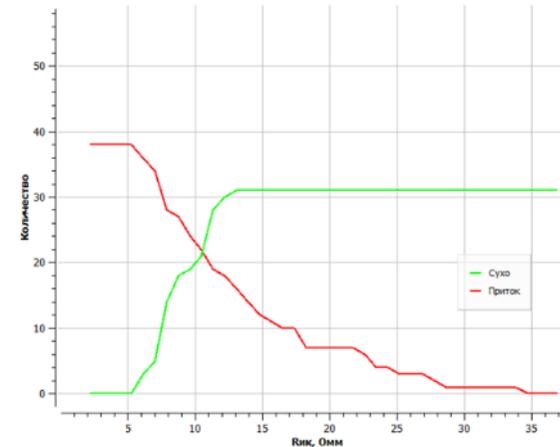
В качестве математического аппарата выбран дискриминантный анализ, хорошо зарекомендовавший себя при решении геологических задач по отнесению объекта к одной из заранее заданных групп (классов), ориентируясь лишь на косвенные признаки [30, 253, 308].



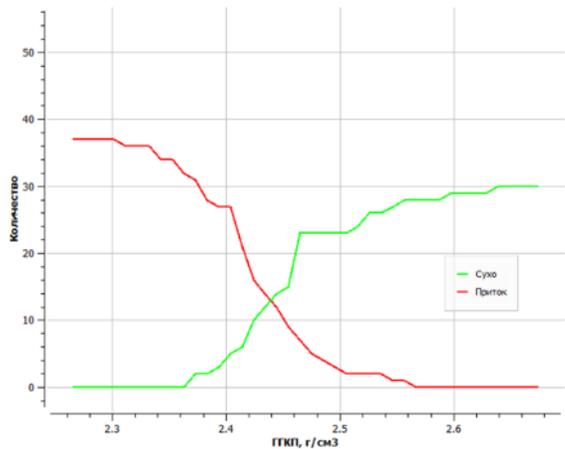
Кумулятивное распределение метода АК (DT)



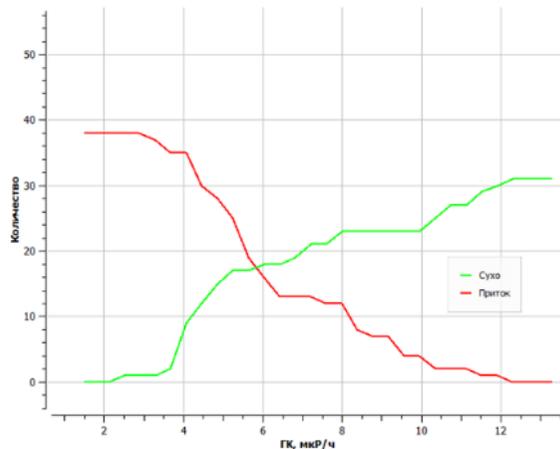
Кумулятивное распределение метода ГК (dГК)



Кумулятивное распределение метода УЭС (Рик)



Кумулятивное распределение метода ГГП



Кумулятивное распределение метода ГК

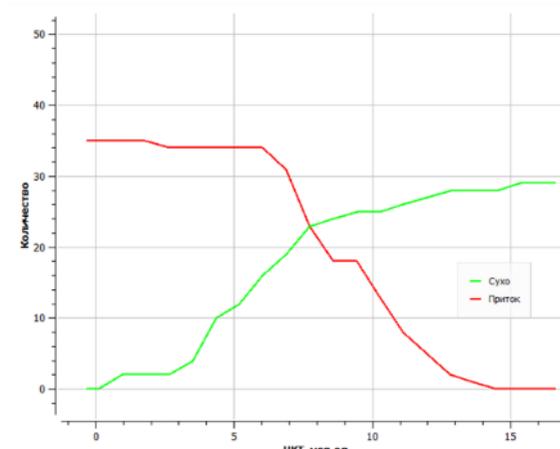


Рисунок 4.12 – Кумулятивное распределение методов ГИС по признаку притока для пластов группы Ю₂

Основными статистическими характеристиками, используемыми при дискриминантном анализе, являются многомерные средние и ковариационные матрицы. На базе этих параметров строятся дискриминантные функции и определяется пороговое значение, по которому экзаменуемый элемент может быть отнесен к одному из классов.

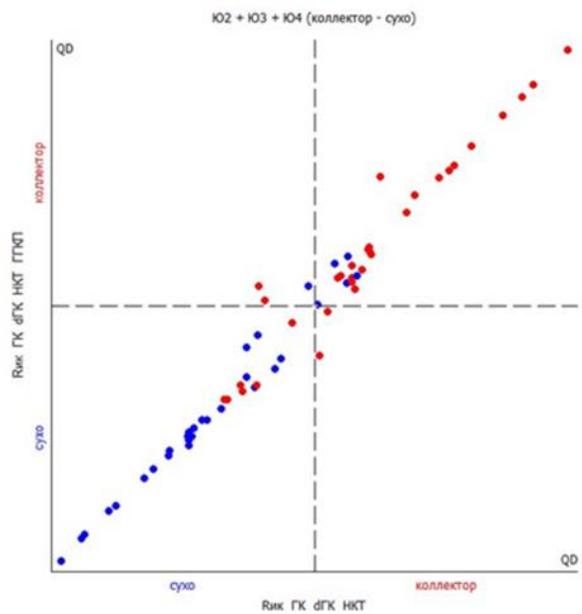
Вид функции зависит от исходных условий и допущений, например, априорной известности средних и/или ковариационных матриц, предположения о принадлежности классов единой генеральной совокупности и оценке единой ковариационной матрицы и пр.

Однако, наиболее типичной в геологических задачах является ситуация, когда параметры многомерных распределений неизвестны и оцениваются по выборочным значениям. Поскольку результаты испытаний имеются только для ограниченного числа объектов, следует учитывать, что мы имеем дело не с истинными значениями этих параметров, а с их оценками, определяемыми по эталонным выборкам.

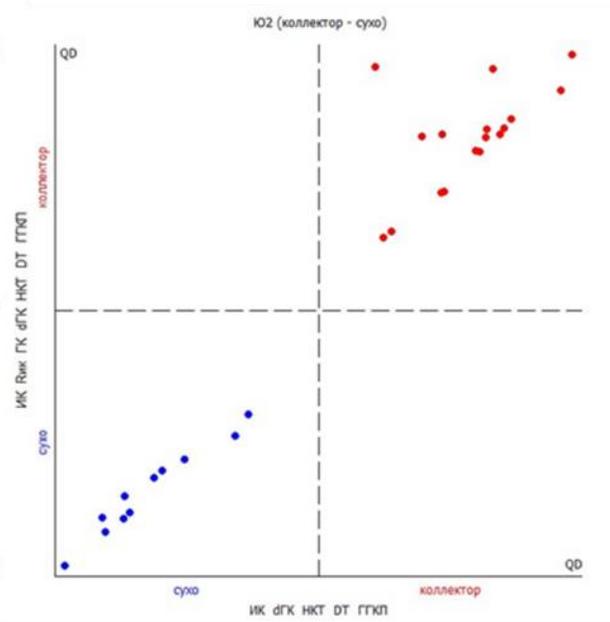
Анализировались результаты испытаний юрских пластов ($Ю_2$ - $Ю_4$) в интервалах, для которых известны параметры методов ГИС – ИК, Рик, ГК, dГК, НКТ, ДТ и ГГКП (Рис. 4.12). По этим данным были сформированы эталонные выборки – сухие интервалы, не давшие притока, и интервалы коллектора с притоком флюида (газоконденсат, газоконденсат с водой или вода).

Графически результат анализа по одной комбинации можно представить в виде линии, на которой вынесены значения дискриминантной функции, разделенные пороговым значением. Такое одномерное представление не очень удобно для восприятия, поэтому для наглядности результаты представляются в виде кроссплота, осями которого являются дискриминантные функции двух комбинаций признаков, с центрированными пороговыми значениями. Поэтому идеальным может считаться результат, при котором все эталонные точки расположены в правом верхнем и левом нижнем квадрантах и соответствуют своим классам (Рис. 4.13).

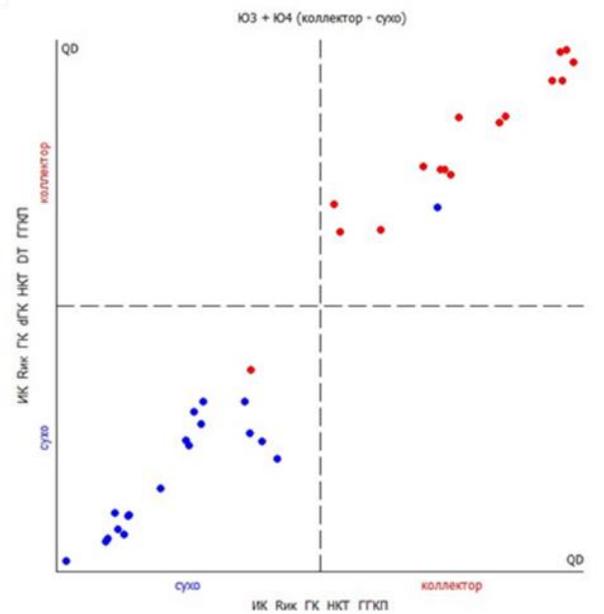
Отсюда следует, что дискриминантный анализ позволил разделить эталонные скважины на коллектор-неколлектор наилучшим образом и с меньшими ошибками, чем использование граничных значений. Раздельный прогноз по пластам $Ю_2$ и $Ю_{3-4}$ повышает надежность такого прогноза (Рис. 4.13), что вызвано различиями в условиях седиментации и литологическими различиями разреза.



Результаты разделения пластов Ю₂-Ю₄ по классам «коллектор» - «сухо»



Результаты разделения пластов Ю₂ по классам «коллектор» - «сухо»



Результаты разделения пластов Ю₃-Ю₄ по классам «коллектор» - «сухо»

Рисунок 4.13 – Дискриминантные функции двух комбинаций признаков методов ГИС для разделения приточных и бесприточных объектов для пластов тюменской свиты

Выводы

1. Многомерный анализ параметров ГИС с применением дискриминантных функций позволяет разделить массив данных на заданные классы в тех случаях, когда традиционные методы разделения по граничным значениям не дают удовлетворительного результата.

2. Перебор большого количества возможных информативных комбинаций позволяет провести статистический анализ результатов распознавания и выделить эталоны, наиболее часто относимые к «чужому» классу. Для этих эталонов требуется дополнительная проверка качества результатов испытаний и данных ГИС.

3. После проверки результатов применения методики на эталонных выборках, она может быть применена к общему массиву данных ГИС для определения насыщения неиспытанных интервалов.

Уточнение граничных значений ФЕС коллекторов для разреза с АВПД с использованием данных по керну

В работе выполнен анализ лабораторных определений фильтрационно-емкостных свойств керна и результатов испытаний юрских отложений по скважинам территории исследований. Интервалам с лабораторными определениями пористости K_p керн и проницаемости $K_{пр}$ керн пластов группы Ю₂, по результатам испытаний присвоен признак «коллектор» – в случае притока углеводородов или воды, «неколлектор» – в отсутствии притока (Рис. 4.14).

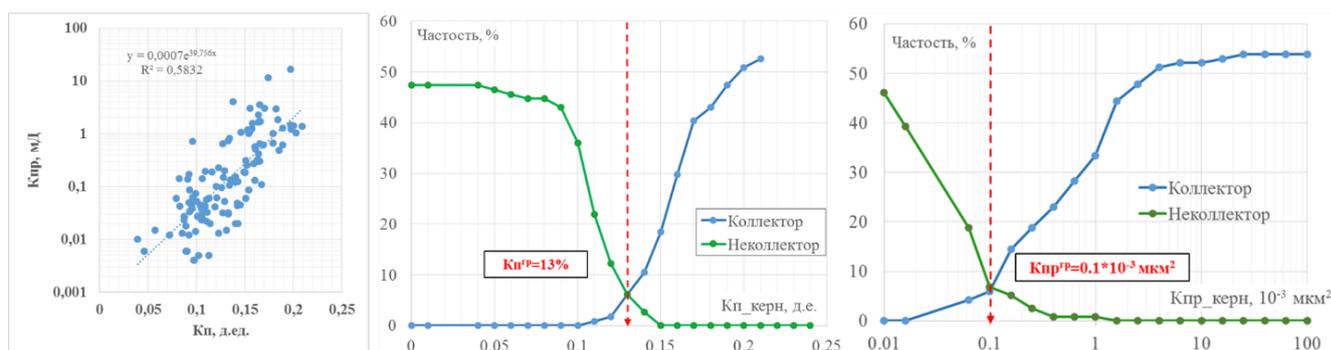


Рисунок 4.14 – Распределение K_p и $K_{пр}$ и обоснование по керну граничных значений фильтрационно-емкостных свойств пластов группы Ю₂

Вывод. Используя анализ интерпретированных результатов приточных и бесприточных объектов средней юры и лабораторные исследования ФЕС керна скважин Песцовой, Южно-Песцовой, Западно-Песцовой, Ен-Яхинской и Восточно-Падинской площадей, были

установлены граничные значения пористости и проницаемости для выделения коллекторов (Табл. 4.2): $K_{п}^{гр}=13,0\%$ (по данным подсчета запасов – 0,095-0,108), $K_{пр}^{гр}=0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² (по данным подсчета запасов – 0,018-0,039).

Таблица 4.2 – Граничные значения фильтрационно-емкостных свойств пластов юрских отложений

$K_{п}^{гр}$, д. е.	$K_{пр}^{гр}$, 10^3 мкм ²	Площадь	Авторы
0,108 – газ	0,039	Песцовая и др.	Дорошенко, 2014 г.; Дорошенко, 2016 г.; Щекатуров и др., 2015 г.
0,095	0,018	Западно-Песцовая, Восточно-Падинская	Дорошенко, 2016 г., Щекатуров и др., 2015 г.
0,13	0,1	Песцовая, Западно-Песцовая, Южно-Песцовая, Ен-Яхинская	ООО «ИНГЕОСЕРВИС», 2021 г.

Результаты сравнения с данными из подсчета запасов показывают, что для интервала глубин 3800-3900 м диапазон изменения ФЕС для коллекторов для $K_{п}$ 0,095-0,108 и $K_{пр}$ 0,018-0,039 мД является недостаточно обоснованным и приемлемым для практической работы, поэтому необходимо привлекать результаты испытания для разбраковки приточных и бесприточных объектов. Под понятием продуктивного пласта промышленного класса понимается пласт, насыщенный и отдающий УВ при технологически и экономически оптимальных условиях эксплуатации.

Учитывая высокую неподтверждаемость выделяемых по комплексу ГИС коллекторов результатами испытания, целесообразно перейти на другую классификацию коллекторов, приближенную к практике разработки месторождений, выделением класса коллекторов с высоким (ВФП) и низким (НФП) фильтрационным потенциалом в соответствии с подходом И. В. Шпурова (2015 г.).

Принадлежность к классу коллекторов устанавливается по набору методов, отвечающих за литологию и емкость пустотного пространства. При выделении коллекторов действует правило одного критерия, в данном случае, критерия по коэффициенту пористости. Тогда как за приток флюида в скважину отвечает, как известно, другой параметр – коэффициент проницаемости и градиент давления, что следует из известных уравнений Дарси и Дюпюи. Данный коэффициент не входит в критерии выделения коллекторов. Оценочная классификация терригенных коллекторов нефти и газа, основанная на корреляционных связях проницаемости с параметрами, характеризующими поровое пространство пород, было предложено А. А. Ханиным [344]. А. А. Ханин выявил соотношение между эффективной пористостью и проницаемостью для различных по гранулометрическому составу песчано-алевритовых пород. По А. А. Ханину

классы коллекторов – I-V (от 1,0 мД и более), неколлекторов – VI (менее 1 мД). Экспертно специалисты относят к коллекторам породы со следующими граничными значениями газопроницаемости:

- для **газовых** залежей - породы с проницаемостью $K_{пр} > 0,1 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$;
- для **нефтяных** залежей - породы с проницаемостью $K_{пр} > 1,0 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Специалистами признается тот факт, что вполне предсказуемо образуется зона неопределенности при выделении класса коллекторов в области граничных значений K_p и $K_{пр}$ и малых толщин (до 0,6-1,5 м). Причины снижения эффективности интерпретации комплекса ГИС по выделению коллекторов и подсчетных параметров: большая доля пропластков с близкими к граничным значениям K_p , высокая расчлененность (как следствие, низкая песчанность), большая вариабельность и анизотропия K_p и $K_{пр}$, малые толщины единичных пропластков, выделяемые современными средствами каротажа, усложнение структуры пустотного пространства, широкое развитие вторичного минералообразования (эпигенеза), сложные петрографические ассоциации, слагающие коллектор, наличие АВПД и АВПоД.

Выводы. Сегодня на практике используют технологию и методику разделения породы на классы с высоким (ВФП) и низким (НФП) фильтрационным потенциалом [382]. И. В. Шпуров предлагает использовать два граничных значения выделения коллектора – технологический для эффективного коллектора и геологический для потенциального коллектора [110, 384].

Взаимосвязь между продуктивностью и АВПД

Анализ продуктивности скважин юрских отложений показал прямую зависимость между наличием притока пластового флюида от величины градиента пластового давления (Рис. 4.15).

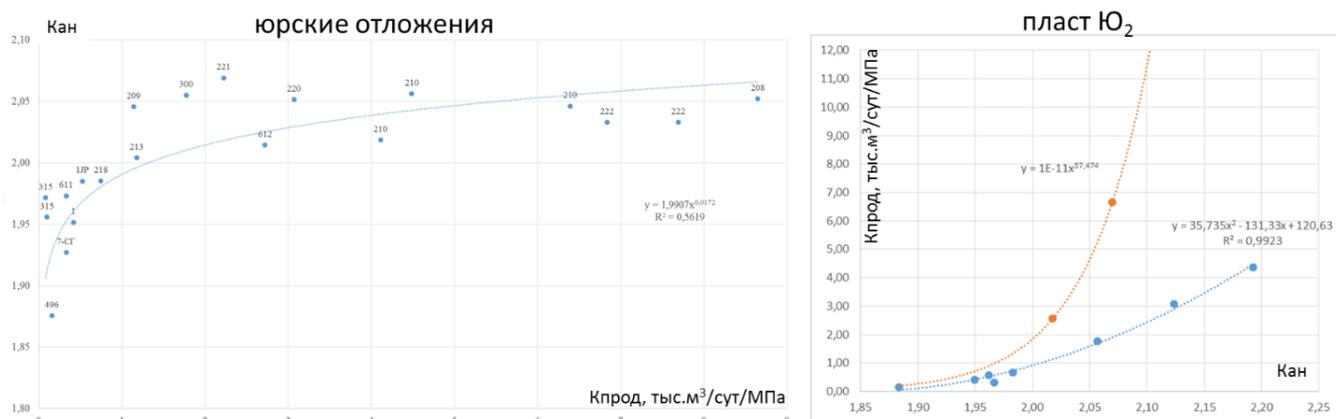


Рисунок 4.15 – Взаимосвязь между K_a и продуктивностью отложений средней юры

Зависимость для юрских отложений построена для интервала глубин 3680-4760 м и K_a от 1,80 до 2,16. Для пласта Ю₂ при снижении K_a до 1,90-1,95 коллектор становится непродуктивным. Скважины 221 и 612 обладают более высокой продуктивностью, чем другие.

Соответственно, условием продуктивности коллектора и условием сохранения эффективного пустотного пространства пласта-коллектора является наличие аномально высокого пластового давления в диапазоне 1,90-1,95 и выше [428].

Такие условия будут выполняться для интервала 3600-3700 м и ниже до глубин, когда уплотнение терригенных пород-коллекторов переводит полностью все породы в класс неколлекторов. В этом случае, единственной причиной, обеспечивающей сохранение ФЕС пласта-коллектора и получение притока флюида из пласта в скважину, является наличие АВПД и СВПД.

Данное критериальное условие было использовано для определения и локализации контура продуктивности для залежей пласта Ю₂.

Данный вывод о значимой связи между величиной АВПД и продуктивностью терригенных отложений юры подтверждает серия графиков для пласта Ю₂ (Рис. 4.16). Наиболее показательными являются выраженные тренды взаимосвязи между эффективной толщиной и величиной K_a , удельной продуктивностью и K_a .

Интересным представляется график между величиной депрессии и эффективной толщиной коллектора. С увеличением эффективной толщины коллектора по формуле Дюпюи должен возрасти и дебит притока флюида в скважину, что данный график никак не подтверждает. Итак, взаимозависимость между удельным коэффициентом продуктивности и K_a показывает безусловно имеющее физическое обоснование и причинно-следственную связь между величиной АВПД и продуктивностью коллектора.

Вывод о наличии установленной связи между продуктивностью залежи в юре и градиентами пластового давления, позволяет привлечь материалы сейсморазведки 3D для прогнозирования и локализации зон АВПД.

Сейсмические аномалии, которые связаны с проявлением АВПД и АВПоД, как установлено многочисленными исследованиями специалистов, уверенно могут быть выделены на временном разрезе по характерному рисунку искривления и прогибанию осей синфазности вниз по разрезу (Рис. 4.17А, В), устанавливаемому по картам временных толщин между отражающими границами (Рис. 4.17Г). Такие зоны локализуют участки глубинной флюидомиграции [127, 152, 299].

Немаловажно было установить тот факт, что проявление глубинной флюидомиграции является взаимообусловленным и взаимозависимым во времени с этапом новейшей активизации тектонического развития территории.

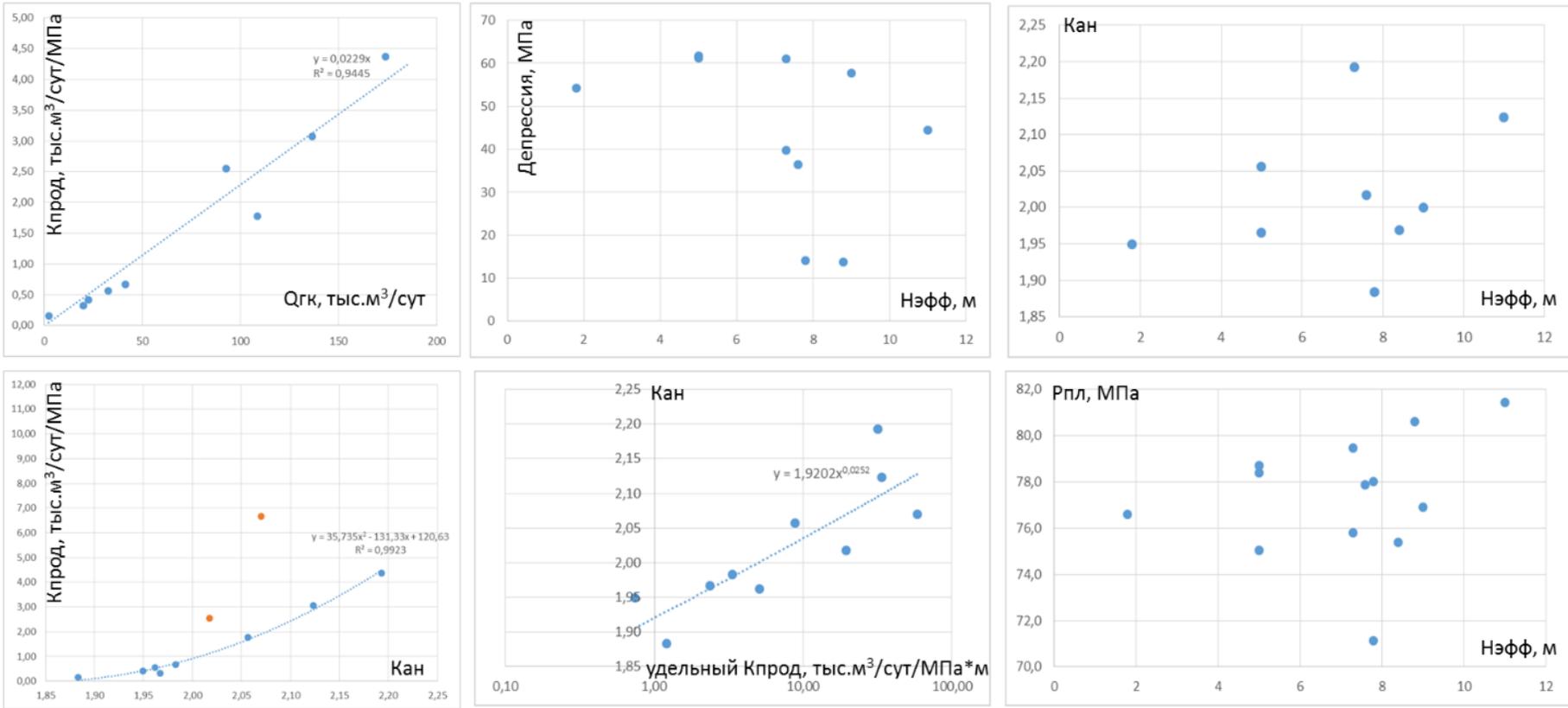
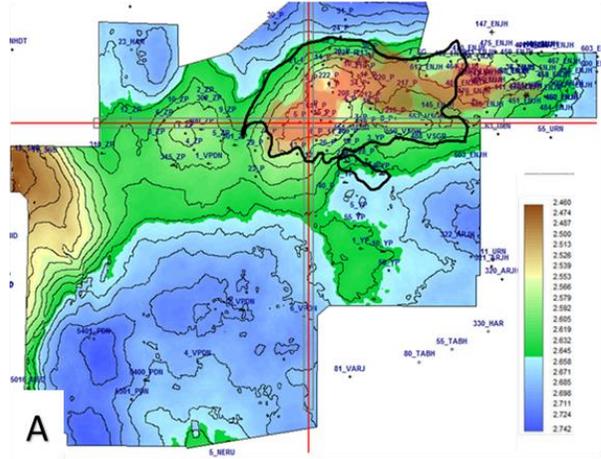
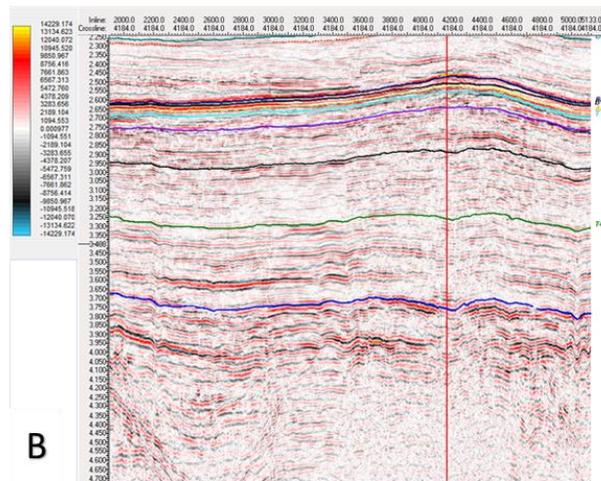


Рисунок 4.16 – Взаимосвязь между Ка и продуктивностью продуктивной части разреза средней юры

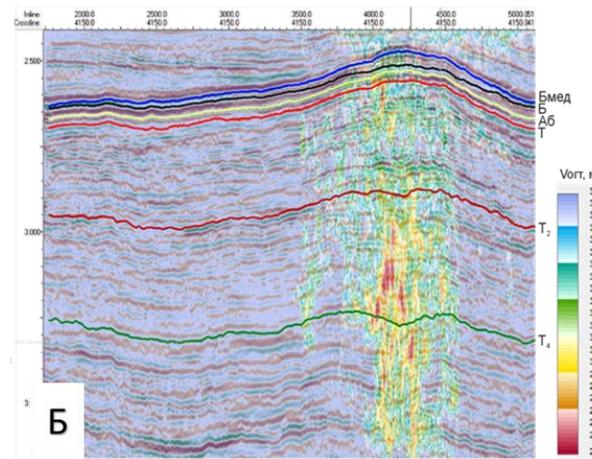
Сопоставление карты изохрон по ОГ Т с картой временных задержек в интервале ОГ Т₂-Т



Временный разрез crossline 4184



Временный разрез (crossline 4150), совмещенный с разрезом скоростей ОГТ



Карта изохор между ОГ Б-Т₂

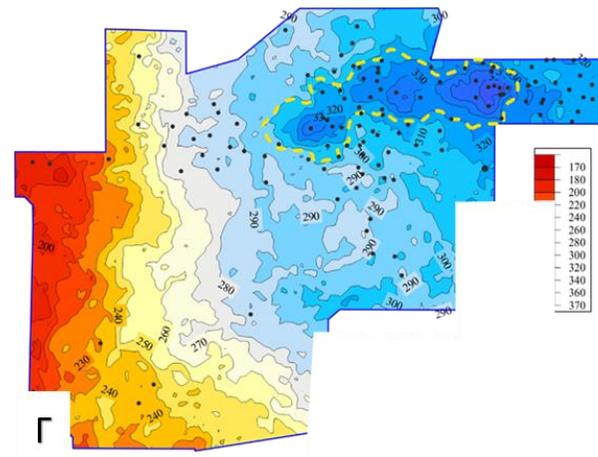


Рисунок 4.17 – Выявление аномалии сейсмической записи (АСЗ), связанной с проявлением флюидомиграции

Такая связь была прослежена как результат пространственного совпадения следующих информативных признаков: 1) локальных максимумов на карте временных толщин (Рис. 4.18Б); 2) контрастно выраженных локальных поднятий (Рис. 4.18А, В); 3) прямой зависимости K_a от гипсометрии структурной поверхности опорного ОГ Т (Рис. 4.18Г); 4) наличие взаимосвязи между K_a и продуктивностью отложений средней юры (Рис. 4.15). Сочетание и комбинация вышеперечисленных факторов принято за основу разработанной технологии прогнозирования распределения продуктивного класса коллекторов в интервале отложений средней юры.

Отметим, что область распространения АВПД в арктических районах Западной Сибири совпадает с областью неотектонического воздымания и роста локальных поднятий. На Рисунке 4.19 представлена принципиальная схема формирования залежей УВ в условиях АВПД и сохранения ФЕС коллекторов на больших глубинах.

Обоснование выделения границы залежи пласта-коллектора Ю₂ в условиях АВПД

Наиболее важной частью работы было построение карты прогнозного распространения Кп и K_a для пласта Ю₂. Для этого использовался многомерный регрессионный анализ, реализованный в ПО «iMAP®» (А. Н. Зайцев, О. А. Смирнов). В качестве исходных атрибутов для прогнозирования Кп были использованы карты (Рис. 4.20Б): структурная карта по ОГ Т, карта максимальных амплитуд в интервале ОГ Т +5 мс – Т+30 мс. Для прогнозирования K_a (Рис. 4.20А): низкочастотная составляющая структурной карты по ОГ Т, карта изохор в интервале ОГ Т₂-Т, низкочастотная составляющая карты прогнозного распределения Кп. При определении границы распространения коллекторов использовалось двухкритериальное условие: граничные значения K_a и Кп (Рис. 4.21).

Прошляковым Б. К. и другими исследователями установлено, что на глубинах свыше 4000 м доминирующей емкостью пород-коллекторов, не содержащих УВ, является вторичное поровое пространство. При этом, наличие УВ в порах оказывает консервирующее влияние на сохранение коллекторских свойств пород-коллекторов.

В осадочном разрезе АВПД значительно превышает гидростатическое. В том случае, если пластовое давление превышает горное давление, что приводит к естественному флюидоразрыву пород. При этом, наличие АВПД способствует сохранению коллекторских свойств пород. Наличие АВПД является главным фактором, определяющим продуктивность юрской части разреза. Максимальные дебиты достигаются при сочетании двух факторов: первичного – наличие АВПД и вторичного – высоких начальных ФЕС в отложениях руслового генезиса (пласт Ю₂) [152].

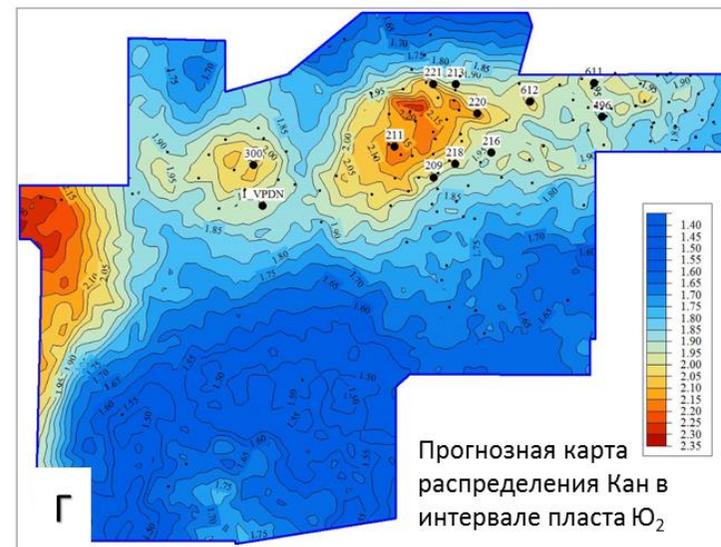
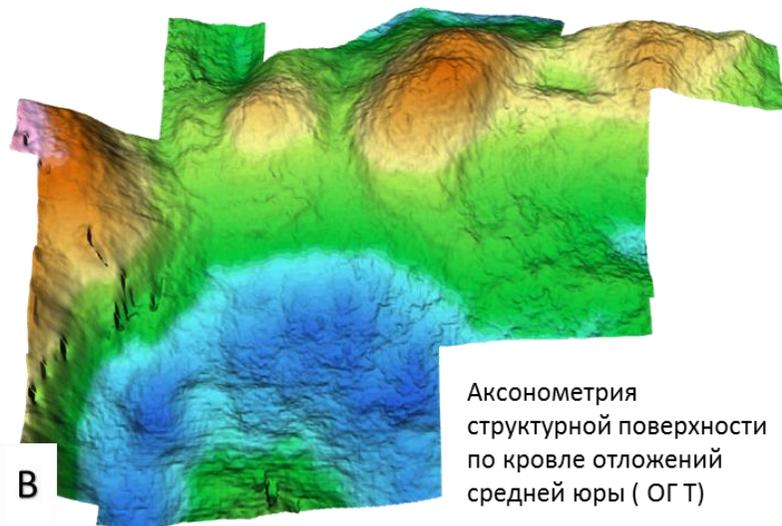
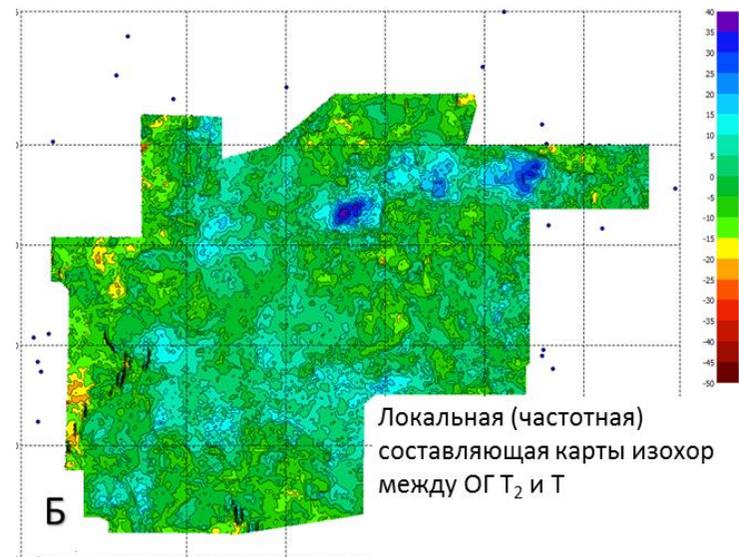
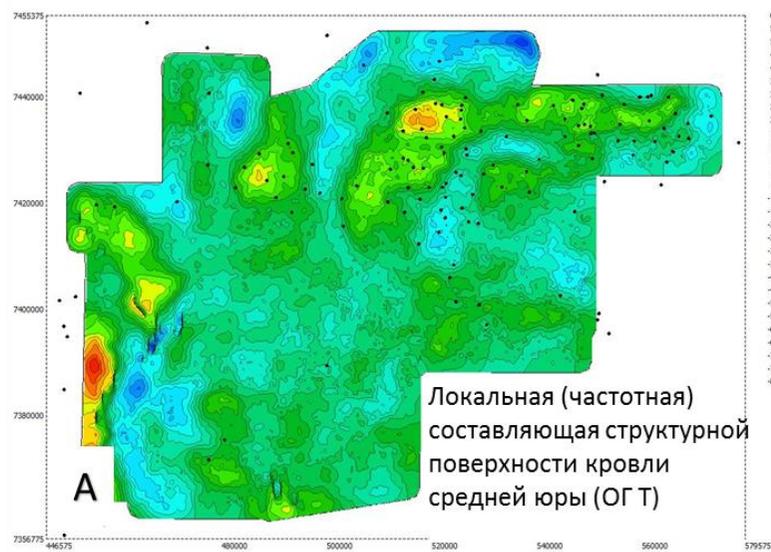


Рисунок 4.18 – Выявление взаимосвязи между аномальной зоной сейсмической записи (АСЗ) и деформацией структурного плана

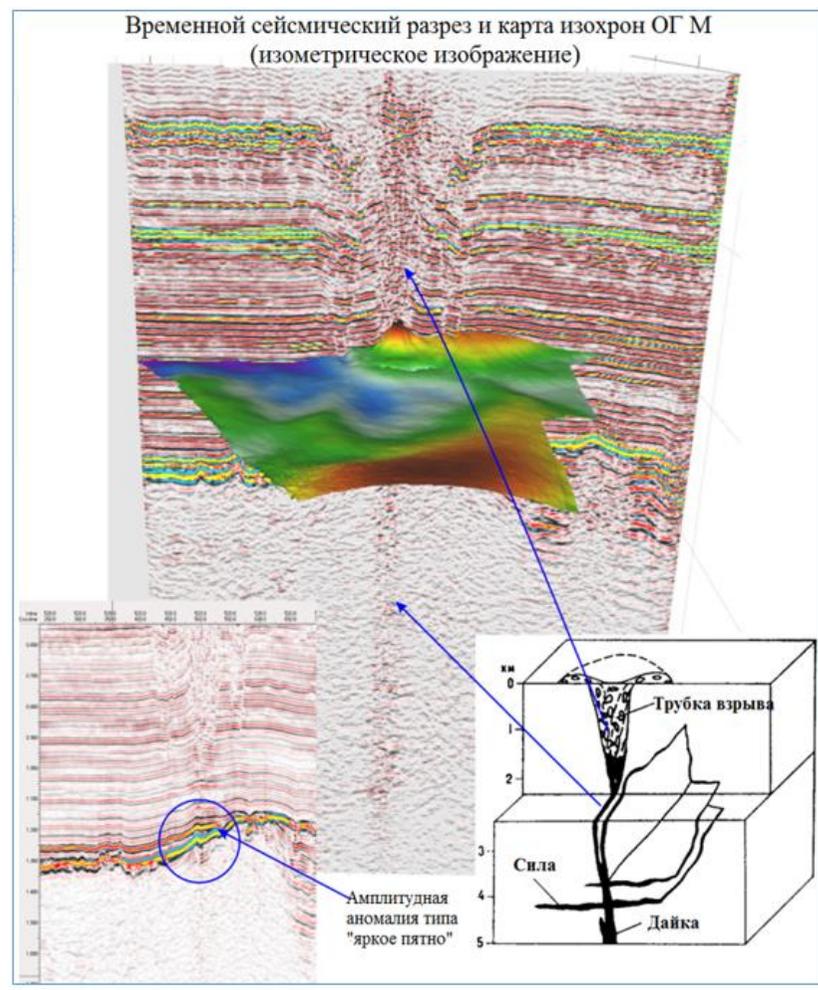
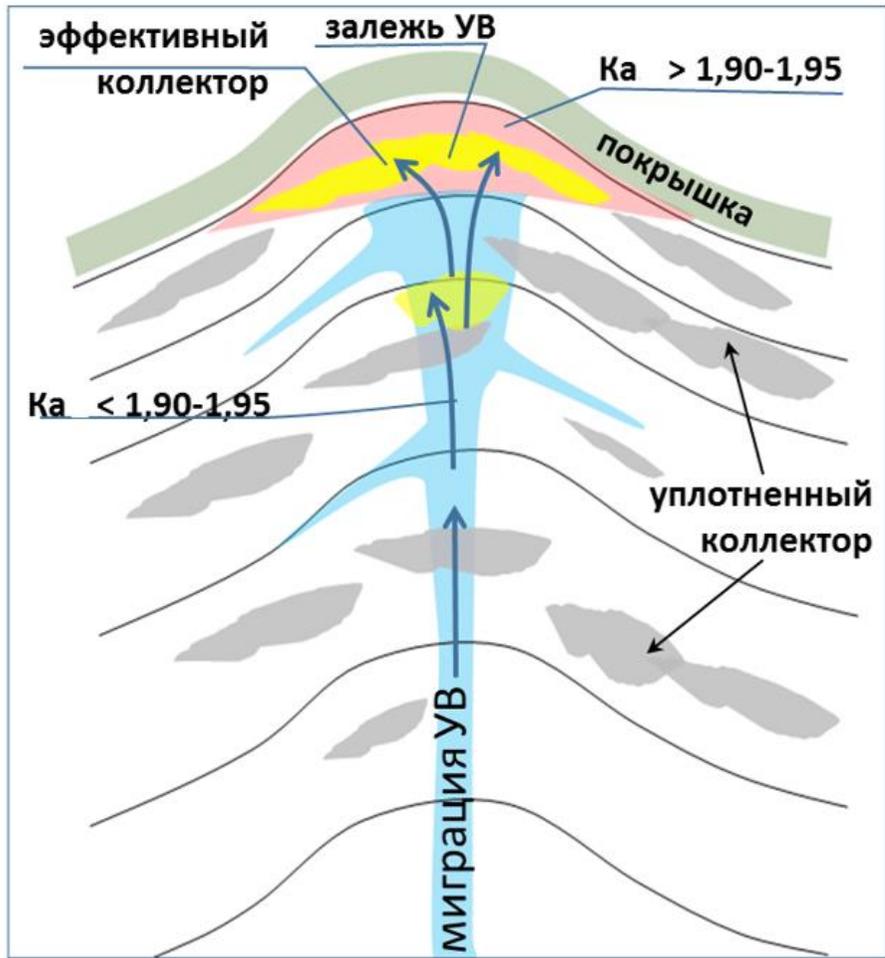


Рисунок 4.19 – Принципиальная схема формирования залежей УВ в условиях АВПД и сохранения ФЕС коллекторов

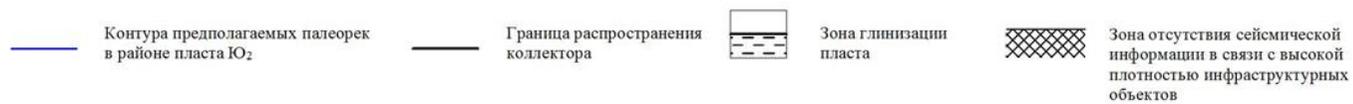
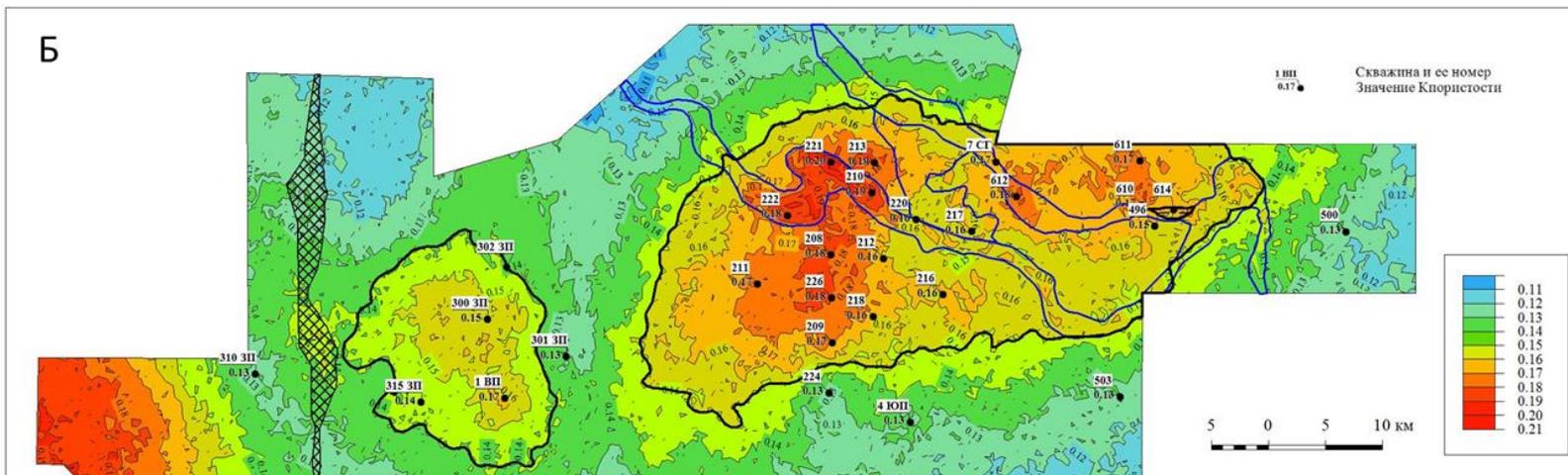
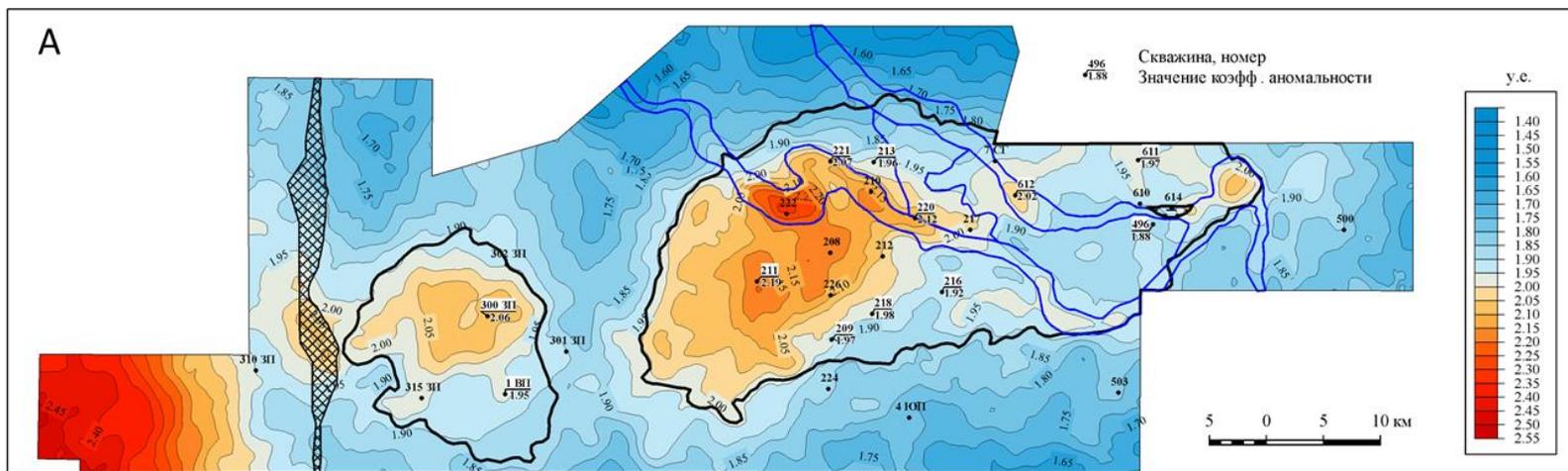


Рисунок 4.20 – Прогнозные карты пористости (А) и Ка (Б) пласта Ю₂

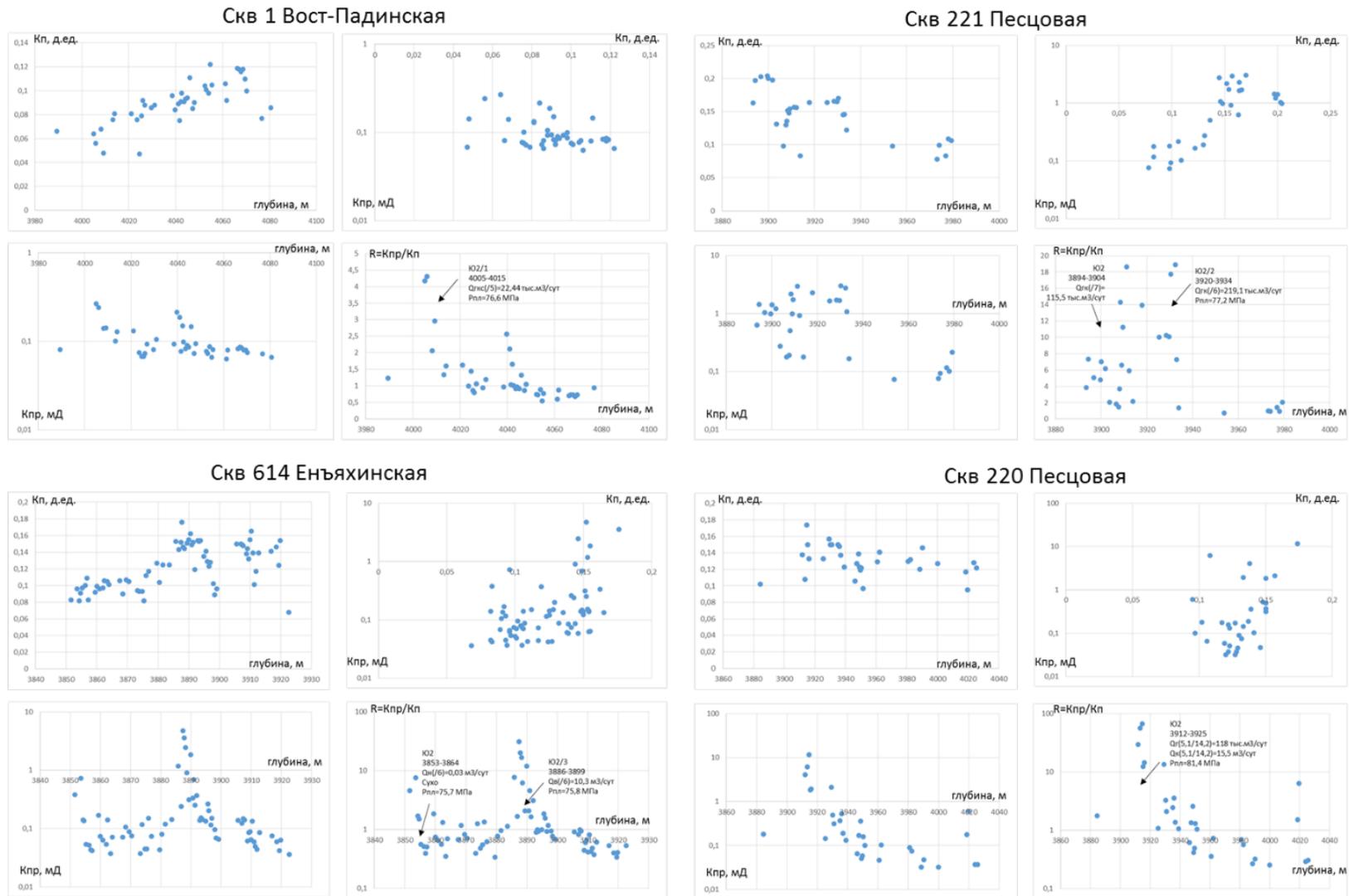


Рисунок 4.21 – Графики изменения ФЕС с глубиной

Закономерности изменения ФЕС по керну с глубиной и связь с АВПД

Взаимосвязи между ФЕС с глубиной залегания и наличием АВПД изучались по скважинам, наиболее полно представленными исследованиями керна: 1 Восточно-Падинской, 5, 10 Южно-Песцовой, 210, 212, 213, 216, 217, 218, 220, 221, 224, 301, 302, 310 Песцовой площадей. По результатам изучения и сопоставления данных по керну позволило выявить прямую связь полученных трендов изменения ФЕС от глубины и величиной превышения пластового давления над гидростатическим (Ка).

На Рисунке 4.21 продемонстрированы примеры графиков изменения ФЕС с глубиной. На рисунке представлены петрофизические параметры отложений средней юры, такие как: Кп – пористость (минимальное значение – 0,029, максимальное – 0,209, среднее – 0,118), Кпр – газопроницаемость (минимальное значение – 0,004, максимальное – 16,8, среднее – 0,242), R – гидравлический радиус поровых каналов (минимальное значение – 0,04, максимальное – 85,28, среднее – 1,71).

Общей особенностью коллекторов порового типа является постепенное снижение коллекторских свойств с глубиной за счет уплотнения пород, минералогического новообразования и других процессов эпигенеза. В зонах АВПД пластовые флюиды не дают порам уменьшиться в размерах за счет уплотнения пород. Естественно и то, что не во всех случаях АВПД должно сопровождаться высокими коллекторскими свойствами пород. В случае, если АВПД возникает в условиях сильно уплотненного типа разреза, повышаются проницаемость и незначительно открытая пористость за счет возникновения трещиноватости в условиях естественного флюидоразрыва пород. При этом формирование вторичной пористости в песчано-алевритовых породах происходит в результате растворения и выноса неустойчивых соединений, растрескивания пород с образованием трещин [240].

Главными факторами вторичных преобразований обломочных пород являются давление, температура, состав подземных вод и степень их минерализации, а также длительность воздействия всех вышеперечисленных факторов на породу.

На графиках (Рис. 4.21) мы видим парадоксальную ситуацию изменения ФЕС в интервале разреза средней юры. Так, в разрезе высокопродуктивных скважин 220, 221 Песцовые Кп с глубиной уменьшается, подчиняется закону уплотнения, в низкопродуктивных скважинах 614 Еньяхинская и 1 Восточно-Падинская кривая изменения Кп с глубиной увеличивается, независимо от литологии.

Такое увеличение емкости пустот коллектора для критически глубоко залегающих пород является индикативным признаком наличия АВПоД. Кривая изменения Кпр имеет устойчивый тренд уменьшения с глубиной.

На Рисунке 4.21 по семейству расположения точек ФЕС хорошо различаются между собой

классы пород по продуктивности. Так, для продуктивных и высокопродуктивных скважин 220, 221 Песчовые, 1 Восточно-Падинская характерны аномально высокие («пиковые») значения для семейства точек $K_{пр}$ и R , что объясняется влиянием АВПД.

Единого вида зависимости изменения точек $K_{п}$ с глубиной для отложений средней юры не установлено в силу влияния АВПД на изменение физических свойств пород в результате внедрения глубинных флюидов. На Рисунке 4.22 представлено доказательство в виде разнонаправленных трендов изменения $K_{п}$ с глубиной для интервала продуктивной части разреза средней юры.

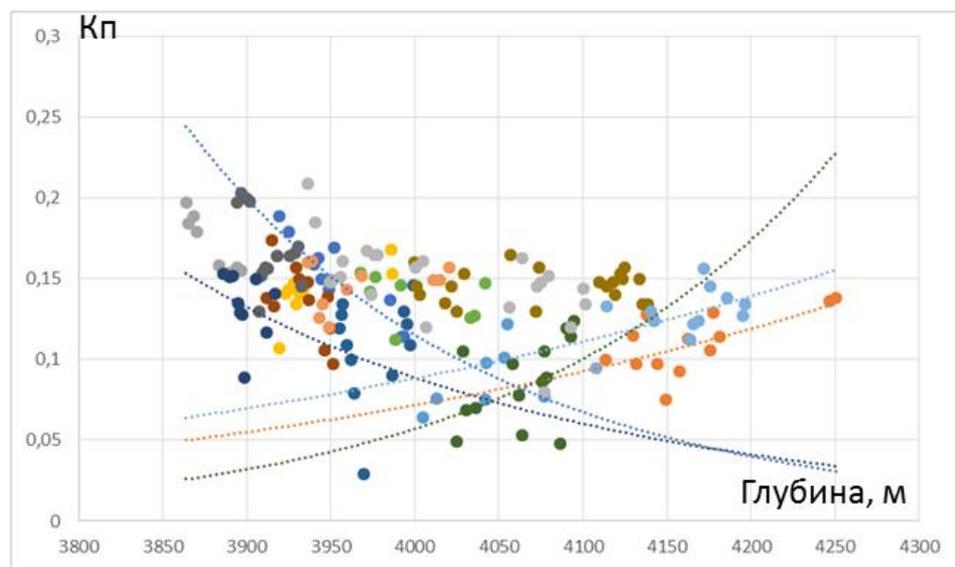


Рисунок 4.22 – Разнонаправленные тренды изменения $K_{п}$ с глубиной в интервале продуктивной части разреза средней юры

Для множества скважин невозможно построить единый кроссплот, а правомерно использовать кроссплот для каждой скважины индивидуально.

Проницаемость в значительной мере зависит от степени уплотнения пород-коллекторов. Поскольку степень уплотнения пород возрастает с глубиной, то, следовательно, первичная проницаемость также снижается. Анализ многочисленных исследований [34, 121, 377] показывает, что эмпирически установить связь между проницаемостью и пористостью, как правило, неудачны вследствие неравномерности взаимного влияния множества факторов: радиуса пор, структурного коэффициента, фобности, различия минералогического состава зерен, трещиноватости, вторичного минералообразования и т. п. В случае наличия АВПД связь между $K_{пр}=f(K_{п})$ для юрской части разреза не может быть корректной (Рис. 4.23).

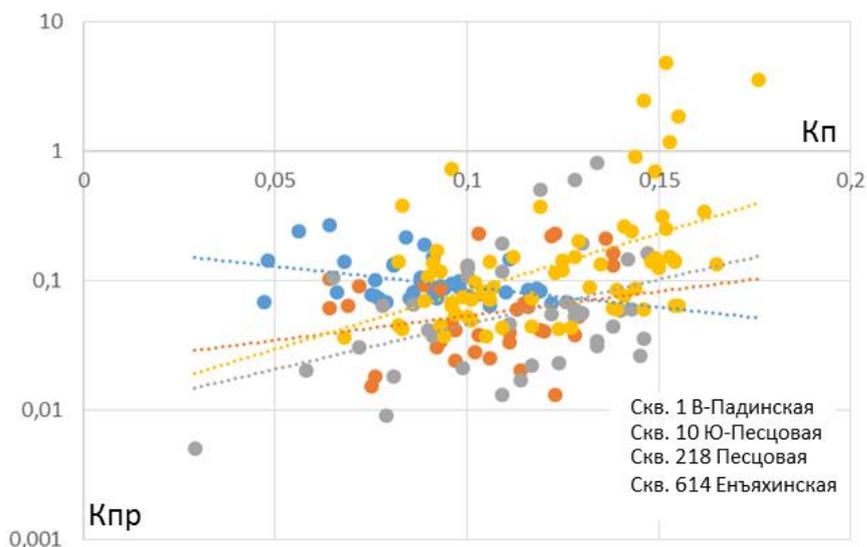


Рисунок 4.23 – Отсутствие единой зависимости между $K_{пр}$ и $K_{п}$ для продуктивной части разреза средней юры

Как видно из Рисунка 4.24, изменение ФЕС с глубиной для пород-коллекторов имеют сложный вид из-за неравномерности термобарических и флюидомиграционных процессов для юрской части разреза.

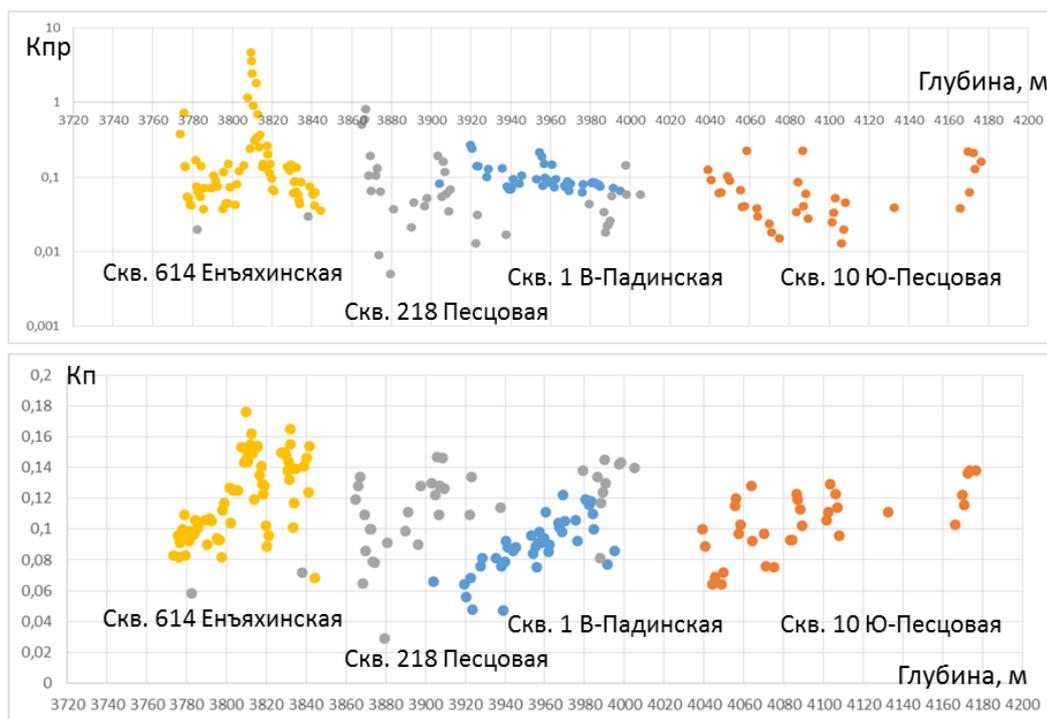


Рисунок 4.24 – Зависимость изменения $K_{п}$ и $K_{пр}$ с глубиной в интервале продуктивной части разреза средней юры

Отсюда следует вывод, что пористость не может служить единственным критерием граничного значения коллектор-неколлектор. Многочисленные неподтверждения заключений интерпретации комплекса ГИС испытанием объясняют правомерность данного вывода.

Для непродуктивных скважин характерны минимальные значения $K_{пр}$ и гидравлического радиуса пор (R), что хорошо видно на Рисунке 4.25 на примере скв. 302 и 310 Песцовой площади.

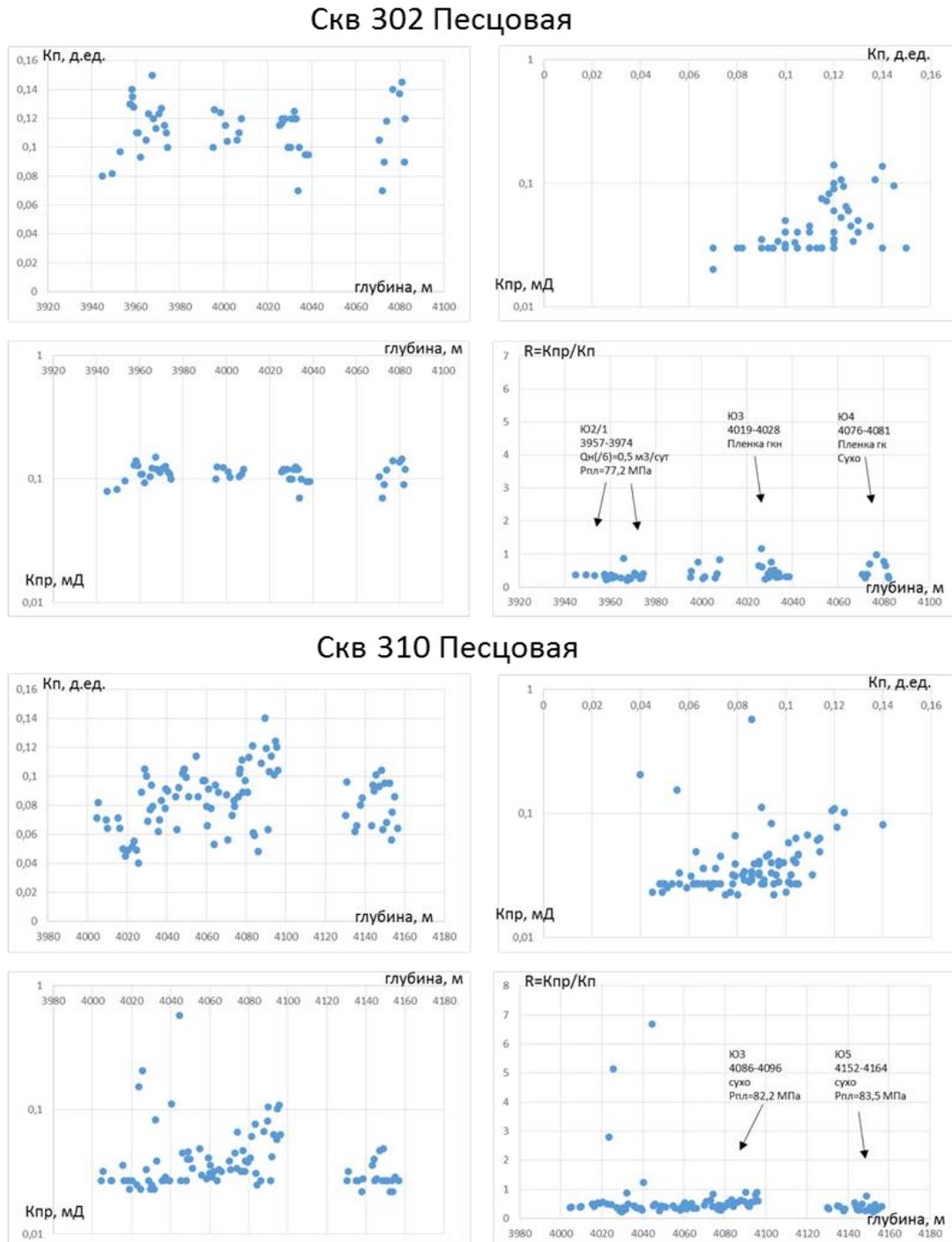


Рисунок 4.25 – Графики зависимости K_p и $K_{пр}$ для непродуктивных скважин

Пористость по керну для продуктивной части разреза средней юры уменьшается с глубиной (Рис. 4.26). График построен по данным скважин 210, 213, 220, 221 Песцовой площади.

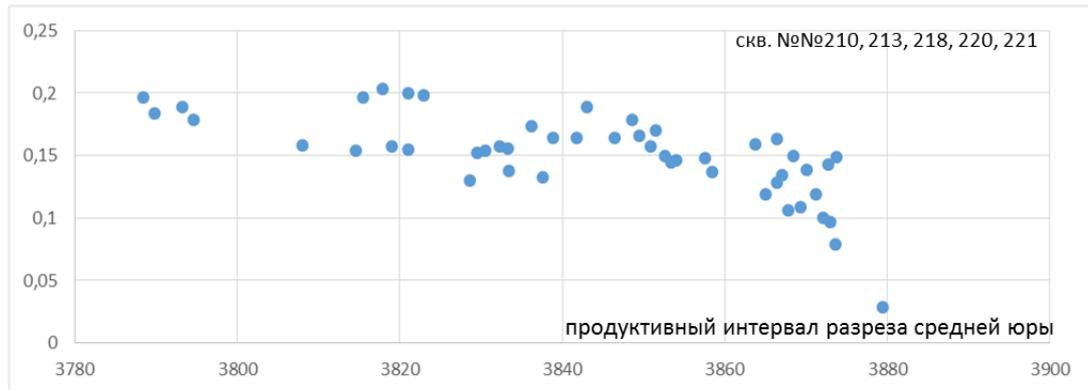


Рисунок 4.26 – График изменения пористости для продуктивной части разреза средней юры

Тренд состоит из двух участков: пологонаклонного в интервале 3780-3860 м и крутонаклонного в интервале 3860-3880 м. Резкое уменьшение пористости пород с глубиной соответствует условиям распределения коллекторских свойств отложений средней юры. Большая мощность пластов помогает сохранению коллекторских свойств. При погружении глинистые породы уплотняются быстрее, в результате чего из них отжимается свободная вода, которая поступает в соседние пласты-коллекторы. Если пласт имеет небольшую мощность, то процессы вторичного минералообразования могут охватить его полностью, превратив его в неколлектор.

Для продуктивной части разреза средней юры изменение ФЕС критически зависит от глубины залегания юрских отложений (Рис. 4.27). Семейство точек на кроссплоте $K_p(K_{пр}) = f(H)$ имеет вид веера.

Наиболее высокий градиент характерен для $K_{пр}$ для интервала глубин 3900-4000 м, ниже 4000 м значение $K_{пр}$ не превышает 0,1 мД, что характеризует сильное уплотнение пород. При этом распределение K_p для данного интервала глубин имеет существенно большой разброс вследствие влияния условий АВПД на ФЕС пород. Построенный график $K_{пр}=F(K_p)$ является непредставительным для дальнейшей работы, учитывая разнонаправленные тренды и особенности проявления K_p и $K_{пр}$ с глубиной в условиях АВПД (Рис. 4.27).

Влияние АВПД на тренды изменения K_p с глубиной для разреза средней юры представлено на Рисунке 4.28 и показывает ярко выраженную зависимость угла наклона от величины АВПД.

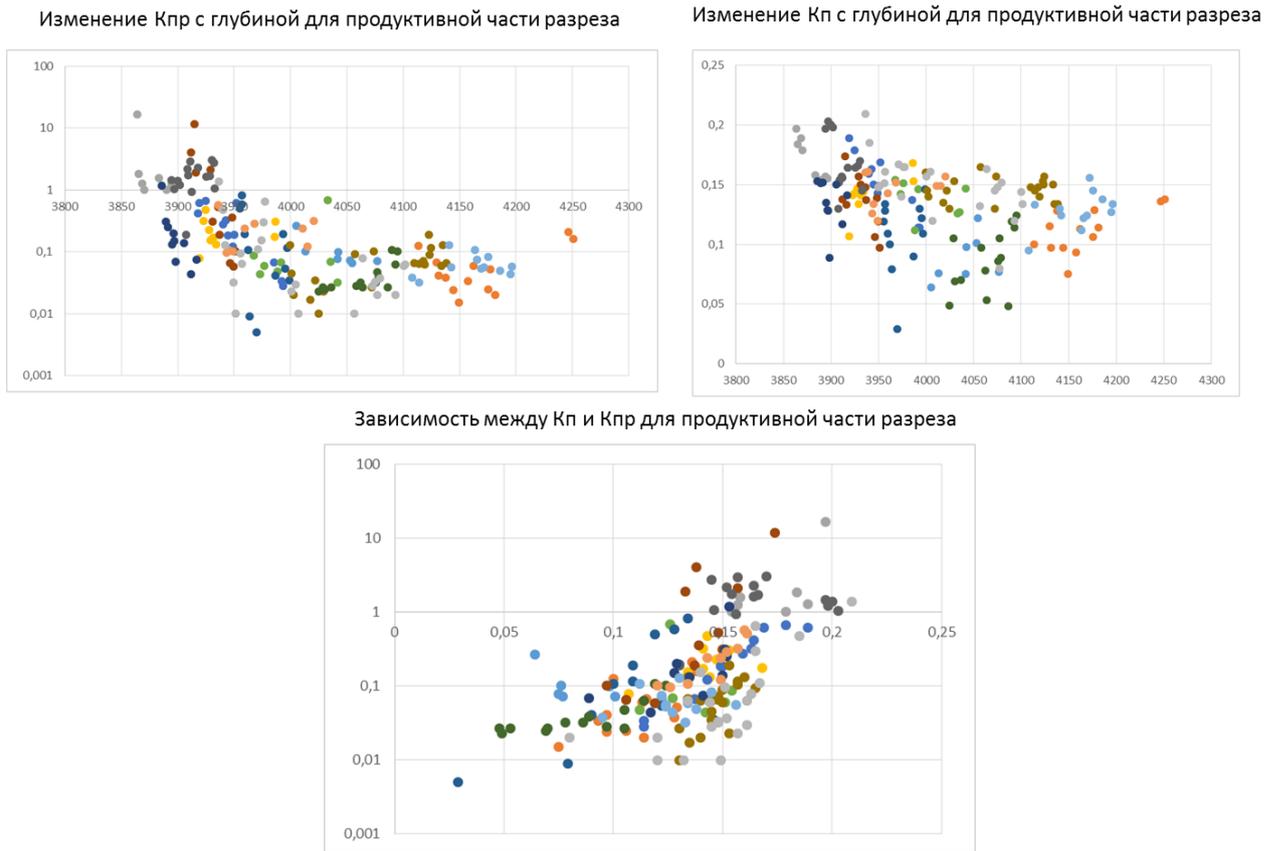


Рисунок 4.27 – Закономерности ФЕС для продуктивной части разреза средней юры

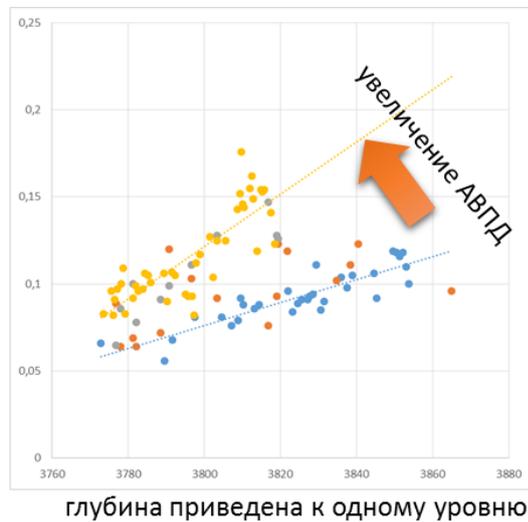


Рисунок 4.28 – Влияние АВПД на тренды изменения K_p с глубиной для непродуктивной части разреза средней юры

С ростом величины АВПД увеличивается градиент наклона тренда пористости с глубиной, что еще раз подтверждает тезис о прямой связи влияния величины K_a на характеристики изменения ФЕС с глубиной.

Выводы

1. Как показывает анализ полученных результатов, критически важными и информативными, являются газопроницаемость и гидравлический радиус пор, для установления связи с гидродинамическими параметрами объекта испытания и термобарическими условиями.
2. Необходимо расширить объем аналитических и эмпирических построений и изучения петрофизических связей на этапе «кern-кern».
3. Настроить зависимость типа «кern-ГИС» возможно по каждой скважине индивидуально, объединить данные для получения единых зависимостей, как показывает выполненный нами анализ, невозможно.

Тектоническая трещиноватость по данным фотографий керн

Наличие трещин – необходимое, но недостаточное условие для превращения породы во флюидопроводящий коллектор с двойной пористостью. Существуют два принципиальных вида открытой трещиноватости как флюидопроводящей системы:

1. Трещиноватость субвертикальная. Горное давление на такую систему не оказывает влияния. Субвертикальные системы трещин являются идеальной проводящей системой. К такому типу часто приурочены суперколлекторы.
2. Трещиноватость субгоризонтальная.

Мы привлекли для анализа фотографии керн со 100 % выносом с целью выявления и распознавания характера трещинообразования. На Рисунке 4.29 видно, что в керне развита трещиноватость, которая обуславливает в пластовых условиях анизотропию распределения физических свойств.

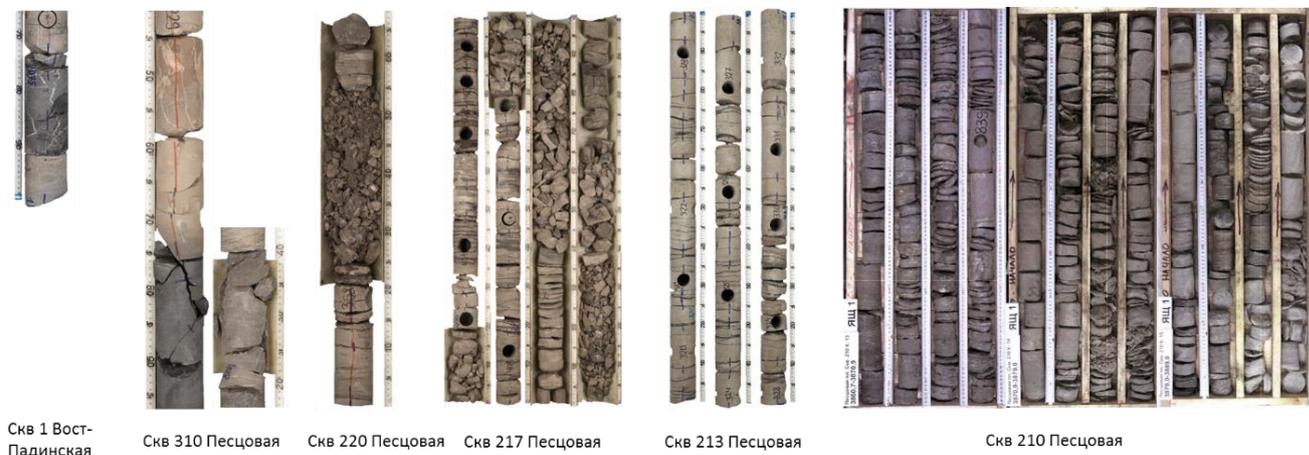
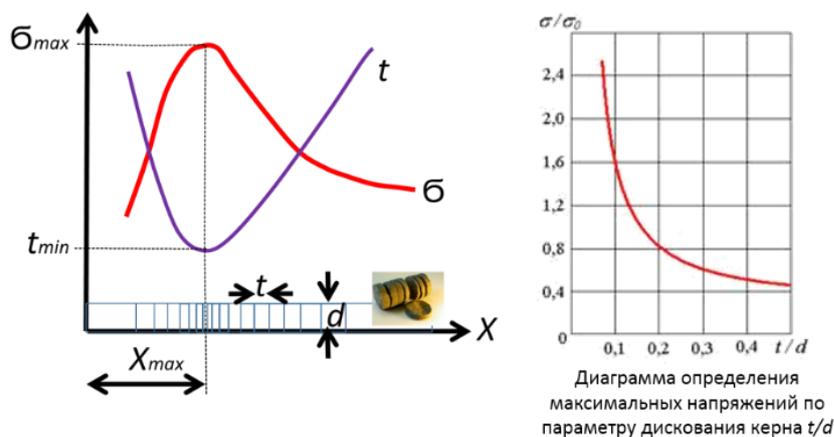


Рисунок 4.29 – Примеры тектонической трещиноватости по керну как следствие напряженного состояния среды в условиях АВПД

Под критериями выделения тектонической трещиноватости по керну понимается: 1) поверхность и плоскость трещин не согласуется с границами слоистости; 2) при поднятии на поверхность и разгрузке горного давления порода растрескивается и раскалывается на плитки и неровные куски; 3) места сколов образуются там, где в пластовых условиях горная порода находится в напряженном состоянии.

Обратимся к опыту оценки напряженного состояния массива пород, который накоплен специалистами при исследовании геомеханики горных пород, основанный на изучении дискования керна (t/d). Дискование керна (t/d) является комплексной характеристикой изучения естественного поля напряжений.



где,
 t – толщина диска, t_{min} – минимальная толщина диска,
 d – диаметр керна
 X – длина проходки с отбором керна,
 σ – величина напряжений, σ_{max} – максимальное напряжение

Рисунок 4.30 – Универсальная диаграмма определения максимальных напряжений по дискованию керна [83]

Принято оценивать хрупкость пород по способности керна раскалываться на диски. Эмпирически установлено, что способность горных пород к хрупкому разрушению и накоплению потенциальной энергии можно определить по изучению керна выбуренной породы и его способности разрушаться на диски. Сформулируем правило: чем больше напряжение, действующего в массиве пород по нормали к оси скважины, тем интенсивнее процесс образования дисков и меньше толщина дисков (t), на которые разрушается керн диаметром (d) (Рис. 4.30).

Нами ранее [109] при выделении коллекторов в баженовской свите, находящиеся в напряженном состоянии (АВПД) вводилось понятие индикатора «хрупкость».

Наличие напряженного деформированного состояния горного массива является следствием наличия тектонически напряженных зон. Важно отметить, что кривая, представленная на диаграмме определения максимального напряжения на Рисунке 4.30, является универсальной для всех типов пород.

Поэтому можем утверждать, что кривая плотности трещин ($N/1 \text{ м}$) эквивалентна понятию дискования зерна (t/d), что позволяет использовать для оценки и прогнозирования напряженных свойств среды.

Выводы

1. Для отложений в условиях АВПД характерна предрасположенность пород к растрескиванию. Данное обстоятельство доказывает тот факт, что в пластовых условиях породы находятся в напряженном состоянии в условиях критически высоких пластовых давлений.
2. Продуктивная часть разреза в условиях АВПД представляет собой коллектор с двойной пористостью в различной комбинации трещинной и поровой (матричной) составляющих.
3. Трещинная составляющая – это наиболее высокопроизводительная флюидопроводящая среда.
4. Поровая составляющая представлена средне- и низкопродуктивными классами коллекторов.

Влияние эффективного давления на сжимаемость пород средней юры

Сравнение упруго-деформационных свойств обломочных пород с их пористостью позволило установить, что в юрской части разреза широко развиты сложные типы пород-коллекторов, такие как трещинный, трещинно-поровый и смешанный.

По соотношению породообразующих минералов песчаники относятся к полевошпато-кварцевым грауваккам: процентное содержание кварца 30-35 %, полевых шпатов 30 %, обломков пород 30-35 %, слюды 3-4 %. Кварц прозрачный, бесцветный, с редкими пылеватыми включениями со следами растворения, единичные зерна окружены тонкими прерывистыми регенерационными каемками. Полевые шпаты – калишпаты и плагиоклазы изменены часто в средней степени. Обломки пород слюдисто-кремнистые, кремнистые, осадочные, эффузивные, есть кварцевые и гранитоиды. Слюда – биотит, реже мусковит. Свободные поры составляют доли процента.

Итак, по минералогическому составу коллектор состоит из породообразующих минералов, предрасположенных к сильному уплотнению и формированию плотной упаковки зерен.

Рассмотрим влияние сжимаемости на пористость и проницаемость пластов Ач и Ю₂ на примере скв. 210 (Рис. 4.31).

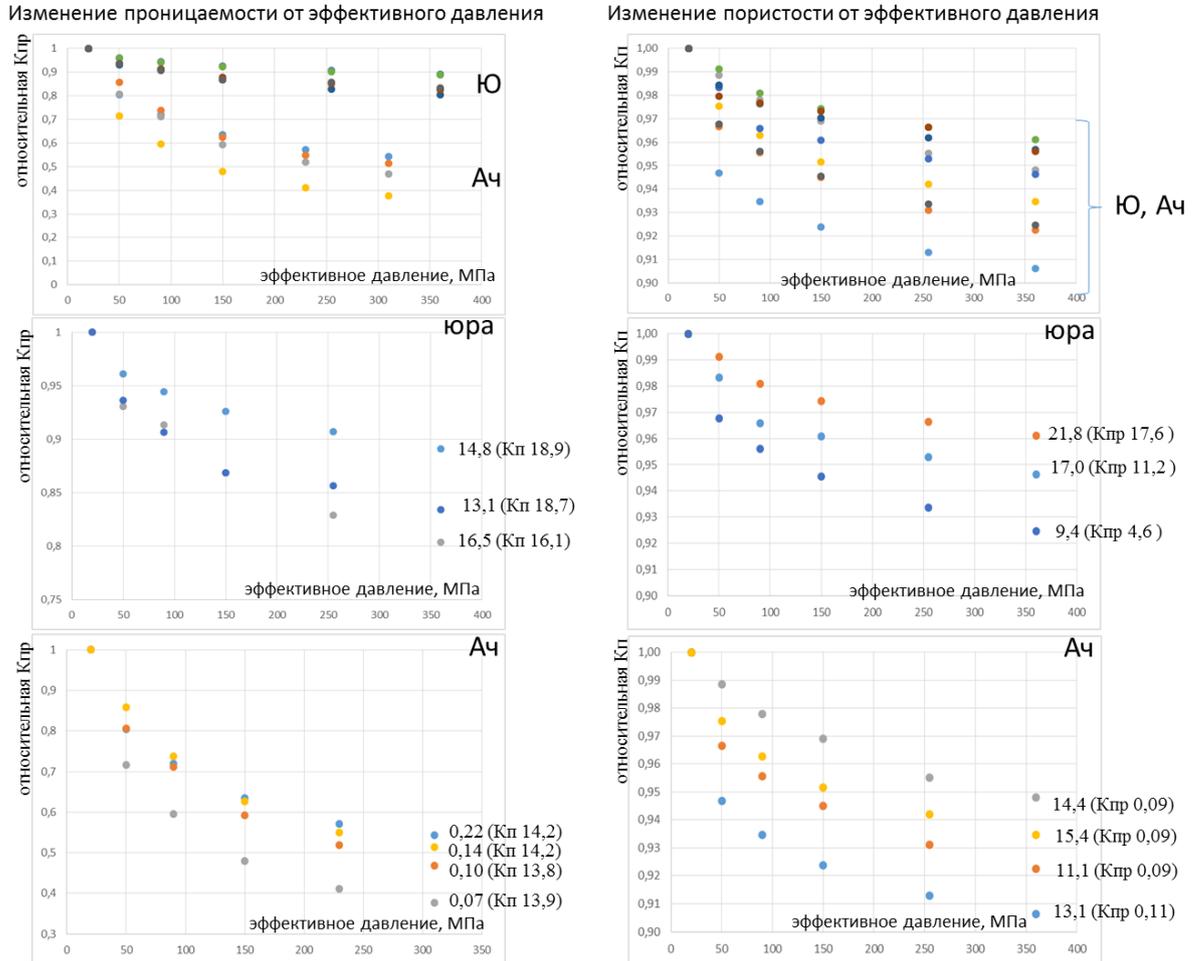


Рисунок 4.31 – Влияние сжимаемости на пористость и проницаемость пластов Ач и Ю₂ скв. 210

Влияние эффективного давления на пористость характеризуется сильной неоднозначностью. В большинстве образцов при переходе к пластовым условиям происходит снижение открытой пористости, что связано с пережатием тонких каналов, микротрещин и изоляцией пор.

Анализ влияния эффективного давления на газопроницаемость образцов керна показывает, что в низкопроницаемых породах при увеличении эффективного давления происходит пережатие наиболее мелких каналов, что приводит к нарастающему снижению проницаемости. При этом степень снижения проницаемости зависит от структурно-текстурных особенностей конкретного образца керна.

Для образцов из отложений юры и ачимовской толщи характерно различие в проявлении зависимости от эффективного давления. Наиболее хорошая дифференциация наблюдается для Кпр. Ачимовские породы подвержены более сильному сжатию, чем юрские породы.

Рекомендации по выбору местоположения проектных скважин

Нами установлено, что при выборе местоположения проектных скважин для юрской части разреза необходимо учитывать знание закономерностей распределения K_a и выделенных крупных русел с потенциально высокими ФЕС.

На Рисунке 4.32 представлена карта прогнозного распределения коэффициента аномальности с наложением контуров палеорусел в интервале отложений средней юры.

Наиболее благоприятное условие для реализации энергетического потенциала коллектора для данной территории – превышение пластового давления над гидростатическим K_a от 1,90 и выше, с учетом построенных структурной карты и карты прогнозных эффективных толщин (Рис. 4.33) [56, 152].

По данной тематике автором опубликована статья в журнале из списка ВАК [206].

4.2.2. Обоснование наклонного водонефтяного контакта (ВНК) залежей УВ как фактора латеральной миграции в интервале терригенных отложений верхней юры (Томская область)

Разработкой методики районирования и ранжирование перспективности Западно-Сибирской провинции, выбором стратегии поисков углеводородов (УВ) занимались: О. О. Абросимова, О. Г. Жеро, В. И. Исаев, А. Э. Конторович, В. А. Конторович, Ю. В. Коржов, Г. А. Лобова, Т. Е. Лунёва, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов, А. В. Ступакова, В. С. Сурков, А. А. Трофимук, Г. А. Чернова, Ю. Г. Эрвье и др.

Наунакская свита является регионально продуктивным комплексом отложений на юго-востоке Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Стратиграфически отложения датируются верхами позднего бата-оксфорда и с несогласием залегают на континентальных отложениях тюменской свиты. По литологическому составу свита разделена на нижнюю и верхнюю подсвиты. Полный разрез верхней подсвиты содержит до 4-5 песчаных пластов.

На основе изучения циклического строения толщи выделяют в ее составе три пачки – подугольная, межугольная и надугольная. Классический разрез подугольной пачки представлен регрессивными песчаными пластами $Ю_1^4$, $Ю_1^3$. На территории юго-востока Западной Сибири данные пласты объединены в группу $Ю_1^{3-4}$ и рассматриваются как единая песчаная толща.

Характерной особенностью залежей УВ в интервале рассматриваемой части разреза является негоризонтальное положение поверхности ВНК.

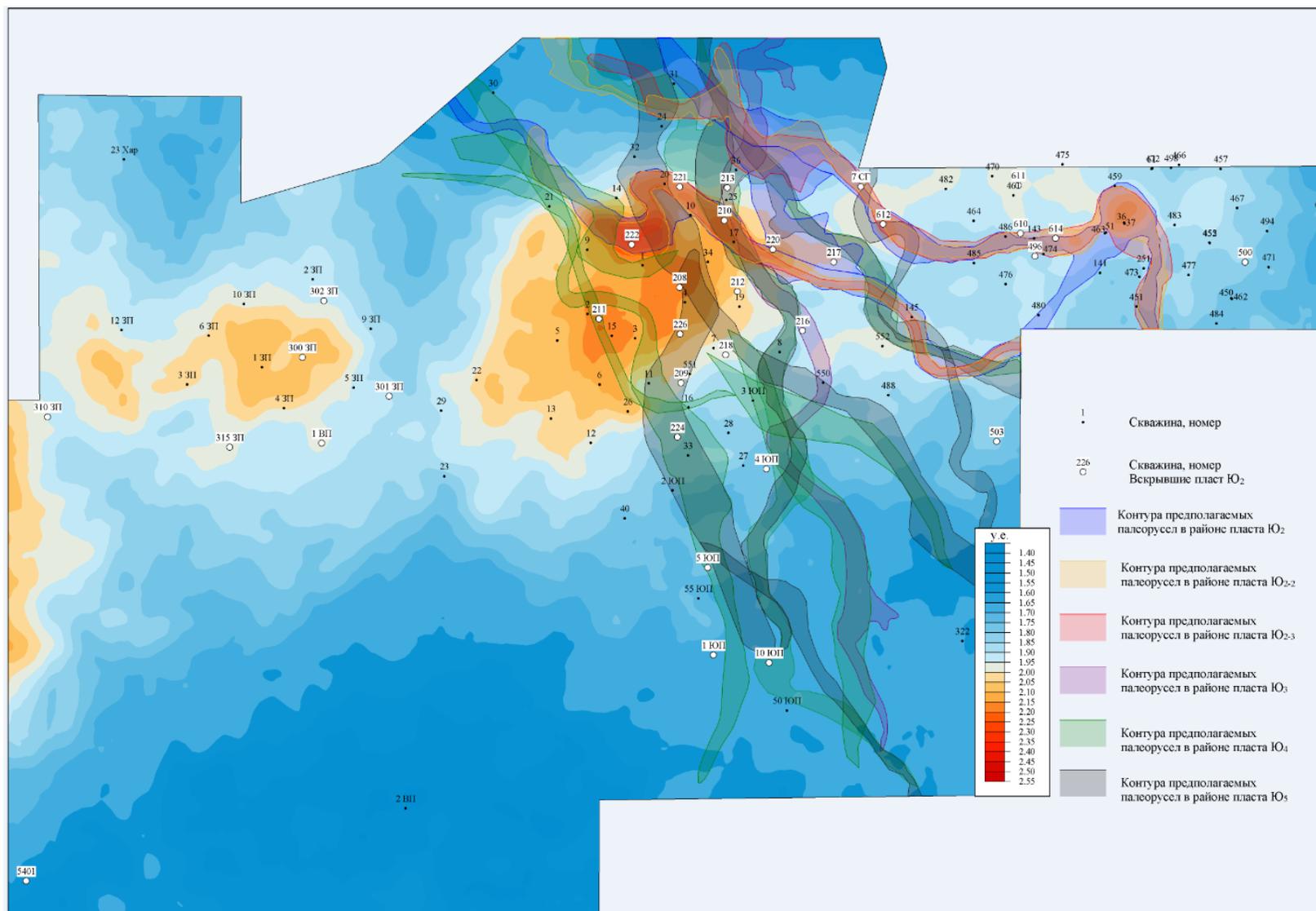
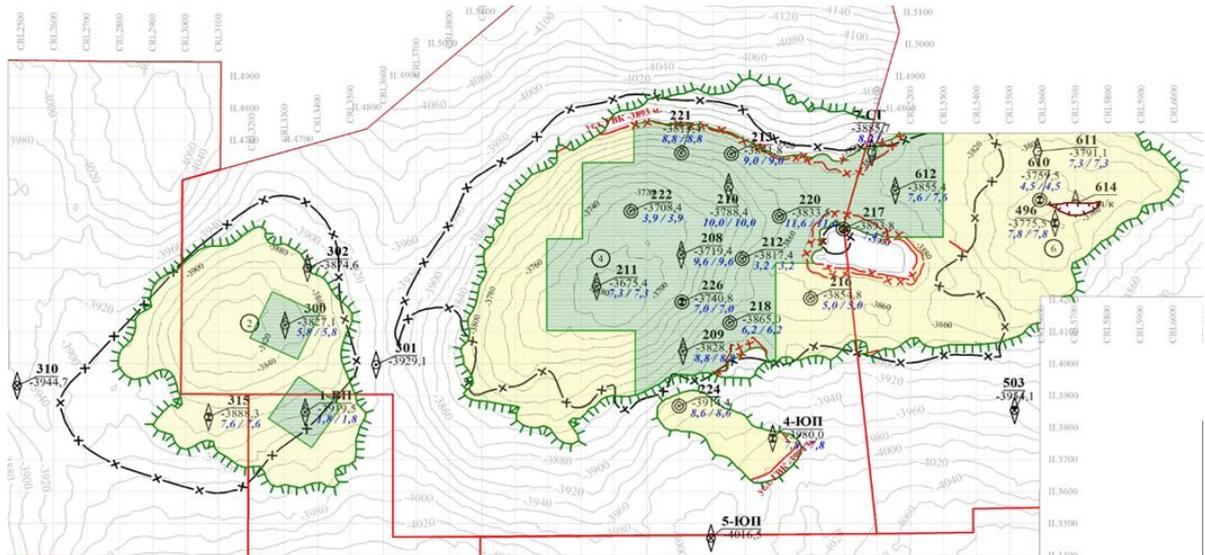
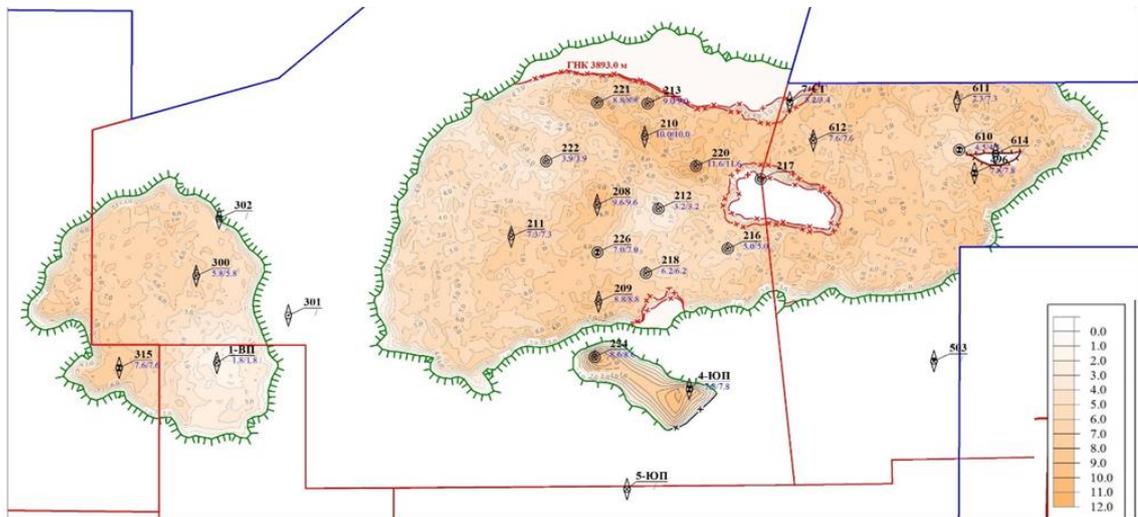


Рисунок 4.32 – Карта прогнозного коэффициента аномальности с наложением контуров палеорусел отложений средней юры

Структурная карта по кровле пласта-коллектора Ю₂Карта эффективных газонасыщенных толщин пласта-коллектора Ю₂Рисунок 4.33 – Геологическая модель залежи пласта Ю₂

Задачей исследований было изучение петрофизических факторов, которые влияют и определяют негоризонтальность межфлюидного контакта вода-нефть.

При этом целью изучения особенностей пустотного пространства продуктивного пласта Ю₁³⁻⁴ наунакской свиты является обоснование негоризонтального положения водонефтяного контакта (далее ВНК), основанное на изучении фактического кернавого материала, полученного при разбуривании одной из групп месторождений Томской области.

Для решения поставленных задач привлекались данные и результаты: макроскопического описания керна, результаты фациального анализа, гранулометрии, петрографических исследований прокрашенных шлифов, рентгеноструктурного и рентгенофазового анализов, результаты по смачиваемости пород, порометрические исследования [155].

Литологический состав и условия осадконакопления

Продуктивный пласт представлен песчаниками в разной степени глинистыми, часто алевритовыми, светло-серыми, с буроватым оттенком, тонко-мелкозернистыми, крепко сцементированными, неяснослоистыми, с редкими углисто-слюдистыми намывами, нефтенасыщенными в верхней и нижней частях, что характерно, без видимых следов нефтенасыщения и запаха УВ. Цемент глинистый, местами – глинисто-карбонатный. Характер насыщения пластов определяется на основе первичного описания керна, в процессе которого возможно установить наличие запаха, что говорит о присутствии в породе УВ легких фракций, а также по фотоснимкам керна в ультрафиолетовом свете, на которых отражается характерное свечение УВ нефтяного ряда в желтовато-зеленых тонах (Рис. 4.34).



Рисунок 4.34 – Наличие УФ-свечения, характерного для УВ нефтяного ряда. (Керн скв. 393, инт. 2665 – 2683,6 м в дневном и ультрафиолетовом свете)

Можно предложить, что терригенные отложения продуктивной части разреза имели относительно однородное распределение ФЕС по разрезу и по простиранию, обусловленное идентичными условиями осадконакопления. При этом отметим, что в разрезе ряда скважин мы наблюдаем скачкообразное снижение коэффициента проницаемости продуктивных отложений в непосредственной близости уровня ВНК при сохранении значений коэффициента открытой пористости. Наиболее представительным в этом отношении является разрез скважины 393 (Рис. 4.35). При сравнимых значениях коэффициента открытой пористости ($K_{по}$) в интервале пласта в пределах 12-15 % (в среднем 13,8 %) значение коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) изменяется на порядок: от 10-50 мД в нефтенасыщенной части пласта до 0,2-1 мД в водонасыщенной части.

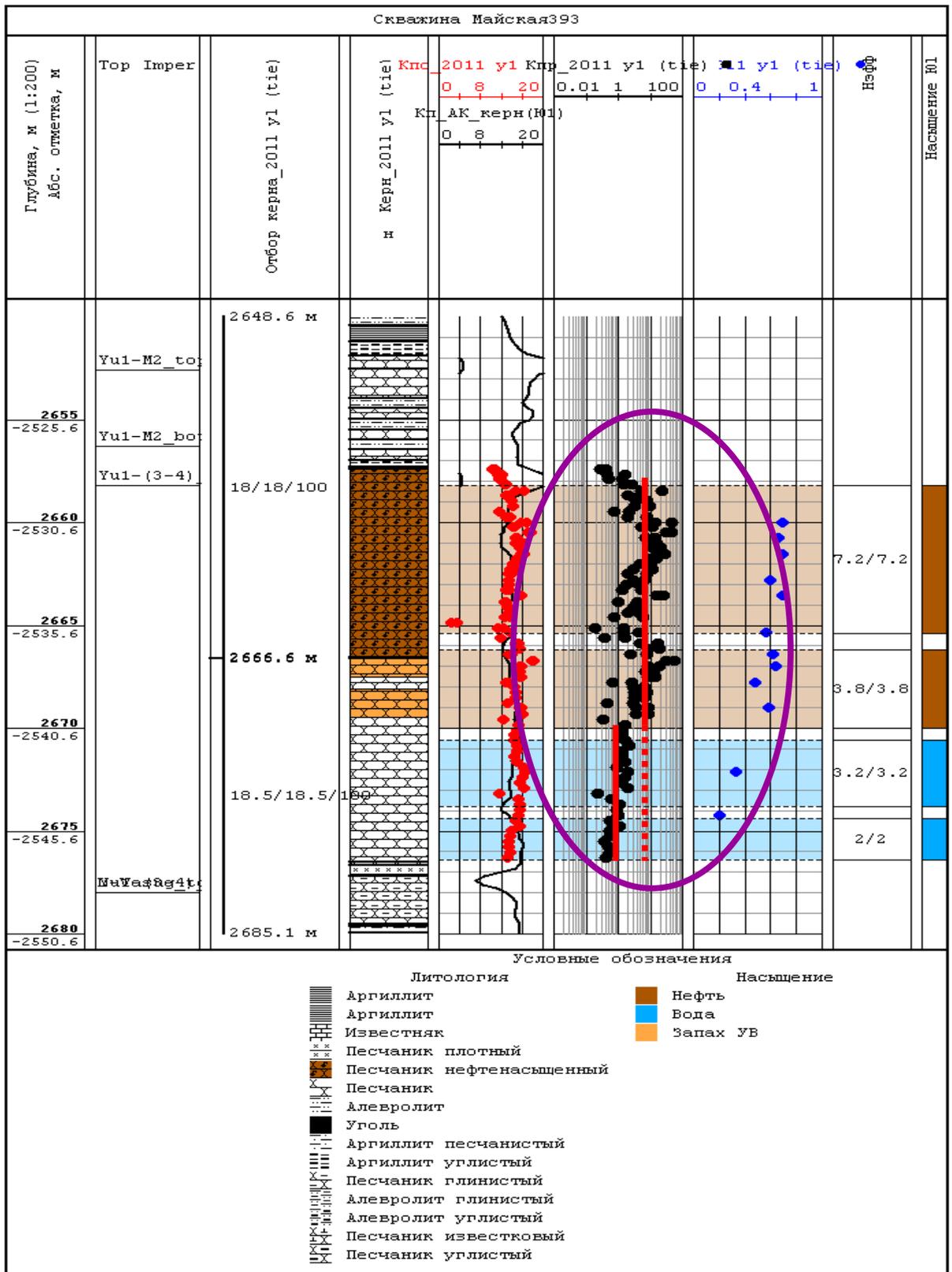


Рисунок 4.35 – Геолого-геофизическая характеристика разреза скважины 393

Пунктирная линия – тренд средней проницаемости в водонасыщенной части до формирования залежи и ВНК. Красными линиями обозначены тренды средней проницаемости по глубине.

Петрографический и минеральный составы

Для изучения петрографического и минерального состава продуктивных отложений использовалось описание и фото прокрашенных шлифов, результаты рентгенофазового анализа и исследования смачиваемости пород.

В шлифах породы продуктивного пласта охарактеризованы как песчаники от средне- до тонкозернистых, с различной примесью алевритового материала, по составу представляют собой полевошпат-кварцевые и кварц-полевошпатовые граувакки с глинистым (гидрослюдисто-каолинитовым, хлоритовым), реже карбонатным цементом.

Можно констатировать, что наблюдается тенденция снижения значения $K_{пр}$ с увеличением доли гидрослюдистых минералов в составе глинистого цемента.

В разрезе скважины 397, керн которой характеризует исключительно нефтенасыщенную часть продуктивного пласта, при анализе рентгеноструктурных данных глинистой составляющей породы также наблюдается общая тенденция к снижению проницаемости при увеличении доли иллита (гидрослюдистый минерал) в составе глинистого цемента (Табл. 4.3).

Таблица 4.3 – Интерпретация рентгеновских дифрактограмм образцов керна скв. 397Р.
Анализ глинистой составляющей керна из нефтенасыщенной части пласта

№ п/п	Номер образца	Глубина отбора, м	Фазовый состав (в порядке убывания фазы)			Кпр	
			Глинистые минералы				Прочие минералы
			Каолинит	Иллит	Хлорит		
1	725-08	2770,23	60	18	22	Кварц, альбит, КПШ, мусковит, кальцит	31,01
2	А	2772,71	30	45	25	Кварц, альбит КПШ, мусковит	0
3	741-08	2773,27	49	27	24	Кварц, альбит, КПШ, мусковит, кальцит	1,00
4	749-08	2775,37	52	20	28	Кварц, альбит, КПШ, мусковит	4,31
5	757-08	2776,93	59	16	25	Кварц, альбит, КПШ, мусковит, кальцит	6,00

Таким образом, в водонасыщенной части и вблизи ВНК наблюдается увеличение содержания гидрослюды в составе глинистого цемента, помимо этого отмечается увеличение степени измененности полевых шпатов в составе обломочной части (ОАО «ТомскНИПИнефть»

ВНК», 2006) и, как следствие, ухудшение фильтрационных свойств породы.

Гидроslюдистые минералы являются продуктом превращения ПШ в каолинит [20], что подтверждает взаимосвязь между увеличением содержания гидроslюд в цементе и степенью измененности ПШ. Тенденция значительного, часто значимого, снижения $K_{пр}$ с увеличением содержания гидроslюд в цементе при незначительном изменении открытой пористости породы отмечалась еще ранее [339]. Это явление можно объяснить формированием пленки гидроslюд вокруг обломочных зерен, связанное с вторичными изменениями в полевых шпатах (гидроslюдизация, пелитизация, серицитизация) и переходу каолинита в гидроslюды в процессе катагенеза, что приводит к закупорке соединительных межпоровых каналов. В то же время формирование пленки гидроslюд незначительно изменяет объем пустотного пространства, что не отражается на изменении $K_{по}$ [20, 332, 339].

Влияние содержания гидроslюд в глинистом цементе и ПШ в составе обломочной части на ФЕС породы отметили Л. М. Дороголицкая и В. В. Пестов (2002 г.). Они установили, что с увеличением содержания гидроslюд и ПШ закономерно уменьшается так называемый индикатор гидравлической единицы FZI (Flow Zone Indicator), представляющий собой «элементарный объем породы, внутри которого геологические и петрофизические свойства взаимно согласованы и предсказуемо отличны от других пород».

По данным Р. С. Сахибгареева (1989 г.) существует и обратная взаимосвязь – гидроslюды развиваются по глинистому цементу в наименее проницаемых разностях, к высокопроницаемым породам же приурочена каолинизация глинистого цемента.

Исследования смачиваемости пород

На примере скважины 572 (Табл. 4.4) можно отметить, что наряду с увеличением содержания гидроslюд в глинистом цементе наблюдается улучшение смачиваемости пород коллектора: от значения 0,42, что характеризует промежуточную смачиваемость, до значения 0,94, что однозначно свидетельствует о гидрофильности коллектора.

По данным В. И. Осипова (1989 г.) толщина пленки адсорбционной воды увеличивается в ряду глинистых минералов: пиррофиллит > каолинит > биотит > мусковит > гидроslюды > монтмориллонит. Можно сделать вывод о том, что именно наличие гидроslюд в межпоровых каналах влияет на снижение фильтрационных свойств в связи с тем, что пленка гидроslюдистых минералов не только закупоривает соединительные каналы, но и формирует значительный слой адсорбционной прочносвязанной воды, которая значительно уменьшает свободное сечение межпоровых каналов. Этим объясняется резкое снижение проницаемости, в то время как объем открытых пор меняется незначительно [192].

Таблица 4.4 – Результаты исследования смачиваемости пород скв. 572

№ образца	Глубина по керну	Пласт	Литологическое описание	Показатель смачиваемости (М)	Характеристика поверхности пород
8841	2681,10	Ю ₁ ²	Песчаник светло-серый м/з алевритистый с глинистым цементом однородный	0,42	Промежуточная смачиваемость
8842	2681,93	Ю ₁ ²	Песчаник светло-серый м/з алевритистый с глинистым цементом однородный	0,53	Промежуточная смачиваемость
8845	2683,98	Ю ₁ ³⁻⁴	Песчаник светло-серый м/з алевритистый с глинистым цементом однородный	0,79	Преимущественно гидрофильная
8852	2684,49	Ю ₁ ³⁻⁴	Песчаник светло-серый м/з алевритистый с глинистым цементом однородный	0,94	Гидрофильная

Примечание: Образцы отобраны из нефтенасыщенной части пласта, образец № 8852 – вблизи ВНК.

Характеристика пустотного пространства

Изучить и проанализировать характеристики пустотного пространства продуктивного пласта позволяют результаты порометрических исследований, графики распределения рабочих пор по размерам и капиллярные исследования. Песчаники продуктивного пласта Ю₁³⁻⁴ относятся к коллекторам порового типа. Устанавливается прямая взаимосвязь между характеристиками пустотного пространства и фильтрационными свойствами породы на примере образцов скважины 393 (Рис. 4.3б): образцы пород, охарактеризованные преобладанием более крупных поровых каналов ($mod=8$ мкм), обладают большей проницаемостью. Образцы отобраны из нефтенасыщенной части, образец № 1292 – вблизи ВНК.

Порометрические исследования керна скважины 392 (Рис. 4.37) показывают, что образцы, отобранные в нефтенасыщенной части пласта (№№ 753-770), преимущественно характеризуются преобладанием более крупных поровых каналов ($mod=4$ мкм), образцы, отобранные вблизи ВНК и из водонасыщенной части пласта (№№ 784-796), охарактеризованы преобладанием поровых каналов меньшего радиуса ($mod=2$ мкм).

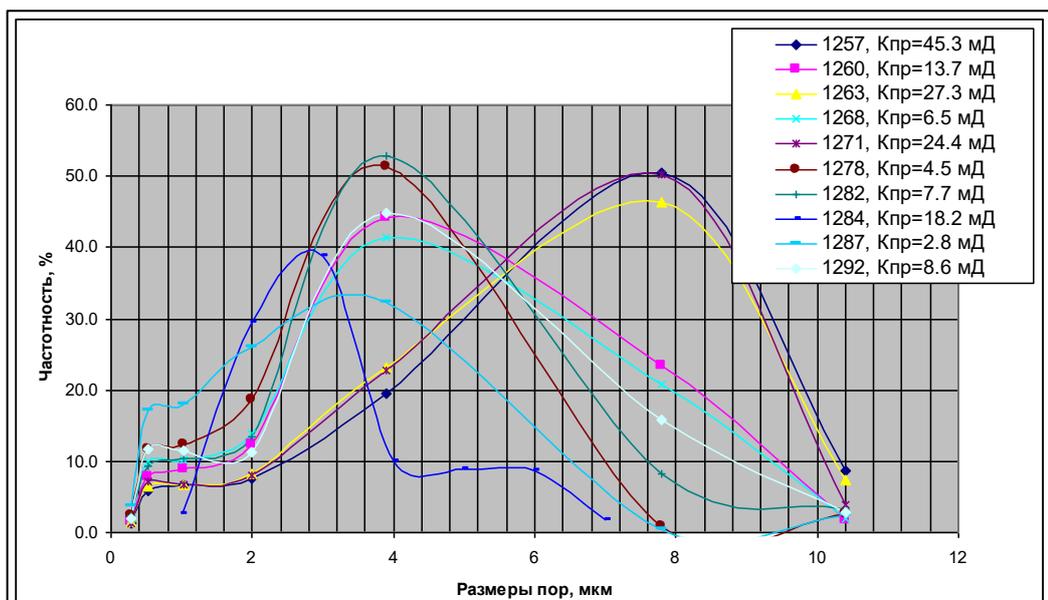


Рисунок 4.36 – Графики распределения пор по размерам в коллекторах скв. 393

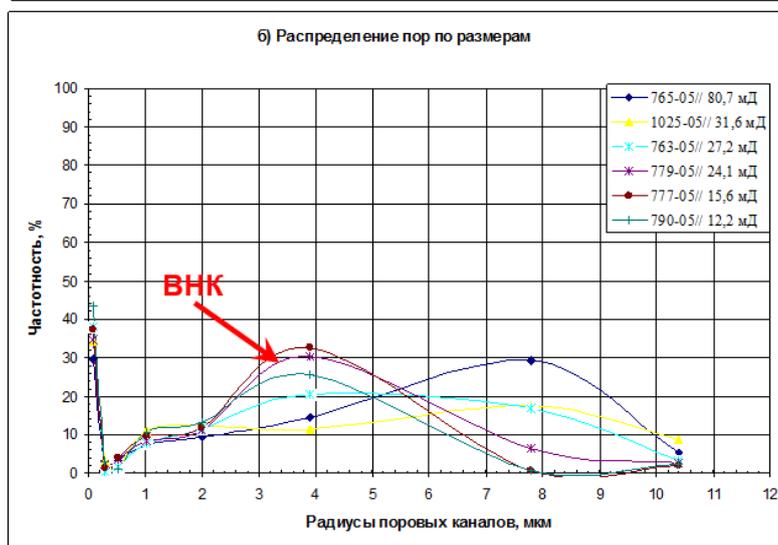


Рисунок 4.37 – Графики распределения пор по размерам в коллекторах скв. 392

Следы древней стабилизации ВНК

В разрезе продуктивного пласта в ряде скважин встречаются маломощные карбонатные пропластки, разделяющие нефтенасыщенную и водонасыщенную части продуктивного пласта (Рис. 4.38).

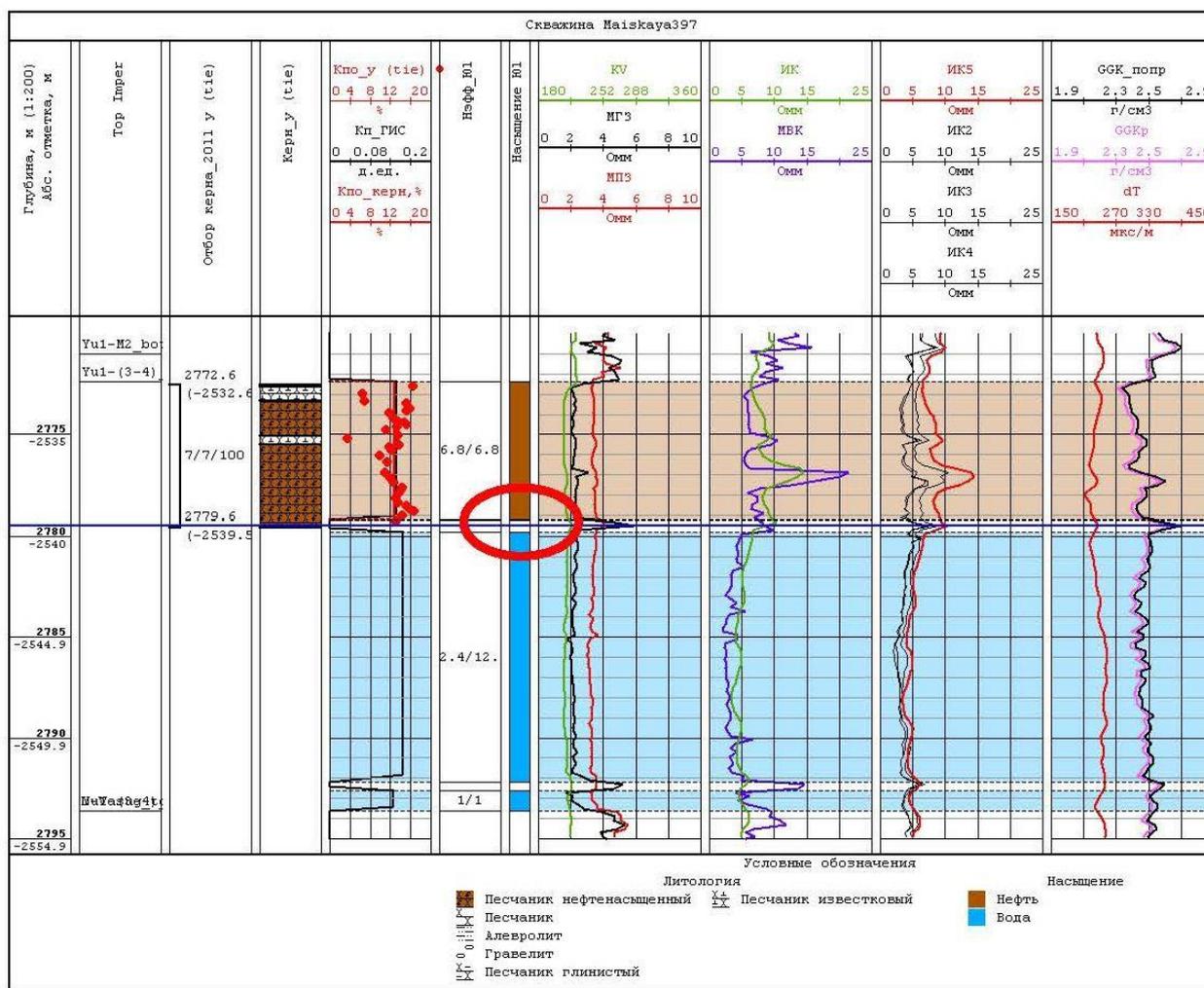


Рисунок 4.38 – Геолого-геофизическая характеристика скв. 397

Поскольку продуктивный пласт Ю₁³⁻⁴ является единым геологическим телом и при его формировании условия осадконакопления существенно не менялись, можно сделать вывод о том, что эти пропластки сформировались в результате наложенной карбонатизации в зоне стабилизации ВНК. Выпадение аутигенного кальцита вдоль поверхности ВНК было отмечено еще К. Б. Ашировым (1959 г.).

В результате проводимых исследований, можно сделать вывод о том, что после формирования залежи УВ в нефтенасыщенной части, в зоне ВНК и в водонасыщенной части

продуктивного пласта $Ю_1^{3-4}$ протекали разнонаправленные гидрохимические процессы. В нефтенасыщенной части пласта гидрохимические процессы и аутигенное минералообразование приостановились в силу «консервирующих» свойств УВ и их химической инертностью в поровой среде. Степень эпигенетических изменений в пределах этой части пласта отражает степень катагенетической преобразованности пород на время формирования залежи.

В водонасыщенной же части, в особенности вблизи ВНК, гидрохимические процессы протекали более активно. На границе контакта вода-нефть происходило активное формирование аутигенных минералов вследствие образования химически агрессивных органических соединений при реакции между пластовыми водами и компонентами нефти. В результате, с одной стороны, разложения ПШ и гидрослюдизации каолинитового цемента формировался пленочный и порово-пленочный гидрослюдистый цемент, усиливший гидрофильность породы и сокративший свободный радиус межпоровых каналов (Рис. 4.39).

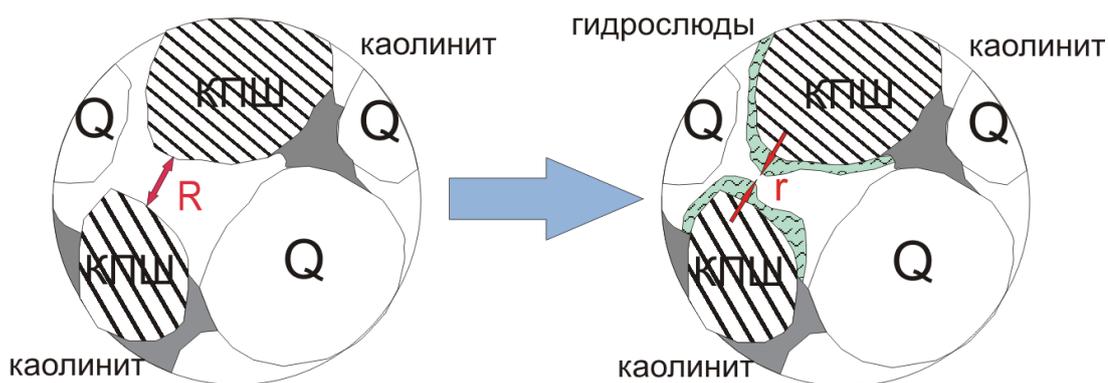


Рисунок 4.39 – Изменение свободного сечения межпоровых каналов при незначительном изменении объема пустотного пространства в результате образования пленки гидрослюды ($R \gg r$)

С другой стороны, отмечаются маломощные карбонатизированные пропластки в продуктивной части разреза, формирование которых можно объяснить лишь вторичными наложенными процессами, происходившими в периоды стабилизации уровня ВНК.

Негоризонтальность поверхности ВНК, следовательно, можно объяснить наложением двух факторов: аутигенным минералообразованием (в том числе вторичной карбонатизацией) и тектонической историей развития территории (Рис. 4.40).

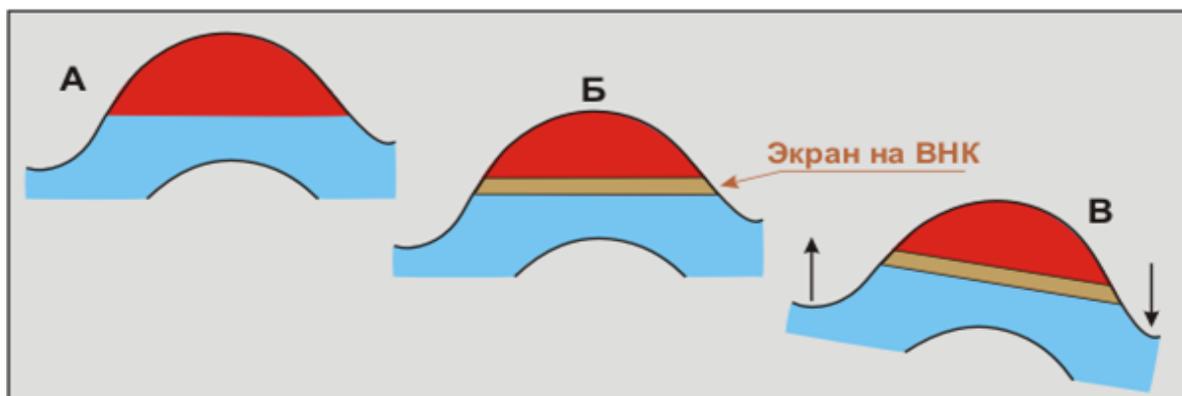


Рисунок 4.40 – Схема формирования наклонного ВНК в результате вторичной цементации, запечатывания залежи и дальнейших тектонических подвижек (Фролов С. В., 2010 г.)

В конечном итоге, можно сделать следующие выводы:

- на границе контакта вода-нефть происходит формирование прослоев с *вторичным кальцитовым цементом*;
- в нефтенасыщенной части пласта отсутствуют *минеральные новообразования* (Рис. 4.41);
- в водонасыщенной части пласта формируются *аутигенные гидрослюды*, уменьшающие свободное сечение поровых каналов и, в конечном итоге, снижающие проницаемость породы (Рис. 4.41).

Изменение минералов группы смектита (монтмориллонит)



Рисунок 4.41 – Схема минералообразования в нефте- и водонасыщенных зонах

На Рисунке 4.42 приведена общая схема процессов, происходящих при стабилизации поверхности ВНК, где показано формирование зоны цементации на контакте и образование аутигенных гидрослюд в водонасыщенной части продуктивного пласта.

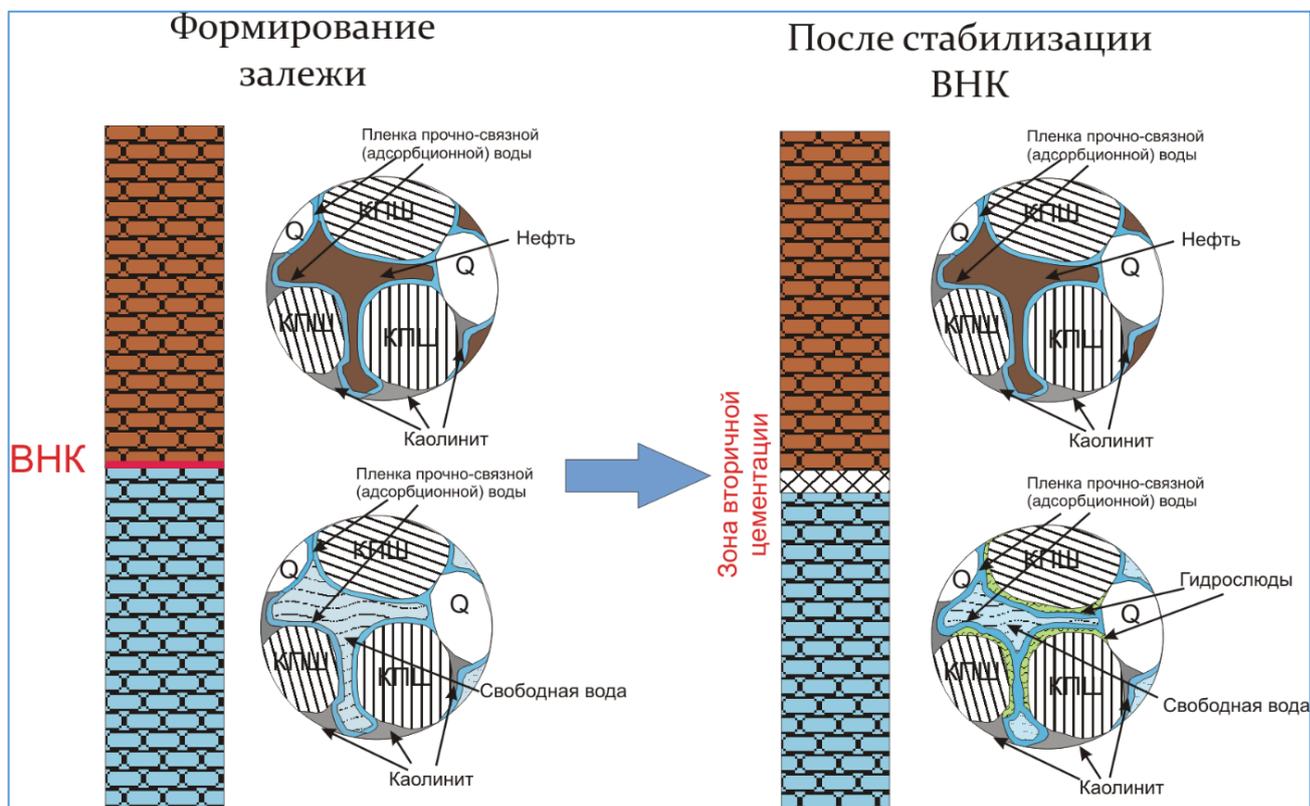


Рисунок 4.42 – Общая схема процессов, происходящих при стабилизации ВНК: формирование зоны цементации на контакте и образование аутигенных гидрослюд в водонасыщенной части продуктивного пласта

Анализ фотографий керна в ультрафиолетовом свете

Определить характер насыщения керна возможно различными способами. Одним из самых достоверных способов является визуальное изучение вынесенного из скважины керна, которое дает возможность оценить цвет породы и отметить признаки присутствия углеводородов (УВ) в породе: характерный запах, коричневатый оттенок за счет нефтенасыщения и выпотов нефти.

Оценить характер насыщения продуктивных отложений можно, используя анализ и сопоставление керна в дневном и ультрафиолетовом (УФ) свете. Наиболее показательным является изучение фотографий керна в УФ-свете. Благодаря способности УВ люминесцировать в видимой части спектра под воздействием УФ-излучения, появилась возможность оценить

степень насыщения и приблизительный групповой состав нефти, поскольку различные группы соединений в ее составе имеют разный цвет люминесценции (Рис. 4.43).



Рисунок 4.43 – Типы свечения нефтей различного группового состава (Гончаров И. В.)

Изучение люминесценции УВ при УФ-облучении позволяет обнаружить малые концентрации УВ в породе, когда при дневном освещении это сделать затруднительно.

Помимо определения присутствия в породе УВ при УФ-облучении возможно обнаружить карбонатизацию, так как карбонатные минералы также имеют свойство люминесцировать в желтовато-оранжевых тонах.

Опираясь на анализ фотографий керна, выполненных в УФ-свете, представляется возможным уточнить положение водонефтяного контакта (ВНК) в том случае, когда существует неопределенность и неоднозначность.

На примере скважин группы месторождений Томской области продемонстрируем оценку характера насыщения в коллекторе васюганской свиты и сопоставим с данными, полученными в результате интерпретации каротажа (Рис. 4.44).

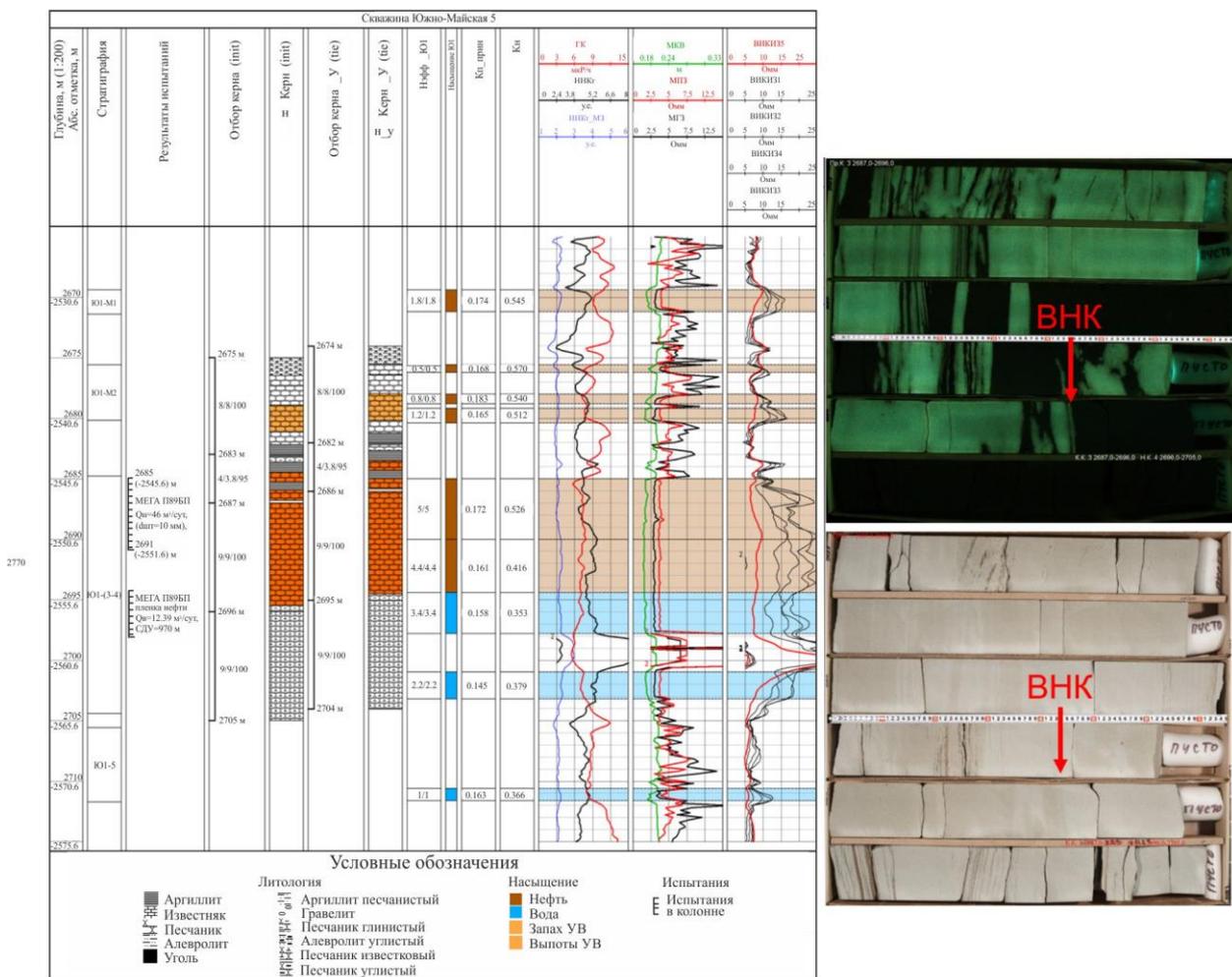


Рисунок 4.44 – Положение ВНК в скважине 5, определенное в результате интерпретации ГИС и по фотографиям керн в УФ-свете

При анализе фотографии керн в УФ-свете, обращает на себя внимание то, что в некоторых скважинах наблюдается слоистый характер насыщения – в скважинах 5, 400, 409, 568, 569 и 572. В скважинах 393 и 397 отмечается относительно равномерное свечение в УФ-излучении, а, следовательно, и равномерный характер нефтенасыщения. Сопоставив это с картой поверхности ВНК месторождения (Рис. 4.45), где можно увидеть, что скважины с равномерным нефтенасыщением по керну тяготеют к северо-западной части месторождения, а скважины с послойным нефтенасыщением – к юго-восточной, что в целом коррелируется с направлением наклона поверхности ВНК. Наклон поверхности ВНК свидетельствует о направлении вторичной миграции углеводородов с юго-востока на северо-запад.

Все это может указывать на то, что ВНК месторождения в данный момент находится в нестабильном состоянии, в стадии формирования: миграционные потоки углеводородов направлены в юго-западном направлении, а слоистый характер насыщения керн из скважин свидетельствует о струйном характере заполнения залежи (Рис. 4.46, 4.47).

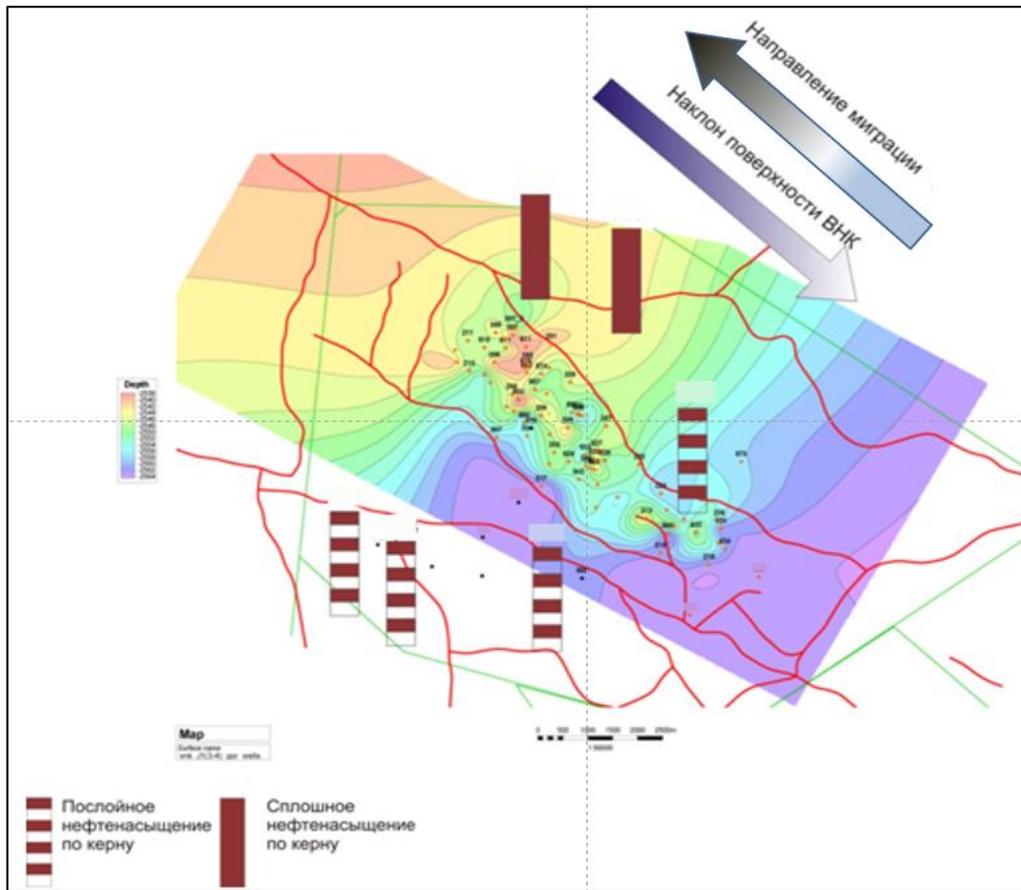


Рисунок 4.45 – Карта поверхности ВНК месторождения

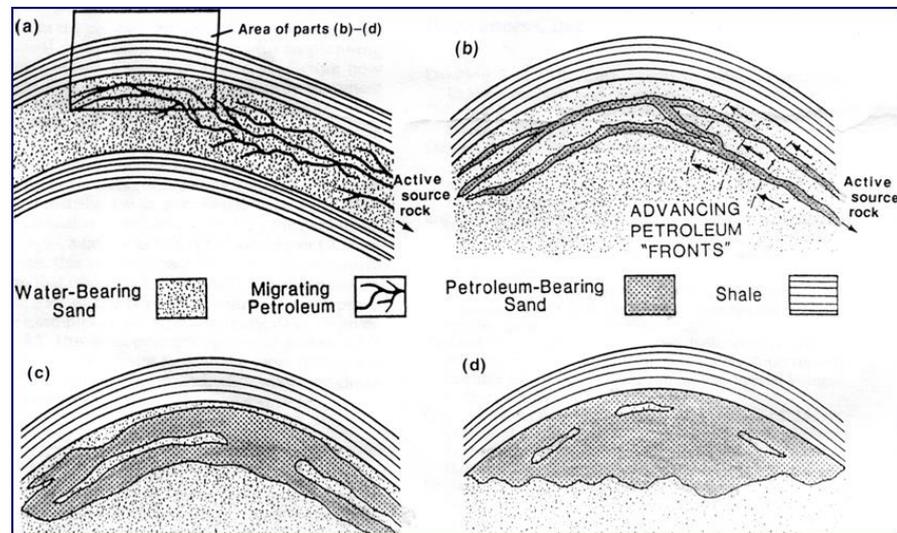


Рисунок 4.46 – Стадии заполнения антиклинальной ловушки в процессе струйной вторичной миграции (по Р. Коллинзу)

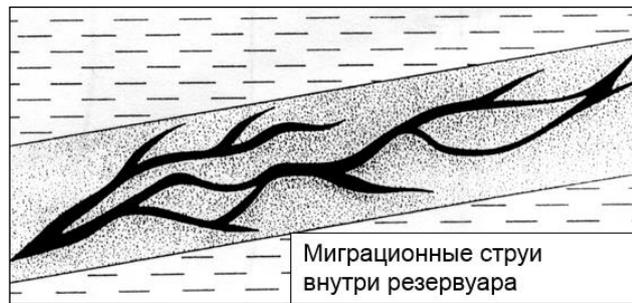


Рисунок 4.47 – Миграционные струи УВ внутри резервуара

Подобный характер миграции и заполнения ловушки объясняется туннельным эффектом при движении в пористой среде двух несмешивающихся жидкостей (Р. Коллинз). В процессе формирования нефтяной залежи при вытеснении нефтью воды из ловушки, нефть занимает первоначально самые крупные поры и каналы, поскольку водонасыщенный коллектор первоначально является гидрофильным и плохо смачивается нефтью.

В пределах этих каналов достигается насыщение, необходимое для движения нефти в свободной фазе: последующим «порциям» мигрирующей нефти энергетически выгоднее двигаться по участкам породы, ранее смоченными нефтью. Заполнение залежи происходит в дальнейшем за счет расширения этих каналов до того момента, пока не наступит гидродинамическое равновесие в пористой среде и уровень ВНК не стабилизируется.

Итак, обширная коллекция представительных фотографий керна в УФ-свете позволила подтвердить тот факт, что нефть мигрирует в коллекторе в виде разветвленной системы струй. При совместном движении несмешивающихся флюидов каждый находит себе устойчивый канал (туннельный эффект Р. Коллинза). Только в пределах этих каналов достигается насыщение, необходимое для перемещения в непрерывной фазе (в виде струй). Наиболее крупные поры занимает нефть.

Таким образом, мы считаем, что наклонный (негоризонтальный) уровень водонефтяного контакта залежей УВ образуется как результат изменения структуры порового пространства, что является следствием диагенетических изменений, избирательно происходивших в водонасыщенной и нефтенасыщенной частях залежи [182, 417]. Поэтому считаем необходимым внедрять в практику работы по подсчету запасов геологические модели, основанные на учете негоризонтального положения поверхности ВНК. Необходимо признать тот факт, что на сегодня накопилось достаточное количество геолого-геофизических аргументов и доказательств в пользу нестабильного (метастабильного) положения ВНК, который представляет собой переслаивание насыщения вода-нефть по вертикали, что также необходимо учитывать при подсчете запасов и гидродинамическом моделировании.

По данной тематике автором опубликована статья [285].

4.2.3. Выделение зон различной продуктивности залежи баженовской свиты и доюрского комплекса на основе комплексного подхода к анализу геолого-геофизических данных (на примере Средне-Назымского месторождения Западной Сибири)

В главе представлены результаты исследовательской работы по изучению перспектив нефтегазоносности и зонирование по продуктивности ранее открытых залежей УВ в отложениях баженовской свиты и ДЮК (доюрского комплекса) Средне-Назымского месторождения на основе комплексирования геолого-геофизических данных. В 2013 г. автор с коллективом сотрудников проводил исследования, по результатам которых стало возможным выполнить анализ эффективности выданных рекомендаций и принятых в работе методических решений.

По результатам выполненных исследований автором сделаны публикации как в специализированных журналах, рекомендованных ВАК [231, 271, 295, 298, 337, 346, 355], так и на конференциях EAGE [101, 215, 273, 290, 347].

Практический интерес к изучению сложнопостроенных и трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в последние годы увеличился. Изучением особенностей нефтегазоносности рассматриваемых отложений успешно занимались Ф. Г. Гурари, В. М. Добрынин, Ю. Н. Карогодин, Т. Т. Клубова, И. И. Нестеров, А. А. Трофимук, А. Э. Конторович, А. А. Нежданов, К. Н. Кунин, Н. К. Курышова (2004 г.), А. И. Цепляева (2018 г.), Г. А. Калмыков, Н. С. Балущкина (2016, 2017 гг.), В. Д. Немова (2017 г.), В. Н. Бородкин (2021, 2021 гг.) и др.

Средне-Назымская площадь занимает промежуточное положение между Краснolenинской и Фроловской НГО. Перспективы нефтегазоносности Средне-Назымского месторождения связаны с комплексом доюрского фундамента, отложениями юрского и мелового возрастов, продуктивность которых доказана и на соседних месторождениях. Этаж нефтеносности достигает 935 м.

Доюрский комплекс

Литологический состав доюрских образований Средне-Назымской площади: эффузивы кислого и среднего составов, порфириты, кремнисто-глинистые сланцы, каолинизированная и хлоритизированная кора выветривания, метапесчаники и метасланцы. По литологическому составу отложения ДЮК данной площади очень схожи с продуктивными отложениями Рогожниковского и Северо-Рогожниковского месторождений с доказанной продуктивностью вулканогенно-осадочной толщи пермо-триасового возраста. По результатам изучения кернового материала установлено, что отложения верхней части ДЮК Рогожниковского месторождения

сложены вулканическими породами пермо-триаса (Архипов и др., 2009 г.).

Для изучения особенностей строения необходимо выполнить интерпретацию сейсмической картины в интервале ДЮК с целью выявления и распознавания интрузивных тел [271]. Как известно, тектоническая активизация пермо-триасового возраста сопровождалась внедрением интрузивов различного состава. На Рисунке 4.48 представлены сейсмические образы основных, наиболее часто встречаемых, интрузивных тел.

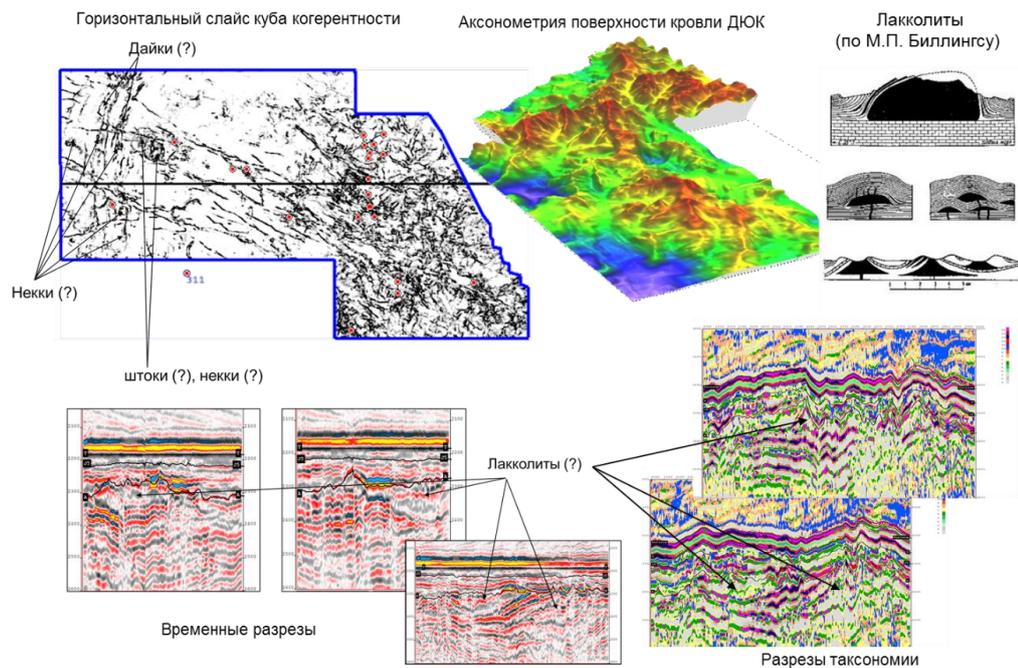
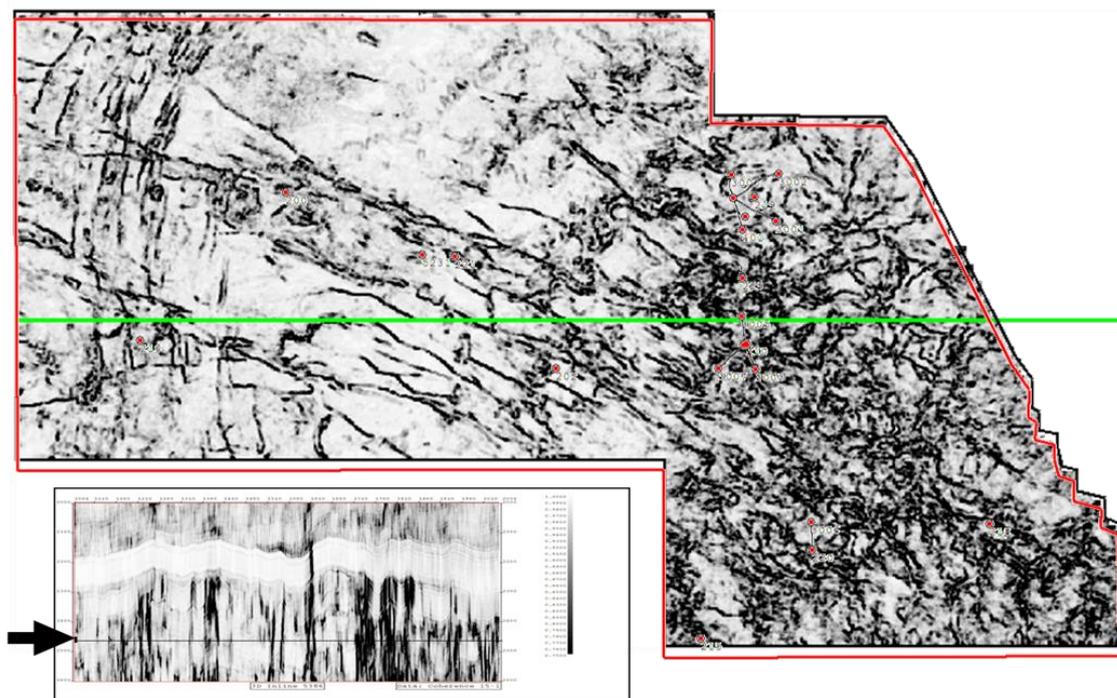


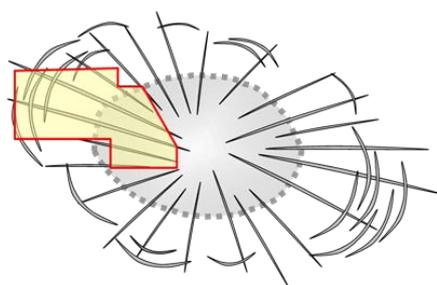
Рисунок 4.48 – Распознавание интрузивных тел по сейсмическим данным

Отдельным важным моментом исследования является анализ дизъюнктивной тектоники.

Анализ куба когерентности позволяет выявить смену направленности дизъюнктивных нарушений внутри отложений ДЮК [271]. При этом в восточной части площади плотность и конфигурация нарушений существенно отличаются от западной части. Примечательно, что с глубиной количество и плотность нарушений увеличивается. Интересным фактом является наличие выявленные линейных зон нарушений северо-западного направления, прослеживаемых в западной части площади, и пересекающие их в субмеридиональном направлении нарушения, образующие в плане кольцевую структуру. Модель, объясняющая возникновение подобных нарушений, приведена на Рисунке 4.49.



Горизонтальный срез куба когерентности на уровне 2464 мс



Сейсмогеологическая интерпретация

Рисунок 4.49 – Интерпретационная сейсмогеологическая модель ДЮОК

Считаем, что внедрение тела интрузии привело к деформации вулканогенно-осадочных отложений с формированием специфической конфигурации разломов. Отложения комплекса сильно деформированы и прорваны интрузивными телами. Кроме того, на срезах куба когерентности в интервале отложений неокома выявлены трещины скола, которые формируются в условиях сдвиговых деформаций.

Мы рассматриваем современную поверхность ДЮОК как результат наложенного воздействия флювиогляциальных процессов на вулканогенно-осадочную толщу пермо-триаса.

Скважина 229 – первооткрывательница залежи в ДЮОК. При испытании интервала 2940-2984 м получен фонтанный приток нефти дебитом 117 м³/сут на штуцере 8 мм. Верхние дыры перфорации находятся на 75 м ниже кровли ДЮОК. Скважина введена в пробную эксплуатацию в 2012 г. На 01.09.2015 г. было отобрано 64 тыс. т. нефти, средний дебит при этом составил 80 м³/сут.

После бурения скв. 229 компанией-недропользователем были пробурены еще 3 скважины

(скв. 101, 230, 231) с целью вскрытия отложений ДЮК. В скв. 230 при испытании в эксплуатационной колонне получен фонтан нефти с дебитом $16 \text{ м}^3/\text{сут}$ из пластов K_6-K_7 (индексация отложений ДЮК). В скв. 101 получен фонтанный приток нефти дебитом $20 \text{ м}^3/\text{сут}$ из пласта K_0 . Скважина находится в эксплуатации. Скважина 231 вскрыла нефтенасыщенные вулканогенно-осадочные отложения, проницаемые по данным ГИС и ГДК-ОПК.

Все скважины были пробурены после выдачи рекомендаций и результирующих материалов.

Методика и результаты районирования перспективности отложений ДЮК

Технология работы по выявлению особенностей строения перспективных объектов/зон и прогнозированию нетрадиционных коллекторов в интервале ДЮК включает в себя:

1. безэталонную типизацию сейсмического куба 3D;
2. анализ интервальных скоростей ПРО (параметрическая развертка отражений) в интервале отложений верхней части ДЮК;
3. комплексирование геолого-геофизических данных с целью вероятностного прогнозирования перспективных зон.

На первом этапе были рассчитаны и построены кубы типизации в интервале разреза от ОГ А до времени 2600 мс, что позволило изучить особенности строения ДЮК. В качестве входной информации для проведения расчетов использовался следующий набор сейсмических кубов-атрибутов: куб полосовой фильтрации с параметрами 10-15-40-45 Гц; куб мгновенных амплитуд и частот (преобразование Гильберта); куб когерентной фильтрации с параметрами 5 каналов/трасс 7 направлений; исходный временной сейсмический куб между горизонтом А и константным временем 2600 мс.

Результаты расчетов кубов типизации в районе скважины 229 представлены на Рисунке 4.50, что позволило более детально изучить строение ДЮК.

Вертикальное сечение разреза по кубам безэталонной классификации и таксономии позволило привязать к продуктивному интервалу разреза классы/таксоны и построить схему прогнозного распределения временных толщин информативных сейсмических классов 5 и 7. Обратим внимание на наличие тектонической раздробленности вулканогенно-осадочной толщи.

Исследования, выполненные З. Я. Сердюк, Л. И. Зубаревой (2004 г.), позволили изучить зависимость между собой петрофизических свойств различных типов доюрских пород.

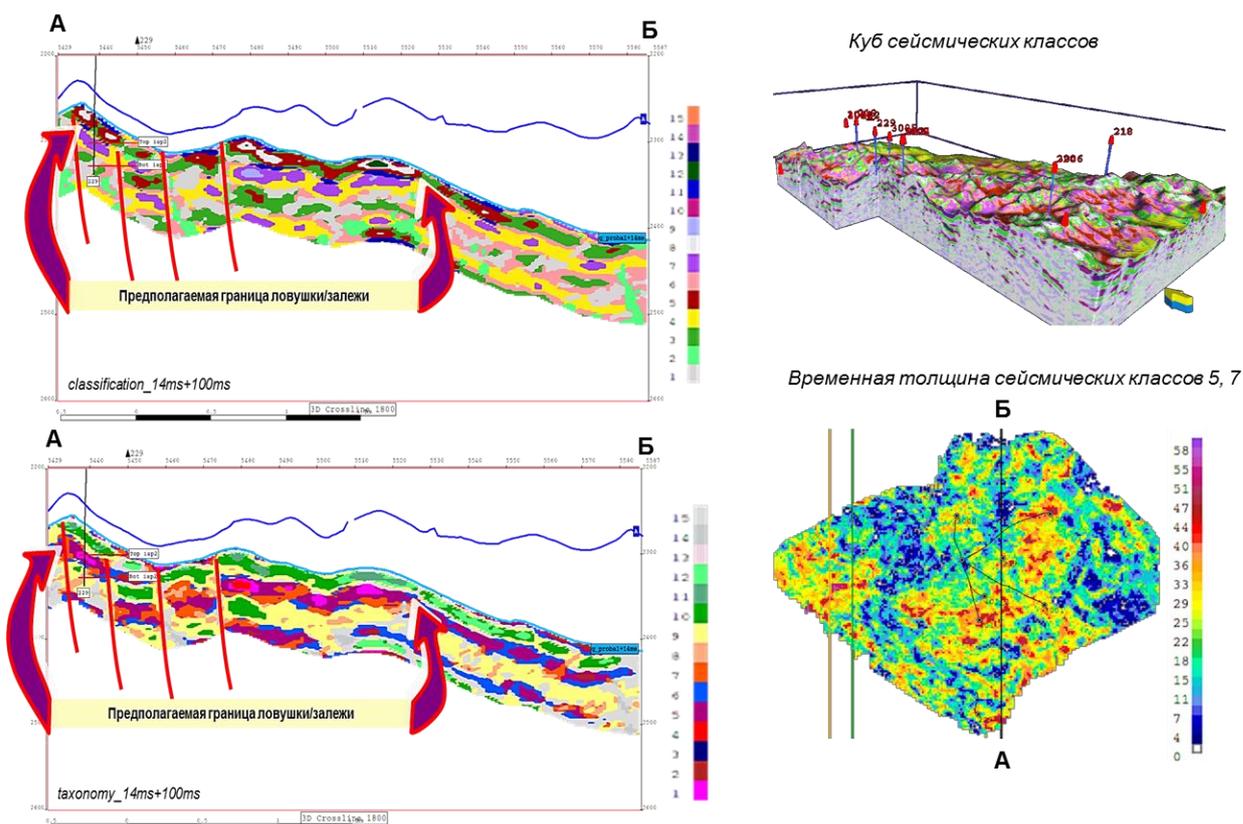


Рисунок 4.50 – Результаты безэталонной типизации продуктивной части разреза ДЮК

Результаты проведенных исследований показывают, что плотность не является информативным параметром для типизации и дифференцирования пород ДЮК Западной Сибири, в то же время скоростная характеристика обладает вариабельностью и относится к информативному параметру при типизации ДЮК на типы пород (Рис. 4.51).

В связи с этим анализ скоростей, полученный по технологии ПРО [3, 4, 5, 6, 122, 165], должен стать одним из наиболее информативных параметров для прогнозирования перспективных зон в породах ДЮК. Цель и задача использования обработки по технологии ПРО состояла в прогнозировании зон разуплотнения, отождествляемых с зоной аномального понижения скоростей и сопоставлении выявленных зон разуплотнения с продуктивностью скважин.

В результате обработки данных 3D-съемки на Средне-Назымской площади по методике параметрической развертки отображений (ПРО) были получены следующие кубы: средних скоростей; интервальных скоростей; среднеквадратичных скоростей; интервальных скоростей, откалиброванных по отбивкам скважин и данным ВСП; куб энергии.

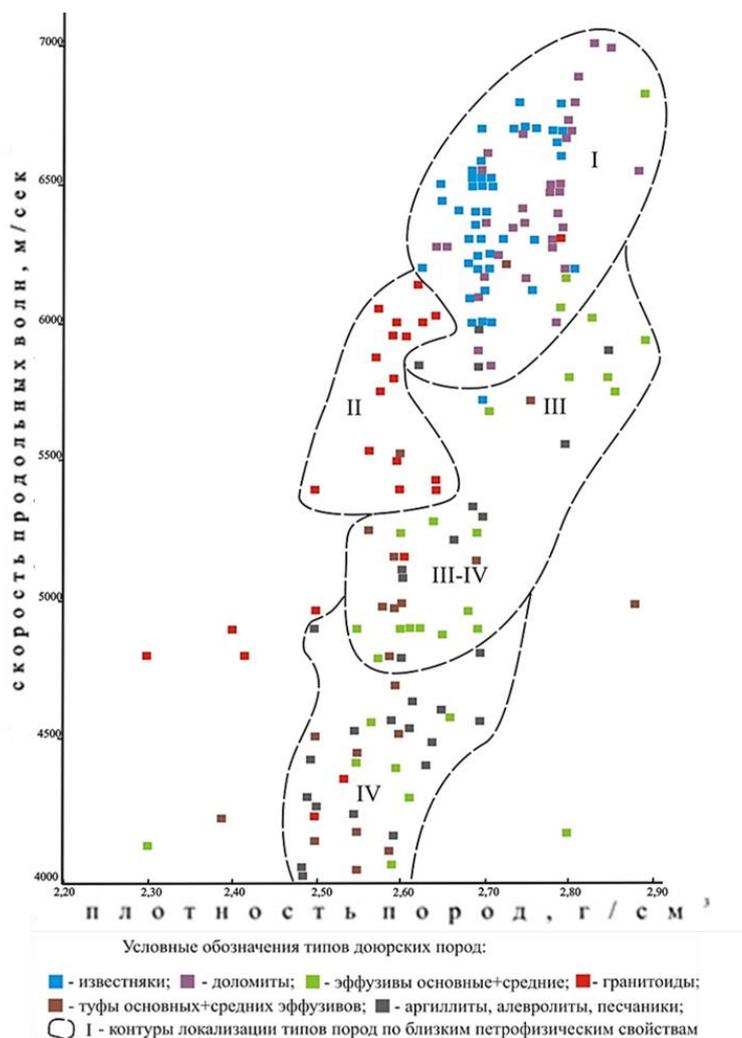
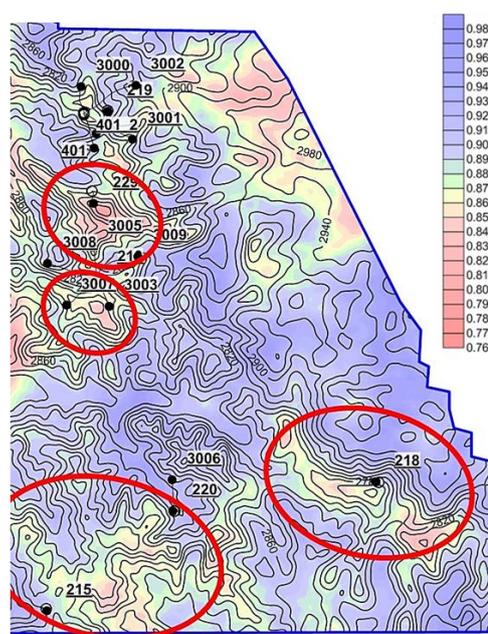


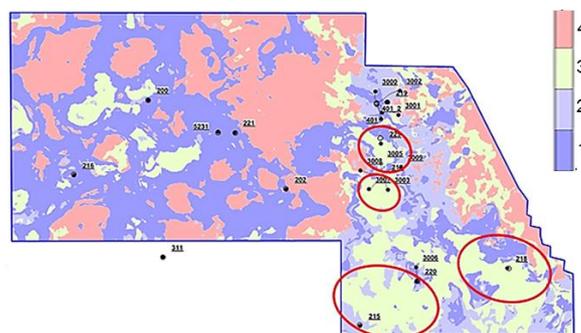
Рисунок 4.51 – График зависимости между плотностью и скоростью продольных волн для различных типов доюрских пород (Сердюк З. Я., Зубарева Л. И., 2004 г.)

В качестве интервала, в пределах которого наиболее вероятно обнаружение коллекторов в отложениях кровельной части ДЮК, рассмотрен интервал (ОГ А – ОГ А+150 мс). В пределах этого интервала рассчитаны временные толщины, соответствующие диапазону скоростей 2900-3900 м/с. Выбор такого диапазона скоростей обусловлен значениями скоростей целевого интервала разреза, вскрытого скважиной 229, послуживший эталоном для настройки модели прогноза. Прогнозные значения временных толщин достигают 150 мс при среднем значении по площади 20 мс. Обращают на себя внимание локальные увеличения временных толщин, так в районе скважины 229 локальное увеличение временных толщин достигает 70 мс.

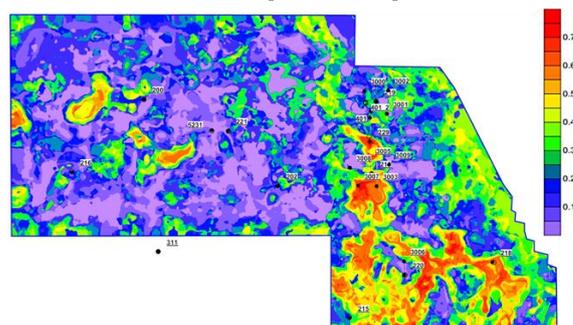
На Рисунке 4.52 представлены карты скоростной характеристики разреза по технологии ПРО, информативные комбинации, такие как коэффициент вариации скоростей $K=V_{\min}/V_{\max}$, где V_{\min}/V_{\max} – минимальная/максимальная интервальная скорость в интервале ДЮК.



Карта коэффициента вариации скоростей
 $K = V_{\min} / V_{\max}$,
 где V_{\min} / V_{\max} – минимальная/ максимальная
 интервальная скорость в интервале ДЮК



Карта районирования территории по соотношению
 изменения интервальных скоростей



Карта сходства с высокопродуктивными скважинами
 (3 класса эталонов)

Рисунок 4.52 – Скоростная характеристика разреза по технологии ПРО

На прогнозных картах области пониженных скоростей локализируются в районе скважины 229, а также 218, 3003, 215. На картах более четко выделяются зоны пониженных и низких скоростей (Рис. 4.52).

Использование алгоритмов классификации позволило получить прогнозную карту районирования территории по соотношению экстремальных значений интервальных скоростей. Наиболее перспективным является класс № 3. В результате чего построена карта сходства с высокопродуктивными скважинами (3 класс эталонов). В итоге, получена карта распределения прогнозных и перспективных зон, которые обладают сходными скоростными характеристиками разреза с продуктивной скв. 229.

Прогнозирование зон разуплотнения и районирование перспектив нефтегазоносности отложений ДЮК основано на изучении и анализе скоростей по методам АК и ПРО. Для этого были построена серия графиков для изучения зависимостей (Рис. 4.53): изменение dT_{AK} для различных литотипов пород от глубины; график соотношения между dT_{AK} и $V_{ПРО}$, усредненные в интервале ДЮК; зависимость минимаксных интервальных скоростей ПРО в скважинах для интервала (А - А+150 мс). Построена зависимость между минимальными и максимальными значениями скоростей в интервале ДЮК (Рис. 4.53).

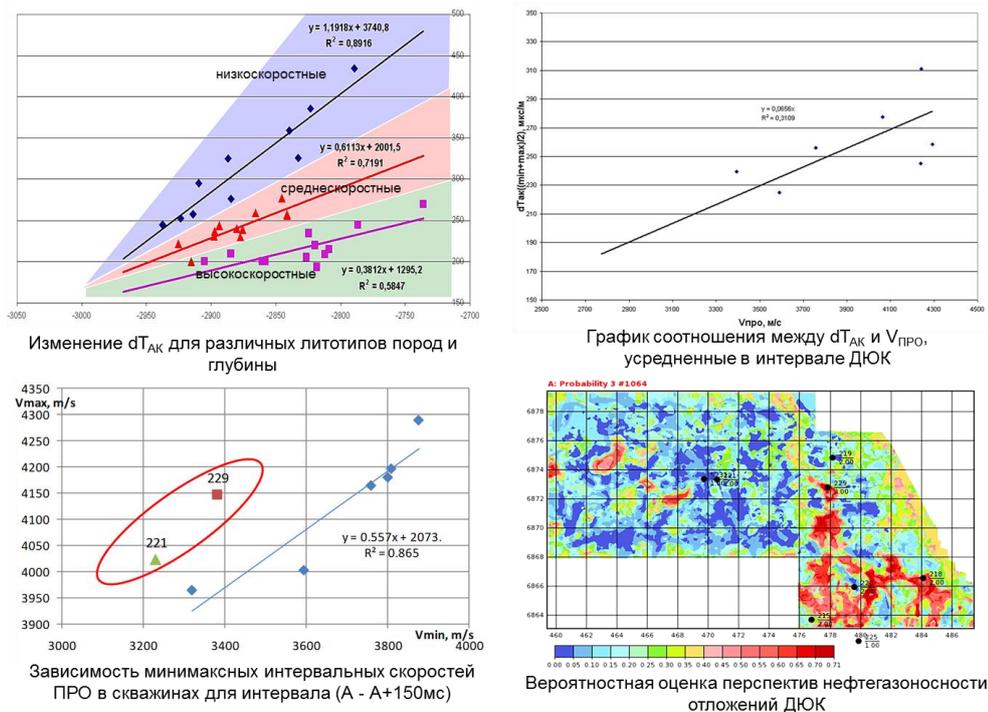


Рисунок 4.53 – Прогнозирование зон разуплотнения и районирование перспектив нефтегазоносности

На основании полученного графика можно предположить, что за исключением скважин 221 и 229, расположенных в зоне неоднородного строения отложений в кровле ДЮК, все остальные попадают в зоны развития монокристаллических пород с изотропными свойствами среды. Скважины 229 и 221 являются эталонами для создания поисковой модели и построения карты вероятности распространения продуктивных отложений.

На дату исследований отложения ДЮК были изучены бурением и испытанием 10 скважинами. Скважины вскрывали до 60 м ниже кровли ДЮК. Максимальный дебит нефти - до $22 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Пробуренный фонд скважин разделен на три класса: высокопродуктивные – скв. 229; среднепродуктивные – скв. 215, 218, 219, 220, 221; непродуктивные – скв. 225, 227, 5231. Карта сходства с высокопродуктивными скважинами (3 класса эталонов) приведена на Рисунке 4.52, что хорошо согласуется с общей вероятностной оценкой перспектив нефтегазоносности отложений ДЮК на Рисунке 4.53.

Отсутствие петрофизической базы, адекватной строению разреза ДЮК, заставило нас опробовать эффективность известного и наглядного подхода к качественной оценке насыщения пластов – функционального преобразования («нормализации») диаграмм, заключающегося в совмещении результатов преобразования диаграмм методов пористости, с одной стороны, и показаний методов электрического сопротивления – с другой [290, 295, 298].

Недостаточная эффективность ГИС в интервале ДЮК и методов интерпретации полученных результатов, разработанных применительно к юрскому разрезу, требует уточнения применяемого комплекса методов ГИС, разработки методик интерпретации данных на базе лабораторного изучения петрофизических свойств пород.

Повысить надежность выделения коллекторов можно, используя метод двух растворов, т. е. проводя электрический каротаж (МБК, БК и ИК) повторно, до и после смены пресной промывочной жидкости в интервале ДЮК на раствор иной минерализации, например, на соленую воду с УЭС раз 5-10 ниже, чем промывочной жидкости, использованной при вскрытии разреза. Ту же задачу при испытании большого интервала в открытом стволе можно решать, используя повторные замеры электрического каротажа до и после испытания.

Таким образом, результаты бурения трех новых поисковых скважин подтвердили правомерность использования технологии прогнозирования перспективных зон для вулканогенно-осадочных отложений ДЮК. Последующие тематические работы должны выполняться с учетом вновь полученных геолого-геофизических результатов и выданных рекомендаций.

Опыт работы по изучению особенностей выявления и локализации объектов в ДЮК выявил следующие проблемы, требующие решения: а) требуется гораздо более глубокое изучение пород палеозоя, анализ первичных и вторичных процессов, которые могут существенно оказывать влияние на ФЕС; б) необходимо изучение влияния глубины метаморфизма в зависимости от температуры и давления (гидротермальная проработка, метасоматоз, пневматолитиз, развитие наложенной трещиноватости, выщелачивание и т. д.); в) следует учитывать этапность эпигенетических процессов, поскольку очень часто породы палеозоя подвергаются многократным воздействиям эндогенных и экзогенных факторов; г) необходимо определить тип коры выветривания (КВ), наличие вертикальной зональности, степень изменчивости по разрезу, характер контакта с невыветрелой подстилающей породой, признаки возможного переотложения первичной КВ.

Тутлеймская свита

Отличительной чертой тутлеймской свиты считается битуминозность пород. На большей части Западной Сибири тутлеймская свита представлена «битуминозными аргиллитами». Термин этот изначально использовался для того, чтобы подчеркнуть их существенное отличие от вмещающих пород. Состав пород тутлеймской свиты определяется соотношением биогенной и терригенной составляющих. К биогенной составляющей относятся кремнезем, слагавший скелеты и раковины организмов, кероген, который в некоторых случаях может занимать большую часть объема породы, иногда также породообразующее значение приобретает

карбонатный материал.

Одной из первых обобщающих работ, где приводятся типизация и районирование распространения битуминозных пород баженовской и тутлеймской свит Западной Сибири, является монография Ю. В. Брадучана с соавторами (Брадучан и др., 1986 г.). Сейчас многие специалисты сходятся во мнении, что в Широком Приобье промышленная нефтеносность баженовской свиты связана с наличием в разрезе плотных прослоев вторичных радиоляритов и подстилающего эти отложения карбонатного слоя КС₁ (коррелируемый слой). М. Ю. Зубков с коллегами (1999) назвал эти плотные прослои потенциально продуктивными прослоями (ППП). Обнаружение битума в юрских отложениях Западно-Сибирского (и других) осадочного бассейна М. Ю. Зубков [84] отнес к важному поисковому признаку, свидетельствующему о том, что на этом участке породы подвергались гидротермальному воздействию, вызванному активной генерацией углеводородов из исходного ОВ и формированием вторичной пористости.

Залежи нефти баженовской свиты не контролируются структурным фактором, не содержат подошвенных и законтурных вод, являются очень сложным и нетрадиционным объектом разработки [100, 109, 141, 132, 161, 182, 231, 237, 345], для которого отсутствуют технологии освоения. На сегодня открыто 92 месторождения легкой нефти в отложениях баженовской свиты [254]. В настоящее время опытно-промышленную эксплуатацию (ОПЭ) залежей баженовской свиты реализуют три компании: «Сургутнефтегаз», «Роснефть» и «РИТЭК» [260].

Ю. А. Лимбергер (2021 г.) считает, что отложения ниже баженовской свиты разбиты субвертикальными трещинами, образующими взаимосвязанную гидродинамическую систему, заполненную УВ при аномально высоком пластовом давлении. Считается, что в процессе эволюции бассейна породы баженовской свиты и ее аналогов погрузились на глубины от 1200 м до 3000 м. Это способствовало уплотнению пород и возрастанию температур до 100-150 °С, развитию седиментационной микрослоистости, приводящей при катагенезе органического вещества к листоватости, автофлюидоразрыву слоев и формированию баженинов (по Ф. Г. Гурари, А. Э. Конторовичу, И. И. Нестерову). Так, при достижении нефтегазопроизводящими породами критически высокого АВПД (АВПоД) выше, примерно, на 10-15 МПа относительно соседних участков происходит автофлюидоразрыв пород и образование сети трещин. Под автофлюидоразрывом понимается разрыв среды давлением, внедряющегося в нее глубинного флюида в местах концентрации напряжений.

Компанией «Салым Петролеум Девелопмент Н. В. (СПД)» в 1974 году начата ОПЭ Салымского месторождения. Фонтанирующие дебиты баженовской свиты могут достигать сотни кубометров нефти в сутки, максимальный достигнутый дебит составляет 1248 м³/сут в скважине 141-Р Салымского месторождения. Как справедливо отмечено в статье специалистов СПД, если

во всем мире сланцевые формации изучались с позиций разработки технологий стимуляции притоков, то отечественные ученые сосредоточили усилия на разработке технологий прогноза высокопродуктивных зон, что составляет отличие между собой отечественных и западных подходов [260].

На Рисунке 4.54 приведены фотографии керна из отложений тутлеймской свиты скв. 3000, где хорошо видны трещины сложной конфигурации, выполненные кальцитом, а также трещина автофлюидоразрыва.

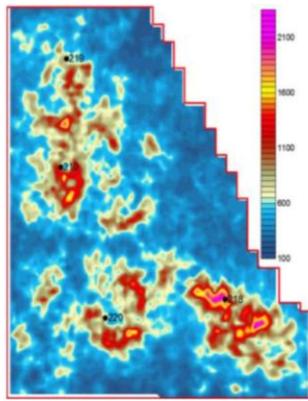


Рисунок 4.54 – Фотографии керна, отобранного из отложений тутлеймской свиты в скв. 3000 (ГП «НАЦ РН им. В. И. Шпильмана»)

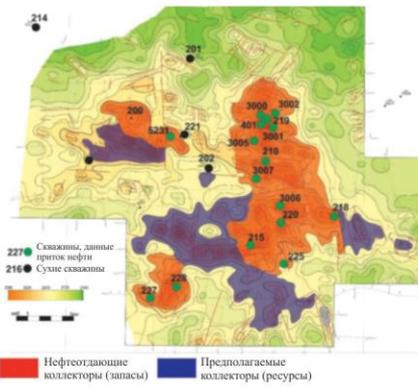
Во время подъема керна на поверхность происходит резкое снятие горного давления, вследствие чего, находящиеся под действием АВПОД, поднятый керн буквально «взрывается», рассыпаясь в труху или расслаивается на множество дисков [260].

Средне-Назымское месторождение привлекает внимание специалистов, как полигон отработки и поиска технологий по оценке перспектив нефтегазоносности и выявления продуктивных зон в баженовской свите (БС) [1, 3, 4, 5, 6, 84, 85, 105, 106, 118, 134, 135, 161, 165, 175, 184, 260, 414].

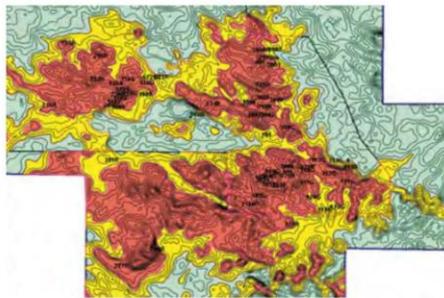
Надо отдать должное, что на сегодня накоплен значительный опыт и уровень знаний об особенностях строения коллекторов БС, эмпирических зависимостях геолого-промысловых параметров между собой (Рис. 4.55, 4.56).



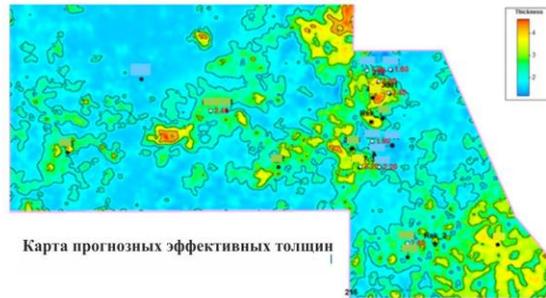
Карта амплитуд рассеянных волн для залежи баженовской свиты (G. Erokhin, A. Kremlev, 2014)



Распространение нефтеотдающего интервала (Г.А. Калмыков, Н.С. Балушкина, 2017)



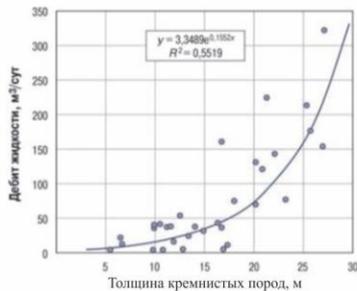
Дифференциация залежи по продуктивности баженовской свиты (В.Д. Немцова, 2019)



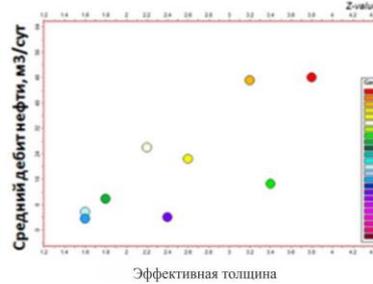
Карта прогнозных эффективных толщин

Прогнозная карта эффективных толщин (К.Н. Кунин, 2013)

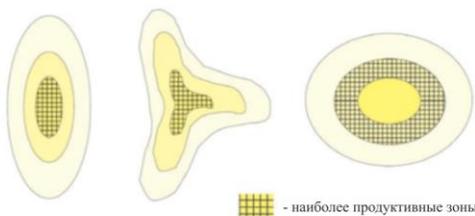
Рисунок 4.55 – Геологические модели оценки перспектив нефтегазоносности баженовской свиты Средне-Назымского месторождения по данным разных авторов



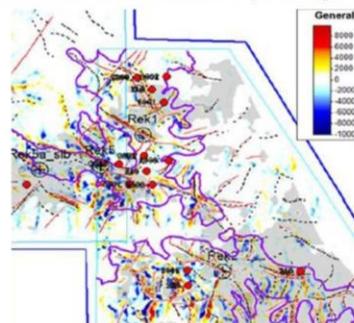
Зависимость дебита жидкости скважин баженовской свиты от толщины кремнистых пород (И.Д. Латыпов, Р.А. Исламов, Д.Д. Сулейманов, 2013)



Зависимость среднего дебита нефти от эффективной толщины баженовской свиты К.Н. Кунин и др., 2013)



Схематическое сопоставление структурного строения продуктивных зон в баженовской свите (Г.А. Калмыков, Н.С. Балушкина, 2017)



Фрагмент карты вероятности продуктивности баженовских отложений. (Показаны: структурный план, тектонические нарушения, аномалии дуплексных волн (цветом), области повышенных прогнозных значений эффективных толщин серым цветом). (К.Н. Кунин и др., 2013)

Рисунок 4.56 – Достигнутые эмпирические зависимости изучения продуктивности баженовской свиты по данным разных авторов

Несмотря на достигнутый уровень понимания, технология поиска, оценки и разведки залежей УВ в БС не вышли из этапа апробации таких технологий [1, 15, 16, 17, 18, 26, 72, 74, 115, 120, 126, 128, 141, 142, 176, 197, 238, 305, 314].

Причина, считаем, кроется в том, что не учитывается потенциал комплексирования накопленного объема геолого-геофизической и геолого-промысловой информации из разных областей знаний, необходимость поиска связей между собой, настройке и адаптации новых связей, создании новых концепций и парадигм, внедрением объективного и полноценного мониторинга за подтверждением выданных рекомендаций, анализом получаемых данных в процессе бурения на месторождении.

Анализ данных разработки залежей нижнетутлеймской подсвиты

С целью выделения эталонов для прогнозирования высокоперспективных зон в отложениях тутлеймской свиты выполнен анализ дебитов скважин.

Имеющиеся данные по накопленной добыче нефти и сопоставление с продолжительностью работы скважин позволяют разделить на категории: непродуктивные, низкой и высокой продуктивности.

Если ввести в рассмотрение параметр расстояния до оси хребтов (Рис. 4.57), то низкодебитные скважины образуют отдельное семейство точек. Скважина 3000 при этом занимает промежуточное положение.

Считаем мнение специалистов о том, что хребты поднятий являются самыми перспективными с точки зрения получения высоких дебитов, являются неубедительным. Так, например, бесприточная скважина 229 вскрыла вершину хребта.

Графики накопленной добычи нефти в зависимости от расстояния до оси хребтов, дебитов нефти за первый месяц в зависимости от расстояния до оси хребтов, зависимости накопленной добычи нефти от дебитов за первый месяц приведены на Рисунке 4.57.

Анализируя приведенные на данном рисунке графики, можно прийти к выводу: 1. наиболее продуктивные скважины расположены на расстоянии 100-300 м от осевой части хребтов; 2. наблюдается корреляционная связь между начальными и накопленными дебитами.

Полученная карта прогнозных среднемесячных дебитов отложений нижнетутлеймской свиты имеет высокий коэффициент множественной корреляции - 0,8 (Рис. 4.57). Исходными информативными атрибутами для построения прогнозной карты послужили: структурная карта по кровле тюменской свиты, карта мощности отложений четвертого цикла, карта изопахит верхнеюрской толщи, расстояние до осевой части хребтов.

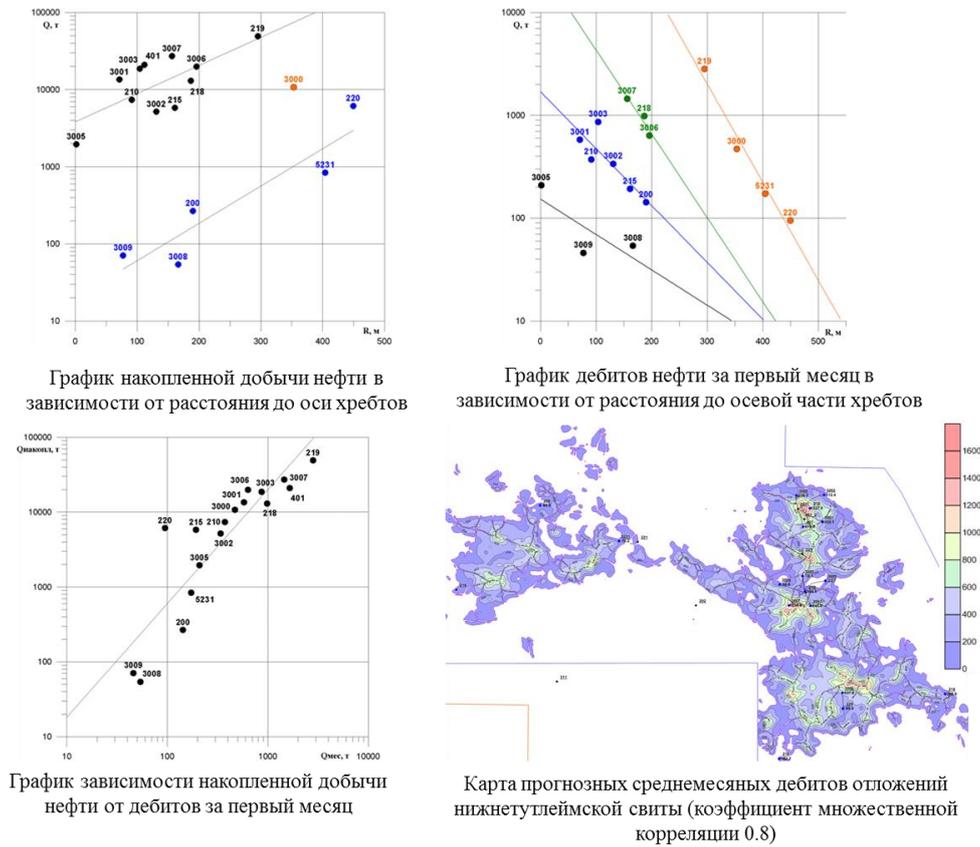


Рисунок 4.57 – Графики взаимозависимости промысловых характеристик эксплуатационного фонда скважин

По результатам проведенного анализа скважины были разделены по продуктивности на три класса эталонов, что впоследствии было использовано при районировании изучаемой территории по степени перспективности отложений турлеймской свиты. Кроме того, отдельно были проанализированы скважины, давшие фонтанный приток нефти. Построены графики накопленной добычи, которые иллюстрируют отличие в строении коллектора.

Первый тип, к которому относятся скважины 210, 219, 3000, 3003, 3005, 3006, 3007, характеризуется ярко выраженным *условно поровым* типом коллектора, а также меньшим влиянием трещинной емкости. Графики накопленной добычи нефти по этим скважинам имеют гладкий, монотонно возрастающий вид.

Второй тип скважин (215, 218, 220, 401, 5231), представлен коллектором с двойной пористостью и характеризует большую неоднородность флюидоподводящих каналов, что находит отражение на графиках изменения во времени промысловых характеристик. В частности, на графиках накопленной добычи появляются резкие «ступени».

Данный анализ согласуется с принципиальной моделью строения резервуара УВ в пелитолитах, изложенной на основе изучения и опыта разработки баженитов [73].

Согласно мнению авторов, нефть насыщает полостное пространство: трещин в

листоватых (субгоризонтально-трещиноватых) прослоях; пор в листоватых прослоях; субвертикальных трещин в массивных прослоях.

Канально-дренажная среда (КДС) формируется в объеме квазигоризонтальных трещин, разбивающих породу на тончайшие плитки – «листы», т. е. межплитчатого полостного пространства. Емкость последнего оценивается авторами высоко – до 7 %. Блоковая среда состоит из полостного пространства межзерновых пор в листоватых прослоях и квазивертикальных трещин в массивных прослоях. При снижении текущего давления относительно начального бажениты уплотняются и «отжимают» нефть из блоковой среды. Графоаналитическое изучение зависимости накопленных отборов нефти от текущего давления (Рис. 4.58), приведенное в работе [102], показывает, что вначале нефть извлекается только из квазигоризонтальных трещин (отрезок ОА).

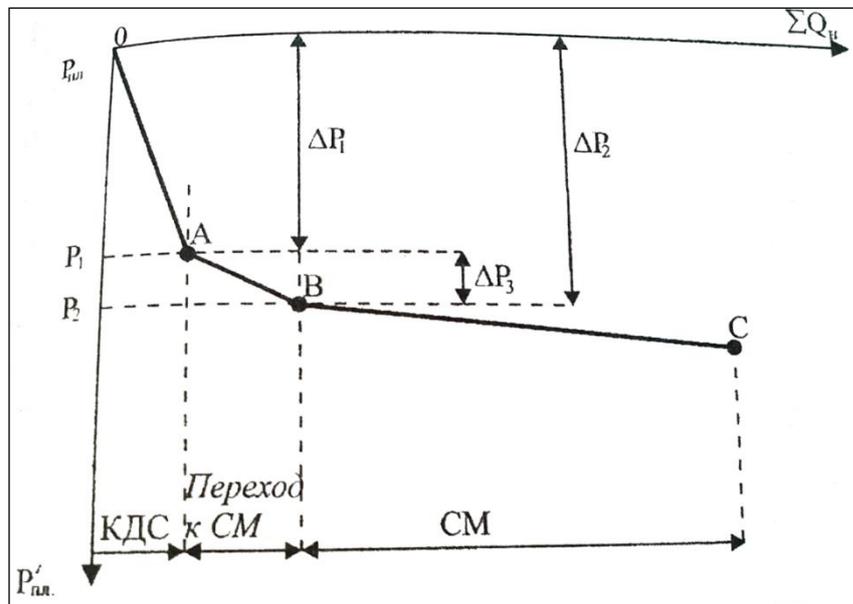


Рисунок 4.58 – Характеристика геофлюидодинамической системы баженитов (по горизонтальной оси – накопленный отбор нефти, по вертикальной – начальное и текущее значения пластового давления; СМ – стадия нефтеизвлечения)

Когда же депрессия на пласт достигает нескольких МПА, «подпитка» со стороны блоковой среды развивается от слабо выраженной (точка А) до весьма интенсивной (точка В). Отрезок АВ в данном случае графически отображает запаздывание перераспределения импульсов давления в разнопроницаемых полостных средах.

За указанной «зоной неоднозначности» следует отрезок ВС стабильный, относительно равномерный подток УВ из блоков (квазивертикальные трещины, межзерновые поры) в дрены

(каналы, квазигоризонтальные трещины) и отток сквозь последние к забоям скважин.

Эти же отрезки отображают различные стадии нефтеизвлечения, предопределяемые величиной перепада давления на пласт.

Устойчивая «подпитка» межплитчатых каналов из блоковой среды устанавливается не раньше, чем текущее давление снизится по сравнению с начальным. Это наблюдение подтверждает тот факт, что величина «подпитывающей» депрессии обеспечивает гидрогазодинамическое единство геофлюидодинамической системы. Она оптимальна и варьирует в зависимости от показателей не только полостных сред, но и пластовых флюидов.

График накопленной добычи скважины 219, как давшей наибольший приток нефти из отложений тутлеймской свиты с нанесенными стадиями нефтеизвлечения (ОА, АВ, ВС), приведен на Рисунке 4.59.

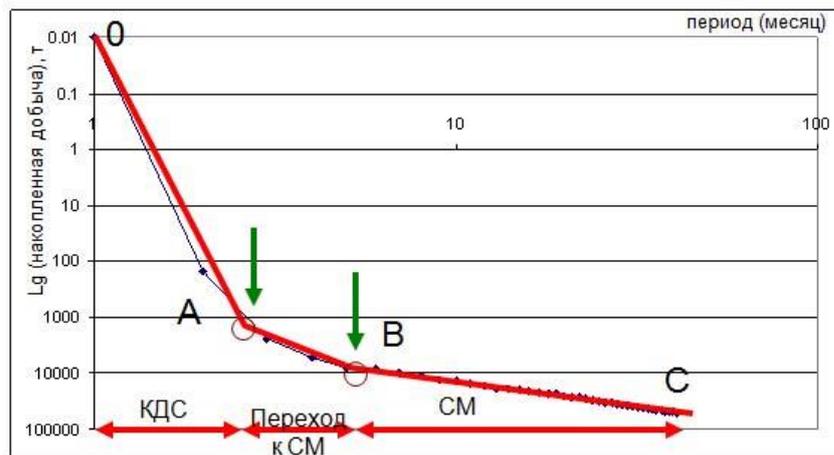


Рисунок 4.59 – График накопленной добычи скважины 219 с нанесенными стадиями нефтеизвлечения

Технология работы по выделению перспективных зон по комплексу геолого-геофизических и промысловых факторов приведена на Рисунке 4.60.

Методика выделения высокодебитных зон в отложениях тутлеймской свиты в пределах Средне-Назымской площади включает в себя рассмотрение двух независимых подходов к анализу перспектив нефтегазоносности:

- *сейсмогеологический*, в основе которого лежит изучение взаимосвязей между продуктивностью пробуренных скважин и сейсмическими атрибутами;
- *структурно-морфологический*, направленный на выделение зон трещиноватости посредством преобразований структурной карты по кровле отложений тутлеймской свиты.



Рисунок 4.60 – Технология работы по выделению перспективных зон по комплексу геолого-геофизических и промысловых факторов

Одним из самых информативных этапов работы является формирование кубов безэталонной типизации сейсмического разреза.

Набор входных атрибутов для расчета куба таксономии из 15 классов: куб фильтрации с параметрами 5-15-40-45 Гц; куб когерентной фильтрации (аналог веерной фильтрации) с параметрами окна 5 трасс 7 направлений; кубы Гильберт преобразований (мгновенная частота, мгновенная амплитуда и мгновенная фаза) в полосе частот от 0 до 60 Гц.

Обоснование и выбор информативных сейсмических классов хорошо демонстрирует Рисунок 4.61. На этом рисунке показана избирательность генерируемых сейсмических классов в районе высокопродуктивной скважины (положительный эталон) и непродуктивной скважины (отрицательный эталон). Очень важно, что в данном случае получаем параметрическую модель прогноза: карту временных толщин перспективного класса и карту сходства с высокопродуктивными или непродуктивными скважинами. Все это позволяет рассматривать данную технологию как важнейший этап построения геологической модели и подготовки сложнопостроенных залежей к разработке.

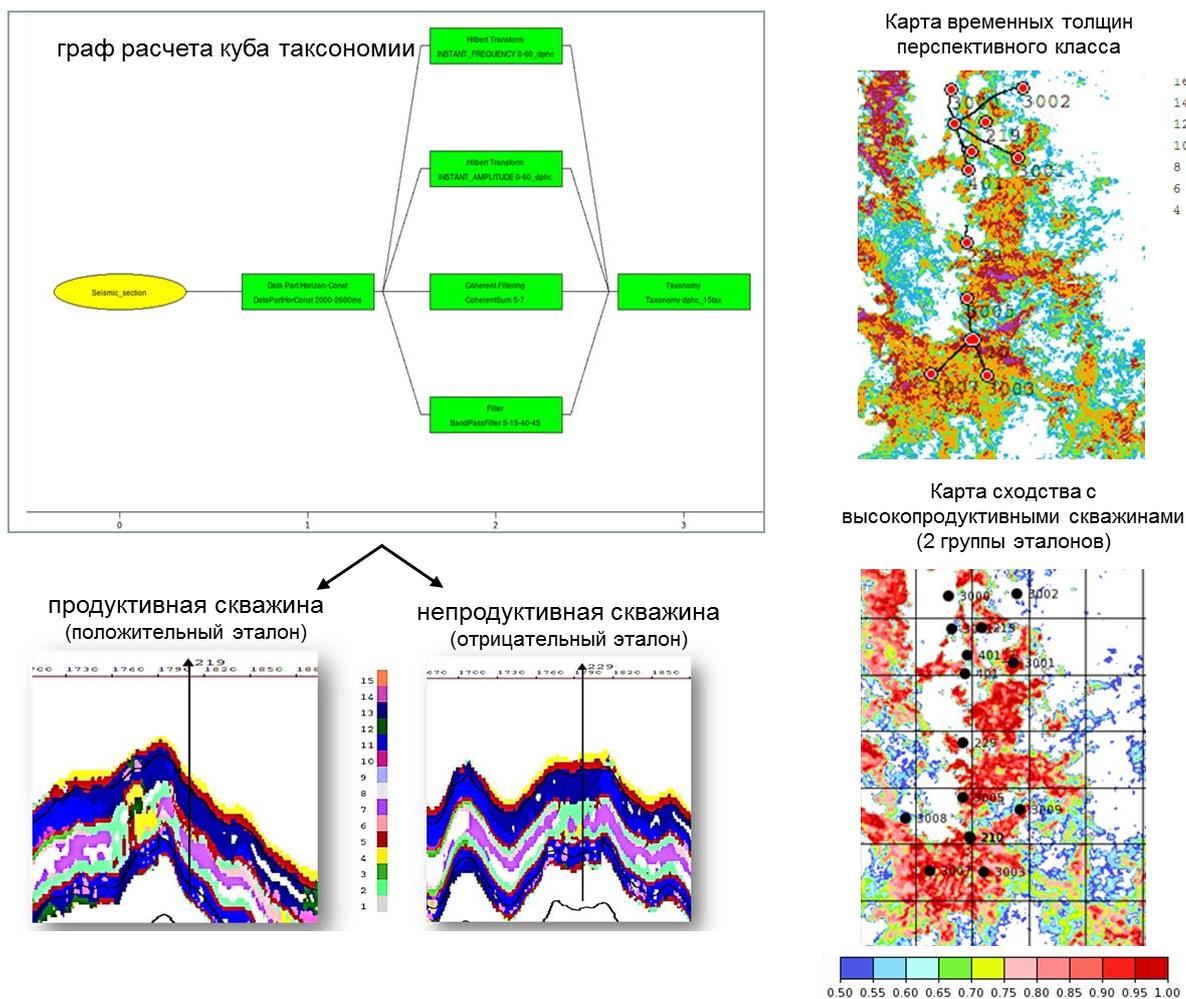


Рисунок 4.61 – Создание кубов типизации и распознавание информативных классов

В рамках сейсмогеологического подхода на первом этапе выполнено безэталонное районирование площади работ на основе анализа взаимосвязей между структурными элементами основных стратиграфических горизонтов (атрибутами в этой классификации выступили карты изохрон и карты изопакит между горизонтами А, Т, Tutleim). Результат иллюстрирует выделение классов (№№ 12-18), с которыми могут быть отождествлены перспективные зоны (Рис. 4.62).

Сопоставление выделенных классов с локальной составляющей структурной карты по кровле ДЮК (Рис. 4.63) демонстрирует приуроченность перспективных зон к локальным поднятиям по фундаменту, вследствие унаследованности структурного плана по кровле тутлеймской свиты.

Отметим, что одним из главных преимуществ безэталонного районирования территории является минимальное влияние субъективности интерпретатора на получаемый результат. Выделяемые подобным образом зоны рассматриваются в качестве основы районирования перспектив нефтеносности отложений тутлеймской свиты в пределах изучаемой территории [346].

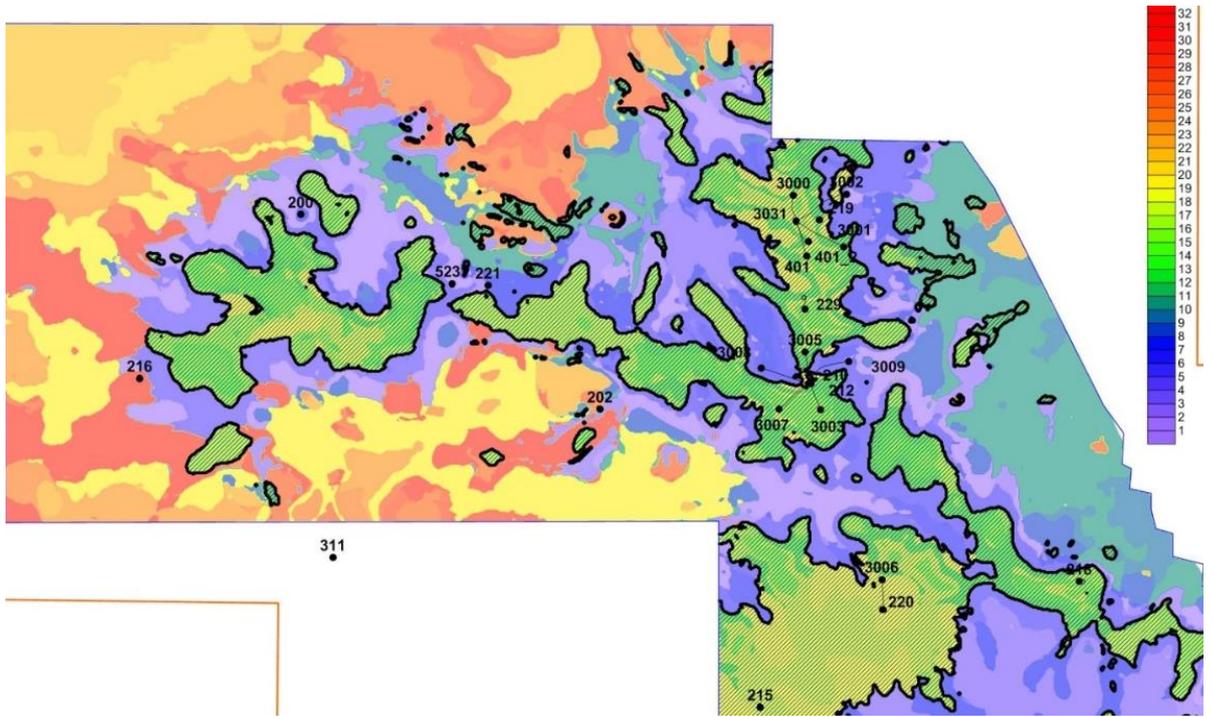


Рисунок 4.62 – Результат безэталонного районирования с выделением перспективных классов

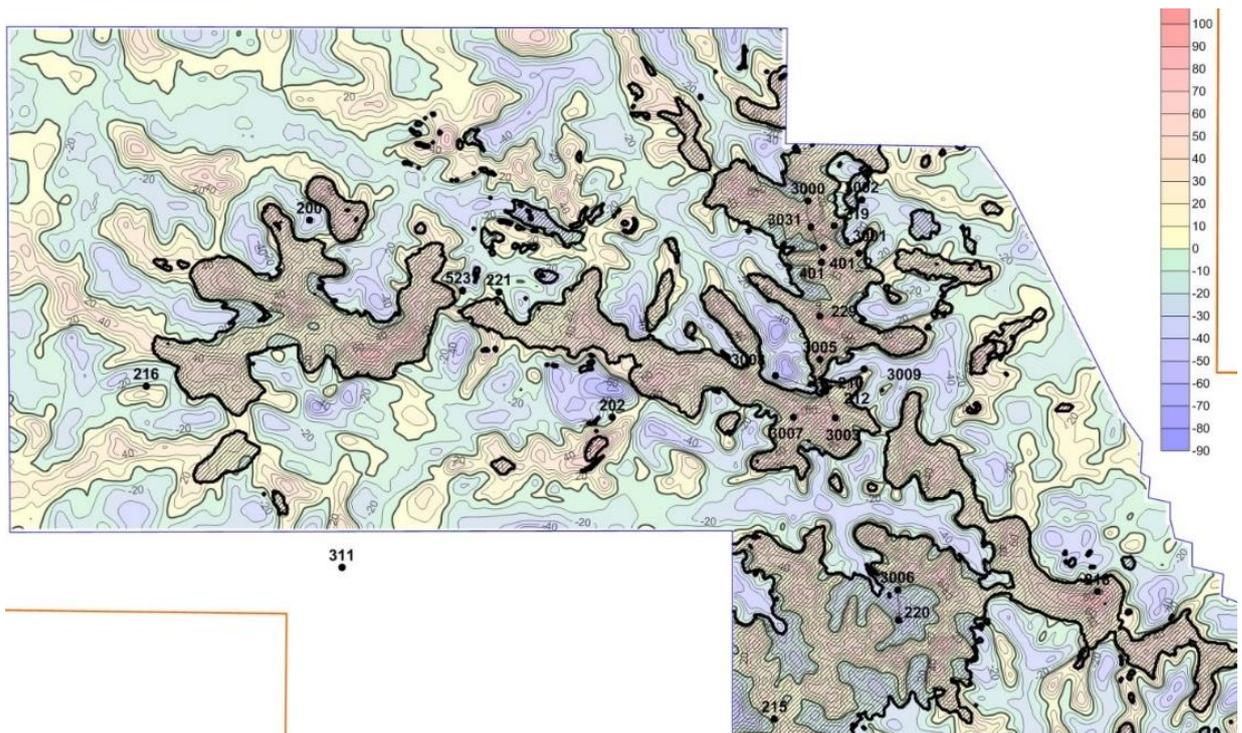


Рисунок 4.63 – Локальная составляющая структурной карты по кровле фундамента с наложенными границами классов безэталонного районирования

По результатам полученной безэталонной классификации кубов сейсмических атрибутов был выделен ряд классов, наилучшим образом коррелируемых с продуктивностью скважин. Карты временной мощности классов составили основу площадной эталонной классификации,

целью которой являлось выделение зон, наиболее сходных по проявлению в сейсмическом поле участков разной продуктивности.

В общей постановке задача эталонной классификации, называемая иногда «распознавание с учителем», сводится к следующему. В рассматриваемом множестве объектов выделяется подмножество эталонных объектов, описанных какими-либо количественными или качественными характеристиками. Требуется для любого другого объекта множества на основании сходства его описания с описаниями эталонной выборки решить вопрос о его принадлежности к данному эталону [309, стр. 281].

На практике описание обучающих характеристик, как правило, известно только в пределах эталонных выборок, а обучение требуется произвести на основании анализа косвенной информации, заданной на всем экзаменуемом множестве. Существует широкий спектр подходов к решению данной задачи, основанных на различных математических алгоритмах. Все они основаны на построении обучающего правила, описывающего зависимости между целевой характеристикой (параметром) и косвенными признаками (атрибутами) в пределах эталонов, с последующей проверкой этого правила на всех анализируемых объектах.

При решении задач геологического прогнозирования стандартной является задача, когда в качестве эталона выступает не некоторое подмножество объектов с определенными характеристиками целевого параметра, а геометрическое место точек, объединенных принадлежностью к некоей пространственной структуре – «пространственный эталон». В этом случае невозможно построение обучающего правила, основанного на установлении зависимостей между распределениями прогнозного параметра и атрибутами, т.к. в качестве параметра мы можем рассматривать лишь координаты эталонных объектов. Поскольку контуры пространственных эталонов зачастую определяются по косвенным признакам, а их внутренняя структура может быть неоднородна, использование для их описания статистических моделей представляется некорректным. Для решения этого класса задач нами предлагается эвристический подход распознавания пространственных эталонов, основанный на анализе формы фиксируемых сигналов, являющейся наиболее адекватным описанием отражения подобных систем в различных геофизических полях.

Для построения математической модели, позволяющей сравнивать формы сигналов от различных неоднородностей земной коры между собой, осуществляется переход к их спектральным характеристикам. Другими словами, если мы имеем отражение ряда изучаемых геологических объектов в некотором геофизическом поле-атрибуте, то, сравнив спектральные характеристики сигналов от этих объектов, можно получить количественную оценку меры сходства их отражения в данном поле-атрибуте.

Описанный выше подход может быть применен и в случае, когда в качестве эталонов

выступают не пространственные области, а отдельные точки, например, точки расположения на исследуемой территории скважин. При достаточно большом числе скважин и возможности их разделения на отдельные группы по какому-либо качественному признаку эталонные векторы могут составляться из значений атрибутов во всех скважинах группы. Например, при высокой степени изученности площади на предмет наличия углеводородов могут быть сформированы обобщенные эталоны для нефтеносных, газоносных, водоносных и «сухих» скважин. Тот факт, что отдельные точки эталонов пространственно могут оказаться удалены друг от друга, не имеет значения, поскольку алгоритм распознавания оперирует с эталонными векторами, не учитывая пространственные координаты отдельных элементов эталонов.

Однако в случае слабой изученности, при небольшом числе эталонных скважин, объем обучающей выборки может оказаться недостаточным для принятия корректных решений. В этом случае возможно искусственное увеличение эталонных выборок путем включения в них точек, расположенных в непосредственной близости от скважин-эталонов. Такой подход представляется правомочным по двум причинам. С одной стороны, делая заключение о продуктивности той или иной скважины, мы подразумеваем продуктивность некоторой пространственной геологической структуры, которую эта скважина вскрыла. Вторая причина заключается в непрерывности геофизических полей, отражающих состояние не точки измерений, а некоей области вокруг этой точки. Конечно, встречаются исключения из данных правил, связанные с резкими изменениями геологического пространства, вызванные, например, тектоническими нарушениями.

Для решения задачи распознавания образов и выделения зон, сходных по проявлению в сейсмическом поле со скважинами различной продуктивности, применялись как классические алгоритмы, основанные на статистических подходах, так и алгоритмы, анализирующие спектральные характеристики геофизических полей.

В качестве эталонов выбраны скважины, по которым есть информация о накопленных отборах нефти. При этом скважины были разделены сначала на две категории: давшие приток нефти из отложений тутлеймской свиты и бесприточные.

На этом этапе в качестве параметров, по которым происходит распознавание, использованы в том числе и динамические атрибуты сейсмических данных.

На первом этапе была получена схема меры сходства с высокопродуктивными скважинами. Зоны с мерой сходства выше 60-70 % могут рассматриваться как высокоперспективные на получение значительных притоков нефти. Ниже рассматриваются результаты проведенного анализа.

Скважины 219, 229 и 3003 распознаются с вероятностью выше 90 %, скважины 3006 и 3007 – с вероятностью около 70 %. Проверка методом валидации показывает хорошую

устойчивость результатов. Общая картина распознавания практически не меняется, принадлежность «выколотых» точек определяется корректно.

Результат представляет собой вероятностный подход к ранжированию территории по степени перспективности. Выделяемые зоны с вероятностью выше 0,85 хорошо укладываются в пределы выделенных границ, полученных на первом этапе безэталонного районирования.

Для получения более детальной картины распознавания были введены дополнительные условные группы продуктивности, по которым были распределены все пробуренные на площади скважины. При сохранении общей картины прогноза размер областей высокого сходства с положительными и отрицательными эталонами уменьшился, что естественно, т. к. часть экзаменуемых точек площади перераспределилась между другими классами.

Рассмотрение перспектив нефтегазоносности отложений тутлеймской свиты не может обойтись без анализа тектонических нарушений с точки зрения их взаимосвязи с продуктивностью скважин. Однако рассмотрение среза когерентности, как основного сейсмического параметра, позволяющего судить о наличии либо отсутствии тектонических нарушений, вдоль пикинга по ОГ Tutleim показывает отсутствие принципиально значимых нарушений (Рис. 4.64).

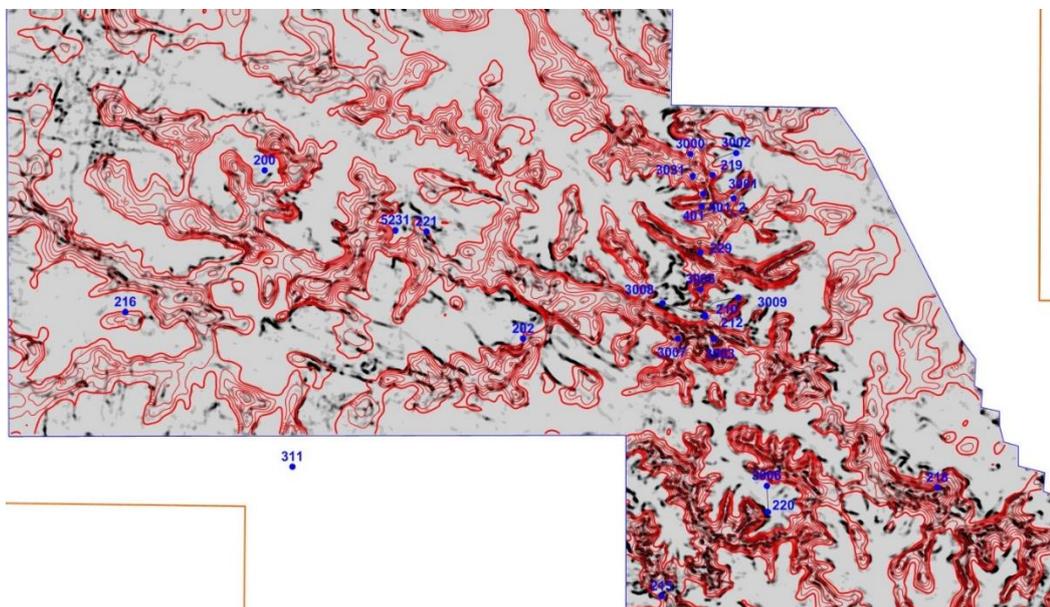


Рисунок 4.64 – Срез когерентности вдоль ОГ А с наложенными изогипсами положительной локальной составляющей структурной карты по кровле ДЮК

В работе [115] наличие тектонических нарушений рассматривается как обязательное условие нефтеносности баженовской свиты. В настоящей работе авторы решили отказаться от

рассмотрения тектонических нарушений как обязательного фактора, из-за двойной роли на этапе формирования залежей: могут являться как путями миграции нефти, так и служить непроницаемыми барьерами. Вследствие этого в концепцию решения задачи вводится параметр «удаленности от осей хребтов» по кровле ДЮК.

Задача построения структурной поверхности реализована в программе «GridMaster» (В. Лапковский, Новосибирск). Выделенные подобным образом оси хребтов при наложении их на срез когерентности часто показывают хорошую сходимость в плане, где разломные зоны, выявленные по кубу когерентности, расположены вдоль осевой части хребтов (Рис. 4.64).

Анализ зависимости продуктивности скважин от расстояния до осевой части хребтов показал, что следует рассматривать как положительный фактор коридор расстояний от 100 м до 300 м (при максимальном значении 550 м) (Рис. 4.65).

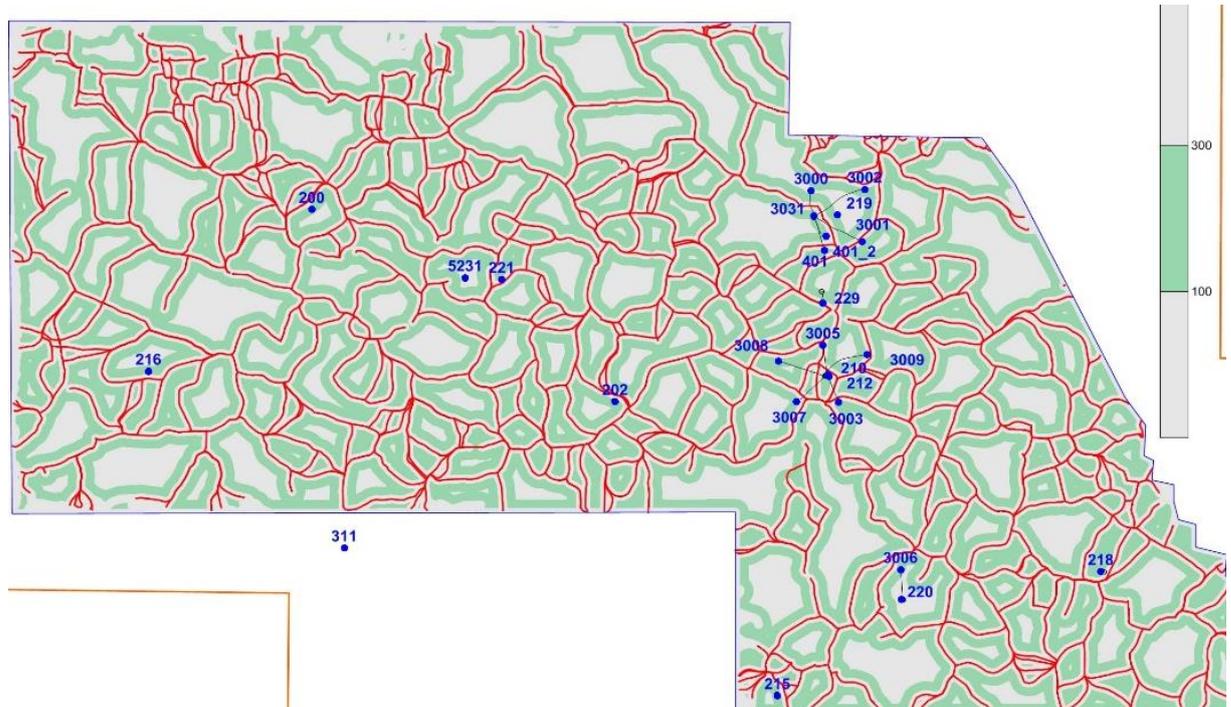


Рисунок 4.65 – Наиболее перспективные расстояния до осей хребтов

Важно отметить, что скважина 229 расположена в осевой части хребта, где из отложений нижнетутлеймской подсвиты притока не получено. Включение в рассмотрение информативных признаков параметра удаленности от оси хребтов позволяет оптимизировать критериальные условия для районирования территории по продуктивности.

Структурно-морфологический подход

Отличием данного подхода является тот факт, что здесь не используются динамические атрибуты данных сейсморазведки. Для прогноза в качестве исходных параметров приняты карты изохрон, структурные карты и карты толщин, локальные компоненты наиболее информативных структурных признаков.

На первом этапе была рассмотрена задача прогнозирования общих толщин тутлеймской свиты. При построении карты общих толщин тутлеймской свиты был выбран метод многомерной регрессии. Алгоритм, реализующий прогноз методом многомерной линейной регрессии, позволяет осуществлять автоматический выбор наиболее информативной комбинации регрессоров. Выбор происходит путем перебора всех возможных комбинаций регрессоров и выбора той из них, для которой максимальным является коэффициент множественной корреляции между значениями прогнозируемого параметра в эталонных точках-скважинах и значениями регрессоров в этих точках (MC) и минимальной величиной стандартного отклонения прогнозных значений от эталонных (SD). Важной характеристикой качества полученного прогнозного решения является карта его отклонений (карта доверительного интервала), при которых не меняются статистические параметры прогноза. Другими словами, если само регрессионное решение дает оценку изучаемого параметра с надежностью P_{50} , то карты, полученные путем прибавления и вычитания доверительного интервала, дают оценки P_5 и P_{95} , соответственно.

Преимуществом данного метода перед одномерной регрессионной зависимостью является тот неоспоримый факт, что использование нескольких регрессоров позволяет корректировать незначительные ошибки (отклонения, флуктуации), вызванные либо неточностью определения эталонных значений (в нашем случае, толщин тутлеймской свиты), либо погрешностями регрессора. Данная методика многократно апробирована в различных геолого-тектонических условиях и рекомендована ГКЗ МПР РФ для построения структурных карт и прогноза коллекторских свойств по данным сейсморазведки при подсчете запасов углеводородов [153].

При выборе оптимальных комбинаций регрессоров рассматривались морфоструктурные признаки, такие как: структурные карты по горизонтам А и Т, карта толщин между ними и их локальные составляющие. В качестве обучающих эталонов привлекались значения толщин тутлеймской свиты, определенные в 18 скважинах.

При прогнозе карты толщин тутлеймской свиты наиболее информативную комбинацию составили структурные карты отражающих горизонтов А и Т, а также карта локальной составляющей временной толщины между кровлей тутлеймской свиты и ОГ А. Парные коэффициенты корреляции между каждым из этих атрибутов и прогнозируемым параметром

изменяются от 0,58 до 0,74. Переход от парных корреляций к множественной регрессии позволил, что важно, повысить коэффициент множественной корреляции до 0,83. Стандартное отклонение прогнозных значений от эталонных составило 1,4 м, среднее абсолютное отклонение – 1,2 м, при максимальном отклонении 2,8 м. Хорошие статистические характеристики прогноза (высокий коэффициент корреляции и низкие значения отклонений), слабое изменение ширины доверительного интервала от центра к периферии, с сохранением низких значений по всей площади, а также малое различие между диапазонами изменений значений прогнозной карты и эталонов свидетельствуют о высокой степени надежности полученного решения. Прогнозная карта толщин тутлеймской свиты приведена на Рисунке 4.66.

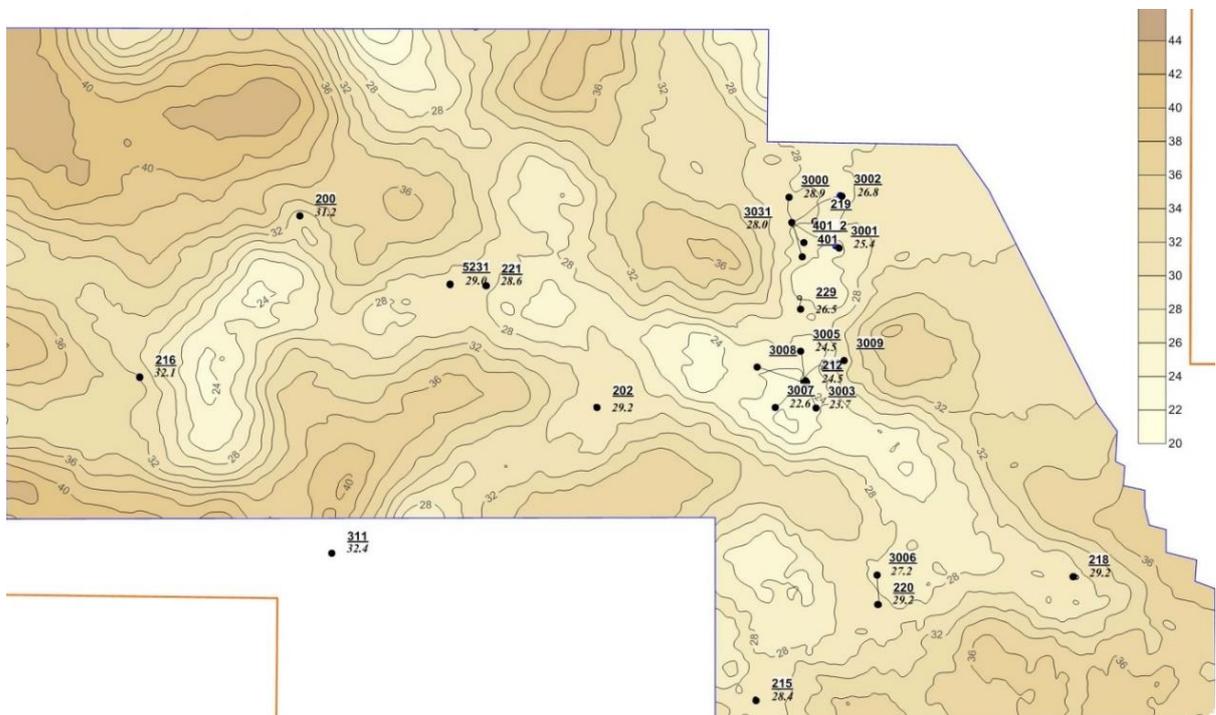


Рисунок 4.66 – Прогнозная карта общих толщин тутлеймской свиты

На выступах фундамента толщина отложений тутлеймской свиты уменьшается до 22-24 м, увеличиваясь в погруженной части до 44 м. В ходе сопоставления данных по накопленной добыче в скважинах с общими толщинами тутлеймской свиты выявлен наиболее перспективный интервал толщин – 22 - 30 м (Рис. 4.67).

Кроме этого, в рамках данной методики также необходимо учитывать параметр расстояния до осевой части хребтов, которое составляет 75-500 м от оси хребта рассматривается как один из информативных для прогнозирования продуктивности параметр.

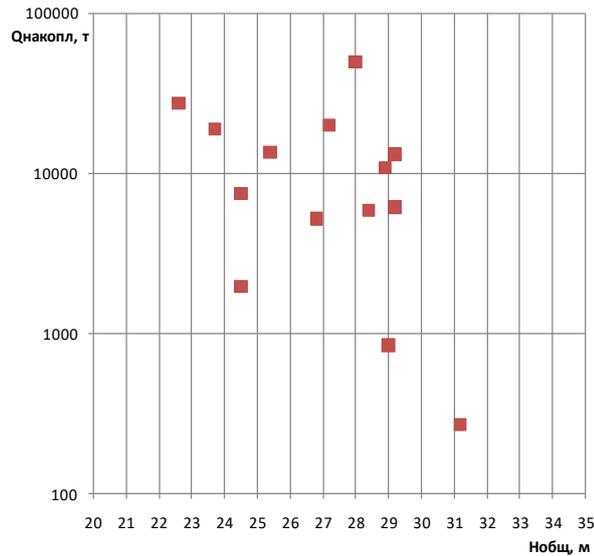


Рисунок 4.67 – Распределение накопленной добычи в скважинах в зависимости от общей мощности отложений

При этом все экзаменуемые точки площади, удаленные от эталонов на расстояние более 200 м, априорно присваивались 4-му классу. Поэтому на результирующей карте мы видим не 3 класса, а 4. К последнему отнесены те участки изучаемой территории, которые по морфоструктурным признакам не могут быть уверенно отнесены ни к одному из эталонных классов и представляют собой в рамках данной задачи область неопределенности (Рис. 4.68).

Совместив полученную карту с границей положительной локальной составляющей (Рис. 4.69), мы выяснили, что высокопродуктивные области приходятся непосредственно на присводовые участки различной протяженности и ширины.

Если рассматривать территорию, где, согласно выявленной закономерности, развиты общие толщины до 29 м, то наиболее перспективными участками являются поднятия северо-западного простирания в центральной части площади.

На основе выполненного прогноза стало возможным оценить площади прогнозных классов, отвечающих различным категориям продуктивности (с учетом отсечки по общим толщинам и исключения из рассмотрения осевой части хребтов): высокоперспективные – 32,4 км²; среднеперспективные – 24,2 км²; неперспективные (с неясными перспективами) – 15,2 км².

Кроме того, для анализа перспектив отложений тутлеймской свиты был привлечен к изучению морфологический фактор. Предполагается, что на участках перегибов структурной поверхности должны формироваться микротрещины, которые и обеспечивают увеличение ФЕС коллекторов.

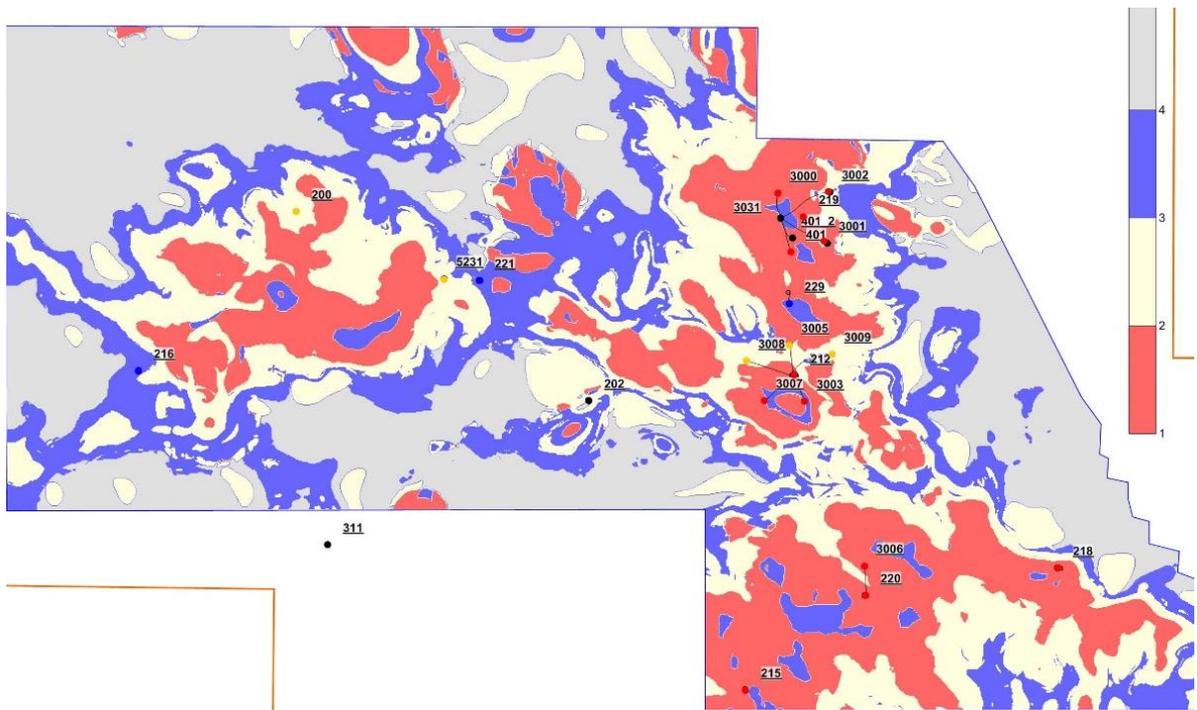


Рисунок 4.68 – Районирование изучаемой территории по продуктивности

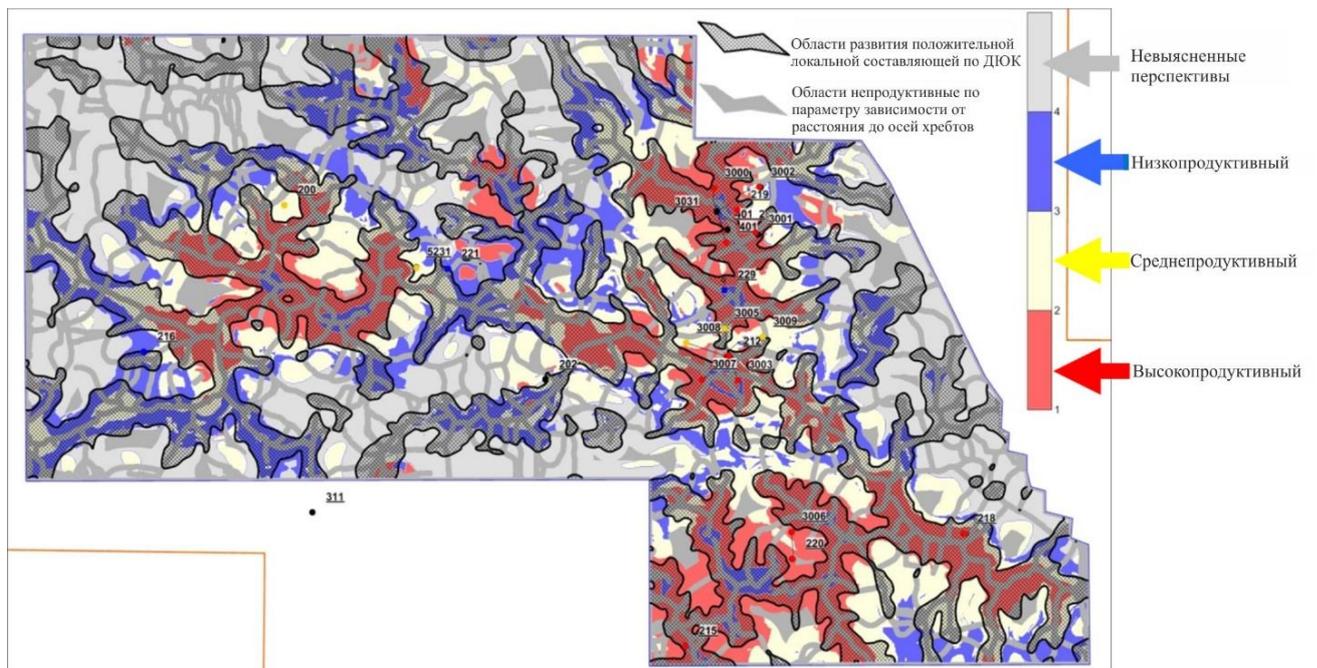


Рисунок 4.69 – Районирование изучаемой территории по степени продуктивности с наложенными контурами локальной составляющей

Были использованы результаты следующих преобразований поверхности кровли тутлеймской свиты: градиент; отрицательные значения второго инварианта Бельтрами; отрицательные значения средней кривизны; Эйлера разность.

Повышенные значения полученного таким образом параметра соответствуют максимально изогнутым участкам структурных поверхностей, в пределах которых можно прогнозировать повышенную степень трещиноватости. Выявленные зоны развиты на исследуемой площади фрагментарно и имеют небольшие размеры. Для комплексного анализа структурного фактора было выполнено районирование территории по совокупности вышеперечисленных параметров.

Результаты прогноза перспективных зон

По результатам комплексных исследований, включавшими в себя районирование территории по степени перспективности с использованием рассчитанных динамических и кинематических атрибутов данных 3D-сейсморазведки, анализ данных ГИС и МЭРов, приведены на Рисунке 4.70.

Закладывать проектные скважины рекомендуется, несомненно, в присводовых частях поднятий, но на некотором удалении от осевой части поднятий.

Автором рекомендовано к заложению 12 проектных скважин (Рис. 4.70). Рекомендации даны согласно комплексной карты, отражающей пространственное положение наиболее перспективных высокодебитных зон.

Комплексная карта включает в себя отдельные прогнозные карты: карту безэталонной классификации территории по сейсмическим данным; карту прогноза с обучением на скважинах-эталонах по сейсмическим атрибутам; карту районирования по структурно-морфологическому признаку [435].

При этом реализован самый простой способ экспертной оценки. Если точка удовлетворяет условию – 1, если нет – 0. В результате получаем 5 классов: класс № 1 – ни одно условие не выполнено; класс № 5 – все условия выполнены. Т. е. наиболее перспективным является класс № 5.

Скважины ранжированы по очередности бурения. Первоочередными считаются скважины А1-А5, далее – по убыванию. Скважины D2 и D3 являются зависимыми от результатов бурения скважины D1.

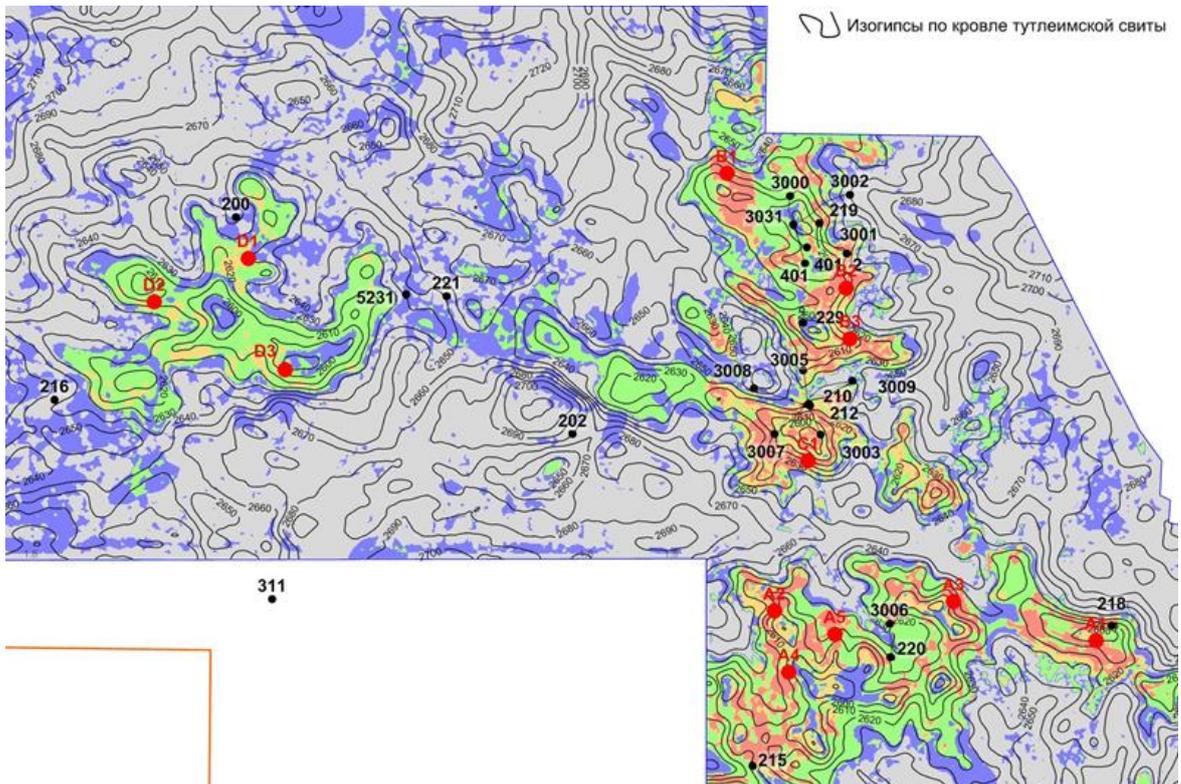


Рисунок 4.70 – Карта комплексного прогноза территории по перспективности отложений в интервале тутлеймской свиты

При заложении проектных скважин необходимо учитывать:

1. резко выраженные осевые части хребтов хорошо выделяются на сейсмических атрибутах;
2. местоположение и рисунок осевой части хребтов не связаны с линиями тектонических нарушений и разломами доюрской части разреза;
3. поверхность предюрского рельефа сформировалась не за счет тектонических факторов, а за счет наложения флювиогляциальных процессов.

В расширенный комплекс ГИС рекомендуется включить методы, которые чувствительны к изменению ФЕС пород, способные дать дополнительную геолого-геофизическую информацию о физических свойствах и компонентом составе пород:

- спектральный гамма-каротаж (ГК-с);
- ГГК литоплотностной;
- АК с регистрацией интервального времени и декремента затухания продольных, поперечных волн Стоунли;
- микробоковой каротаж (МБК);
- ядерно-магнитный каротаж;
- импульсный нейтронный каротаж;
- запись микрометодов с низкой скоростью записи в М 1:50;

- наклономер;
- ГДК;
- каротаж-испытание-каротаж;
- газовый каротаж.

По данной тематике автором сделан доклад на конференциях в период 2005-2014 гг. [210, 219].

4.2.4. Построение геологической модели залежи УВ в серпентинитах фундамента на основе генетической схемы формирования коллекторов (на примере месторождения Томской области)

Проблема изучения доюрского комплекса пород Томской области включает решение ряда задач: выявление и оконтуривание продуктивной части разреза контакта осадочного чехла и палеозойского фундамента; установление причины неподтверждения предыдущей геологической модели; разработка правил и критериев комплексирования геолого-геофизических данных для построения новой модели строения коллектора; утверждение геологической модели, подсчет запасов УВ.

В доюрском комплексе отложений открыты мелкие по объему запасов месторождения УВ. Они сосредоточены, в основном, в зоне развития поверхности палеозойских отложений кор выветривания и базального горизонта юры, т. н. горизонта зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений – НГГЗК [125]. В проницаемых разностях пород в этой части разреза установлены многочисленные нефтегазопроявления. Несомненный практический интерес представляют вопросы изучения ФЕС зоны контакта, вещественного состава, особенностей строения кор выветривания, методов картирования сложнопостроенных зон распространения продуктивных зон и выявление новых.

Сама постановка задачи поиска и разведки таких нетрадиционных ловушек является сложной для решения как с методической точки зрения, так и с практической. Изучением особенностей строения, разработкой методики поиска и разведки ловушек и залежей УВ занимались многие исследователи [116, 117, 118, 125, 328].

Палеозойские образования представлены самыми различными типами пород: осадочными, изверженными (эффузивные и интрузивные комплексы пород), метаморфизованными.

Изучаемый участок приурочен к Межовской зоне Центрально-Западно-Сибирской системы герцинид, а именно к Межовскому срединному массиву. Межовский срединный массив состоит из приподнятого (Межовский гранитный батолит) и опущенного (Нюрольский) блоков.

Нюрольский блок перекрыт осадочными, в т. ч. метаморфизованными, верхнепалеозойскими отложениями, представленными карбонатной и терригенно-карбонатной формациями, включающими тела интрузивов ультраосновного состава.

На примере одного из месторождений Томской области показана необходимость комплексирования геолого-геофизической информации на этапе подсчета запасов и построения геологической модели.

В 1971 г. в результате бурения поисковой скважины 252, пробуренной в своде северо-западной Ай-Кагальской вершины локального поднятия, было открыто одноименное месторождение. Залежь нефти приурочена к зоне контакта юрских отложений с палеозоем (пласт М). В скважине при испытании пород палеозоя (интервал 3016-3100 м) получен приток безводной нефти дебитом 21,5 м³/сут на 4 мм штуцере. В 2006 году была пробурена скважина 257, в которой при испытании пород коры выветривания доюрского комплекса (интервалы 3174,5-3180 м, 3182,5-3189,5 м и 3190,5-3190,2 м), представленных известковыми доломитами, с прослоями известняков, известковистых алевролитов и песчаников, был получен приток нефти ($Q_n=26,4$ м³/сут) и воды ($Q_v=3,0$ м³/сут).

Дальнейшее бурение скважин показало чрезвычайно сложное пространственное распределение осадочных и метаморфических образований палеозойского возраста. В скважинах 252, 256 и 255 образования палеозоя представлены метаморфическими породами – серпентинитами, в скважине 253 – туфами основного состава с присутствием сидеритовых руд, в скважинах 257, 259 вскрыты карбонатные отложения - известняки и доломиты. *Анализ и интерпретация результатов поисково-оценочного и эксплуатационного бурения, позволили автору отказаться от ранее принятой геологической модели залежи пласта М, что, в конечном итоге, привело к существенному сокращению площади продуктивности.*

На основании комплекса выполненных исследований в выветрелых образованиях коры выветривания доюрского комплекса (пласт М) доказано наличие двух пространственно обособленных литотипов пород, в которых открыты нефтяные залежи (это район скважин 252 и 257). В остальных скважинах, вскрывших доюрский комплекс, породы, слагающие пласт М, преимущественно водонасыщенные, и характеризуются ухудшенными ФЕС с непромышленными притоками пластовых флюидов.

Методика и технология решения проблемы определения типа коллектора, уточнение контуров нефтегазоносности на основе комплексирования геолого-геофизических данных

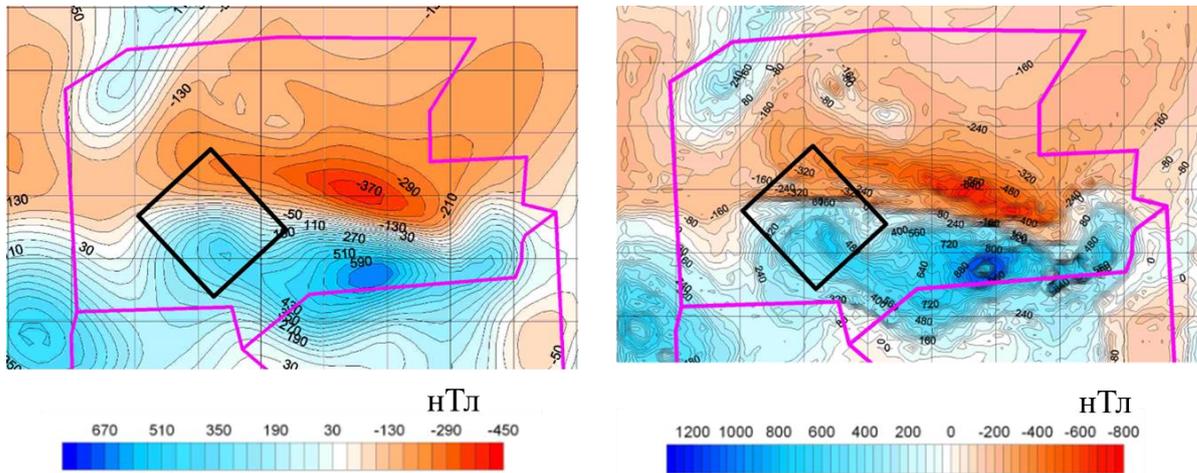
Для выработки алгоритма комплексирования использовался следующий подход:

1. расширенное литологическое изучение керна по фотографиям;
2. установление определяющих признаков формирования и преобразования литотипов пород в процессе диагенеза и последующей метаморфизации пород;
3. уточнение литотипов пород в скважинах по керну и комплексу ГИС;
4. комплексирование данных потенциальных полей и сейсморазведки 3D;
5. построение принципиальной модели преобразования пород и установление основных геологических факторов, контролирующих распространение пород-коллекторов;
6. прогнозирование распространения коллекторов по сейсмическим классам;
7. построение уточненной геологической модели и подсчет запасов.

Под фундаментом ЗСП понимается сложное сочетание гетерогенных структурных ярусов палеозойского возраста. Складчатый фундамент представлен интрузивными и эффузивными, карбонатно-терригенными, сильно дислоцированными породами, в значительной степени метаморфизованными. Разрез промежуточного комплекса сложен эффузивными и осадочными породами.

Разнородность состава палеозойского фундамента, напрямую связанная с тектоническим строением, положением разломов и границ блоков, тектонических швов, должна четко проявляться в аномалиях магнитного поля. На Государственной карте масштаба 1:200 000 выявляется обширная субширотная аномалия наблюдаемого магнитного поля, которая выражается в резкой смене знака изодинам, что проявляется в виде классической аномалии типа «ступени». Пересчет в нижнее полупространство на глубину 2 км подтверждает глубинное происхождение указанных аномалий: конфигурация не меняется по сравнению с наблюдаемым полем, существенно возрастая по амплитуде (Рис. 4.71).

Вышеописанные результаты аналитического продолжения в нижнее полупространство с очевидностью указывают в качестве источника аномалии смену вещественного состава пород фундамента, обусловленных наличием магнитоактивных источников. Палеозойский комплекс представлен, в основном, терригенно-карбонатной и карбонатной формациями девона и карбона, вмещающими альпинотипные гипербазитовые интрузии, широко распространенными в пределах Нюрольской впадины. В частности, серия интрузий альпинотипных серпентинизированных гипербазитов протягивается вдоль зоны Фестивального разлома, характеризующегося небольшим вертикальным смещением и сопровождается сдвиговой составляющей.



Фрагмент карты наблюдаемого
магнитного поля, 1989г

Пересчет в нижнее полупространство
магнитного поля на глубину 2км

Рисунок 4.71 – Характеристика магнитного поля

Вещественный состав верхнепалеозойских литологических комплексов доюрского фундамента

Краткое описание верхнепалеозойских пород, вскрытых в скважинах, выполнено совместно со специалистом А. В. Беленьким на основании изучения фотографий керна и шлифов.

Скважина 252. В интервале верхнепалеозойского комплекса 3084-3100 м выделены серпентиниты темно-зеленые, крупнокристаллические, трещиноватые с жилками карбонатов – доломит-анкерита и кальцита. По трещинам наблюдаются примазки бурого битума, который или выжат по стенкам трещин в виде тонких пленок или пропитывает породу. В составе серпентинитов преобладает хризотил, брусит имеет подчиненное значение. Для серпентинитов, вскрытых скважиной 252, характерны кристаллобластические (бластопорфировая и гранобластовая), решетчатая (поперечно-волоконистая) и пластинчатая структуры.

Серпентинизация – это процесс гидротермального изменения ультраосновных пород, в ходе которого, слагающие их безводные силикаты Mg, гидролизуются и преобразуются в минералы группы серпентина, а сами горные породы – в серпентиниты [64]. Метасоматическая серпентинизация связана с воздействием растворов высокой химической агрессивности, которые выносят из пород MgO и SiO₂ с сохранением первичного объема пород. Этот процесс является локальным, типичным для малоглубинных расслоенных интрузивов гипербазитов (ультраосновных пород). Об этом же в частности свидетельствует наличие в шлифах из образцов пород скважины 252 порфировидных реликтов исходной породы, сложенных ромбическим пироксеном, типичным для первичной ультраосновной породы.

При испытании серпентинитов палеозоя в скв. 252 в открытом стволе (интервал 3016-

3100 м) получен приток безводной нефти дебитом 21,5 м³/сут на 4 мм штуцере. На различных режимах исследований получены притоки нефти с дебитами от 12,8 до 17,0 м³/сут.

Скважина 257. Интервал верхнепалеозойского комплекса 3112,5-3199 м. Кора выветривания зеленовато-желтовато-серая, плотная, с пятнистой текстурой, слой разбит сетью разнонаправленных трещин, иногда образующих мелкоячеистую текстуру. Трещины залечены прозрачно-серым, зеленовато-голубым кальцитом.

Ниже коры выветривания залегают известняки темно-серые, илистые, массивные строматопоровые. В составе известняков выделяются скопления пиритовой крошки, отмечены многочисленные жилки, линзы (до 2,0 см), залеченные белым кальцитом, иногда кристаллическим. Ниже по разрезу известняки подстилает нефтенасыщенный слой коры выветривания (предположительно каолинового состава) молочно-белого и серовато-кремового цвета, в средней части этот слой интенсивно брекчирован. Текстура по слою пятнистая, иногда кавернозная, трещиноватая, трещины залечены кальцитом.

Важно отметить, что в разрезе скважины 257 выделяются *два уровня коры выветривания*, разделяемые известняками, включающими линзу оливинового долерита. Нижний слой коры выветривания подстилается трещиноватыми измененными (серпентинизация, сидеритизация) известняками и известковистыми доломитами светло- и темно-серыми, коричневатыми с полосчатой текстурой, иногда подчеркнутой мелкими пиритовыми интракластами. Формирование двух слоев коры выветривания, разделенных известняками, свидетельствует, по всей видимости, об этапе погружения структур кровли палеозоя изучаемой территории, сопровождаемого морской трансгрессией и захоронением древней коры каолинового состава под толщей более молодых, прибрежно-морских рифогенных отложений (в данном случае, строматопоровыми известняками). Затем последовал этап воздымания, формирование выположенного рельефа побережья и образования в условиях прибрежной равнины более молодой коры выветривания. В скважине 257 при испытании пород палеозоя, представленных нижнем слоем каолиновой коры выветривания по известнякам, а также трещиноватыми известняками и известковыми доломитами с прослоями известняка, получен приток нефти дебитом 26,4 м³/сут и воды – 3,0 м³/сут.

В результате выполненных исследований литолого-петрографического анализа образцов палеозоя из вышеуказанных скважин построена схематическая карта основных литологических комплексов верхнего палеозоя (Рис. 4.72).

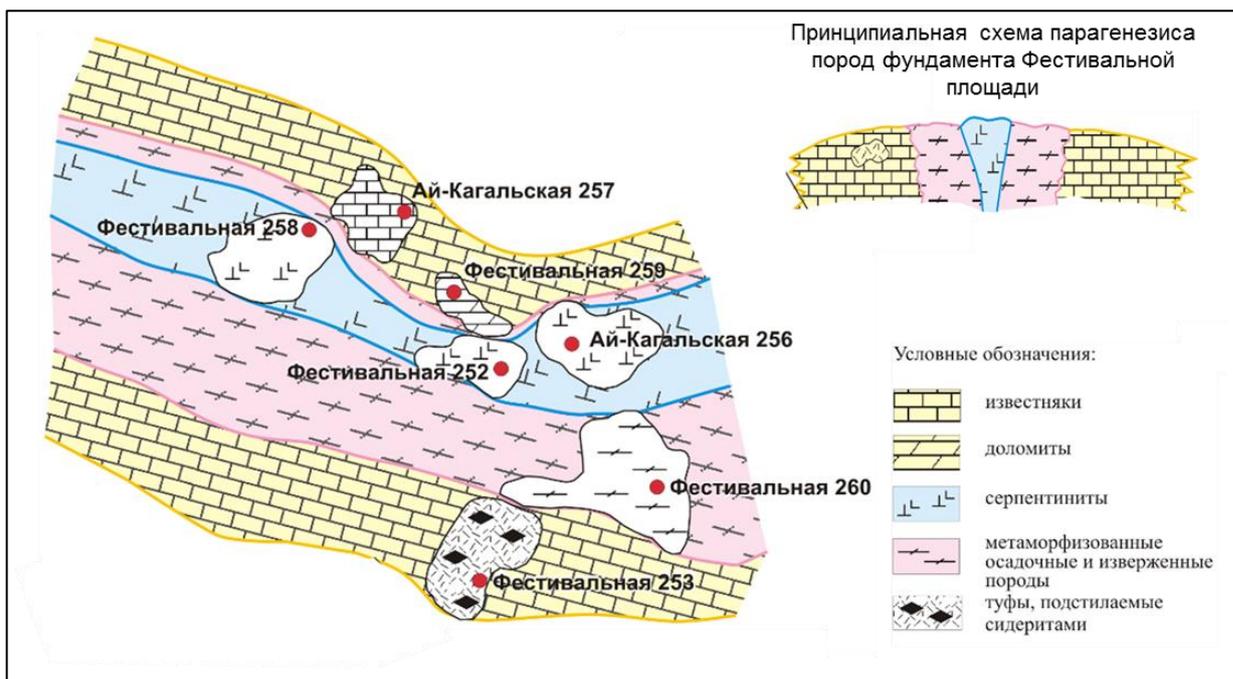


Рисунок 4.72 – Районирование распространения основных литологических комплексов верхнего палеозоя

Построение прогнозной модели

Ввиду сложной систематики волновой картины в данном интервале разреза, предпочтение было отдано методам безэталонной многомерной типизации – «Классификации» и «Таксономии», являющихся интегрированным способом анализа, включающим в себя набор средств атрибутивного анализа, проводимого в рамках динамической интерпретации сейсмических данных.

Для получения разрезов типизации были рассчитаны различные виды динамических атрибутов и после их анализа для окончательных расчетов выбран пакет атрибутов, обладающих наибольшей информативностью и включает в себя следующие кубы:

- когерентной фильтрации (кубы максимальной когерентности);
- мгновенных амплитуд;
- мгновенных частот;
- косинуса мгновенных фаз;
- варианты фильтрации.

В интервале ОГ $F_2 \pm 30$ мс были рассчитаны кубы с использованием программ «Классификация» и «Таксономия» (М. Б. Лурье, И. Л. Гривко). Алгоритм работы этих программ предполагает выявление в многомерном признаковом пространстве однородных областей, каждая из которых характеризуется определенным набором показателей динамических атрибутов. Эти области объявляются классами или таксонами.

По результатам выполненных вычислений была построена карта классификации по выбранным геофизическим признакам, где в скважинах-эталонах идентифицированы участки по типам пород. Для эталонной типизации разреза скважин и интерпретации результатов были привлечены данные исследования керна. На площади работ породы фундамента вскрыты в 7 скважинах: в 252, 256, 258 и 260 вскрыты метаморфические породы, в 253, 259 и Ай-Кагальской 257 карбонатные типы пород.

На рисунке 4.73 классы красного цвета соответствуют участкам распространения метаморфического комплекса пород (со значительным преобладанием в составе комплекса серпентинитов), зеленого цвета – участкам карбонатного комплекса и синего цвета – участкам пород терригенно-карбонатного комплекса.

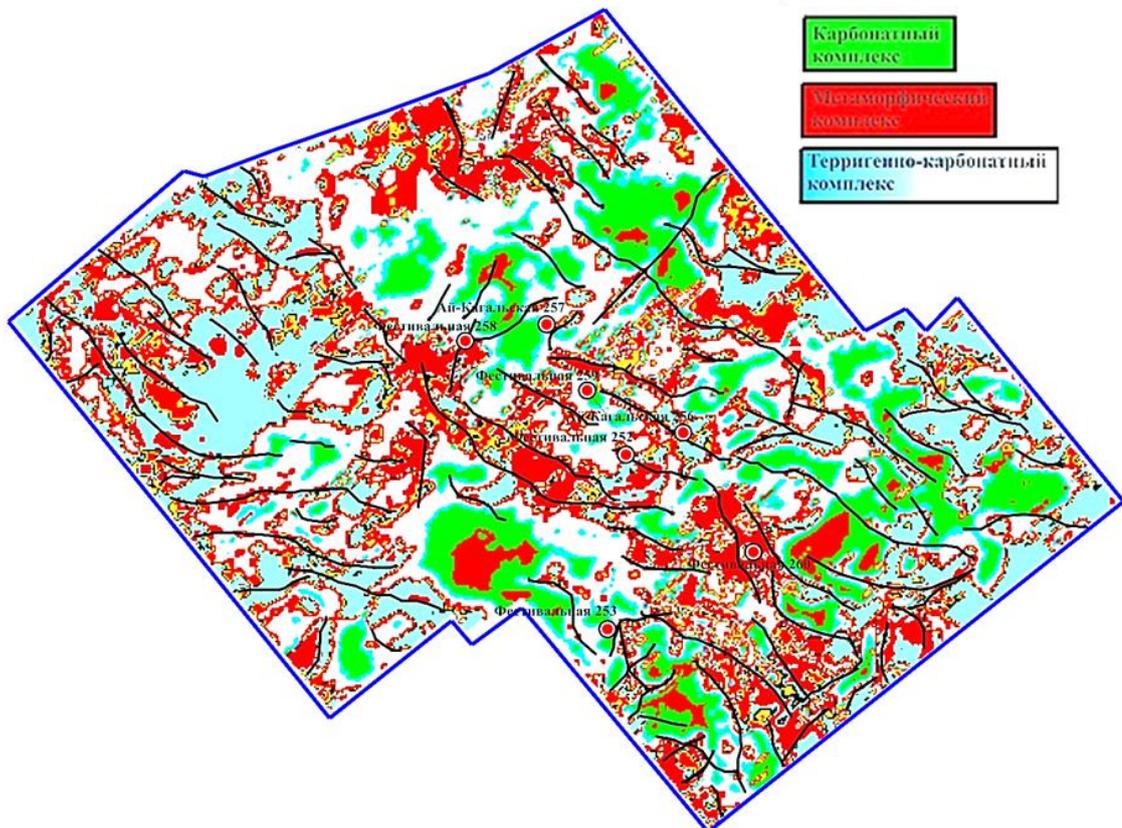


Рисунок 4.73 – Карта классификации по геофизическим признакам

Интерпретация результатов

Сопоставление карты классификации геофизических признаков с картой кровли палеозойского фундамента, соответствующей сейсмическому горизонту F_2 , позволяет установить совпадение поднятий кровли фундамента с участками, соответствующим классу

метаморфических пород, что также указывает на прямую связь положительных форм палеорельефа фундамента с областями залегания метаморфических пород.

Метаморфические породы имеют более высокую устойчивость к процессам физико-химического выветривания по сравнению с породами карбонатного и терригенно-карбонатного комплексов.

Анализ данных позволяет предположить, что Фестивальное поднятие сформировалось не столько вследствие дифференцированного воздымания тектонических блоков в зоне глубинного разлома, сколько в результате избирательной денудации экспонированных литологических комплексов (в условиях тектонической постгерцинской стабилизации, пенеппенизации рельефа и формирования кор выветривания), приведшей к образованию в этой зоне положительных форм доюрского палеорельефа.

Избирательная денудация – это процесс образования денудационных форм рельефа, определяемый различием в скорости дезинтеграции контактирующих горных пород разного состава в зависимости от физических и химических свойств этих пород, обусловленных структурно-текстурными особенностями пород, их минералогическим составом, трещиноватостью и другими факторами, определяющими устойчивость пород к процессам физического, химического и биологического выветривания. В соответствии с различием этих свойств контактирующих пород, относительно устойчивых или относительно неустойчивых к процессам денудации, образуются положительные и отрицательные формы денудационного рельефа.

В результате выполненных исследований была принципиально уточнена геологическая модель продуктивной верхней части разреза фундамента, уточнены границы распространения основных типов пород, даны рекомендации на бурение скважин [430].

По результатам данных исследований была опубликована одна статья в соавторстве с Р. А. Резвановым [298].

4.2.5. Прогнозирование сложнопостроенных терригенных коллекторов Восточной Сибири

В основу разработки вопросов прогнозирования нефтегазоносности древних платформ, теории осадочно-миграционного образования скоплений УВ положены работы: Н. Б. Вассоевича, И. С. Грамберга, Н. Л. Добрецова, Л. П. Зоненшайна, А. Э. Конторовича, Ю. А. Косыгина, М. И. Кузьмина, С. Г. Неручева, Б. С. Соколова, Б. А. Соколова, В. С. Суркова, А. А. Трофимука, В. Е. Хаина и др.

Целевое назначение работы: на основе разработанной технологии комплексирования современных методов обработки и интерпретации геолого-геофизической информации,

спрогнозировать зоны улучшенных коллекторов продуктивных горизонтов, выявить локализацию зон трещиноватости, построить трехмерную геологическую модель распространения сложнопостроенных коллекторов венда, подготовить рекомендации по заложению скважин.

Результаты выполненных исследований были доложены автором на конференциях, тезисы по данной теме опубликованы [45, 46], в ведомственном научном журнале [236], в изданиях из списка ВАК [162, 163, 186, 191].

Геологическая характеристика участка работ. Ильбокичское месторождение открыто в 2012 году [19]. В нефтегазоносном отношении площадь расположена в южной части Байкитской НГО Лено-Тунгусской НГП. По подошве отложений кембрия участок находится на северо-западном склоне Зелеевского свода Байкитской гемиантеклизы. Терригенно-карбонатный разрез венда представлен оскобинской и ванаварской свитами, в интервале которых открыты сложнопостроенные залежи УВ. Наиболее перспективными на обнаружение залежей УВ являются отложения оскобинской и ванаварской свит венда. Для продуктивной и перспективной частей разреза характерны коллектора трещинно-порового типа.

Участок расположен в зоне позднепалеозойского-раннемезозойского вулканизма [196, 440, 313, 367]. Структура генерации изверженного материала представляет собой корни субвулкана центрального типа, обнаженные эрозией интрузий, питающей магматической системы. Элементы вулканической структуры представлены в виде интрузий магматических тел (силлов, многоэтажных силлов, тел сложной формы). Породы трапповой формации вскрыты всеми скважинами.

На площади развиты не только дизъюнктивные элементы глубокого заложения, но и сдвиговая тектоника вследствие формирования поверхностей скольжения в нижней части усольской толщи солей.

Интенсивная вулканическая деятельность, характерная для данной территории, протекала в условиях тектонической активизации глубинных разломов. Традиционно важную роль играли разломы северо-восточного (Ангара-Вилуйского) и субмеридионального (Ангара-Катангского и Ангарского) направлений [196, 440, 367]. Для Ильбокичской площади характерно сложное сочетание этих обоих тектонических трендов [236].

Активная фаза вулканизма, вероятно, завершилась в раннем триасе внедрением субпластовых интрузий долеритов катангского комплекса, прорывающих отложения пермокарбона. Над зонами разломов, как известно, наблюдается большая плотность даек долеритов, увеличение мощностей субпластовых интрузий долеритов. Интрузии принадлежат катангскому и ангарскому комплексам.

Считаем, что эпоха интенсивного эксплозивного вулканизма сопровождалась

образованием большего количества разрывных нарушений с образованием вулканотектонических структур.

Тектоническая история развития данной площади, связанная с влиянием вулканической деятельности, оказала влияние и на распределение, и на качество коллекторов продуктивных отложений в интервале оскобинской и ванаварской свит. Для оптимального заложения скважин необходимо тщательно подходить к выбору проектного местоположения с учетом всех изученных особенностей и полученных результатов исследований.

Структурно-динамическая реконструкция развития. Развитие территории неразрывно связано с тектонической эволюцией формирования Ангарских складок.

Ангарская зона складок в региональном плане с севера ограничивается субширотным Бедобинским разломом, с востока – Ильбокичско-Берямбинским северо-западного простирания, на юге охватывает северный борт Присаяно-Енисейской синеклизы. Ильбокичское куполовидное поднятие, по мнению Е. С. Носковой (2007, 2014 гг.) А. В. Мигурского (2007 г.) и др., имеет сложные очертания и является структурой, характерной для режима транспрессии. Понятия *транспрессии* и *транстенсии* используют для описания деформаций, возникающих в условиях, соответственно, сдвига-сжатия и сдвига-растяжения. Зоны транспрессии, как в нашем случае, образуются, если сдвиговая зона испытывает дополнительное боковое сжатие. Характерной чертой областей сдвига-сжатия является выдавливание материала, что, как правило, приводит к образованию поднятия с его расширением вверх по разрезу. Поднятие формируется над магистральной сдвиговой зоной и представлено брахиформными валами, ограниченными разломами.

Реконструкция тектоно-динамического развития территории показала, что исходная модель представляла собой серию блоков или тектонических пластин субмеридионального простирания, которые условно можно назвать как: Северный, Центральный и Южный блоки. Первая фаза после начала инверсии – это фаза сжатия, в период которой начала формироваться структура взбросо-надвига. Во вторую фазу происходит окончательное формирование структуры взбросо-надвига и, как следствие, генерация эшелонированных сдвигов, которые приобретают вид структур сдвиговых деформаций. Мы считаем, что фаза транспрессии наступила позже или сразу после сжатия, т. к. сдвиговые элементы имеют подчиненное значение.

Фаза реализации во времени левостороннего сдвига и бокового сжатия сопровождалась формированием трещин скола и отрыва. Описанный механизм представляет собой сложную комбинированную реализацию разнонаправленных тектонических стрессов, в результате чего образовались как зоны тектонического сжатия, так и тектонической разгрузки. Считаем, что результатом реализации данного тектонического этапа явилось формирование современных структурных поднятий.

Активные тектонические движения привели к формированию тектонических нарушений, образующих систему блоков продуктивной части разреза.

Выделение форм залегания интрузивных тел

Формы залегания интрузивных тел на площади изучались на основании распознавания характерной волновой картины и анализа кубов сейсмических атрибутов. На данной территории специалистами ранее предполагалось широкое развитие интрузивных тел различной формы и генезиса. К вулканоструктурам мы относим Ильбокичское поднятие, а также Бедобинский разлом, с развитием которого сопряжено образование Муликовского локального поднятия.

При анализе временных сейсмических кубов были установлены интрузивные тела, залегающие в виде секущих или морфотипов несогласного залегания: трубки, штоки, магматические диапиры (Рис. 4.74).

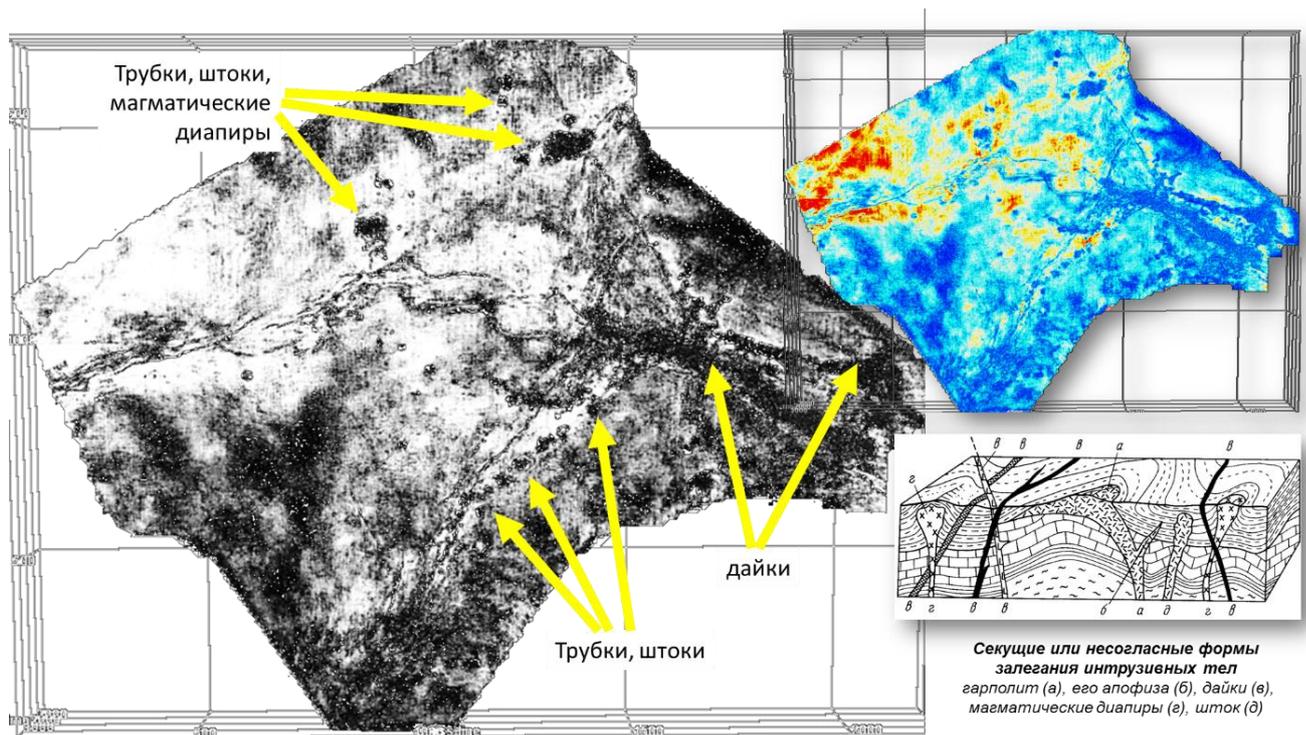


Рисунок 4.74 – Выделение интрузивных форм. Горизонтальный слайс амплитудного куба в интервале усольской свиты

Вытянутые в прямую линию сейсмические образы даек и штоков подчеркивают наличие глубинных разломов, игравших роль магмоподводящих путей вулканов трещинного типа.

Площадь исследования можно разделить на две части по характерным для интрузивных тел формам: на севере представлены преимущественно одиночные формы – это штоки, трубки,

диапиры, на юге – дайки, сформировавшиеся в теле вулканов трещинного типа. На Рисунке 4.75 хорошо видны элементы дизъюнктивной тектоники, элементы магматической деятельности, которая имеет формы трещинного и центрального типов вулканических аппаратов.

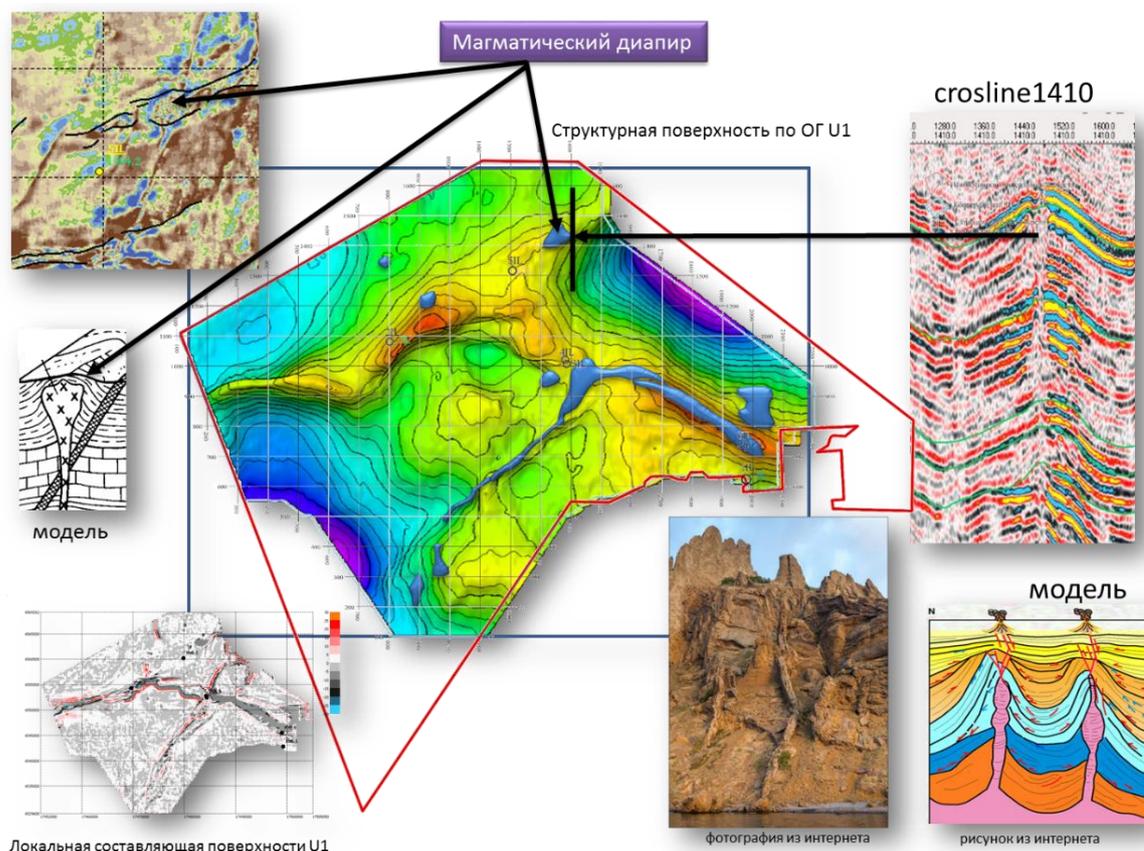


Рисунок 4.75 – Выделение интрузивных тел в разрезе осадочного чехла

Трещинный тип магматического излияния распознается расположением в виде цепочки вулканических каналов вдоль распознаваемых по сейсмическим данным тектонических зон.

В северной части в районе скв. 5 хорошо распознается магматический диапир, который образовался на месте пересечения полигональной системы разломов, что хорошо видно на сейсмических атрибутах.

Особенно важен вывод о наличии даек в разрезе скв. 6. Результаты бурения и испытания скв. 6 показали, что коллекторы в разрезе скважины отсутствуют, при испытании в колонне приток не получен из перспективной части разреза оскобинской свиты.

Можно утверждать, что скважина попала в зону метасоматического изменения осадочных пород-коллекторов и вторичного минералообразования пустотного пространства, т. н. зону контактового метаморфизма (Рис. 4.76).

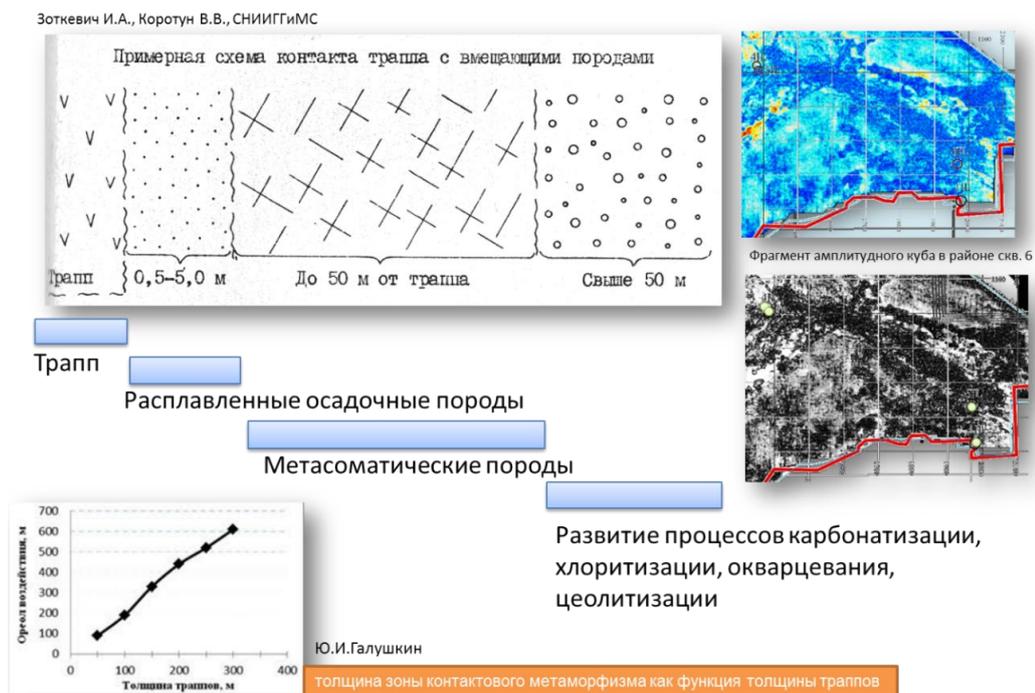


Рисунок 4.76 – Формирование трещиноватости в траппах и околотрапповых породах

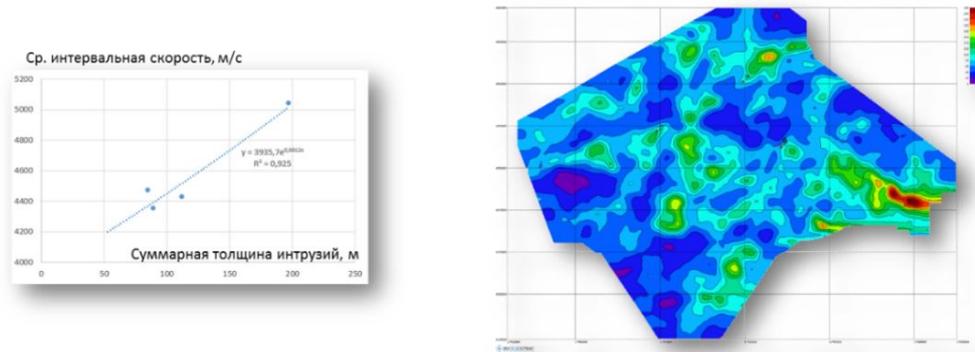
Трещины, как правило, частично, а участками полностью залечены сидеритом и анкеритом, местами доломитом. В трещинах были отмечены многочисленные новообразованные аутигенные кристаллы барита, галита и кварца.

Исследования специалистов СНИИГГиМС (И. А. Зоткевич, В. В. Коротун) показали, что толщина зоны контактового метаморфизма вмещающих осадочных пород составляет не менее 50 м и зависит от толщины траппов (Ю. И. Галушкин) (Рис. 4.76). Сделаем вывод о необходимости учета близости вулканогенных тел при выборе мест заложения скважин. Выделенные ловушки являются сложнопостроенными, где наряду с дизъюнктивной тектоникой, широко распространены интрузивные тела.

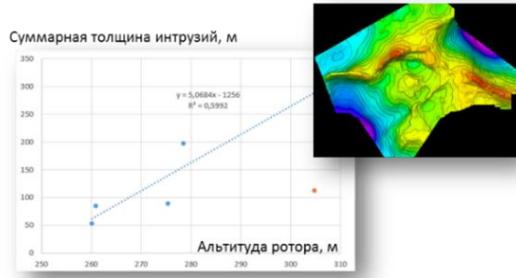
На этапе прогнозирования толщин интрузивных тел в разрезе была установлена корреляционная зависимость по скважинам между средней интервальной скоростью и суммарной толщиной интрузий, вскрытыми скважинами (Рис. 4.77).

К вулканоструктурам мы относим такие структуры, как Ильбокичское локальное поднятие. Как следствие, были сформированы такие типы ловушек УВ, как тектонически экранированные и структурные, ограниченные магматогенными телами.

Активные тектонические движения привели к формированию системы блоков в интервале продуктивной части разреза. Под влиянием тектонических напряжений сформировалась система трещин, которая хорошо выделяется по керну из продуктивной части разреза оскобинской (Рис. 4.78) и ванаварской (Рис. 4.79) свит.



Зависимость между высотой рельефа и толщиной интрузий в разрезе



При формировании структурной поверхности осадочного разреза большое влияние оказали внедрившиеся интрузии триасового возраста. Такие формы называются вулканоструктурами.

Рисунок 4.77 – Прогнозная карта распределения толщины интрузий в разрезе

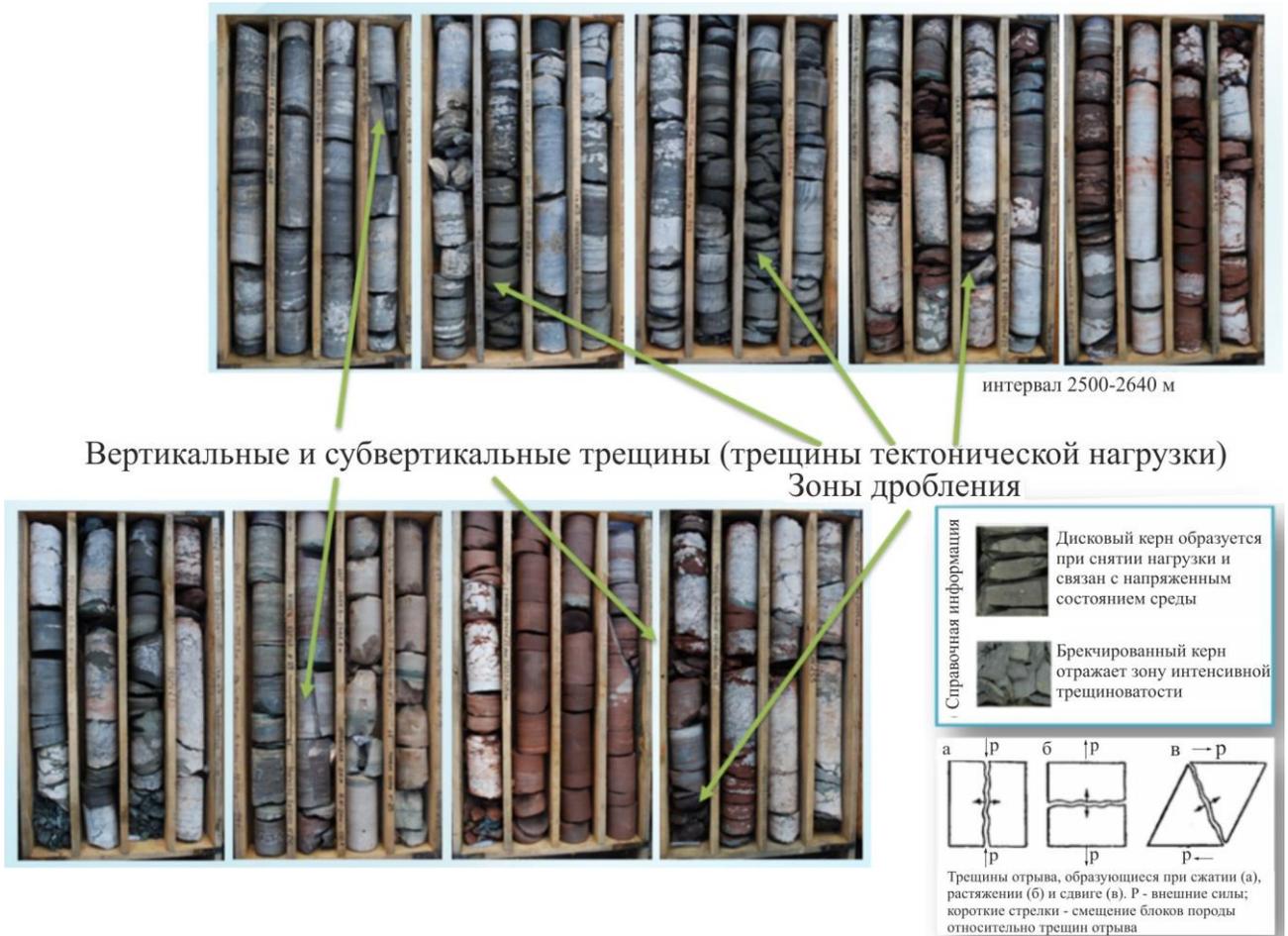


Рисунок 4.78 – Тектоническая трещиноватость в интервале оскобинской свиты

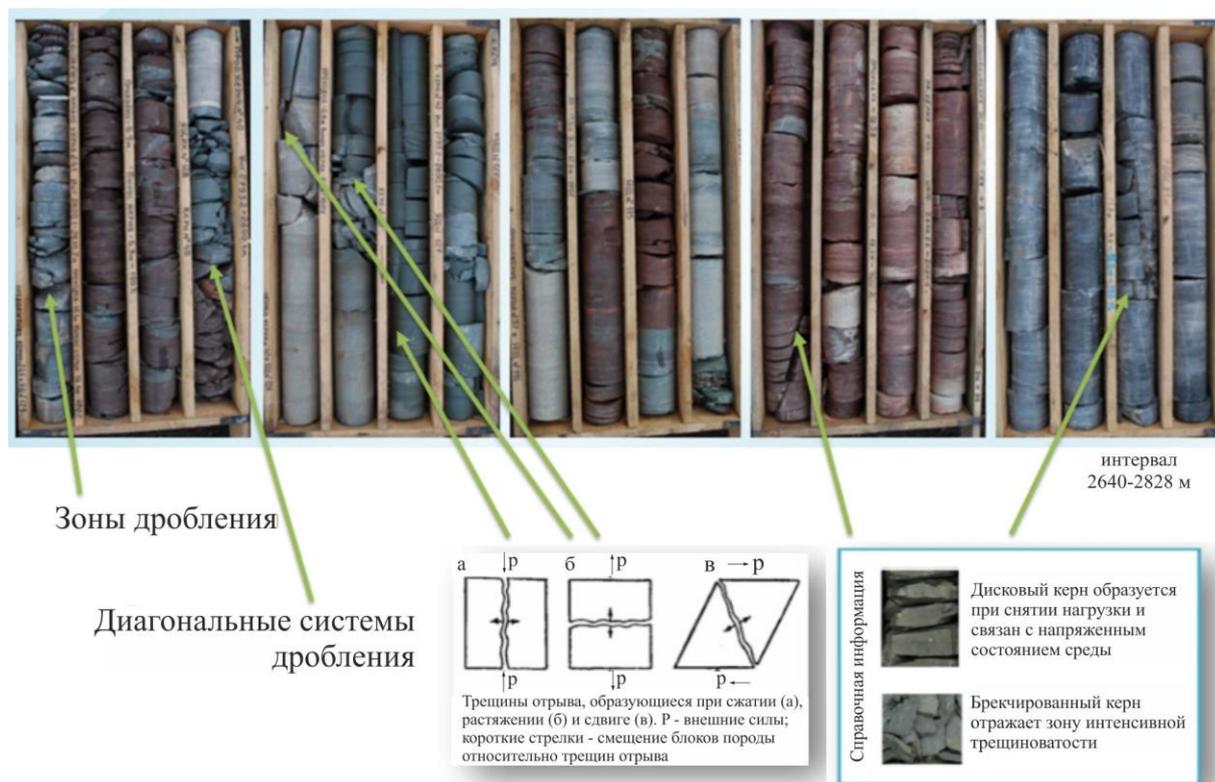


Рисунок 4.79 – Тектоническая трещиноватость в интервале ванаварской свиты

Результатами установлено, что на формирование структурной поверхности осадочного разреза большое влияние оказали внедрившиеся пластовые интрузии триасового возраста. Доказательством служит установленная эмпирическая зависимость между альтитудой стола ротора скважин и суммарной толщиной, вскрытых скважинами интрузий. Положительные структурные формы группы структур образовались в результате сдвига-сжатия при активном участии вулканических процессов вплоть до образования вулканогенных структур.

Ограничения использования технологии упругой инверсии для прогнозирования коллекторских свойств

Результатами исследований было установлено, что традиционно используемые кроссплоты $V_p/V_s=f(AI)$ при разделении продуктивной части разреза на коллектор и неколлектор, являются слабо- или малоинформативными, что подтверждается на Рисунке 4.80.

На Рисунке 4.81 показано, что в интервале отложений оскобинской свиты широко представлены системы трещин. Тип коллектора – поровый и трещинно-поровый. Значения $K_{пр}$ достигают 400 мД для порового типа коллектора.

Продуктивные резервуары (Б-8) подстилают отложения (Б-9) с широко развитой трещинной составляющей (матрицей) с $K_{пр}$ до 100 мД.

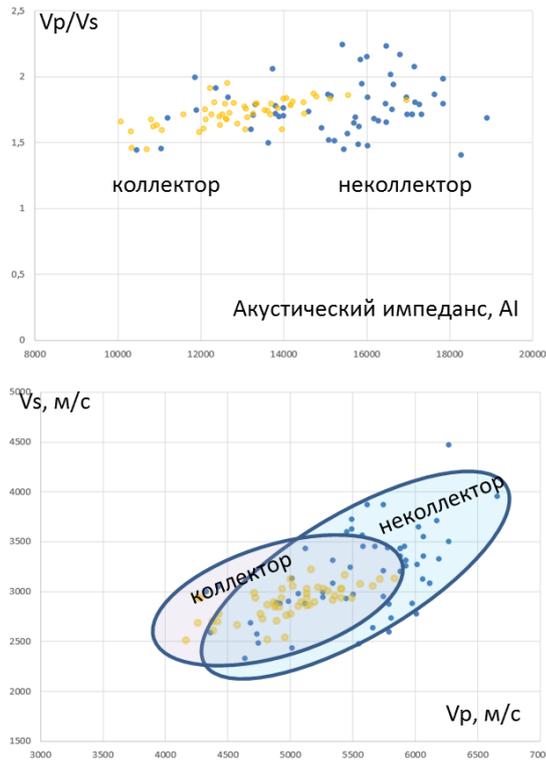


Рисунок 4.80 – Оценка качества связей с упругими параметрами для отложений оскобинской свиты

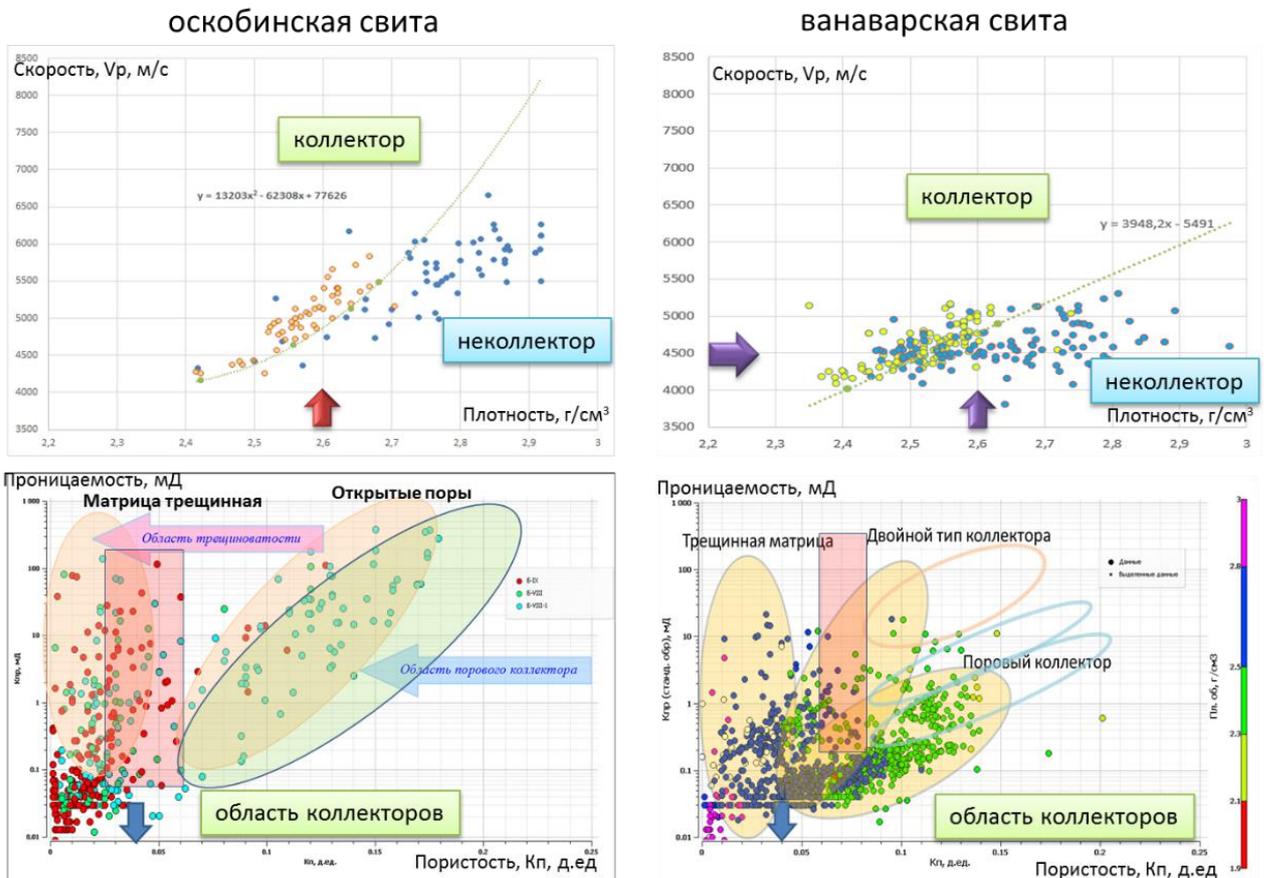


Рисунок 4.81 – Основные графики и зависимости для прогноза свойств продуктивных отложений

Установлена необходимость объединения пластов Б-8 и Б-8-1 в один подсчетный объект, что объясняется их единой гидродинамической общностью за счет однородного литологического состава пород с близкими физическими свойствами, широко развитой трещиноватостью.

Для ванаварской свиты (Рис. 4.81) тип пустотного пространства коллекторов: поровый и порово-трещинный. Особенности строения резервуара: невыдержанность и сильная расчлененность коллекторов. Коллекторы имеют низкие ФЕС: Кпр до 10-20 мД. Поэтому перед автором стояла задача: разработать технологию для выделения класса сложнопостроенных коллекторов с двойной пористостью для оскобинской и ванаварской свит.

Для решения поставленной задачи, на первом этапе был выполнен анализ чувствительности упругих параметров V_p , V_s , $RHOV$ к насыщению для продуктивных отложений по методике Zakir Hossain and Yijie Zhou [402, 416]. По диагностическим графикам (скорость-пористость) установлено, что изучаемые отложения относятся к сильно уплотненному классу пород. Для коллекторов обеих свит параметры V_p , V_s , $RHOV$ чувствительны только к изменению плотности пород, что находит подтверждение на кроссплоте изменения параметра V_p/V_s от акустического импеданса (Рис. 4.82).

Так, для отложений оскобинской свиты было найдено условие, при котором разделение семейства точек на коллектор и неколлектор выполняется при решении системы уравнений с использованием кубов плотности и продольной скорости (Рис. 4.83).

Объемное выделение классов по бинарному принципу – решение петрофизического уравнения на основе кубов V_p и $RHOV$ в глубинном масштабе

Для решения задачи прогнозирования параметров коллектора и построения геологической модели была разработана технология, с применением инверсионных преобразований (Рис. 4.84).

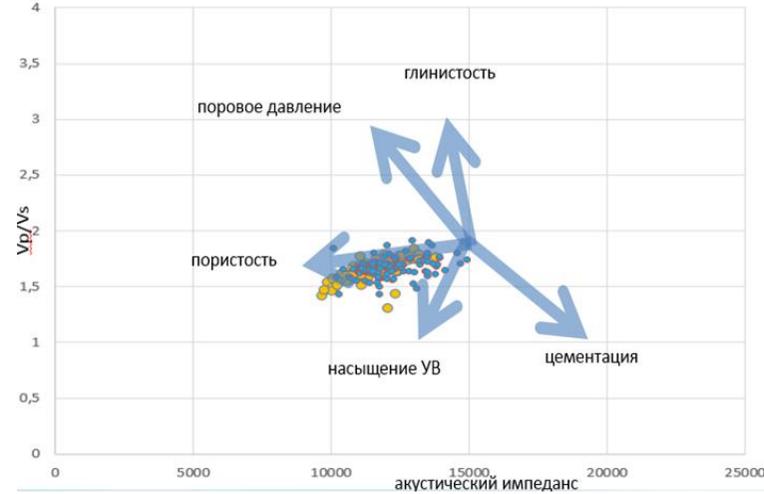
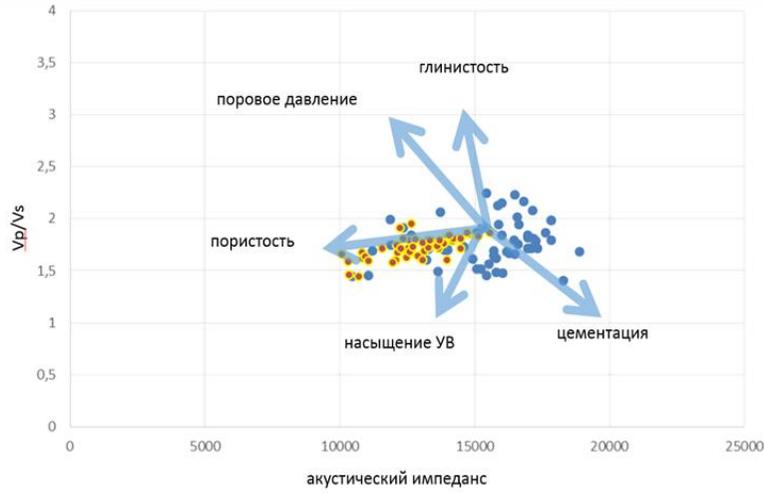
Методика и технология прогнозирования параметров коллектора

1. Обоснование правила деления кубов на классы коллектор и неколлектор по V_p и $RHOV$.
2. Работа с глубинными кубами V_p и $RHOV$.
3. Построение куба класса коллекторов.
4. Учет куба «трещиноватости» при построении прогнозных карт.
5. Построение прогнозных карт распределения эффективных толщин.
6. Построение куба трещинных коллекторов. Районирование участков, предрасположенных к трещинообразованию.
7. Построение прогнозных карт распределения K_p для класса коллекторов.

оскобинская свита

ванаварская свита

Кросс-плот изменения параметра V_p/V_s от акустического импеданса



Палетка изменения уплотнения пород (по Zakir Hossain and Yijie Zhou, 2014г)

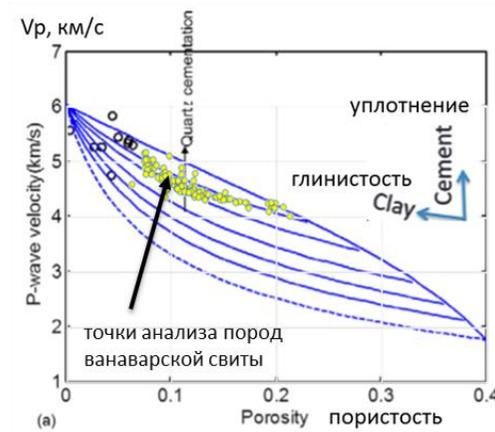
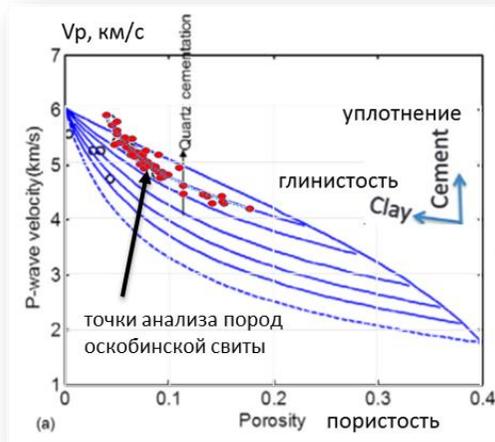
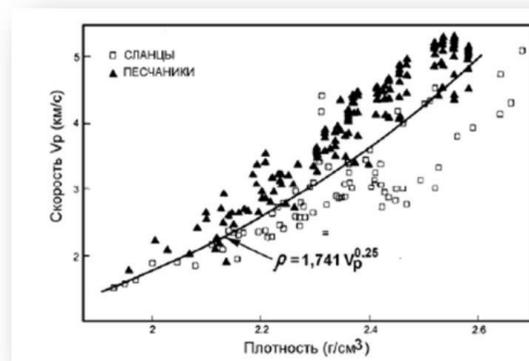
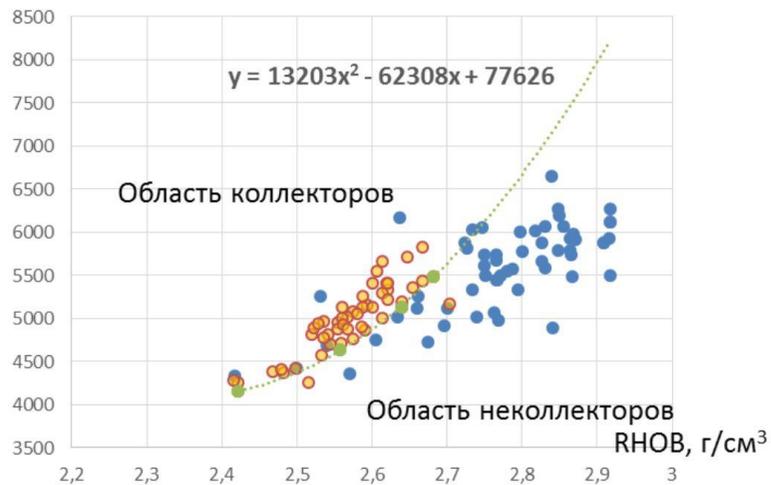
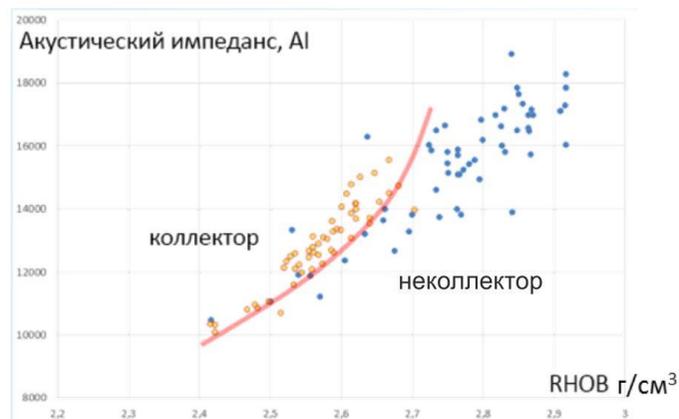


Рисунок 4.82 – Анализ чувствительности параметров V_p , V_s , RHO_V к насыщению для продуктивных отложений

V_p , м/с



Сопоставление скоростей Р-волн и плотностей по керну и ГИС для песчаников и глинистых сланцев (Gardner G.H.F., Gardner L.W., Gregory A.R. Formation velocity and density - The diagnostic basics for stratigraphic traps. - Geophysics, 1974)



Условием разделения на коллектор/неколлектор является задание системы уравнений для двух кубов: плотности и V_p

Рисунок 4.83 – Петрофизическое обоснование для выделения коллекторов в интервале отложений оскобинской свиты

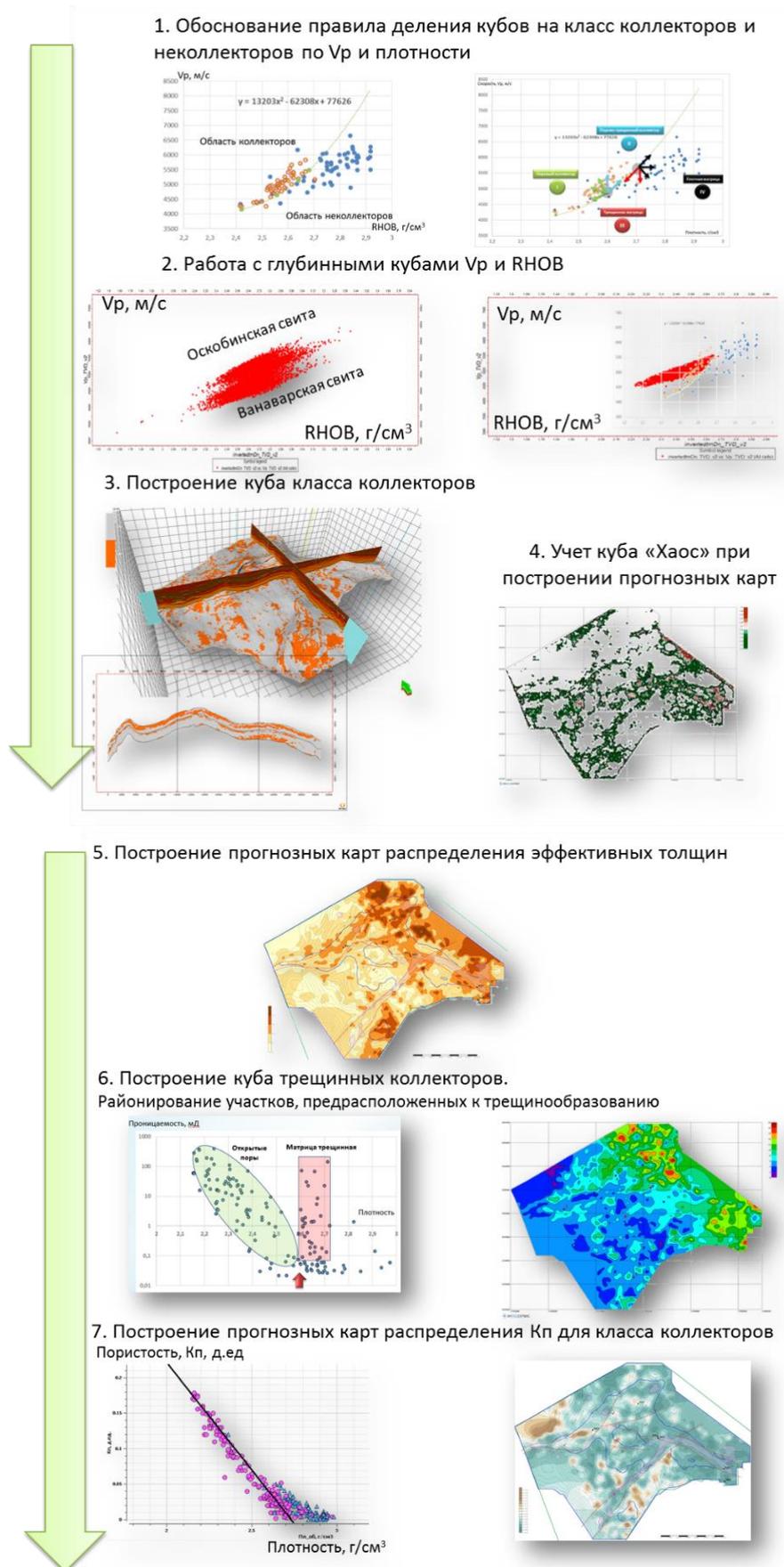


Рисунок 4.84 – Технология прогнозирования параметров коллектора

Анализ методики интерпретации данных ГИС

Выполнен анализ корреляционных связей пористость-проницаемость с выделением областей, характерных для порового и трещинного типа коллектора. Проведенный анализ исходных данных по керну позволил уточнить граничное значение $K_{пр}$ для порового коллектора и для коллектора с широко развитой трещинной составляющей (матрицей).

Далее для отложений оскобинской свиты была выполнена оценка качества связей ФЕС с упругими параметрами. Анализ чувствительности параметров V_p , V_s , $R_{НОВ}$ к насыщению проводился на основе кроссплотов изменения параметра V_p/V_s от акустического импеданса с использованием палетки уплотнения пород (по Zakir Hossain and Yijie Zhou, 2014 г.). В результате чего было установлено, что параметры V_p , V_s , $R_{НОВ}$ чувствительны только к изменению плотности пород, а условием разделения на коллектор/неколлектор является решение системы петрофизических уравнений.

В итоге, получена финальная модель прогноза и районирования коллекторов оскобинской свиты по типу пустотного пространства, с разделением на классы коллекторов со сложной структурой пустотного пространства и неколлектор (Рис. 4.85).

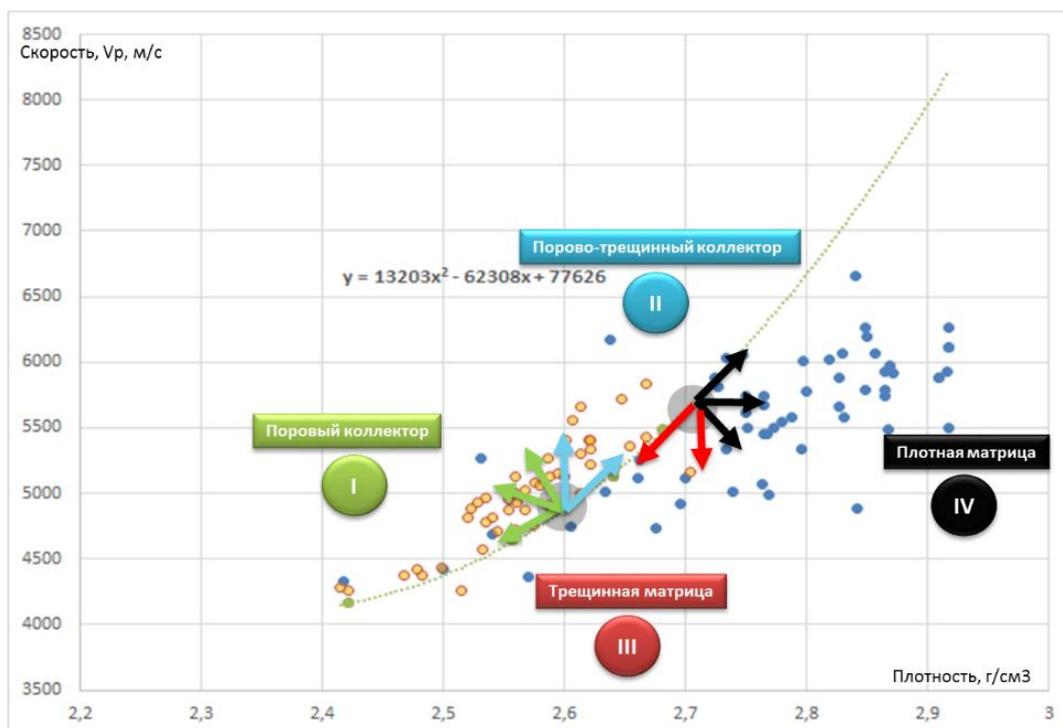


Рисунок 4.85 – Модель прогноза коллекторов оскобинской свиты по типу пустотного пространства

Результаты прогнозирования параметров продуктивной толщи.

Геологическая модель продуктивной толщи

В результате разработанной методики прогнозирования эффективных толщин на основе разделения на классы коллектор и неколлектор по прогнозным кубам V_p и R_{HOB} , получили возможность рассчитать кубы распределения коллекторов по типам пустотного пространства. Технология получения прогнозных карт и параметров коллекторов продуктивной толщи приведена ниже. Очень важным считаем полученные результаты районирования продуктивной толщи с разделением по типу пустотного пространства на поровый и трещинный. В результате реализованной технологии построена прогнозная карта распределения эффективных толщин (Рис. 4.86). На карте выделены участки с повышенными толщинами коллекторов порового и трещинного типов.

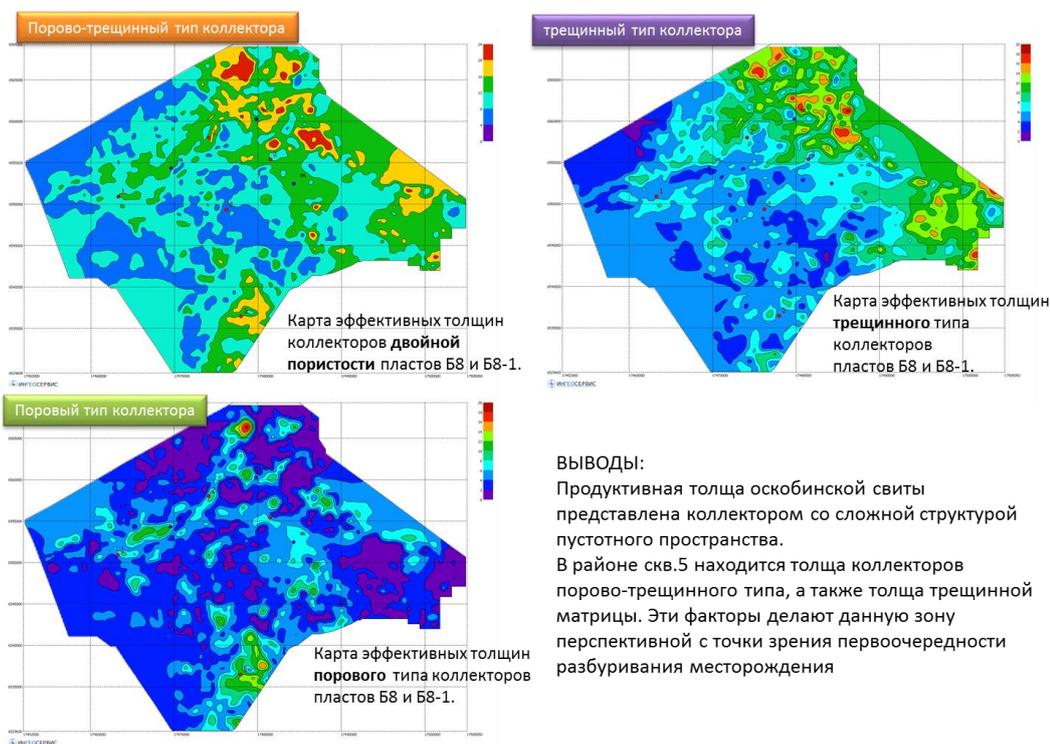


Рисунок 4.86 – Прогнозные карты распределения K_p продуктивных пластов оскобинской свиты

По результатам проведенных исследований установлено, что в интервале продуктивных пластов доказано широкое распространение в терригенных коллекторах трещинно-порового типа пустотного пространства. Получено пространственное распределение коллекторов по преобладающему типу пустотного пространства (Рис. 4.86).

Наличие трещинной матрицы является отличительной особенностью

флюидодинамической системы данного типа коллектора. Микротрещины формируют трещинную матрицу и могут подпитывать углеводородами поровое пространство пород-коллекторов. Поэтому такие зоны являются перспективными с точки зрения обнаружения высокопродуктивных участков.

Выводы

На территории исследований установлено, что положительные структурные формы участка образовались в результате сдвига-сжатия, при активном участии вулканических процессов, вплоть до образования вулканогенных структур. Изучено распространение интрузивных тел по площади.

По результатам исследований керна уточнены граничные значения для выделения коллекторов.

Анализ чувствительности параметров V_p , V_s , $RHOV$ показал, что параметры V_p , V_s чувствительны только к изменению плотности пород, а условием разделения на коллектор/неколлектор является решение системы уравнений для двух кубов: плотности и V_p .

В результате реализованной технологии, была построена прогнозная карта распределения эффективных толщин, получена модель прогнозного распределения коллекторов по типу пустотного пространства. Продуктивная толща представлена коллектором со сложной структурой пустотного пространства - трещинно-поровым типом коллектора.

Подтверждаемость прогноза

При бурении и испытании новой скважины из пласта ванаварской свиты был получен промышленный приток газа дебитом 59 тыс. м³/сут на шайбе 6 мм при депрессии 56,4 %. Залежь пласта ВН-III-V – пластово-сводовая, тектонически экранированная, высота залежи составляет примерно 150 м [19, 437]. В новой скважине отобран трещиноватый керн, в подошве ванаварской свиты отобрано 10 м песчаника, разбитого трещинами вкрест напластования. В новой скважине в тех интервалах, где был отобран трещиноватый песчаник, по каротажной характеристике коллектор не выделяется. Все это подтверждает тезис о том, что на данный момент нет методики выделения коллекторов в сложном вендском комплексе. На современном этапе разведки месторождения, как справедливо отмечают авторы (Я. В. Бельтиков, 2017 г.), очень важно проводить полный отбор керна не только из продуктивных пластов, но и из вышележащих и нижележащих отложений. Результаты выполненных исследований были доложены автором на конференциях, тезисы по данной теме опубликованы в 2015 г. [45, 46].

Выводы по главе 4

Методика и практика построения геологических моделей залежей УВ на разведочном этапе.

1. Для изучения перспектив нефтегазоносности в сложных горно-геологических условиях (при наличии АВПД) на разведочном этапе, необходимо при выборе местоположения проектных скважин, учитывать знание закономерностей распределения коэффициента аномальности (K_a) и прогнозирование зон с потенциально высокими ФЕС, и их комплексирование между собой.

2. в технологическом плане показано, что одним из информативных и успешных решений является формирование кубов безэталонной типизации сейсмического разреза, на основе которых будет выделен ряд классов, наилучшим образом коррелируемых с продуктивностью скважин. Карты временной мощности классов составили основу площадной эталонной классификации, целью которой являлось выделение зон, наиболее сходных по проявлению в сейсмическом поле участков различной продуктивности. Задача районирования контура нефтегазоносности решается методами безэталонной многомерной классификации, представленными программами «Классификация» и «Таксономия».

5. ПОСТРОЕНИЕ И СОПРОВОЖДЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ЭТАПЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ

5.1. Основные проблемы создания цифровых моделей залежей углеводородов

Целью построения цифровых геологических моделей месторождений УВ является подсчет запасов, создание гидродинамических моделей и составление проектных технологических документов на разработку.

Автор начал заниматься вопросами геологического моделирования в 1995 г., работая в Центре моделирования ОАО «Ноябрьскнефтегаз» (г. Ноябрьск). Так, начатая коллективная работа в Центре моделирования по построению постоянно действующих геологических моделей пяти месторождений позволила сформулировать необходимые требования, предъявляемые на всех этапах к технологии создания цифровых моделей, и перейти к их реализации. Предполагается использование постоянно действующих геологических моделей месторождений как для проектирования, так и непосредственно для принятия конкретных управленческих решений на уровне нефтегазодобывающего управления (НГДУ), акционерного объединения (АО) и компании [288].

По инициативе Центральной комиссии по разработке (ЦКР) в 2000 г. начат переход на проектирование разработки месторождений на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей (ПДГТМ).

Традиционно технология построения цифровой геологической модели включает в себя несколько этапов по С. И. Билибину, А. И. Закревскому [22, 81, 82]:

1. сбор, подготовка, анализ и загрузка исходных данных;
2. структурное моделирование, построение структурного каркаса;
3. создание трехмерной сетки;
4. осреднение скважинных данных на ячейки сетки;
5. литолого-фациальное моделирование;
6. петрофизическое моделирование;
7. оценка и подсчет запасов УВ.

Главными принципами при построении геологической модели залежи/месторождения УВ остаются [67]: 1) сопоставление разномасштабных данных (керна, сейсморазведка, ГИС) в едином масштабе измерений – масштабе геологических моделей; 2) углубленная седиментационная интерпретация ГИС.

Как показывает опыт моделирования, степень несоответствия модели и реального строения залежи, в общем случае, зависит от сложности его геологического строения. При

простом геологическом строении запасы подтверждаются с погрешностью до $\pm 15\%$, а при сложном - до $\pm 50\%$.

Интересное наблюдение приводит В. А. Бадьянов: на одном и том же тестовом анонимном материале при независимых геологических построениях специалисты получают существенно различающиеся результаты [14].

Здесь уместно привести слова известного геолога Ф. З. Хафизова: «В результате анализа изменения запасов залежи во времени выявлены четкие тенденции: чем меньше залежь, тем больше переоценены запасы залежи при первоначальной оценке и наоборот – чем крупнее залежь, тем больше недооценены запасы» [361].

При подсчете и оценке запасов погрешность принимается в зависимости от категории: категория А – 10-15 % от объема запасов; категория С₁ (В₁) – 15-25 %; категория С₂ (В₂) – 25-50 %. Основные направления по повышению достоверности подсчета запасов сводятся к следующим: 1) повышение достоверности структурных построений по данным комплексирования сейсморазведки 2D и 3D и комплекса ГИС; 2) повышение достоверности петрофизических моделей для выделения коллекторов и определения эффективных толщин.

Выделим основные этапы развития методики и практики создания цифровых моделей в РФ.

- Период до 1995 г. Развитие методики и технологии изучения внутреннего строения пород-коллекторов с целью геометризации и подсчета запасов УВ [25, 32, 70, 266 и др.].
- Период 1995-2015 гг. Создание отраслевых и федеральных руководящих методических документов по подсчету запасов и проектированию разработки на основе построения цифровых трехмерных геологических моделей [153, 154, 155, 157, 159, 250, 252, 325]; создание отечественных программных продуктов по моделированию (ВОЗИР, ТРИАС, DV-Гео, IngeosMap) [270].
- После 2015 г. в связи с исчерпанием открытия традиционных запасов усилился интерес к изучению трудноизвлекаемых запасов [43, 44, 330].

Выделим основные проблемы, которые обозначились, по мнению автора, которые негативно оказывают влияние на весь ход работ по созданию геологических моделей.

1 уровень. Организационно-технические

- Высокая стоимость программного обеспечения (ПО).
- Монополизация и несовершенство рынка предоставления услуг по продаже специализированного софта.
- Негибкая маркетинговая политика компаний-производителей ПО.

- Несовершенство и низкая гибкость математического обеспечения при реализации сценариев модельных построений.
- Требования к высокой производительности вычислительной техники.
- Большие временные трудозатраты специалистов, большой уровень «рутинной» работы.
- Необходимость привлечения коллектива специалистов (мультидисциплинарность).
- Неудобство внесения корректировки в исходные данные, возникающие на этапе геологического моделирования, что приводит к перестроению всей геологической модели.

2 уровень. Методический

- Отсутствие полного набора геолого-геофизических данных, надежных по качеству и достоверности.
- Неопределенность интерпретации данных на всех этапах геологоразведочного процесса: координаты, сейсмической интерпретации, обработки каротажа, ГДИ, испытание скважин.
- Нестандартные геологические условия: низкопроницаемые коллекторы, трещиноватость, сложнопостроенные ловушки, коллекторы со сложной структурой порового пространства.
- Невозможность формализовать неоднородность коллектора и особенности строения резервуара.

Приведем объективные недостатки геолого-геофизической информации:

- неполнота и ее непредставительность;
- нечеткость (недостаточная разрешающая способность, разных лет);
- разномасштабность и разнородность исходных данных;
- субъективность обработки и интерпретации информации;
- стохастичность;
- погрешности измерений, различная метрология аппаратуры.

Современные тенденции подготовки новых запасов УВ сместились в сторону необходимости изучения структурных особенностей сложнопостроенных залежей и месторождений. К ним относятся новые типы залежей, условия залегания, усложнение типа пустотного пространства, наличие нетрадиционных коллекторов и т. п. Перечислим некоторые из них: усложнение литологии изучаемых отложений: баженовская свита, доманикиты,

вулканогенно-осадочные породы, АБР (аномальные разрезы баженовской свиты), породы фундамента, коры выветривания, галогенно-карбонатные породы; сложные горно-геологические условия, связанные с АВПД (АВПоД) и АНПД, напряженным состоянием среды и т. п.; условия залегания, напряженным состоянием среды и деформацией напластования горных пород, негоризонтальным положением межфлюидной поверхности и т. п.

С появлением новых современных средств, методик и технологий изучения строения резервуара возросли требования к детальности и точности подготовки исходных данных. В связи с резко возросшим уровнем программно-технического оснащения производственного процесса качество обработки, интерпретации и анализа информации перестали соответствовать требованиям подготовки информации для построения геологических моделей.

Приведем несколько примеров, подтверждающих данный тезис.

1. Меретояхинское месторождение открыто в 1987 г. в пластах клиноформной части неокома по результатам бурения скв. 1. Открытие связано с получением притока нефти из пластов группы БП₆. Для выделения коллекторов использовался комплекс исследований ГИС в открытом стволе в масштабе 1:50, который позволил выделить тонкое переслаивание песчаника с алевролитами и глинами. В данном случае использование рекомендованного Технической инструкцией 1985 г. типового комплекса ГИС для нефтегазовых скважин масштаба 1:500 и 1:200 для выделения коллекторов и характера насыщения было недостаточно. Масштаб глубин 1:50, как следует из данной инструкции, используется только для выделения угольных пластов в углеразведочных скважинах. Поэтому, считаем, в типовой комплекс дополнительных геофизических исследований изучения продуктивной части разреза необходимо включить методы ПС, КС, МБК, МКЗ, РК в масштабе записи 1:50. Это особенно важно для изучения продуктивной части разреза юры и ачимовской толщи Западной Сибири, терригенных отложений венда Восточной Сибири и т. д.

2. Сопоставление результатов интерпретации комплекса ГИС по скважинам несколькими специализированными компаниями. Исполнителям были передан один и тот же набор данных, система петрофизических уравнений для обоснования подсчетных параметров. Сравнение результатов, полученных разными исполнителями, представлено в Таблице 5.1. Анализ результатов из данной таблицы дает нам основание утверждать о неоднозначности выделения коллекторов и характера насыщения.

Чем сложнее структура порового пространства пород-коллекторов, минералогический и литологический составы, горно-геологические условия, тем больше и значимее будут расхождения при определении эффективных толщин, характера насыщения и величине подсчетных параметров.

Таблица 5.1 – Сопоставление результатов интерпретации комплекса ГИС

Результаты интерпретации комплекса ГИС/исполнитель	Суммарная эффективная толщина, м			
	коллектор		насыщение	
	коллектор	возможно коллектор	продукт	неясно
Скважина № 1				
Компания 1	5,0	1,8	5,0	
Компания 2	4,3		4,3	
Компания 3	6,8		6,8	
Скважина № 2				
Компания 1	30,2		13,6	16,6
Компания 2	32,2		32,2	
Компания 3	25,7		0,0	25,7
Скважина № 3				
Компания 1	23,7		11,9	11,8
Компания 2	30,0		14,6	0,0
Компания 3	25,9		1,7	24,2
Компания 4	6,1	35,2		5,8
Скважина № 4				
Компания 1	28,3		0,8	27,5
Компания 2	32,4		1,4	
Компания 3	18,2		1,4	12,6
Компания 4	17,5	21,2	4,4	16,8
Скважина № 5				
Компания 1	22,3		22,3	
Компания 2	12,5	8,8	21,3	
Компания 3	21,9		21,9	
Компания 4	26,3	4,3	30,6	

В нашем случае мы хотим показать, что надежность полученной цифровой геологической модели, распределение подсчетных параметров и запасов будет зависеть от надежности и непротиворечивости входных данных.

3. Неоднозначность и неполнота данных при выделении коллекторов в сложных горно-геологических условиях. На Рисунке 5.1 представлен комплекс геолого-геофизических данных по скважине, пробуренной на продуктивные терригенные отложения абалакской свиты в Шаимском НГР. На рисунке показаны как комплекс ГИС, так и отобранный из продуктивной части разреза керн. Полный вынос керна позволил выделить интервал продуктивного коллектора, который составил 2,5 м, тогда как по комплексу ГИС, при отсутствии информации по керну, позволяет выделить 13,6 м. На этом примере мы видим, как появляется неопределенность при работе с исходными геолого-геофизическими данными.

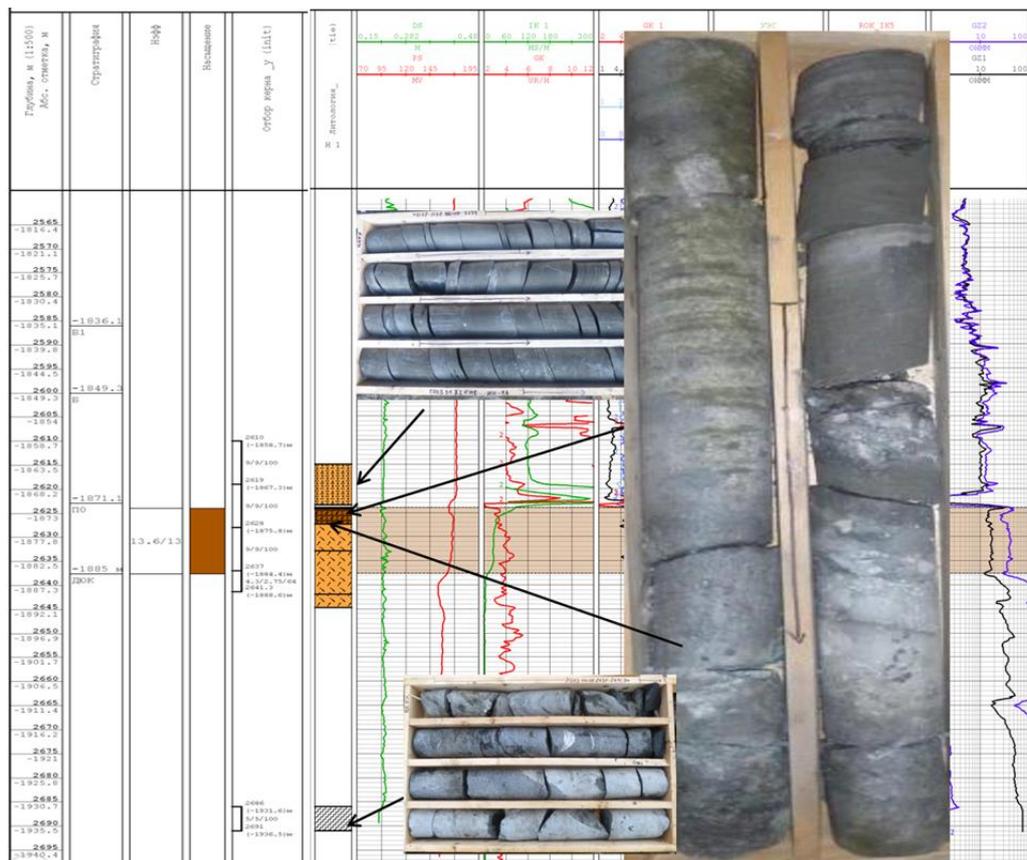


Рисунок 5.1 – Сопоставление результатов выделения эффективных толщин в интервале пласта II в Шаимском НГР

4. Достоверность выделения тектонических блоков, создание надежной и близкой к реальности блоковой модели залежи УВ является в некоторых регионах очень сложной и неоднозначной для реализации в геологическом моделировании задач. Высокое качество выполняемых сегодня современных съемок 3D позволяет получить и новые представления о тектонической раздробленности залежи УВ. Мы видим, что с увеличением объема информации о сложности структурно-тектонической модели кратно возрастает время и уровень сложности построения цифровых геологических моделей (Рис. 5.2).

Граничное значение ФЕС пластов-коллекторов

Оценочная классификация терригенных коллекторов нефти и газа, основанная на корреляционных связях проницаемости с параметрами, характеризующими поровое пространство пород, было предложено А. А. Ханиным [344].

А. А. Ханин выявил соотношение между эффективной пористостью и проницаемостью для различных по гранулометрическому составу песчано-алевритовых пород. По А. А. Ханину классы коллекторов – I-V (от 1,0 мД и более), неколлекторов – VI (менее 1 мД).

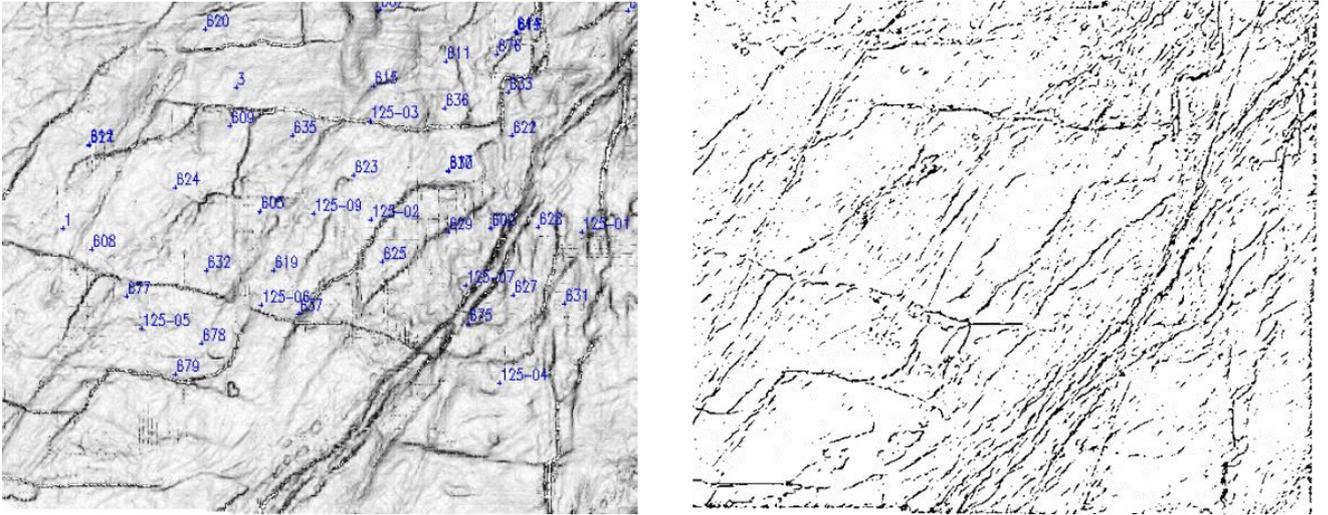


Рисунок 5.2 – Пример сейсмических атрибутов, эффективных для выделения тектонических нарушений и построения структурно-тектонической модели, на одном из месторождений Восточной Сибири

На экспертном уровне специалисты относят к коллекторам породы со следующими граничными значениями газопроницаемости:

- для **газовых** залежей – породы с проницаемостью $K_{пр} > 0,1 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$;
- для **нефтяных** залежей – породы с проницаемостью $K_{пр} > 1,0 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

В. Ф. Козяр, В. И. Петерсилье и др. предложили следующий ход работы по определению граничных значений проницаемости и пористости:

- по результатам стандартных и специальных исследований керна и комплексу ГИС статистическим путем находят граничные значения проницаемости $K_{пр.гр}$ и пористости $K_{п.гр}$;
- движение флюидов происходит, если проницаемость и пористость пород превышают граничные значения $K_{пр.гр}$ и пористости $K_{п.гр}$, установленные для пород с эффективной пористостью, обеспечивающей передачу давления вытеснения по свободному флюиду;
- пласт относят к коллекторам, если $K_{пр}$ и $K_{п}$ превышают соответствующие верхние значения в интервале доверительности;
- пласт относят к неколлекторам, если $K_{пр}$ и $K_{п}$ меньше нижних значений;
- если $K_{пр}$ и $K_{п}$ попадают в доверительный интервал, то для однозначной идентификации пласта необходимо провести дополнительные работы по его испытанию в колонне;
- при меньших значениях проницаемости ($K_{пр.гр} > K_{пр} \gg K_{пр.гр}^*$) и пористости ($K_{п.гр} > K_{п} > K_{п.гр}^*$), движение флюидов в них может происходить под влиянием процессов диффузии и капиллярной пропитки;

- превышение $K_{пр}$ и $K_{п}$ над $K^*_{пр}$ и $K^*_{п}$ рассматривается в качестве признака для выделения и дополнительного изучения потенциальных коллекторов [190].

Итак, специалистами признается тот факт, что вполне закономерно образуется зона неопределенности и неоднозначности при выделении коллекторов в области граничных значений $K_{п}$ и $K_{пр}$ и малых толщин (до 0,6 - 1,5 м). Причины снижения эффективности интерпретации комплекса ГИС по выделению коллекторов и подсчетных параметров: большая доля пропластков с граничными значениями $K_{п}$, высокая расчлененность (как следствие, низкая песчанистость), большая вариабельность и анизотропия в интервале залегания пласта $K_{п}$ и $K_{пр}$, малые толщины единичных пропластков, выделяемые современными средствами каротажа, усложнение структуры пустотного пространства, широкое развитие вторичного минералообразования (эпигенеза), сложные петрографические ассоциации, слагающие коллектор. Пример приведен на Рисунке 5.3.

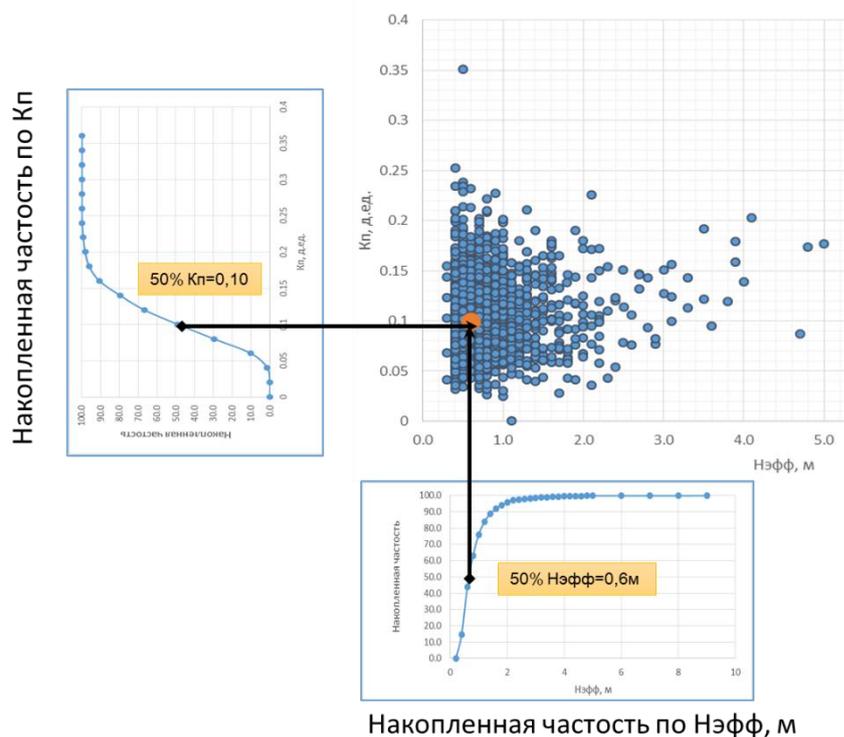


Рисунок 5.3 – Гистограммы значений емкости выделенных коллекторов одного из месторождений России по данным подсчета запасов

Для наличия двойной среды пустотного пространства коллектора необходимо наличие двух составляющих: трещинной и поровой (Рис. 5.4). Трещинная составляющая – это флюидопроводящая среда, поровая составляющая образует матрицу породы. Поровая

составляющая – поровый коллектор – имеет минимальную критическую толщину, ниже которой утрачивается энергетический потенциал коллектора. При сочетании в одном интервале коллектора несколько типов пустотного пространства приводит к избирательному отбору запасов в зависимости от дифференциации коллектора по проницаемости. Граничное значение K_p и $K_{пр}$ в интервале залегания сложных коллекторов изменяется в широких пределах.



Рисунок 5.4 – Типизация сложного по структуре и строению терригенных коллекторов

Сегодня на практике используют технологию и методику разделения коллекторов на классы с высоким (ВФП) и низким (НФП) фильтрационным потенциалом [382]. И. В. Шпуров предлагает использовать два граничных значения выделения коллектора – технологический для эффективного коллектора и геологический для потенциального коллектора, о чем отмечалось ранее.

5. Построение куба проницаемости для сложнопостроенных коллекторов.

Построение куба проницаемости для сложнопостроенных коллекторов, учитывая его важность для последующего гидродинамического моделирования, представляет из себя сложную методическую задачу.

Стандартное решение задачи построения куба проницаемости имеет, на первый взгляд, простую и понятную реализацию [81, 155].

- При наличии тесной корреляционной связи между пористостью и проницаемостью (логарифмом проницаемости) коллекторов расчет куба логарифма проницаемости выполняется путем расчета по этой зависимости через куб пористости.

- При слабой связи расчет куба логарифма проницаемости $\text{Log}K_{пр}$ выполняется детерминистским или стохастическим способом, используя куб K_p в качестве трендового, а затем обратным логарифмированием калькулируется куб $K_{пр}$.

- В более сложном варианте этой методики используются различные зависимости $K_{п-LogK_{пр}}$ для разных литотипов.

Проблема состоит в том, что невозможно создать единую методику распределения проницаемости для моделирования куба $K_{пр}$.

В. Г. Фоменко придерживается мнения, что «для повышения достоверности определения $K_{пр}$ в коллекторах сложного строения необходимо пользоваться не двухмерными, а многомерными зависимостями».

Необходимо при подготовке данных для моделирования использовать коэффициент Дикстры-Парсонса, который характеризует степень неоднородности коллектора по проницаемости [326]. Как показывает практика, для сложнопостроенных коллекторов отсутствует какая-либо единственным образом построенная корреляционная зависимость, которую можно было бы использовать для определения проницаемости пород только по данным ГИС.

Для случая сложнопостроенных коллекторов, имеющих сложную структуру порового пространства, наиболее предпочтительной технологией, реализуемой на практике, является стохастический метод построения куба проницаемости на основе заданной функции распределения данных по керну.

6. Рекомендации на проведение расширенного комплекса ГИС для изучения и подготовки к подсчету запасов залежей с коллекторами со сложной структурой пустотного пространства.

В комплекс ГИС рекомендуется включить методы, которые чувствительны к изменению ФЕС пород и могут дать информацию о свойствах и составе компонентов пород, учет которых необходим для корректного определения ФЕС:

- спектральный гамма-каротаж (ГК-с);
- ГГКп;
- ВАК (АК с регистрацией интервального времени и декремента затухания продольных, поперечных волн Стоунли);
- микробожовой каротаж (МБК);
- ядерно-магнитный каротаж;
- импульсный нейтронный каротаж;
- запись микрометодов с низкой скоростью записи в М 1:50;
- наклономер;
- ГДК;
- каротаж-испытание-каротаж;
- газовый и механический каротаж; микроимиджер;

- поинтервальное испытание коллекторов с различным диапазоном изменения ФЕС.

По данной тематике автор докладывал на конференции в 2009 г. [41].

5.2. Практика прогнозирования нефтегазоносности недр на этапе эксплуатационного бурения

5.2.1. Прогнозирование продуктивности верейско-башкирских залежей углеводородов карбонатного типа разреза (на примере месторождения Волго-Урала)

Автором разработана методика и технология прогнозирования продуктивности залежей верейско-башкирского карбонатного комплекса на примере Сосновского месторождения Удмуртии. Результаты эксплуатационного бурения полностью подтвердили построенную геологическую модель и прогнозирование распределения параметров на основе авторской методики. По результатам работы была опубликована статья в журнале «Каротажник» [289]. Данная технология может быть рекомендована для использования в Волго-Уральском регионе для карбонатного типа разреза верейско-башкирского комплекса на любом этапе разведки и подготовки месторождения к эксплуатационному бурению.

Промышленно продуктивными на Сосновском месторождении являются карбонатные пласты верейского (В-II, В-IIIа, В-IIIб) и башкирского (А4-1, А4-2, А4-3) возраста.

Проблемы и особенности изучения карбонатных коллекторов верейско-башкирского комплекса

Карбонатные коллектора обладают характерными особенностями, которые необходимо принимать во внимание [371]:

- по типу преобладают залежи массивного или массивно-пластового;
- резкая расчлененность разреза и неоднородность фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по разрезу и площади;
- низкая коррелируемость разреза скважин;
- сложная геометрия залежи в пространстве.

Необходимость изучения закономерностей распределения карбонатных фаций в пределах локальных структур вытекает из работ многих исследователей [131]. Б. А. Андреев в 1957 г. ввел понятие «послойная зональность». В. Н. Холодов отметил тесную связь химического состава карбонатов с их мощностью и положением на структуре. В. И. Зенкевич, М. В. Кленова, В. А. Завьялов в 1965 г. обратили внимание на избирательное дифференцированное

распределение карбонатно-глинистого материала в зависимости от палеорельефа морского дна. Сделан вывод о том, что карта в изолиниях глинистости и карбонатности может рассматриваться в качестве палеоструктурной основы на время формирования карбонатной толщи.

Лучшие по коллекторским свойствам осадки отлагаются в условиях высокодинамичной водной среды – на барьерах, на приподнятых участках внешнего шельфа, на участках отмелей, в прибрежной пляжевой и других областях [10, 93, 140]. Главный вывод: условия осадконакопления карбонатных пород определяют особенности строения первичного пустотного пространства. На проявление постседиментационных процессов существенную роль оказывает тектонический фактор.

Задачи прогнозирования емкостных свойств карбонатных пород решаются на основе установленных корреляционных связей между генетическим типом отложений и их емкостными свойствами (Г. Е. Белозерова, Б. И. Тульбович и многие др.). По генетическому типу отложений прогнозируется доля пород-коллекторов (коэффициент эффективной толщины) или, наоборот, по величине коэффициента эффективной толщины прогнозируется генетический тип отложений [140].

На основании результатов и материалов изучения карбонатных пород, полученных исследователями, особенно в последние годы, сформулируем важнейшие методические правила исследований, необходимые для лучшего понимания геологического содержания полученных нами корреляционных зависимостей и правомерности их экстраполяции в межскважинное пространство.

Первое правило – существует тесная связь между структурно-генетическим типом отложений, содержанием в них пород-коллекторов и их емкостными свойствами.

По результатам лабораторных исследований керна продуктивные пласты верейского горизонта и башкирского яруса представлены, в основном, известняками структурно-генетических типов: водорослево-фораминиферовыми, детритовыми, детритово-фораминиферовыми, фораминиферовыми и раковинными известняковыми песчаниками. Цемент пород состоит из перекристаллизованного разномерного кальцита. Тип цемента – поровый, крустификационный, регенерационный. Поровое пространство образовано межфрагментными, фрагментными порами диакатагенетического выщелачивания. Преимущественный размер пор изменяется от 0,01 до 0,5 мм.

Общая толщина карбонатных отложений является важным признаком типа разреза и зависит от соотношения отложений различного генезиса. Кроме того, на мощность отложений влияет количество перерывов карбонатной седиментации, что усиливает контрастность изменения акустической жесткости на границах циклов. Карбонатные породы часто рассматриваются с позиций седиментационно-емкостных моделей [10]. Условия седиментации

определяют через литологию изменчивость петрофизических и коллекторских свойств. Важно отметить, что для карбонатных отложений характерно скачкообразное изменение величины емкости коллектора в генетическом ряду фаций.

Второе правило – существует устойчивая зависимость между седиментационной структурой и петрофизическими свойствами карбонатных пород (пористостью, плотностью, скоростью, акустической жесткостью, коэффициентом Пуассона). Каждый структурно-генетический тип характеризуется тесной корреляционной связью между общей пористостью и упругими параметрами [32]. Благодаря этому многослойные карбонатные пласты дифференцируются по упругим свойствам.

Сравнение емкостных свойств карбонатных отложений различных генетических типов, по мнению авторов [93], удобно проводить по отношению суммарной толщины пород-коллекторов ($h_{эф}$) к общей толщине продуктивных отложений ($h_{об}$) данной генетической группы, которое получило название – *коэффициента эффективной толщины Кэф*. Выделение и оконтуривание участков, различающихся условиями осадконакопления, производится на основании построенной карты Кэф. Следовательно, коэффициент Кэф служит важным генетическим критерием, позволяющим в площадном плане выделить границы участков и зон, различающихся по своим свойствам. На практике Кэф используется в качестве седиментационного индекса, отражающего емкостную характеристику различных генетических групп отложений (Табл. 5.2).

Таблица 5.2 – Таблица соотношений эффективной, общей и коэффициента эффективных толщин карбонатных отложений [93]

	Отложения	Нобц	Нэф	Кэф ср	Кэф, min - max			
					0,2	0,4	0,6	0,8
1	Баровые	6-78	5-53	0,6				
2	Подводных поднятий (без внутрибассейновых рифов)	13-82	7-59	0,66				
3	Зон отмелей, взмучивания.	8-94	2-18	0,22				
4	Мелководного шельфа (без биогермов, баров)	12-80	2-16	0,17				
5	Прибрежных лагун	19-89	2-11	0,13				
6	Иловых впадин шельфа	6-79	1-6	0,05				
7	Глубокого шельфа	9-66	1-2	0,03				

Из таблицы видно, что наиболее высокие значения Кэф имеют биогермные отложения, карбонатные бары и подводные поднятия. Относительно повышенные значения эффективных

толщин отложений характерны для отмелей и зон взмучивания на шельфе. В целом, для образований мелководного шельфа величина Кэф невелика и редко достигает 0,2, а на участках иловых впадин снижается до 0,05.

Приведем диапазон изменения значений пластовой скорости для карбонатных отложений. Известняки биогермные: плотные – 5400-6500 м/с; пористые – 4800-5400 м/с. Известняки нормально слоистые: плотные – 5500-6400 м/с; глинистые – 4600-5700 м/с; пористые – 5000-5500 м/с.

Таким образом, существуют физически значимые предпосылки различия скоростных характеристик как между типами карбонатных пород в объеме продуктивного интервала, так и на границе с вмещающими породами.

Третье правило – разные структурно-генетические типы пород обладают не только различной пористостью, но и разной структурой порового пространства, которая, в свою очередь, определяет величину проницаемости и остаточной водонасыщенности. Выявлена тесная связь между проницаемостью и пористостью с генетическим типом карбонатных пород [93 и др.]. Особенности порового пространства различных структурно-генетических типов карбонатных пород определяют связи между основными ФЕС этих типов пород: содержанием остаточной воды и проницаемостью, пористостью и проницаемостью, удельной поверхностью порового пространства. Установлена дифференциация граничных значений ФЕС для каждого структурно-генетического типа пород. Выделенные выше группы карбонатных пород на месторождении характеризуются отличными от других нижними пределами пористости, остаточной водонасыщенности, газопроницаемости [58, 392].

Исследованиями установлено, что величина притоков нефти из скважин определяется закономерностями, обусловленными условиями седиментации карбонатного резервуара. Уточним, этот вывод сделан для случая, когда первичные условия формирования пустотного пространства не искажены вторичными (постседиментационными) изменениями. С увеличением влияния вторичных процессов возрастает и степень нарушенности их первичной структуры.

Четвертое правило – при изучении особенностей строения продуктивных карбонатных отложений могут быть использованы те же приемы и параметры, что и при исследовании терригенных отложений. Аналогом коэффициента песчаности, применяемого для изучения терригенных пород, для карбонатных пород является *коэффициент эффективной толщины* (коэффициент гранулярности по Э. М. Халимову и др., 1971 г.).

Под геологической неоднородностью карбонатных пород [131] следует понимать соотношение в объеме продуктивных пластов различных по литолого-физическим свойствам отложений, характеризующихся изменением коллекторских свойств и нефтенасыщенности как по площади, так и по разрезу. Неоднородность карбонатных коллекторов описывается

коэффициентами расчлененности (K_p) и эффективной толщины ($K_{эф}$). Построенные карты этих коэффициентов относятся к категории литолого-фациальных карт. Характеристикой зональной неоднородности являются: коэффициент проводимости $h_{эф}K_{пr}$ и $L=h_{эф}K_{п}/h_{об}$ [138] – параметр затухания функции вертикальной связи на расстоянии – характеризует быстроту смены толщины и коллекторских свойств продуктивного пласта.

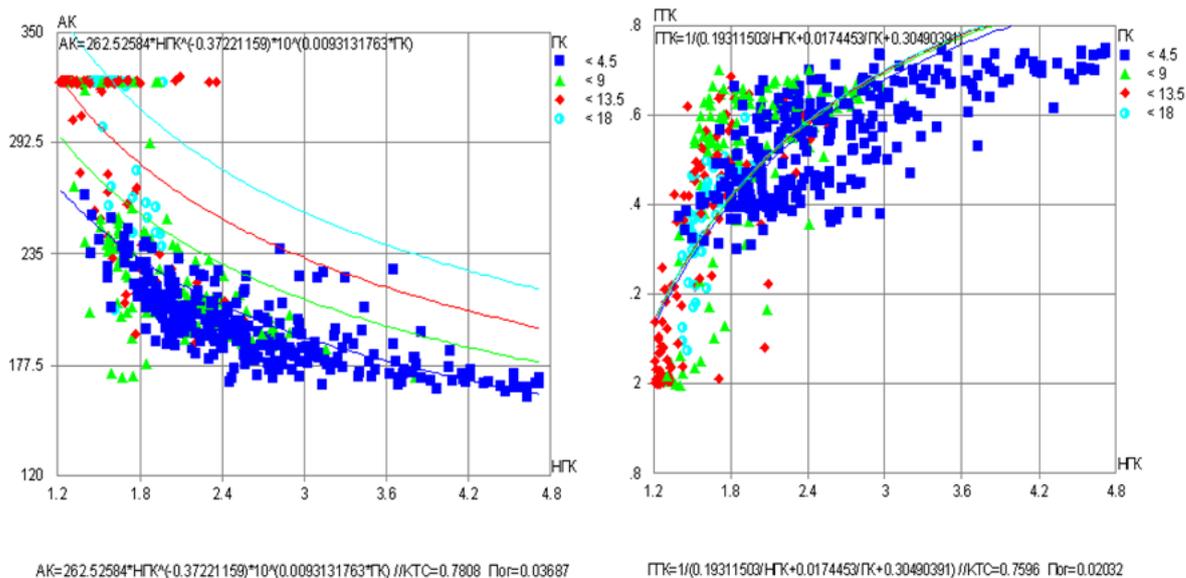
Зональная неоднородность как фактор, влияющий на условия разработки. Под площадной неоднородностью карбонатных коллекторов в нефтепромысловой практике понимается форма расположения высоко- и среднепродуктивных зон по площади залежи относительно низкопродуктивных и определяется двумя показателями – строением вертикального разреза и характером латеральных изменений. В. Д. Викторин [32] рассматривает высокопроницаемые и слабопроницаемые зоны в пределах каждого нефтяного пласта в качестве самостоятельных эксплуатационных объектов, а повышение эффективности разработки нефтяных залежей карбонатных коллекторов видит в совмещении границ эксплуатационных объектов по разрезу и площади с естественными границами изменения ФЕС. Это означает, что разные зоны в пределах одного выделенного объекта подсчета запасов будут иметь различные предельные значения ФЕС.

Согласимся с мнением О. А. Черникова [370] – «... до сих пор не создано универсальной методики изучения особенностей строения продуктивных отложений и их количественного выражения, что необходимо при выборе и проектировании наиболее эффективной системы разработки залежей».

Характеристика связей между акустическими свойствами и ФЕС пластов

Для установления петрофизических связей были использованы разведочные скважины, пробуренные на месторождении. Была проведена поточечная и поплавовая интерпретация верейско-башкирских отложений программным комплексом «Solver». Построены кривые сопоставления акустического и плотностного методов на основе скважин с полным комплексом геофизических исследований (Рис. 5.5).

Для определения общей пористости использовался метод радиоактивного каротажа. Учитывая, что по данным плотностного каротажа может быть определена только общая пористость, была построена петрофизическая связь $ГГК = f(K_{п})$ для пластов В-II и В-III верейского горизонта и пластов-коллекторов башкирского яруса.



Матрица парных коэффициентов, Rкор				
	ГК	АК	ГГК	НГК
ГК	1	0,78	-0,69	-0,64
АК	0,78	1	-0,92	-0,82
ГГК	-0,69	-0,92	1	0,88
НГК	-0,64	-0,82	0,88	1

Рисунок 5.5 – Зависимость АК=f(НГК, ГК), ГГК=ДНГК, ГК)

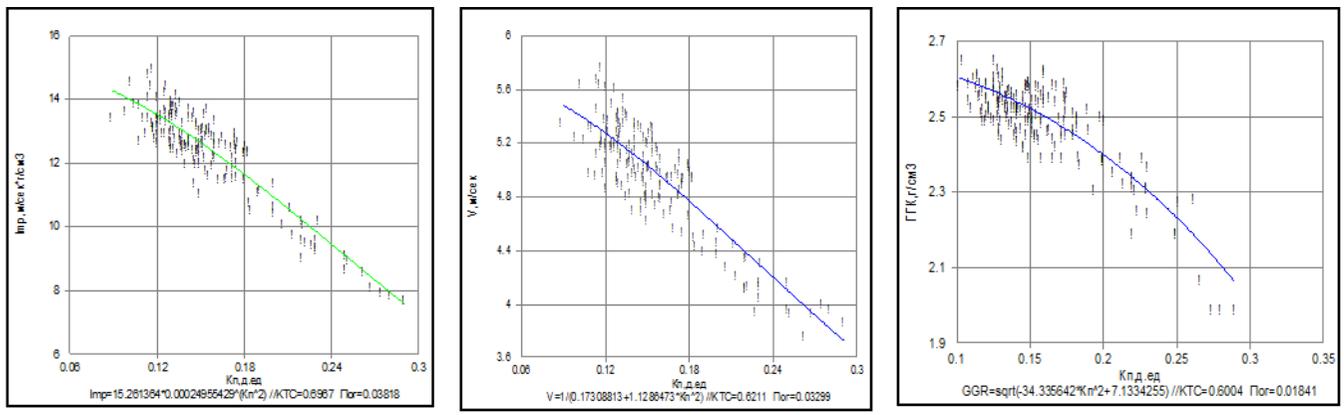
Выполнена настройка акустической модели среды с использованием комплекса кривых ГИС: ГГКП, РК, АК. Построены графики зависимостей между ФЕС и сейсмическими параметрами среды (Рис. 5.6, 5.7):

- коэффициентом пористости и акустическим импедансом ($R = -0,91$);
- коэффициентом пористости и скоростью ($R = -0,88$);
- коэффициентом пористости и плотностью ГГКП ($R = -0,83$).

В результате статистической обработки данных и анализа полученных двумерных графиков установлено, что самой высокой степенью тесноты связи является зависимость коэффициента пористости от импеданса (акустической жесткости).

Граничному значению пористости коллектор/неколлектор, равному 0,102, соответствуют значения на графиках для верейских отложений: акустического импеданса – 14,000 м/с*г/см³; плотности – 2,6 г/см³; пластовой скорости - 5400 м/с.

Пластовые скорости тесно связаны с литологическим составом пород и их свойствами (плотностью, пористостью, насыщением). Акустический импеданс зависит от литологии, пористости, плотности.

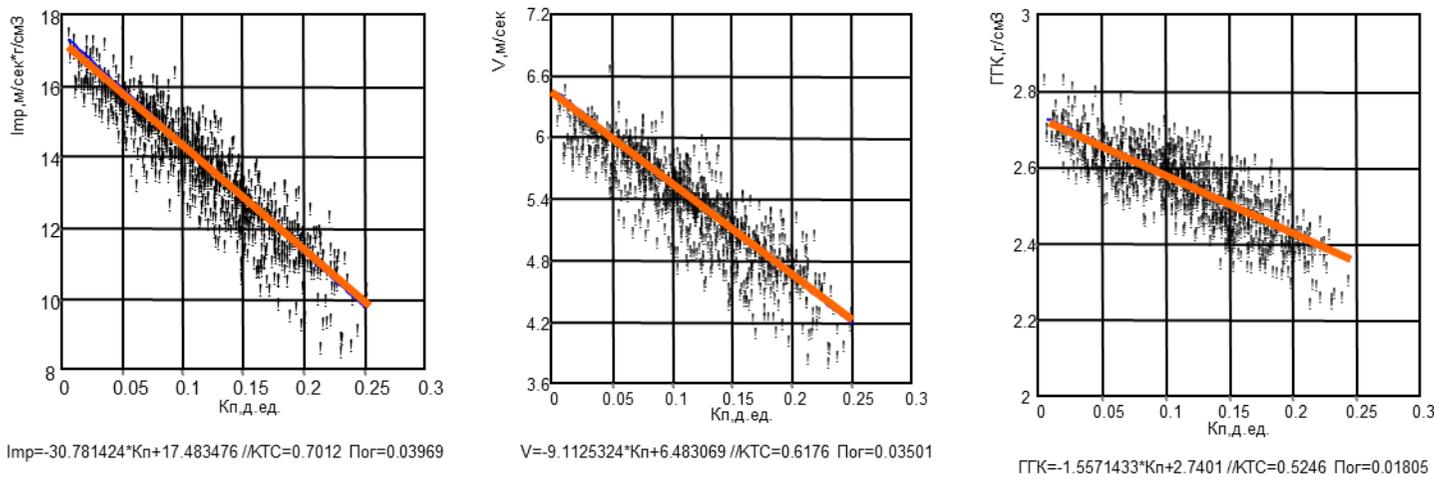


Матрица парных коэффициентов корреляции

	Кп	ГГК	V	Imp	АК
Кп	1	-0.83	-0.88	-0.91	0.89
ГГК	-0.83	1	0.74	0.88	-0.78
V	-0.88	0.74	1	0.97	-0.99
Imp	-0.91	0.88	0.97	1	-0.98
АК	0.89	-0.78	-0.99	-0.98	1

Рисунок 5.6 – Корреляционные взаимосвязи между акустическими и емкостными параметрами среды для пластов-коллекторов верейского горизонта

327

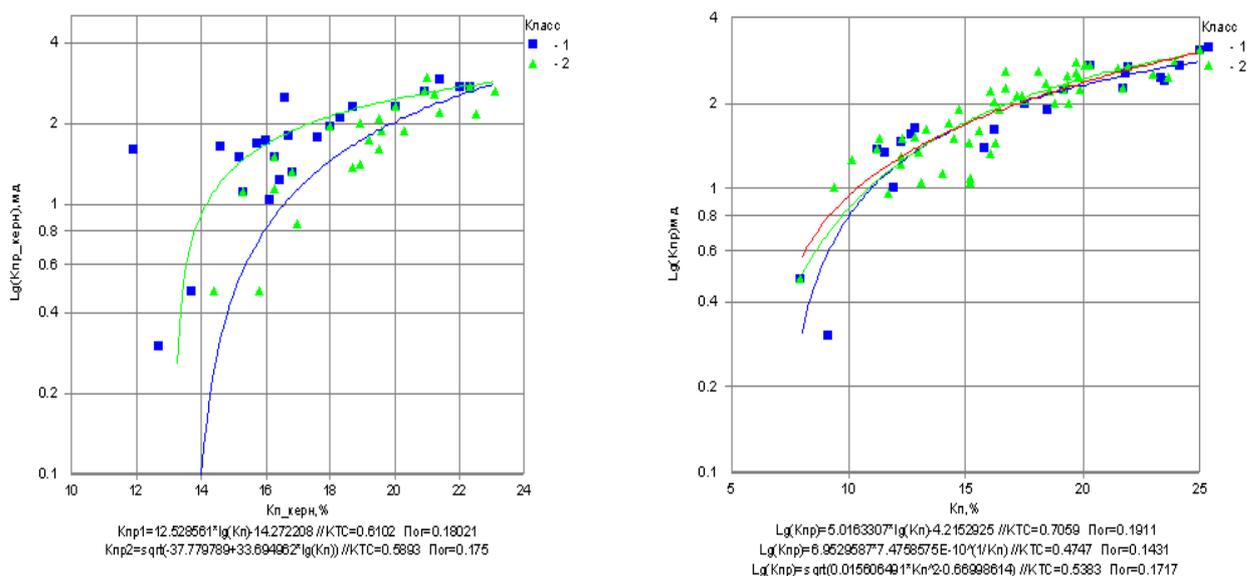


Матрица парных коэффициентов корреляции

	Кп	ГГК	V	Imp
Кп	1	-0.82	-0.88	-0.92
ГГК	-0.82	1	0.72	0.85
V	-0.88	0.72	1	0.98
Imp	-0.92	0.85	0.98	1

Рисунок 5.7 – Корреляционные взаимосвязи между акустическими и емкостными параметрами среды для пластов-коллекторов башкирского яруса

По результатам анализа керна зависимость $K_{пр}=f(K_{п})$ для отложений верейского горизонта имеет две ветви, характеризующие пласты-коллекторы с различными свойствами. График зависимости $K_{пр_{кern}} = f(K_{п_{кern}})$ позволил повысить значимость полученных уравнений после деления точек на два класса (Рис. 5.8).



Ркор.	Кп _{кern}	Кпр _{кern}	LgКпр
Кп	1	0,67	0,82
Кпр	0,67	1	0,79
LgКпр	0,82	0,79	1

Ркор.	Кп _{кern}	Кпр _{кern}	LgКпр
Кп	1	0,76	0,88
Кпр	0,76	1	0,79
LgКпр	0,88	0,79	1

Рисунок 5.8 – Зависимость коэффициента проницаемости от пористости по данным анализа керна для верейско-башкирских отложений

Для сравнения приведем уравнения связи проницаемости с пористостью, которые использовались при оперативном подсчете запасов и гидродинамическом моделировании:

- для известняков башкирского яруса – $\lg K_{пр} = 0,156 * K_{п} - 4,092$; (5.1)

- для известняков верейского яруса – $\lg K_{пр} = 0,204 * K_{п} - 4,984$. (5.2)

Выполнен кластерный анализ с использованием массивов данных, объемной плотности, пластовой скорости и акустического импеданса (Рис. 5.9).

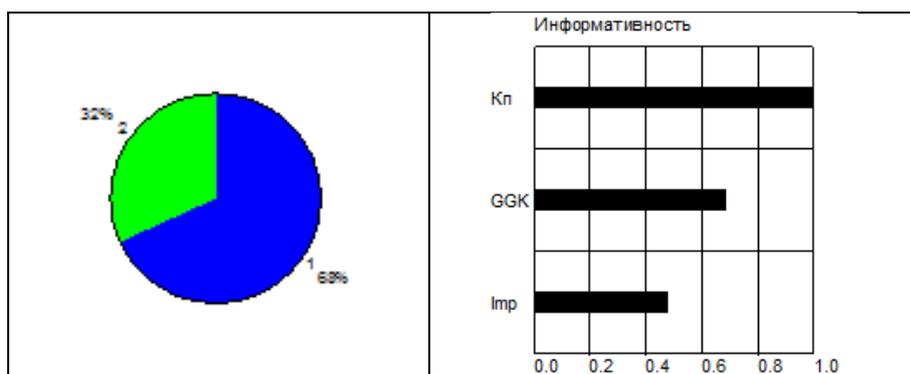


Рисунок 5.9 – Кластерный анализ параметров пластов В-II- В-III

Для *верейского* продуктивного горизонта выделяются два класса пород-коллекторов: с улучшенными (продуктивные) и ухудшенными (низкопродуктивные) ФЕС. Разделение коллекторов на классы подтверждается графиками: $K_{эфф}=f(h_{эф}K_{п})$, $K_{эфф}=f(h_{эф})$, $h_{эф}K_{п}=f(h_{эф})$ на Рисунке 5.10.

Для разделения на продуктивные и низкопродуктивные классы коллекторов нами получены граничные значения для геолого-геофизических параметров: $K_{эф} \sim 0,32$; $h_{эф}/dt \sim 0,4$ м/мс; $q_k \sim 0,8$ м; $h_{эф} \sim 4,3$ м. Установление указанных корреляционных связей и граничных значений позволило перейти к построению прогнозного распределения свойств в интервале продуктивного разреза в межскважинном пространстве.

Граничному значению пористости коллектор/неколлектор, равному 0,073, соответствуют следующие значения на графиках для *башкирских* отложений (Рис. 5.7): акустического импеданса – 15,000 м/с*г/см³; плотности по ГГКП – 2,62 г/см³; пластовой скорости – 5700 м/с. На графике $K_{пр}=f(K_{п})$ для башкирских отложений по керновым данным (Рис. 5.8) распределение точек на графике подчиняется единому закону, что указывает на наличие пород-коллекторов одного литотипа.

На Рисунке 5.11 представлены корреляционные графики взаимосвязи между геологическими параметрами среды для пластов-коллекторов *верейского* горизонта и башкирского яруса. Все графики характеризуются статистически значимыми коэффициентами корреляции, более 0,75.

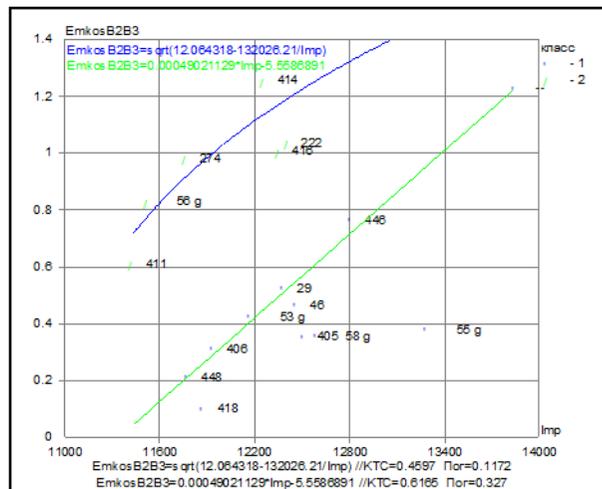
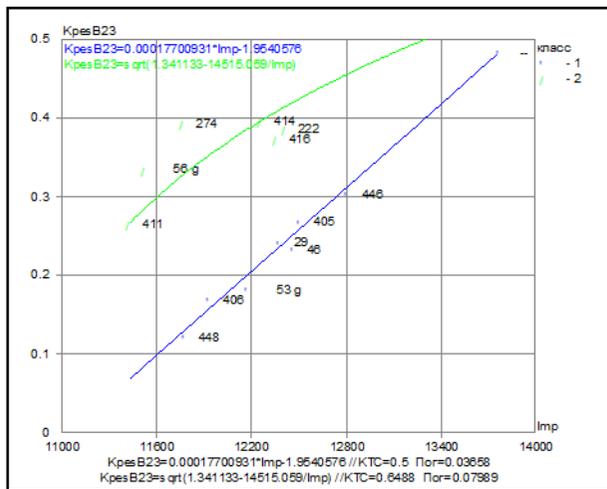
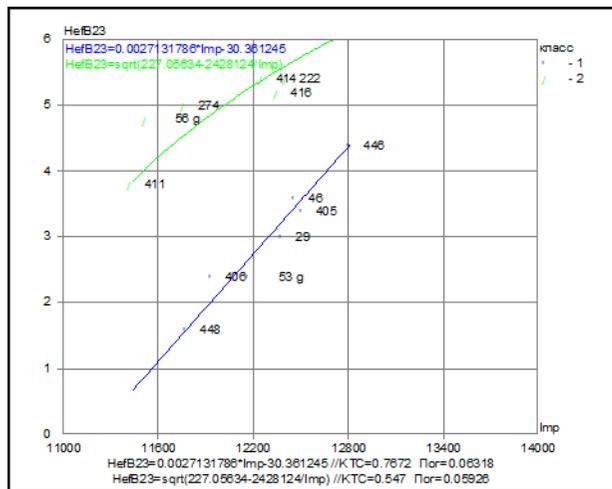
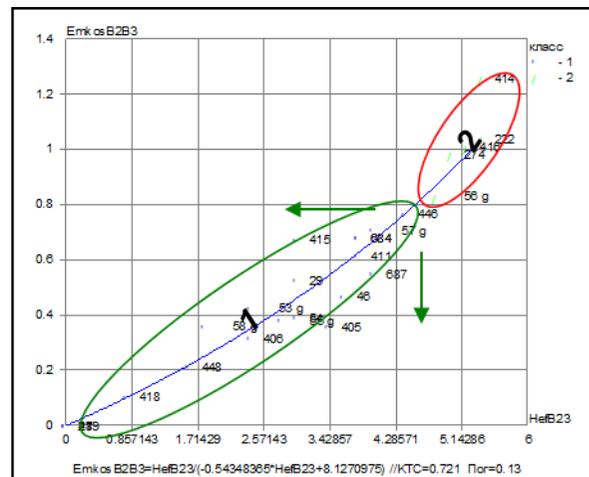
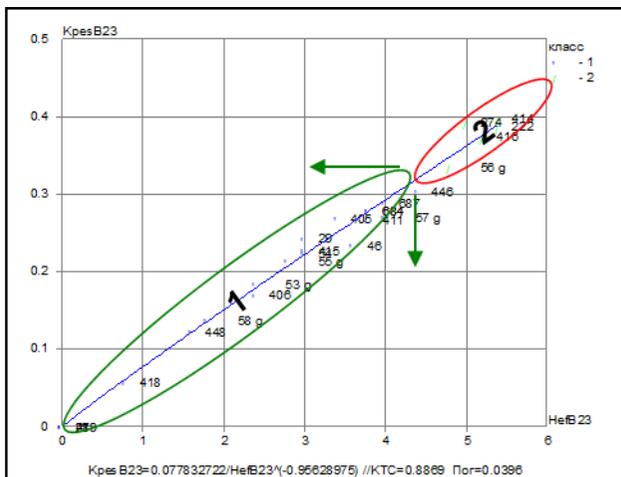
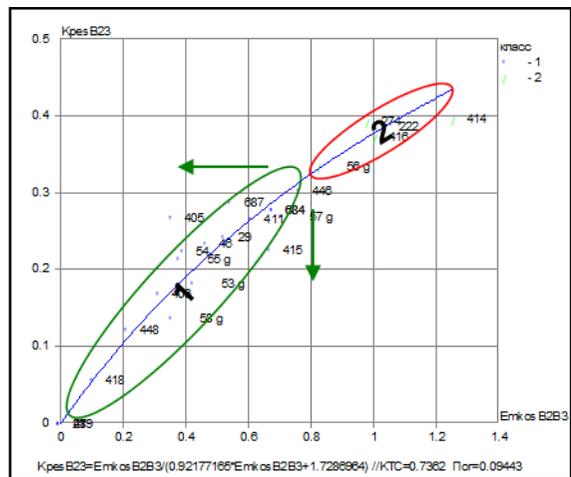
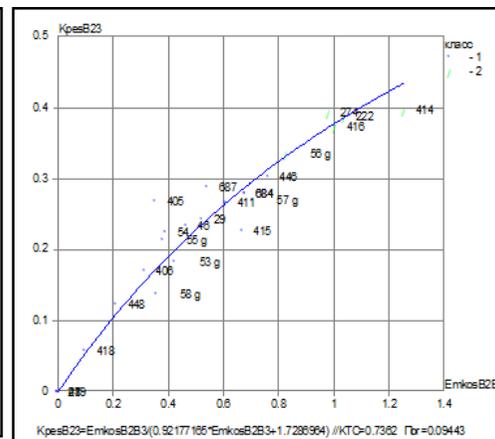
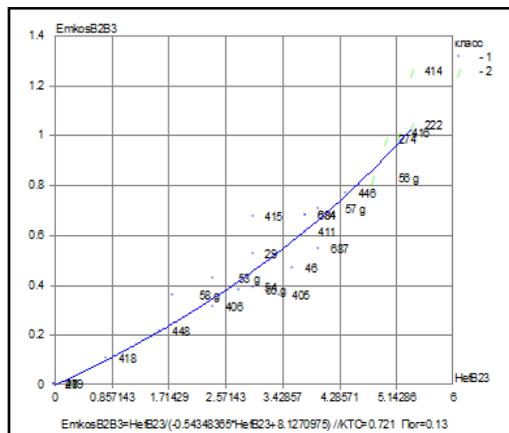
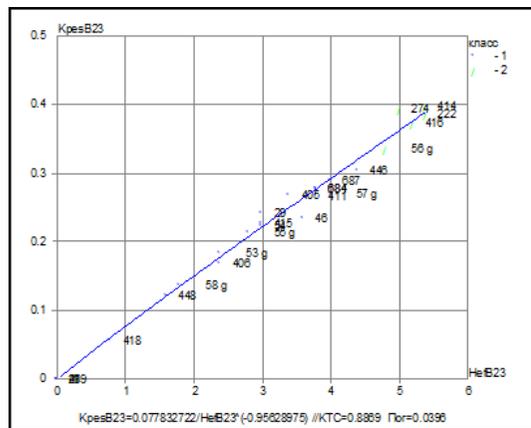


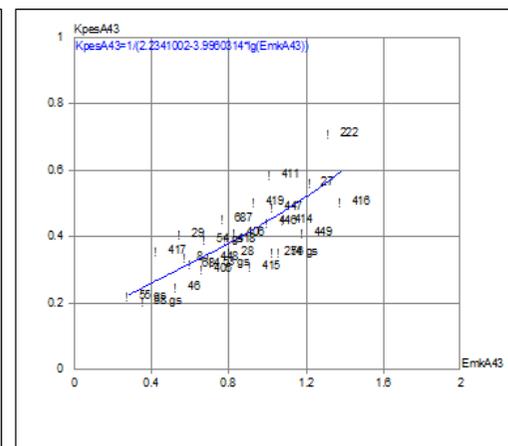
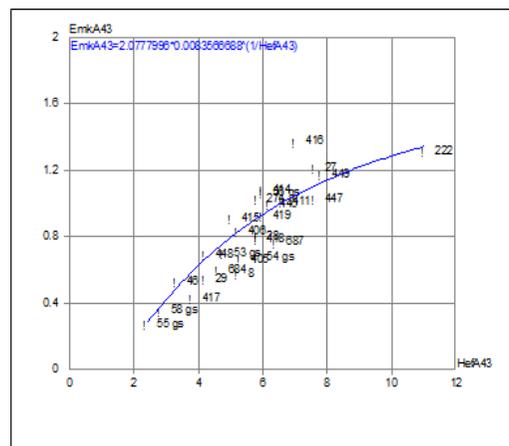
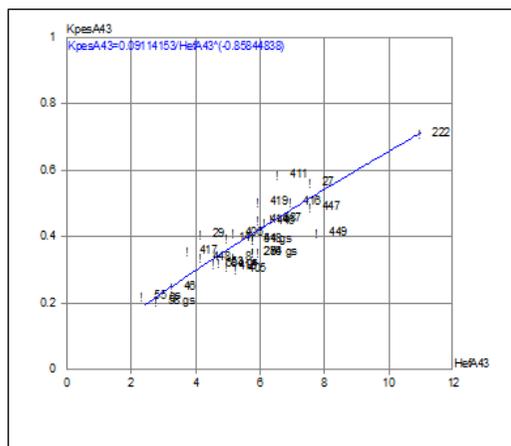
Рисунок 5.10 – Критерии и граничные значения параметров разделения пород-коллекторов верейского горизонта на классы



Матрица парных коэффициентов корреляции для пластов B23

	Emk	Hef	Kpes
Emk	1	0.95	0.95
Hef	0.95	1	0.99
Kpes	0.95	0.99	1

Корреляционные взаимосвязи между геологическими параметрами среды для пластов-коллекторов верейского горизонта



Матрица парных коэффициентов корреляции для пластов A43

	Hef	Kpes	Emk
Hef	1	0.87	0.87
Kpes	0.87	1	0.76
Emk	0.87	0.76	1

Корреляционные взаимосвязи между геологическими параметрами среды для пластов-коллекторов башкирского яруса

Рисунок 5.11 – Корреляционные взаимосвязи между геологическими параметрами верейско-башкирской продуктивной толщи (суммарной эффективной толщиной, емкостью коллектора, коэффициентом эффективной толщины)

Выбор содержательных сейсмических атрибутов для количественной оценки ФЕС карбонатных пластов-коллекторов

Задача количественной оценки прогноза емкости коллекторов природного резервуара сводится к построению значимых корреляционных зависимостей между емкостными характеристиками разреза и сейсмическими параметрами.

С точки зрения теории вероятности литологические и емкостные характеристики пород представляют собой результирующие события, состоящие из множества элементарных событий, выраженных частными параметрами сейсмического волнового поля [213]. Лишь в рамках вероятностных моделей может быть описана и пространственная изменчивость геологических характеристик [385]. Из вероятностного характера моделей вытекает и существующая погрешность в аппроксимации.

Приведем вывод результатов исследования авторов [385], где указано, что при решении задач комплексной количественной интерпретации геолого-геофизических данных необходимо использовать системы многомерных моделей взаимосвязей между измеряемыми и оцениваемыми свойствами геологических объектов.

Оптимальная схема комплексной интерпретации включает в себя использование приемов факторного, корреляционного и многомерного регрессионного анализа. В общем виде, задачи интерпретации относятся к классу обратных задач.

Аналитическое выражение определения **коэффициента песчаности** по величине интервальной скорости выполнил Е. R. Tegland (1977 г.), где исходными данными являются зависимости скорости от литотипов пород для конкретного района. Запишем формулу в общем виде для терригенных и карбонатных пород.

$$P = V_k(V - V_{нк}) / V(V_k - V_{нк}), \quad (5.3)$$

где $V_{нк}$ и V_k – интервальные скорости в неколекторе и коллекторе,

V – интервальная скорость для всей толщи.

Теоретическое обоснование взаимосвязи **эффективной емкости** коллекторов от изменения сейсмических параметров dt и dV продольных отраженных волн выполнено в работах Е. А. Копилевича, В. С. Славкина (1988, 1994, 1995 гг.). Физический смысл зависимостей – вариации скорости dV распространения продольных волн и плотности горных пород $d\sigma$ (и акустической жесткости $V\sigma$) в продуктивных карбонатных и терригенных отложениях определяются величиной изменения эффективной емкости коллектора $K_{пн\text{эф}}$. Это означает, что пустотное пространство пород-коллекторов нарушает гомогенность (монотонность распределения) физических свойств породы и усиливает анизотропию. Влияние $K_{п}$ и $h_{\text{эф}}$ на V_p имеет одинаковую направленность для случая

постоянства одного из параметров. Все это указывает на правомерность установления связей между $K_{пhэф}$ и сейсмическими параметрами. Теоретически корреляционная связь тем выше, чем ближе суммарная эффективная толщина к общей толщине пласта h [268]. Можно записать в виде критерия:

$$\Sigma hэф \leq \mu hоб, \quad (5.4)$$

где μ – коэффициент, зависящий от степени неоднородности пласта и других характеристик отложений.

Для данного случая видно, что отклонение указанных параметров тем выше, чем больше отклонение общей толщины пласта $hоб$ от его временного аналога dt .

Приведем итоговые формулы без выкладок:

$$V_p = \sqrt{A (1 - q_k/H - c)} = f(q_k), \quad (5.5)$$

где V_p – пластовая скорость продольной волны в продуктивных отложениях общей толщиной $hоб$; q_k – эффективная удельная емкость коллекторов в продуктивной толще и равна $\Sigma K_{пi} hэфи$; A и c – const.

При достижении $hэф \Rightarrow hоб$ имеем частный случай приведенного выше уравнения.

$$V_p = \sqrt{A (1 - K_{п} - c)} = f(K_{п}), \quad (5.6)$$

т. е. скорость распространения продольных волн в предельном случае есть функция изменения пористости пласта-коллектора. Итак, изучение распространения емкостных свойств продуктивного разреза q_k по сейсмическим данным выполняется через построение эмпирических зависимостей $(dt, dV) = f(q_k)$.

Разработка теоретических основ по оценке **гидропроводности** и потенциальной производительности продуктивных пластов в межскважинном пространстве по данным сейсморазведки выполнена в работах [8, 267, 268 и др.].

Физическое содержание связи между вариациями интервального времени прохождения сейсмической волны в водонасыщенной пористой среде и усредненной величины радиусов поровых каналов r (или проницаемостью $K_{пр}$) приводится в работе А. Г. Арье [8]. Здесь приведем только итоговое уравнение:

$$dt = C_1 - C_2 C_3 / r^2, \quad (5.7)$$

где C_1, C_2, C_3 — постоянные величины.

Взаимосвязь между эффективной емкостью пласта ($q_k = K_{пhэф}$) и гидропроводностью ($K_{прhэф}/\mu$, или проводимостью $K_{прhэф}$ при $\mu = \text{const}$) для коллекторов порового типа следует из формулы Козени-Кармана:

$$K_{пр} = K_{п}^3 / 2S^2, \quad (5.8)$$

где $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости породы; $K_{п}$ – пористость породы; S – удельная поверхность фильтрации.

Умножение левой и правой части уравнения на $h_{эф}$ приводит к виду:

$$K_{пр}h_{эф} = K_{п}h_{эф} r^2 / 2, \quad (5.9)$$

где r – усредненный радиус поровых каналов, $r = K_{п}/S$.

Здесь приведем еще одну известную формулу (Шестаков В. М., 1979 г.):

$$r^2 = 8K_{пр}/K_{п} \quad (5.10)$$

Зная эффективную емкость пласта, можно перейти к определению проводимости пород. Коэффициент гидропроводности (проводимости) входит составной частью в уравнение Дюпюи, которое для нашего случая запишем:

$$Q_0 = 1,464h_{эф}K_{пр} / \mu \lg(L/R_c), \quad (5.11)$$

где Q_0 – продуктивность скважин, L - половина шага сетки эксплуатационных (добывающих) скважин, R_c - радиус скважин.

Важным выводом исследования является факт установления зависимости коэффициента неоднородности продуктивной толщи – коэффициента эффективной толщины карбонатного коллектора с **коэффициентом эффективной временной толщины**. Под коэффициентом эффективной временной толщины понимается отношение эффективной толщины коллектора к временной мощности продуктивного интервала ($h_{эф}/dt$ или $h_{эф}/dtV$). Геологический смысл параметра суть аналог коэффициента эффективной толщины продуктивной части разреза во временном масштабе. Подтверждением наличия корреляционной связи данного параметра с геологическими характеристиками продуктивного разреза служат графики на Рисунке 5.12.

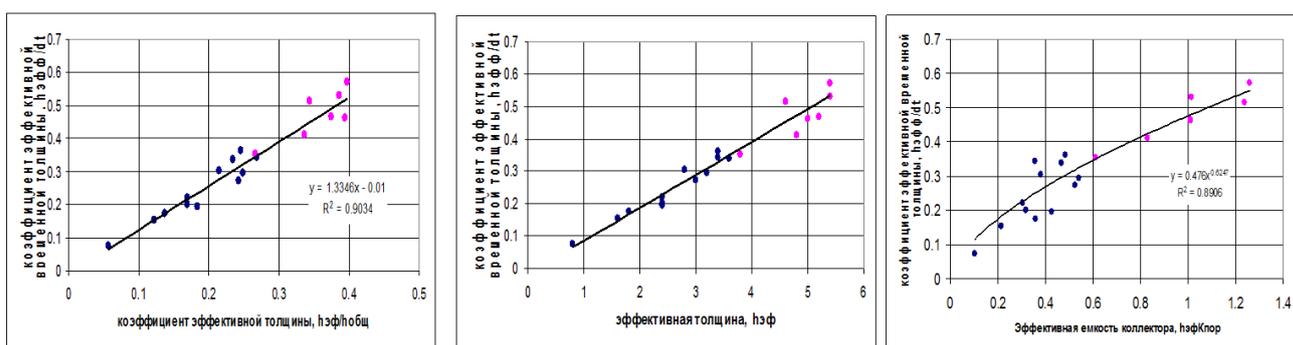


Рисунок 5.12 – Корреляционные взаимосвязи комплексного параметра $h_{эф}/dt$ с основными геологическими параметрами

Относительное изменение каждой пары разностей времен $dt(x)$ изучаемых интервалов геологического разреза связано с изменением мощности. Относительное изменение толщин пластов можно оценить по следующей формуле [213]:

$$K_{dh} = (dt_2 - dt_1) / dt_1, \quad (5.12)$$

где dt_2 и dt_1 - разности времен в разных точках сейсмического поля.

При известной толщине пластов в точке 1 (dh_1) может быть оценена толщина в точке 2 (dh_2):

$$dh_2 = dh_1 + K_{dh}dh_1, \text{ или } dh_2 = dh_1 (1 + K_{dh}) \quad (5.13)$$

Уравнение оценки средней скорости перепишем для времени пробега волны в интервале продуктивной толщи в виде:

$$dt = 2h_{об} / V_{инт}, \quad (5.14)$$

где dt – время пробега волны в интервале; $h_{об}$ - общая толщина интервала; $V_{инт}$ - интервальная скорость.

Вследствие малой вариации общей толщины интервала $h_{об}$ запишем:

$$h_{эф} / dt \sim V_{инт} / 2. \quad (5.15)$$

Параметр $h_{эф}/dt$ будет чувствителен к локальным изменениям интервальных скоростей.

$$h_{эф} / h_{об} \sim h_{эф} / dtV \sim h_{эф} / dt \quad (5.16)$$

Возможны два случая, когда: 1) $h_{эф} \rightarrow h_{об}$ формула имеет вид $h_{об} / dtV$; 2) $h_{эф} < h_{об}$, тогда справедливо $h_{эф} / dtV \neq h_{об} / dtV$.

Теперь рассмотрим замену модели интервальной скорости на модель парной регрессии [322]:

$$dh = a + b (dt). \quad (5.17)$$

Изменение средней скорости интервала от его временной мощности запишем в виде:

$$V = 2dh / dt = 2a / dt + b. \quad (5.18)$$

При $a < 0$ средняя скорость уменьшается, а при $a > 0$ увеличивается при сокращении временной мощности интервала. Первый случай характеризует изменение мощности интервала, вследствие изменения мощности высокоскоростного слоя, а второй - наоборот, низкоскоростного. Результат запишем в окончательном виде:

$$h_{эф} / h_{об} \sim h_{эф} / dt \quad (5.19)$$

Необходимость выполнения сейсмической инверсии и восстановления акустических параметров среды в межскважинном пространстве продиктована, особо отметим, слабой информативностью и незначительной дифференциацией параметров $h_{об}$ и dt верейско-башкирского интервала разреза. Знание о внутреннем строении продуктивной толщи будет определяться знанием о скоростной неоднородности изучаемой среды:

$$dt = 2dh / (1/V_1 - 1/V_2), \quad (5.20)$$

где dh – прирост изменения толщины продуктивной толщи, V_1 и V_2 – пластовые скорости в изучаемой и подстилающей толще, соответственно.

На скорость в тонкослоистом разрезе влияет количество и толщина слоев, слагающих разрез. Запишем уравнение с учетом коэффициента неоднородности строения толщи, коэффициента эффективной толщины:

$$V_{cp} = h_{эф} / h_{об} / dt_{cp}. \quad (5.21)$$

Верейские отложения

В данной работе использовалась следующая последовательность построения прогнозных карт (Рис. 5.13, 5.14).

1. Построение карты общих толщин верейского продуктивного интервала (Н общая).
2. Выявление парных и множественных корреляционных связей между $h_{эф}/dt$ и информативными геологическими и сейсмическими признаками.
3. Классификация признаков. Определение граничных значений информативных признаков для разделения пород на классы.
4. Построение прогнозных карт: коэффициента эффективных толщин ($h_{эф}/h_{об}$), эффективных толщин $h_{эф}$ пластов В-II + В-III, эффективной емкости пород-коллекторов ($h_{эф}Kп$), коэффициента пористости $Kп$, проводимости продуктивного интервала ($h_{эф}Kпр$).

Высокий коэффициент корреляции между $h_{эф}/dt$ и отношением $h_{эф}/h_{об}$ ($K_{эф}$) (Рис. 5.12) позволяет использовать установленную автором зависимость в технологии прогнозирования свойств разреза. Связь с сейсмическими атрибутами, полученными в результате сейсмической интерпретации и инверсии - относительным импедансом AI , абсолютным импедансом Imp , интервальной скоростью $V_{инт}$, свидетельствует о предпочтительности использования многомерных связей в сравнении с двухмерными (Рис. 5.12, 5.15).

Уравнение множественной регрессии параметра $h_{эф}/dt$ с относительным импедансом (AI), абсолютным импедансом (Imp), интервальной скоростью ($V_{инт}$), временной мощностью продуктивного интервала (dt):

$$h_{эф}/dt = F(AI, Imp, V_{инт}, dt), \quad (5.22)$$

$$h_{эф}/dt = 2,8858 - 1,7605 * 10^{-4} * [AI] - 4,458 * 10^{-3} * [Imp] - 6,6729 * 10^{-5} * [V_{инт}] - 8,3843 * 10^{-2} * [dt]. \quad (5.23)$$

Уравнение имеет следующие статистические характеристики, по величине которых можно судить о качестве прогноза: коэффициент множественной корреляции $MK=0,78$, стандартное отклонение $CO=0,1$. Качество регрессии оцениваем о близости коэффициента множественной корреляции к единице.

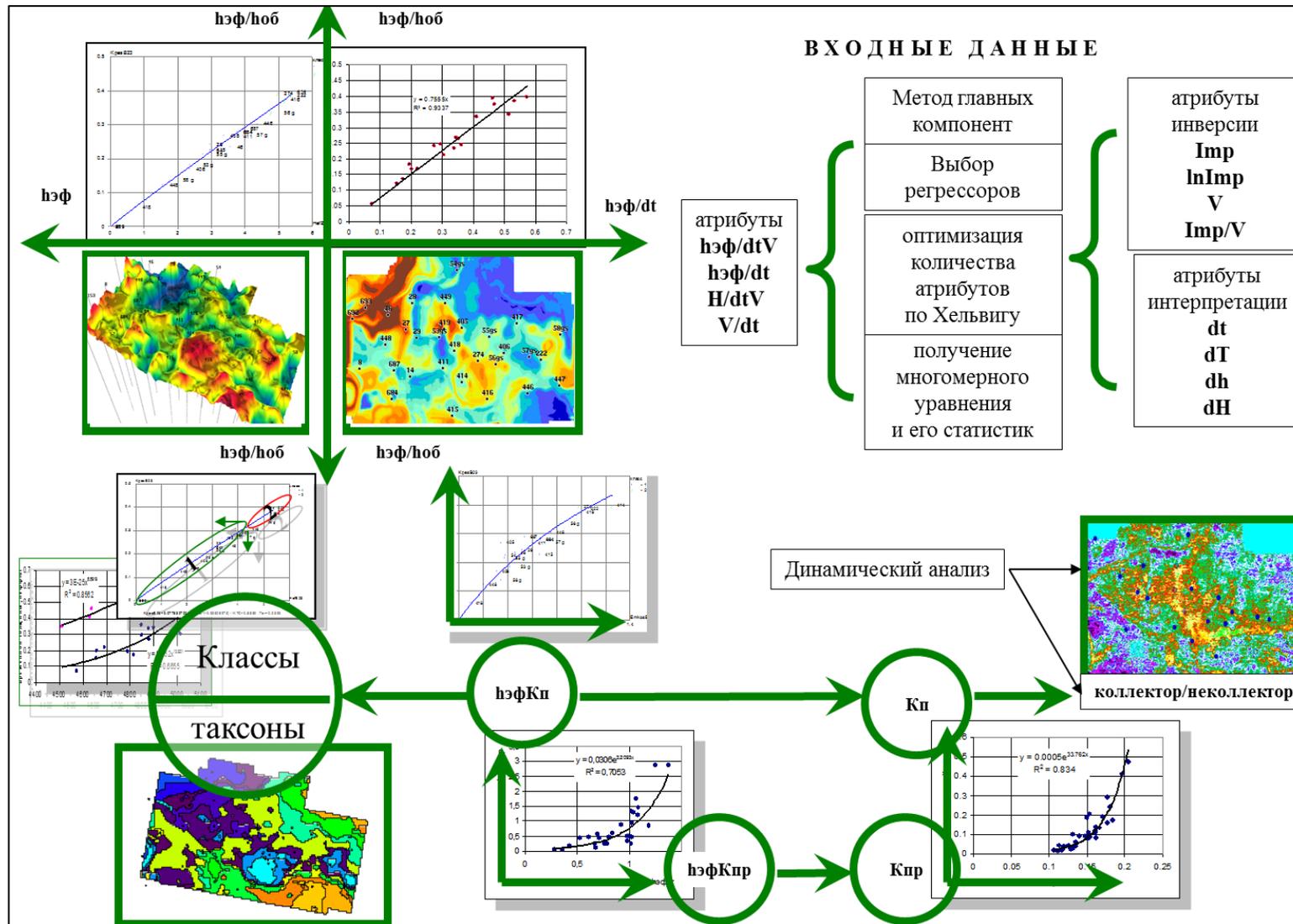


Рисунок 5.13 – Прогнозирование параметров карбонатных пластов с использованием комплексного подхода

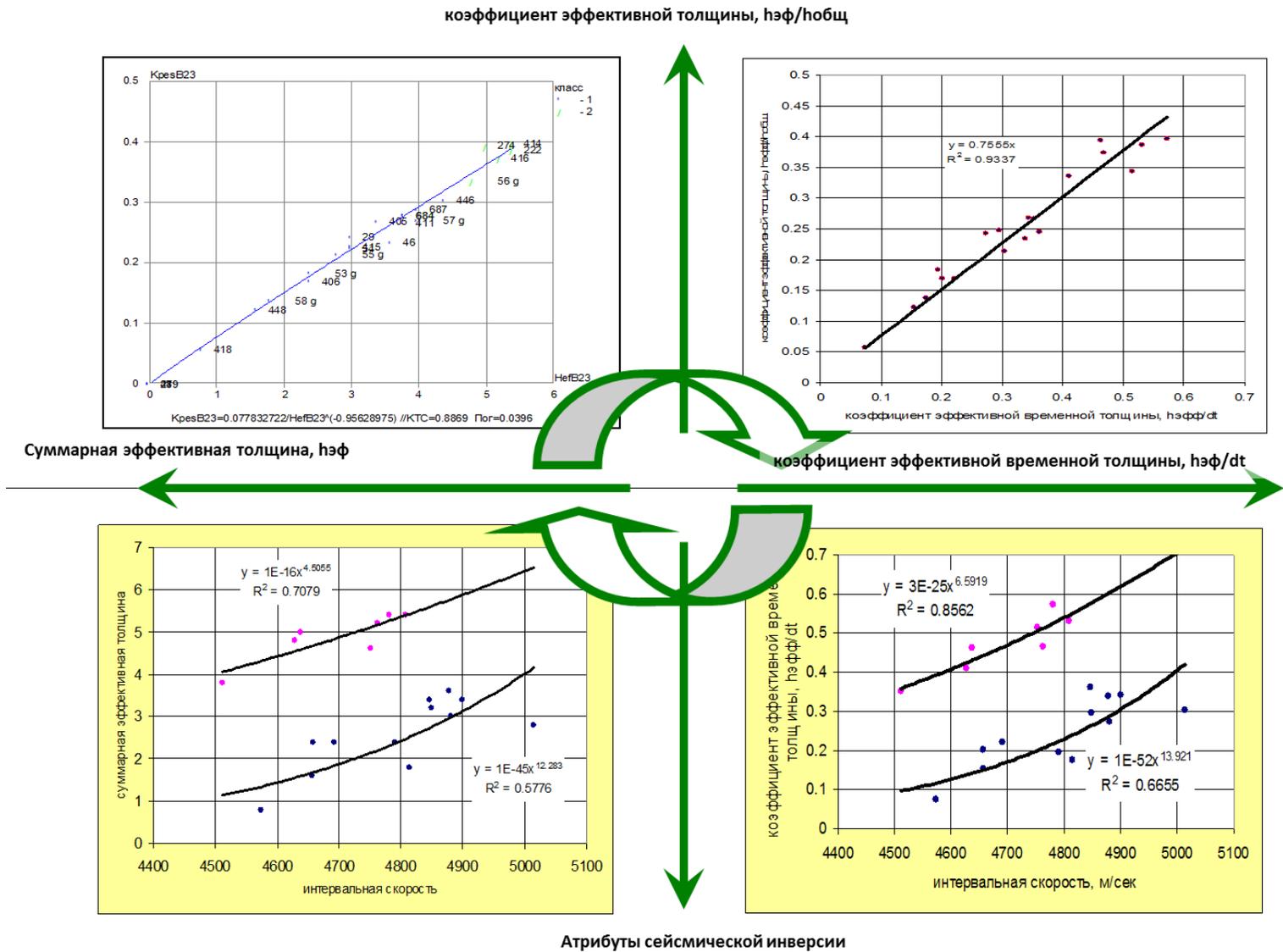


Рисунок 5.14 – Прогнозирование параметров верейских пластов с использованием комплексирования данных сейсморазведки 3D и ГИС

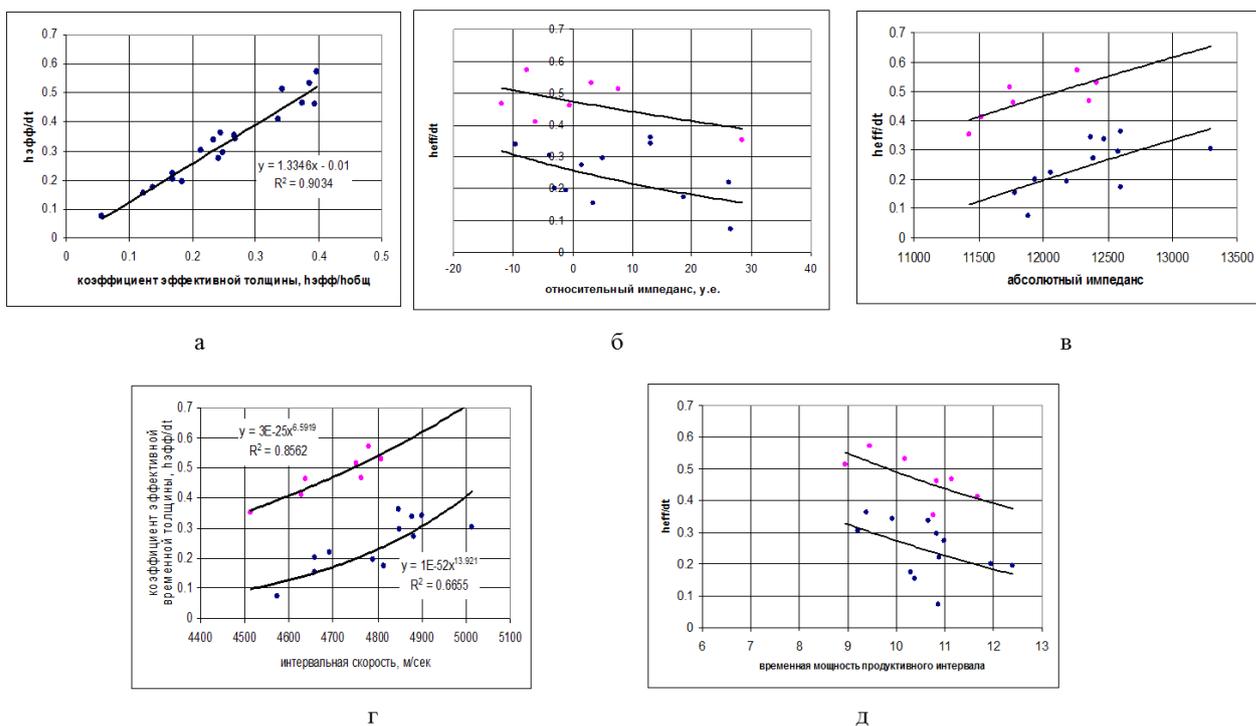


Рисунок 5.15 – Парные графики связи между коэффициентом эффективной толщины во временном окне $h_{эфф}/dt$ и параметрами сейсмической волновой инверсии (пояснение в тексте)

Величина стандартного отклонения показывает, какое среднее отклонение имеет регрессия при прогнозировании от фактических (известных) значений параметра. Чем меньше стандартное отклонение, тем выше качество прогноза.

В работе [97] введено понятие «сейсмический образ» как совокупность динамических и кинематических характеристик волнового поля в определенном интервале времени, которые несут информацию о внутреннем строении продуктивной толщи. Для этого необходимо описание параметров моделей среды в виде многомерных зависимостей.

Для выбора информативного набора признаков использовался алгоритм З. Хельвига – метод оптимального выбора признаков. Достоверность прогноза, как известно, зависит не столько от количества используемых характеристик, сколько от числа независимых переменных, входящих в уравнение. Достоинство алгоритма Хельвига заключается в том, что он позволяет получать многовариантные решения на основе перебора всех возможных комбинаций признаков. Критерий, с помощью которого формируются оптимальные (информативные и содержательные) комбинации признаков – общая емкость носителей информации H_m .

$$H_m = \sum h_j, \quad (5.24)$$

где h_j - индивидуальная емкость носителей информации:

$$h_j = R_j^2 / (1 + \sum |R_{ij}|), \quad (5.25)$$

где j и $i = 1, 2, \dots, m$, R_j - коэффициент корреляции между признаком X_j и объясняемым признаком Y . Лучшей считается та комбинация, у которой объясняющие признаки сильно коррелированы с объясняемым признаком. R_{ij} - коэффициенты корреляции между признаком X_j и остальными признаками X_i , входящими в состав рассматриваемой комбинации признаков. Обязательное требование - слабая коррелируемость признаков между собой.

Для параметра $h_{эф}/dt$ среднеарифметическое расхождение с данными бурения составило 0,07, что позволяет говорить о приемлемой сходимости результатов. Коэффициент $h_{эф}/dt$ имеет надежную корреляционную связь со всеми основными параметрами верейского продуктивного интервала: $h_{эф}/h_{об}$, $h_{эф}$, $h_{эф}Kп$ (Рис. 5.16).

Карта распределения коэффициента эффективных толщин $K_{эф}$ построена с использованием регрессионного уравнения с $h_{эф}/dt$ (Рис. 5.17).

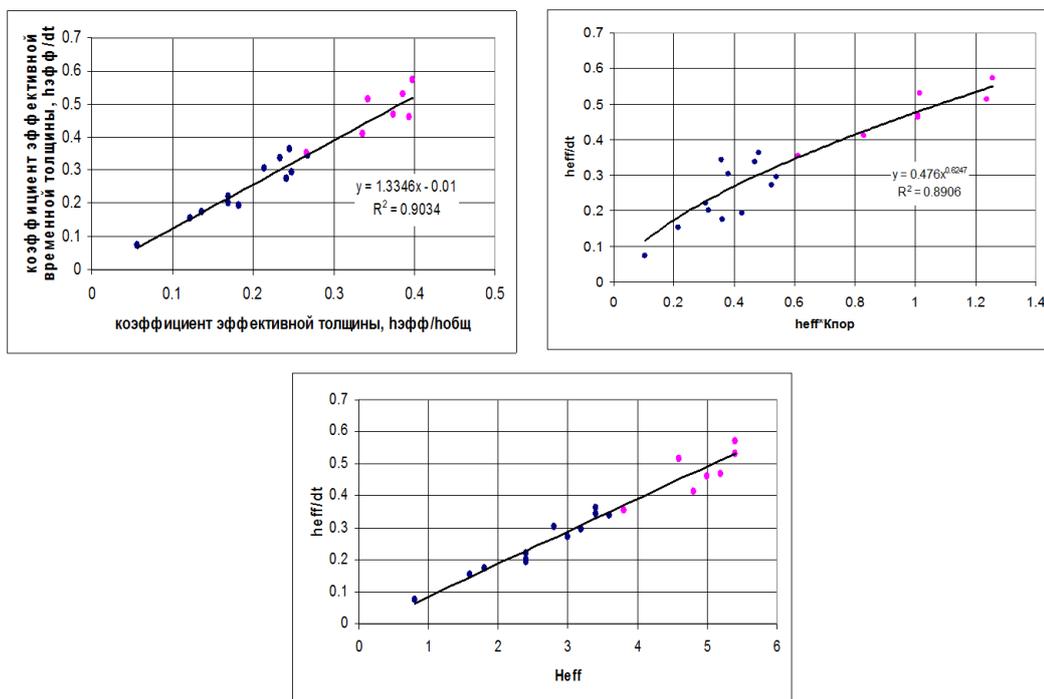
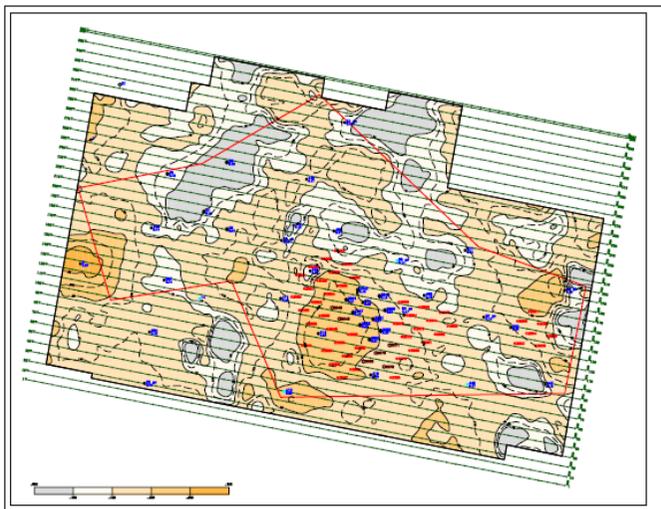
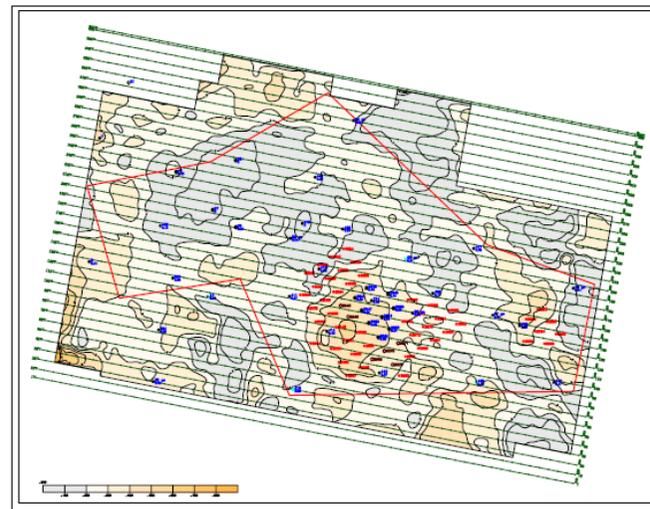


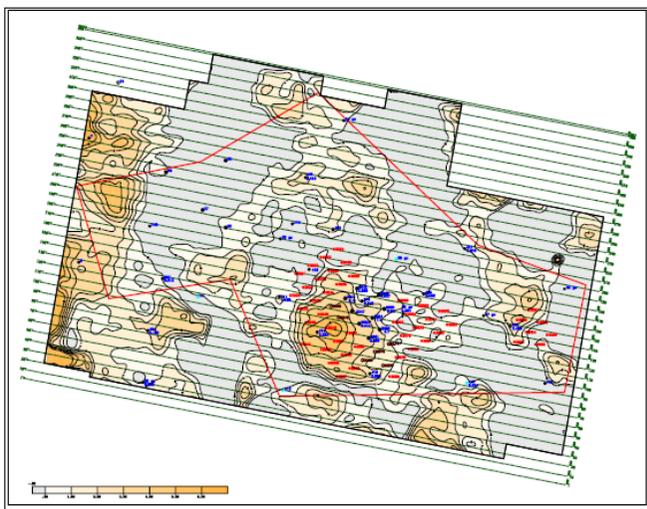
Рисунок 5.16 – Корреляционные взаимосвязи между геологическими и сейсмическими параметрами неоднородности интервала продуктивной толщи



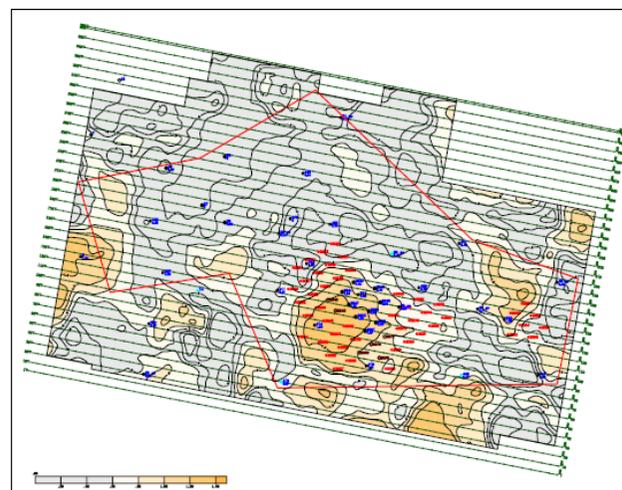
Карта распределения пористости



Карта распределения коэффициента эффективных толщин



Карта распределения проводимости



Карта распределения эффективной емкости

Рисунок 5.17 – Прогноз распределения фильтрационно-емкостных свойств и параметров продуктивного интервала пластов В-II+III

При этом получены:

- коэффициент множественной корреляции 0,9 при среднеквадратической ошибке, $\sigma = 0,03$, в соответствии с которой было выбрано сечение изолиний, равным 0,1;
- абсолютное расхождение прогнозного параметра по эксплуатационным скважинам, которые не были учтены при картопостроении – 0,09.

Согласно [267], эффективная удельная емкость коллекторов в продуктивной толще рассчитывается по формуле:

$$q_k = \Sigma K_{пh} \text{эф}. \quad (5.26)$$

Высокие коэффициенты корреляции и низкие значения погрешности характеризуют надежность полученных уравнений.

$$\bullet \quad K_{\text{эф}} = f(h_{\text{эф}}), \quad (5.27)$$

$$K_{\text{эф}} = 0,078/h_{\text{эф}}^{-0,956}, R=0,99, KTC= 0,887, \text{Пог}=0,04. \quad (5.28)$$

$$\bullet \quad K_{\text{эф}} - f(h_{\text{эф}}K_{п}), \quad (5.29)$$

$$K_{\text{эф}} = (h_{\text{эф}} * K_{п}) / (0,922 * h_{\text{эф}} * K_{п} + 1,729), R=0,95, KTC= 0,736, \text{Пог}=0,09, \quad (5.30)$$

Вывод: изменения $K_{\text{эф}}$ будут свидетельствовать об изменении q_k – эффективной удельной емкости коллекторов продуктивной толщи. Далее будем использовать параметры $K_{\text{эф}}$ и q_k для описания строения природного резервуара.

Башкирские отложения

В данной работе использовалась следующая последовательность построения прогнозных карт (Рис. 5.13):

1. построение карты общих толщин башкирского продуктивного интервала (Нобщая) между подошвой пласта A_{4-0} и опорным отражающим горизонтом Π^6 (кровля башкирского яруса).
2. выявление парных и множественных корреляционных связей между $h_{\text{эф}}/dt$ и информативными геологическими и сейсмическими признаками.
3. построение прогнозных карт: коэффициента эффективных толщин ($h_{\text{эф}}/h_{\text{об}}$), эффективных толщин $h_{\text{эф}}$ интервала пластов $A_{4-0} - A_{4-3}$, эффективной емкости пород-коллекторов ($h_{\text{эф}}K_{п}$), коэффициента пористости $K_{п}$, проводимости продуктивного интервала ($h_{\text{эф}}K_{пр}$).

Получено уравнение множественной регрессии параметра $h_{\text{эф}}/dt$ с относительным импедансом (AI), временной мощностью dt (между подошвой A_{4-3} и ОГ Π^6), временной мощностью dt (между ОГ Π^6 I и ОГ II), параметром $dtV_{\text{инт}}$, общей толщиной продуктивного интервала $h_{\text{об}}$ (между подошвой пласта A_{4-3} и ОГ Π^6):

$$h_{\text{эф}}/dt = F (AI, h_{\text{об}}, dtV_{\text{инт}}, dt22b, dt2bA). \quad (5.31)$$

$$h_{\text{эф}}/dt = 3,367 - 5,39 \cdot 10^{-3} [AI] - 3,17 \cdot 10^{-2} [h_{\text{об}}] - 1,39 \cdot 10^{-2} [dtV_{\text{инт}}] - 6,26 \cdot 10^{-2} [dt22b] - 1,67 \cdot 10^{-3} [dt2bA] \quad (5.32)$$

Уравнение имеет следующие статистические характеристики: коэффициент множественной корреляции $MK=0,74$, стандартное отклонение $S0=0,2$. Для сравнительного анализа построены парные графики корреляции (Рис. 5.18).

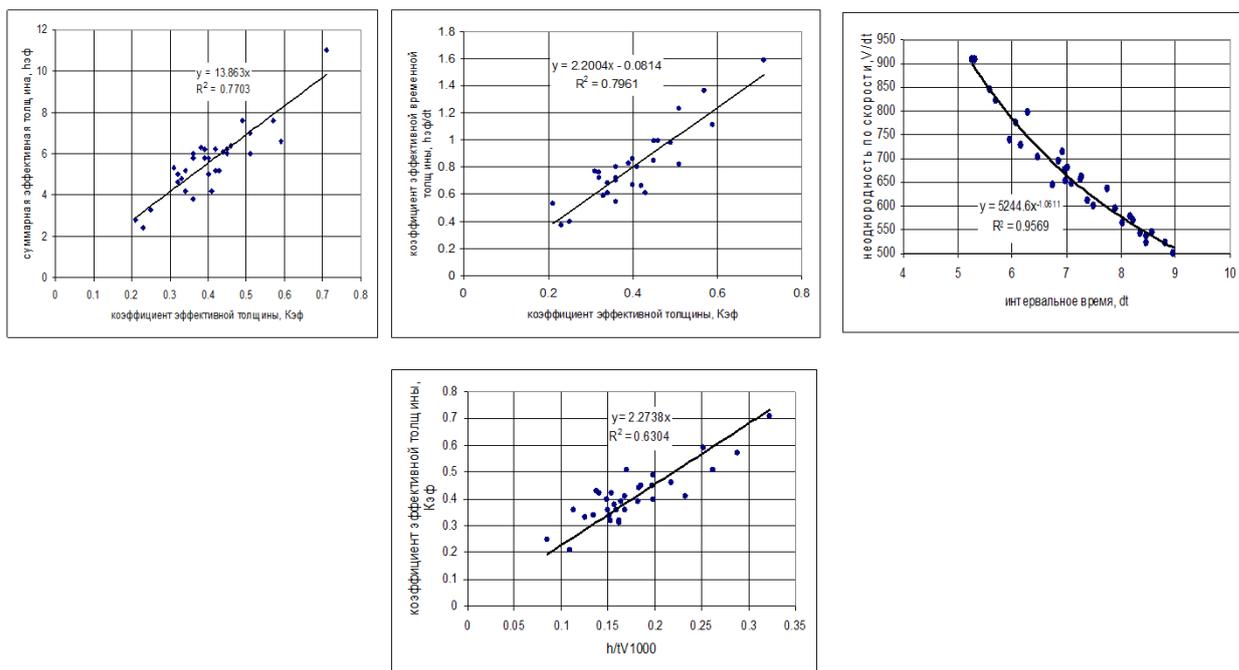


Рисунок 5.18 – Парные графики связи между геолого-геофизическими параметрами для башкирского интервала разреза (пояснение в тексте)

Данное уравнение имеет лучшие статистические характеристики по сравнению с двухмерными зависимостями. Параметр - временная мощность dt между ОГ II^б и ОГ II указывает на ранее установленную *закономерность* пространственного соответствия границ размещения литофаций с конфигурацией палеорельефа дна бассейна седиментации на конец башкирского века.

Для выбора информативного набора признаков для башкирского интервала также использовался алгоритм З. Хельвига.

Методика прогнозирования пористости пластов-коллекторов по сейсмическим атрибутам

Методика прогнозирования емкостных параметров пород-коллекторов основана на комплексном использовании сейсмических атрибутов и параметров пласта-коллектора:

$$K_{\text{эф}} = h_{\text{эф}}/h_{\text{об}}; \quad (5.33)$$

$$h_{\text{эф}}/h_{\text{об}} = h_{\text{эф}}/dtV; \quad (5.34)$$

при $V=Imp/\sigma$ запишем

$$h_{\text{эф}}\sigma/dtImp, \quad (5.35)$$

где σ – объемная плотность породы.

Введем новый коэффициент – коэффициент уплотнения K_{δ} – отношение объемной плотности породы $\delta_{\text{п}}$ к плотности твердой фазы $\delta_{\text{т}}$ (Прошляков Б. К., 1974):

$$K_{\delta} = \delta_{\text{п}} / \delta_{\text{т}}, \quad (5.36)$$

где K_{δ} - безразмерная величина, показывающая, во сколько раз плотность породы меньше плотности слагающей ее твердой фазы. По мере уплотнения $\delta_{\text{п}} \rightarrow \delta_{\text{т}}$, а $K_{\delta} \rightarrow 1$. Коэффициент K_{δ} связан с величиной полной пористости следующей зависимостью:

$$K_{\delta} = 1 - K_{\text{п}}, \quad (5.37)$$

Тогда запишем,

$$h_{\text{эф}}\sigma / dtImp = h_{\text{эф}} \delta_{\text{т}} K_{\delta} / dtImp, \quad (5.38)$$

где $\delta_{\text{т}}$ - плотность твердой фазы, const.

$$h_{\text{эф}} (1-K_{\text{п}}) / dtImp = h_{\text{эф}} / h_{\text{об}} = 1, \quad (5.39)$$

Для случая $h_{\text{эф}} \rightarrow h_{\text{об}}$

$$K_{\text{п}} = 1 - dtImp / h_{\text{об}}, \quad (5.41)$$

Вывод: уравнение связи $K_{\text{п}}$ является многомерным.

Для второго нашего случая, когда $h_{\text{эф}} \rightarrow 0$ и $h_{\text{эф}}/h_{\text{об}} \rightarrow 0$, уравнение вырождается:

$$h_{\text{эф}} (1-K_{\text{п}}) / dtImp \rightarrow 0, \quad (5.42)$$

Поэтому имеем физическое обоснование получения статистически значимых корреляционных взаимосвязей коэффициента эффективной толщины $K_{\text{эф}}$ ($h_{\text{эф}}/h_{\text{об}}$) с эффективной толщиной $h_{\text{эф}}$ и пористостью продуктивных пластов (через эффективную удельную емкость пород, $q_{\text{к}} = h_{\text{эф}}K_{\text{п}}$).

Верейские отложения

Прогнозная карта распределения удельной эффективной емкости пород-коллекторов $h_{\text{эф}}K_{\text{п}}$ построена с учетом уравнения связи с суммарной эффективной толщиной (Рис. 5.17). При этом получены:

- коэффициент множественной корреляции 0,9 при среднеквадратической ошибке, $\sigma = 0,12$ м, в соответствии с которой была выбрано сечение изолиний, равным 0,2 м;

- абсолютное расхождение прогнозного параметра по эксплуатационным скважинам, которые не были учтены при картопостроении, $\Delta - 0,18$ м.

По величине пористости карбонатные коллекторы верейского продуктивного горизонта делятся на 3 класса: низкопористые с пористостью ниже 0,102; высокопористые коллекторы с пористостью 0,15-0,20; среднепористые коллекторы с пористостью в диапазоне между указанными пределами. Прогнозная карта распределения **коэффициента пористости K_p** получена трансформацией из карты удельной эффективной емкости пород-коллекторов (Рис. 5.17). На карте проведена линия замещения коллектор/неколлектор по граничному значению K_p , равному 0,102. Абсолютное расхождение прогнозного параметра по эксплуатационным скважинам, которые не были учтены при картопостроении – $\Delta - 0,02$.

Для построения линии замещения пород-коллекторов верейского продуктивного интервала использовалась карта прогнозного распределения пористости. Методика построения карты описана выше. Граничное значение коллектор/неколлектор – 0,102, сечение изолиний - 0,05. Результаты картопостроения представлены на Рисунках 5.17 и 5.18.

Прогнозная карта распределения **эффективных толщин $h_{эф}$** (Рис. 5.17) строилась с использованием установленных выше зависимостей. Оценка погрешности сводилась к анализу расхождений полученных построений в 9 эксплуатационных скважинах, которые не участвовали при построении зависимостей. Для карты эффективных толщин среднеарифметическое расхождение с данными бурения составило 0,7 м, что в целом позволяет говорить о хорошей сходимости результатов.

Ниже приводятся графики корреляционных связей между геологическими свойствами продуктивной толщи с параметром сейсмической инверсии - скоростью (Рис. 5.19).

Послойная (вертикальная) и зональная (латеральная) макронеоднородность верейской и башкирской продуктивной части разреза оказывают влияние на гидродинамическую связь залежи.

Для того, чтобы перейти от средней проницаемости карбонатных коллекторов, определенных по керну, к проницаемости, определяемой промысловыми методами исследований, по В. Д. Викторину [32], необходимо построить зависимость для разных групп коллекторов вида: $k_{пром}/k_{кern} = f(k_{кern})$. Значения проводимости, полученные по геофизическим данным, используют в качестве начального приближения при интерполяции в межскважинных интервалах пласта [213].

Прогнозная карта распределения **коэффициента проводимости $h_{эф}K_{пр}$** (Рис. 5.17) является производной от карты удельной эффективной емкости пласта-коллектора (Рис. 5.20).

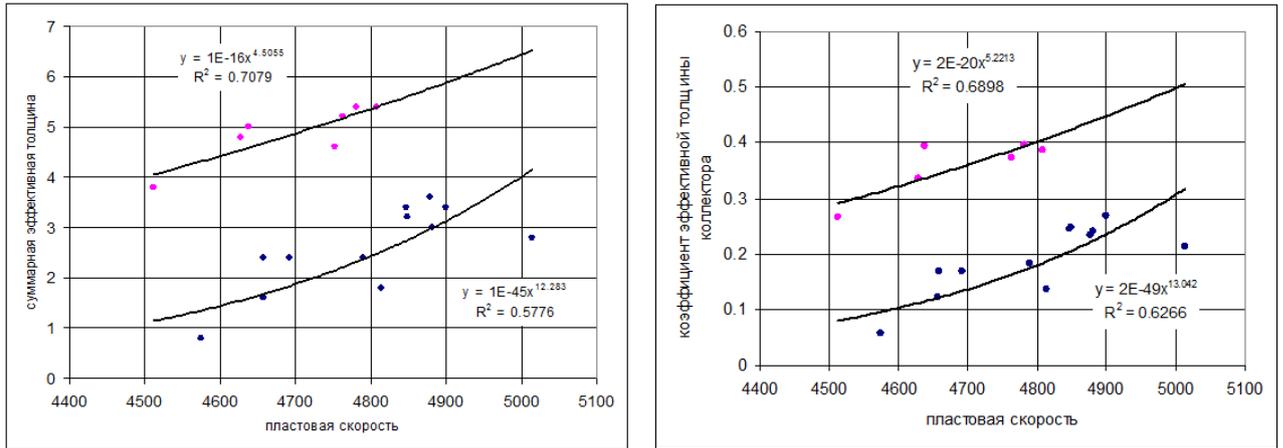


Рисунок 5.19 – Корреляционные связи и графики между геологическими свойствами верейской продуктивной толщи со скоростью

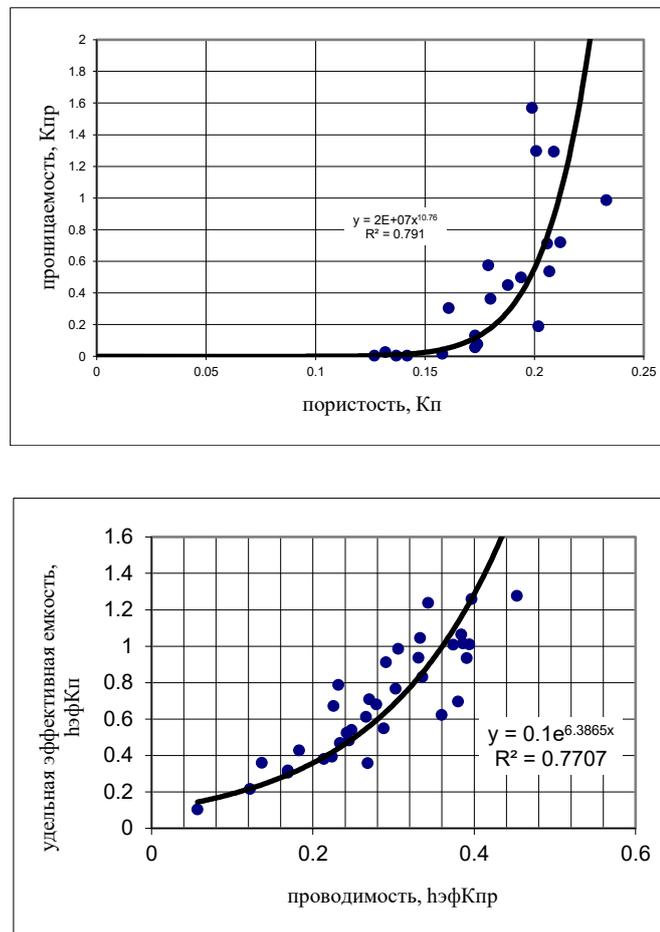


Рисунок 5.20 – Графики зависимости проводимости от удельной эффективной емкости для верейского продуктивного интервала

При этом получены:

- среднеквадратическая ошибка составила $1,4 \text{ мкм}^2$, в соответствии с которой было выбрано сечение изолиний – $1,5 \text{ мкм}^2$;

- абсолютное расхождение прогнозного параметра по эксплуатационным скважинам, которые не были учтены при картопостроении – 1,95 мкм².

По классификации В. Д. Викторина (1988 г.) характер площадной неоднородности верейской продуктивной толщи соответствует линзовидно-останцевому типу.

Влияние неоднородности коллектора на условия разработки рассмотрим на примере комплексных карт – карт проводимости. Величина изменения фильтрационных параметров по линиям фильтрации определяется различием проводимости на контуре питания (нагнетательной скважины) и добывающей скважины.

Для того, чтобы использовать карты в практической деятельности, оценим количественные критерии значительности и незначительности изменчивости какого-либо параметра (терминология по М. А. Жданову [70]). Изменчивость геологической характеристики считается несущественной, если коэффициент вариации этой характеристики не превышает 10-20 %.

В случае выполнения условия, когда $(h\text{эфКпр})_1 / (h\text{эфКпр})_2 > 5$ (где 1 – добывающая скважина, 2 – контур питания), различие в фильтрационных свойствах считается незначительным вследствие малого влияния этого различия на коэффициент продуктивности. Сформулируем эмпирически установленный важный вывод: при различии фильтрационных параметров (проницаемость, проводимость, гидропроводность и др.) в каких-либо точках пласта менее чем в 2 раза, коэффициент продуктивности и другие показатели работы скважин, характеризующие пласт на участке между этими точками, изменяются несущественно [70].

Прогнозирование продуктивности пород-коллекторов

В верейском горизонте нефтяная залежь открыта в пластах В-II, В-IIIа и В-IIIб. Дебиты нефти при опробовании изменяются в пределах от 0,4 до 46,2 т/сут. Максимальный приток нефти – 51,5 м³/сут при депрессии 6,5 МПа. Пластовое давление за время пробной эксплуатации снизилось незначительно. Это свидетельствует о хорошей гидродинамической сообщаемости пласта В-II с законтурной областью, большим радиусом дренирования и высоких ФЕС пласта-коллектора.

В результате интерпретации сейсморазведочных работ МОГТ 3D, с применением сейсмических атрибутов, построены прогнозные карты пластов В-II+III:

- суммарных эффективных толщин (Рис. 5.17);
- коэффициента эффективных толщин (Рис. 5.17);
- коэффициента пористости (Рис. 5.17);
- эффективной емкости (Рис. 5.17).

Сопоставление указанных построений со структурным планом по кровле пласта В-II (Рис. 5.17) наглядно отображает соответствие зон повышенных значений прогнозных параметров продуктивных пластов В-II+III сводовым частям поднятий месторождения.

На прогнозной карте суммарных эффективных толщин пластов В-II+III толщина пластов изменяется в пределах от 0 м до 6 м. Граничное значение для суммарных эффективных толщин установлено 4,3 м и соответствует делению на два типа коллектора. Зоны повышенных толщин от 4 м до 6 м расположены в пределах центрального и восточного куполов месторождения. Намечается несколько зон пониженных толщин от 0 м до 3 м, а также выделена линия замещения пластов-коллекторов В-II+III.

На прогнозной карте коэффициента эффективных толщин (коэффициента песчаности) пластов В-II+III зоны повышенных от 0,3 до 0,5 и пониженных от 0 до 0,2 значений распределены аналогично карте суммарных эффективных толщин. Граничное значение для коэффициента эффективных толщин – 0,4.

На прогнозной карте распределения пористости нефтеперспективного интервала пластов В-II+III коэффициенты пористости изменяются в интервале от 0,10 до 0,25. Зоны улучшенных коллекторских свойств с коэффициентами пористости от 0,13 до 0,23 расположены в пределах центрального и восточного куполов месторождения.

Расположение участков со значениями коэффициента пористости 0,1 определяет прогнозную линию замещения и соответствует нулевым эффективным толщинам.

На прогнозной карте эффективной емкости толщин пластов В-II+III значения изменяются от 0 м до 1,4 м. Граничное значение для эффективной емкости – 0,8 м.

Для верейского интервала с учетом структурного плана по кровле пласта В-II и карт прогнозных параметров была построена схема распределения по площади однородных геолого-промысловых таксонов, которая может служить обоснованием выделения границ пород-коллекторов по кондиционным ФЕС, что послужило основой для рекомендации на бурение эксплуатационных скважин (Рис. 5.21).

По результатам проведенных работ для верейской залежи: были уточнены границы замещения пород-коллекторов; установлено расширение контура нефтеносности.

Сделан главный вывод о том, что контур нефтеносности и продуктивность нефтяной залежи определяется не только и не столько структурным фактором, сколько наличием установленных участков с различными кондиционными свойствами типов коллекторов. Подтверждает данное предположение факт затрудненной гидродинамической связи залежи с законтурной областью и проявление при разработке преимущественно упругих сил.

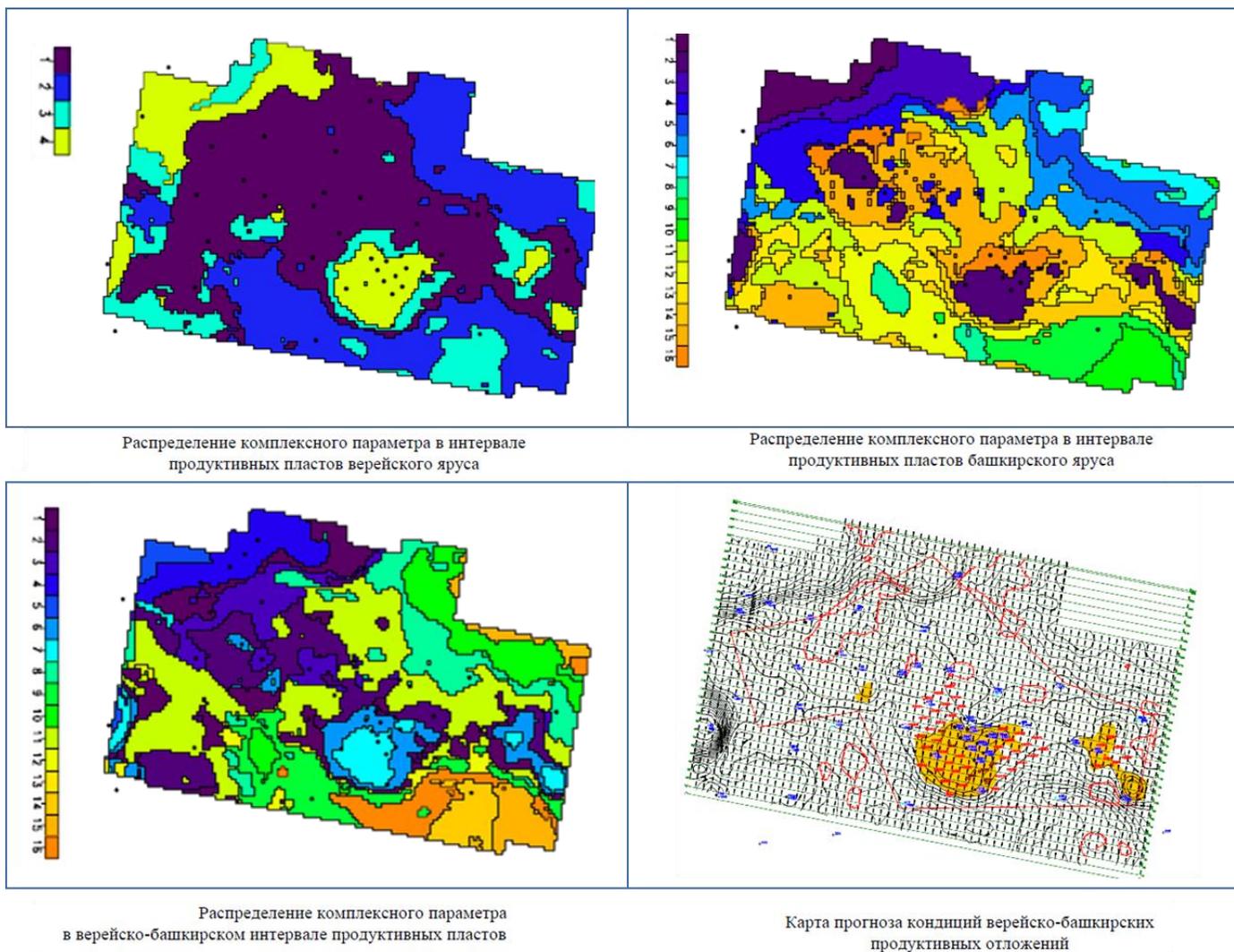


Рисунок 5.21 – Распределение комплексного параметра и прогноз кондиций в интервале продуктивных пластов

Рекомендации по размещению эксплуатационных скважин

В соответствии с действующей классификацией запасов нефти рассматриваемого месторождения по степени изученности отнесены в объеме 60 % к категории С₁ и в объеме 40 % к категории С₂. Площадь месторождения условно разделена на 3 зоны: западную, центральную и восточную.

Трудности проектирования системы разработки любого нового месторождения связаны с отсутствием в необходимом объеме информации о распределении по площади и разрезу ФЕС и плотности запасов.

Полученные результаты комплексной обработки и интерпретации сейсморазведки 3D позволили выявить особенности геологического строения верейско-башкирской залежи нефти и использовать информацию на этапе эксплуатационного бурения.

Для сравнительного анализа с проектными решениями технологической схемы разработки месторождения представлена в качестве результирующей карта комплексного параметра – карта прогнозного распределения кондиций ФЕС продуктивных отложений верейско-башкирского интервала (Рис. 5.21).

На данной карте отображено ранжирование площади работ в верейско-башкирском интервале на участки, которым соответствуют однородные по комплексу прогнозных параметров зоны-таксоны (Рис. 5.21). Данная карта позволяет на качественном уровне выполнить ранжирование месторождения на кондиции. Рекомендуется в дальнейшем перейти на ранжирование с использованием карты удельных запасов, т. к. рентабельность бурения новых скважин в значительной мере определяется минимально рентабельными запасами нефти.

Зоны, выделенные с применением таксонов, расположены в районе скважин с дебитами нефти более 10 т/сут и отнесены, следовательно, к кондиционному типу коллектора.

Приведем основные рекомендации по размещению и очередности бурения эксплуатационных скважин на основе полученных карт прогнозного распределения параметров верейско-башкирской залежи.

Разделим проектный фонд скважин на категории:

1. рекомендуемые скважины, находящиеся в зоне с низкоконтинентальными ФЕС – независимые и зависимые;
2. рекомендуемые к бурению проектные скважины, где ожидаются промышленные дебиты.

В Таблице 5.3 приведена градация значений прогнозных параметров по типам коллекторов для верейского интервала разреза.

По данным сейсморазведочных работ выделен условный контур подсчетного объекта пласта В-II на а.о. минус 1065 м.

Таблица 5.3 – Градация значений прогнозных параметров по типам коллекторов для верейского интервала разреза

Параметры	Кондиционный тип коллектора	Некондиционный тип коллектора
Кп	0,1 - 0,23	0 - 0,1
Нэф	4 - 6	0 - 4
hэф x Кп	0,8 - 1,3	0 - 0,8
hэф x Кпр	1 - 5	0 - 1
hэф / hоб	0,4 – 0,5	0 – 0,4

Прогнозная линия замещения продуктивного интервала пластов В-II+III вынесена на карту распределения кондиций и соответствует установленному граничному значению коллектор/неколлектор, коэффициенту пористости 0,1 и нулевому контуру эффективных толщин.

Для установления кондиционных или технологических пределов на этапе проектирования схемы бурения используют ряд показателей: минимальный рентабельный дебит, предельный коэффициент продуктивности и коэффициент удельной продуктивности.

При прогнозировании добычных свойств карбонатного продуктивного горизонта, необходимо руководствоваться следующими эмпирически установленными закономерностями.

1. Существует установленная зависимость доли работающих пластов от расчлененности объекта эксплуатации. Доля работающей толщины уменьшается с ростом перфорированной, что объясняется увеличением числа неоднородных по проницаемости пластов в объекте. Или, чем больше пластов (пропластков) перфорировано в скважине, тем меньше их доля участия в работе [71 и др.].

2. Установлены зависимости изменения коэффициента гидропроводности (проводимости) и относительной работающей толщины коллекторов от депрессии [71 и др.]. Увеличение коэффициента гидропроводности пласта с ростом начального установившегося дебита в нефтяных скважинах. В нефтяных добывающих скважинах изменение коэффициента гидропроводности согласуется с изменением работающей толщины пласта в связи с началом фильтрации по отдельным пропласткам по мере увеличения депрессии на пласт.

3. Характер вовлечения в разработку неоднородных пластов при различном соотношении их проницаемости в зависимости от депрессии в добывающих скважинах и от давления нагнетания в нагнетательных скважинах. Неоднородность фильтрационных свойств по разрезу скважины устанавливается на основе вычисления следующих коэффициентов: $K_{пр_i}/K_{пр_{ср}}$ и $K_{пр_i}/K_{пр_{max}}$. Привлечение массива этих данных позволяет установить диапазон

неоднородности пластов, по проницаемости и их зависимость от величины депрессии и давления нагнетания. При этом учитывается деление коллектора на 2 класса по величине их проницаемости относительно максимальной проницаемости объекта $K_{пр\max}$: 1 – малопроницаемый коллектор $0 \leq K_{прi}/K_{пр\max} \leq 0,5$; 2 – высокопроницаемый коллектор $0,5 < K_{прi}/K_{пр\max} < 1,0$.

Подтверждаемость прогноза продуктивности эксплуатационным бурением

К настоящему времени на месторождении завершено эксплуатационное бурение, реализованное с учетом выданных рекомендаций на основании прогнозной карты кондиций. Подтверждаемость геологической модели и достигнутая высокая эффективность эксплуатационного бурения на месторождении Сосновское приведены на Рисунке 5.22.

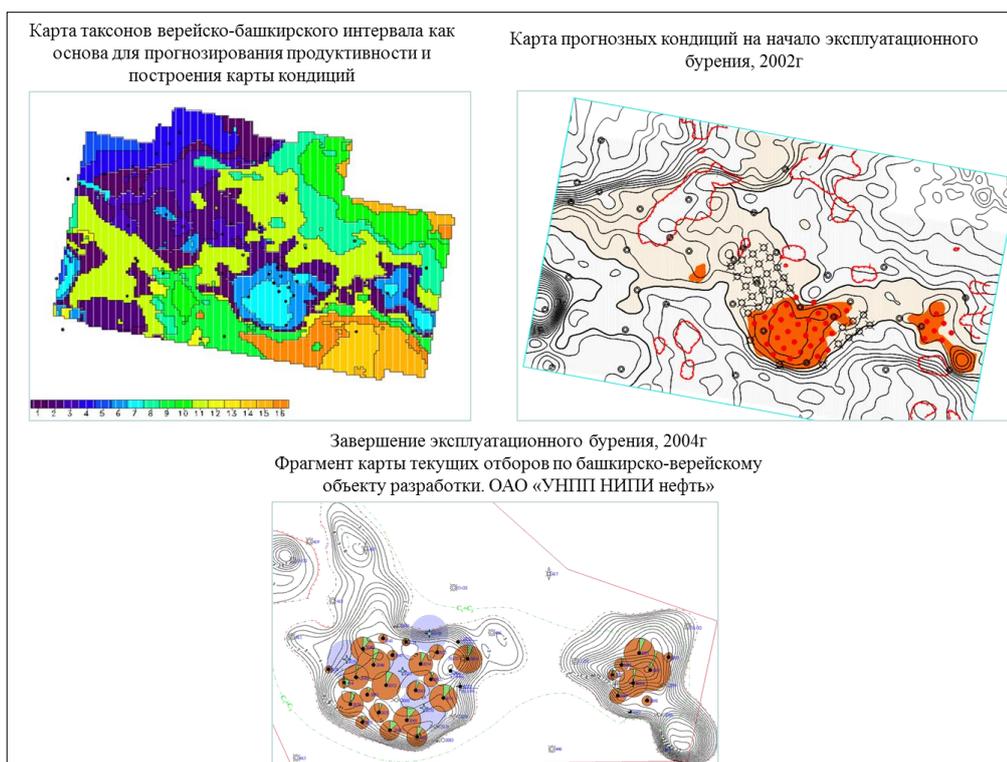


Рисунок 5.22 – Подтверждаемость результативности эксплуатационного бурения на основе прогнозных карт кондиций (месторождение Сосновское, Удмуртия)

Пробурена 31 эксплуатационная скважина, исключены из бурения 32 проектные скважины [422]. Скважины рекомендовались к бурению при проектном их местоположении в границах выделенных зон высоких кондиций. Анализ расхождения данных бурения с прогнозными картами эффективных толщин показал среднеквадратическую ошибку $\pm 0,9$ м при

прогнозной $\pm 1,1$ м. Диапазон изменения прогнозируемых толщин – от 5,0 до 7,0 м. После подтвердившей прогноз бурения 31 скважины были исключены из программы бурения 32 проектные скважины, расположенные за пределами выделенных границ участков с высокими условиями ФЕС.

Результаты были опубликованы в изданиях, которые входят в список ВАК [289].

5.2.2. Методика построения геологической модели залежей углеводородов в отложениях вогулгинской толщи на основе куба сейсмических классов. Оптимизация сопровождения бурения на примере сложнопостроенных залежей (месторождения Западной Сибири)

Происхождение форм рельефа фундамента Западной Сибири

Одной из проблем, которая требует решения, является выяснение механизма образования специфических форм рельефа доюрского комплекса Западной Сибири.

Изучение форм рельефа Западной Сибири посвящено большое количество исследований [23, 29, 54, 59, 318, 319 и др.].

Фундамент Западно-Сибирской провинции является гетерогенным по возрасту и составу слагающих его пород, рассматривается как зона дезинтеграции пород и формирования коры выветривания.

Образование фундамента в пределах Шаимского нефтегазоносного района подразделяется на два тектонических этажа: нижний – собственно складчатый фундамент и верхний – сложенный эффузивно-осадочными образованиями туринской серии.

В составе пород фундамента вскрыты верхнепротерозойские (рифейские), ордовикские, силурийские, девонские, каменноугольные и триасовые породы. Верхнепротерозойские образования представлены кварц-биотитовыми, кварц-хлоритовыми, кварц-серицитовыми, серицито-хлорито-кварцевыми сланцами. Ордовикские породы вскрыты в осевой части Шаимского мегавала. Они представлены темно-серыми, зеленовато-серыми и серыми кварц-биотитовыми, кварц-амфиболитовыми, эпидот-биотитовыми, амфибол-кордиеритовыми, графитистыми кварц-мусковитовыми, серицитовыми и хлоритовыми сланцами (скв. 10275П). Среди сланцев встречены порфириды, конгломераты и песчаники. Девонские образования представлены вулканогенными и вулканогенно-осадочными породами. В состав их входят разнообразные порфириты, которые залегают среди песчаников, песчано-глинистых и филлитовых сланцев. Встречаются линзы мраморизованных известняков. Нижнекаменноугольные отложения, вскрытые по склонам Шаимского мегавала, представлены темно-серыми, часто углистыми глинистыми сланцами, которые содержат прослои песчаников и песчано-глинистых сланцев. Палеозойские и более древние образования фундамента с резким

угловым несогласием перекрываются эффузивно-осадочными породами триаса. Они распространены в виде покровов во впадинах и по склонам современных выступов фундамента. Триасовые породы представлены красноцветными и зеленоцветными аргиллитами, гравелитами, туфами, сероцветными песчаниками с углистым детритом и эффузивными породами – базальтами. На некоторых участках по доюрскому основанию развита кора выветривания. Кора выветривания серицит-кварцевого и каолинит-серицит-кварцевого состава. Судя по минеральному составу и наличию реликтовых сланцевых текстур, она развита по сланцам.

Механизм и условия формирования рельефа фундамента на сегодня является нерешенным до конца вопросом. Предполагается, что в качестве основных геологических причин, оказавшим определяющее влияние на рельеф фундамента, являются процессы эрозии и денудации, магматическая деятельность. По мнению автора, примаемая модель рельефообразующего механизма формирования поверхности доюрского фундамента Западно-Сибирского мегабассейна не способна объяснить специфические формы рельефа.

Автор придерживается флювиогляциальной теории происхождения рельефа фундамента Западной Сибири на основании опыта интерпретации и комплексирования данных сейсморазведки 3D и бурения, сопоставления с данными из отечественных и зарубежных литературных источников. Какие элементы строения рельефа совпадают с изученными элементами строения постгляциального рельефа (Рис. 5.23): 1. наличие чашеобразных углублений на горном склоне – кары (каровые ложбины); 2. эволюционное изменение рельефа от доледниковой стадии до постледниковой; 3. наличие трогов – горных долин, углубленных ледником, в поперечном сечении имеет корытообразную форму.

На схеме формирования карового ледника (Рис. 5.23) показано, что с течением времени на месте слабовыраженного в рельефе склона образуется чашеобразное углубление с пологовогнутым дном – кар.

Ледник вступает в стадию развития – стадию карового ледника [257]. Разрастаясь, соседние кары сливаются и преобразуются в более крупную и сложную форму рельефа – ледниковый цирк. При слиянии соседних цирков в рельефе сохраняются отдельные скалистые гребни и пики – карлинги. Ледниковые цирки, карлинги и скалистые гребни – это наиболее характерные формы рельефа гор современного оледенения [257]. Такой рельеф получил название альпийского.

На Рисунке 5.24 приведена реконструкция форм поверхности фундамента и сопоставление с морфологией постгляциального рельефа на примере одной из площадей Шаимского НГР. К основным формам палеорельефа, свидетельствующего о принадлежности к постгляциальной природе своего происхождения, служит следующий набор элементов палеорельефа: кары, карлинги, скалистые гребни, трого, цирки. Весь список таких

специфических элементов характерен и является свойственным только для ледникового этапа развития территории.

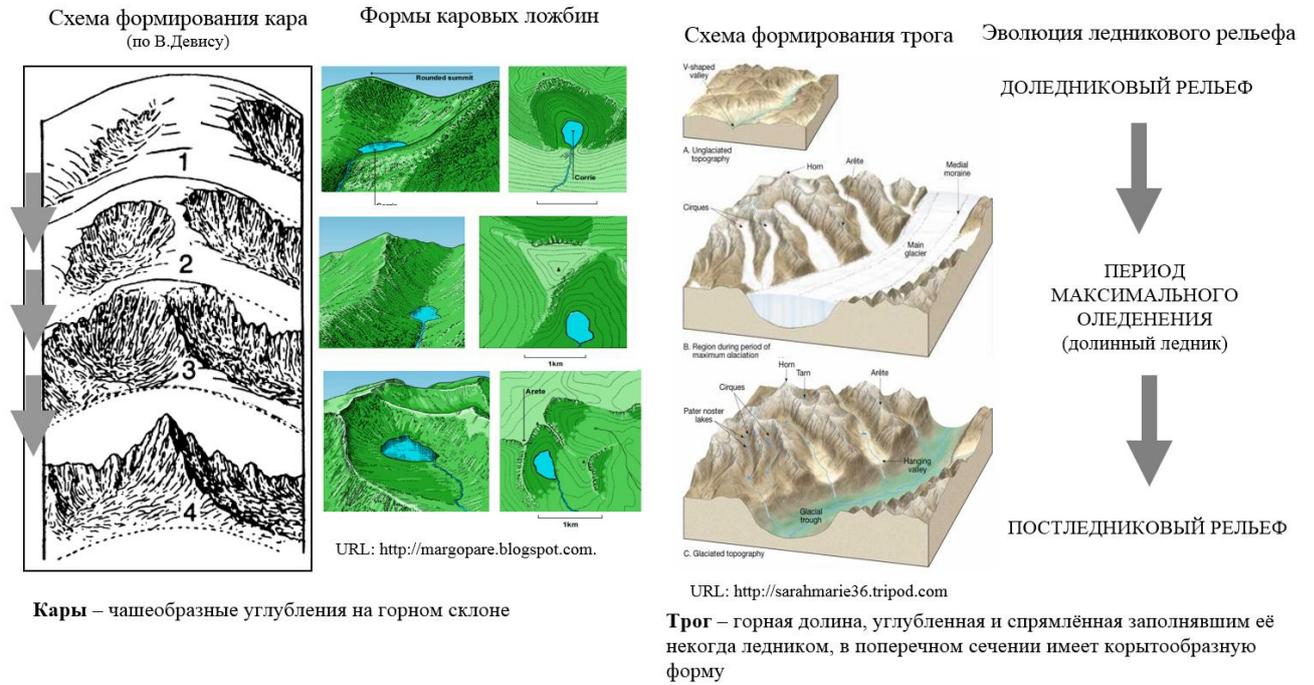


Рисунок 5.23 – Схема формирования гляциального рельефа

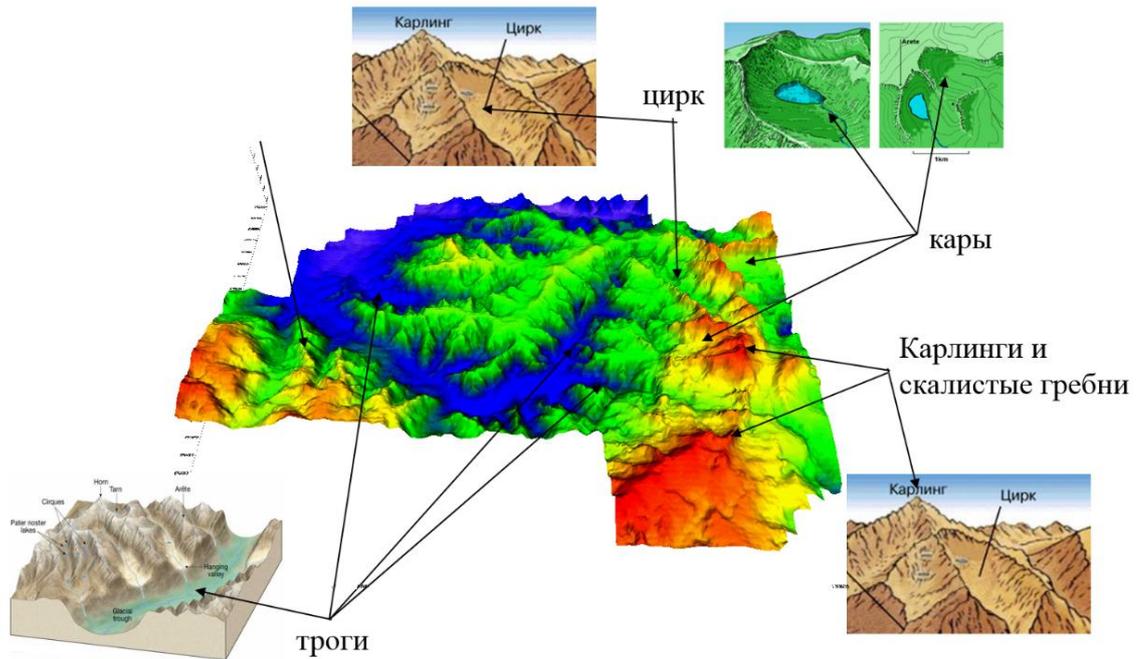


Рисунок 5.24 – Реконструкция форм поверхности фундамента и сопоставление с морфологией современного изучения постгляциального рельефа на примере одной из площадей Шаимского НГР

На Рисунке 5.25 представлен фрагмент временного разреза, где выделяется долина, имеющая в поперечном своем сечении корытообразную форму. Профиль троговой долины необходимо отличать от эрозионной долины.

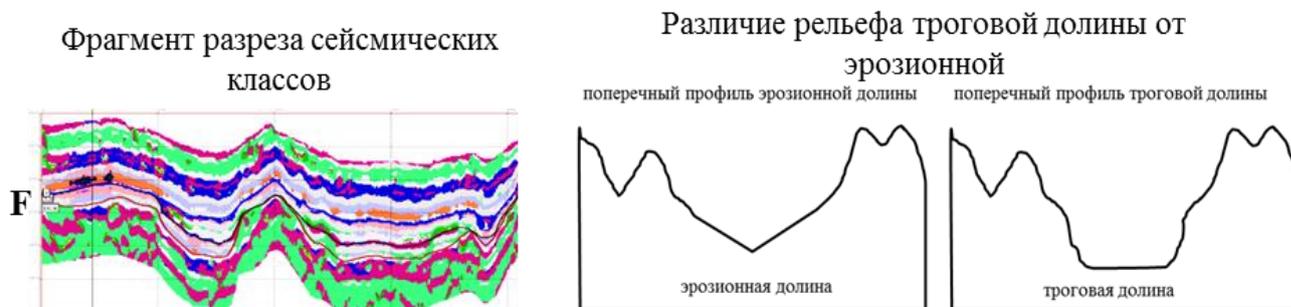


Рисунок 5.25 – Выделение и распознавание на временных разрезах троговой долины

Таким образом, широкое распространение элементов, присущих строго только для постгляциального рельефа, заставляет по-новому взглянуть на интерпретацию руководящих палеогеографических обстановок, существовавших на рубеже эпох пермо-триаса и юры.

Интерпретация и понимание условий формирования палеорельефа доюрского фундамента позволяет создать наиболее адекватную и объективную палеогеоморфологическую модель, которую необходимо учитывать при реконструкции и построения геологических моделей ловушек и залежей УВ в приконтактных и контактных зонах с поверхностью фундамента Западной Сибири.

Одна из таких принципиальных геологических моделей формирования ловушки в отложениях вогулкинской свиты приведена на Рисунке 5.26. Песчаники вогулкинской свиты располагаются в чашеобразных углублениях поверхности ДЮК, т. н. карах.

В зонах примыкания отложений абалакской свиты (J_{3ab}) к выступам фундамента выделяется вогулкинская толща, которая залегает в низах свиты или занимает весь ее стратиграфический объем. В составе вогулкинской толщи выделяется пласт П, который является основным продуктивным пластом в Шаимском нефтегазоносном районе. Разрезы, включающие вогулкинскую толщу, выделены в трехозерный подтип и приурочены к гребневой части Шаимского мегавала.

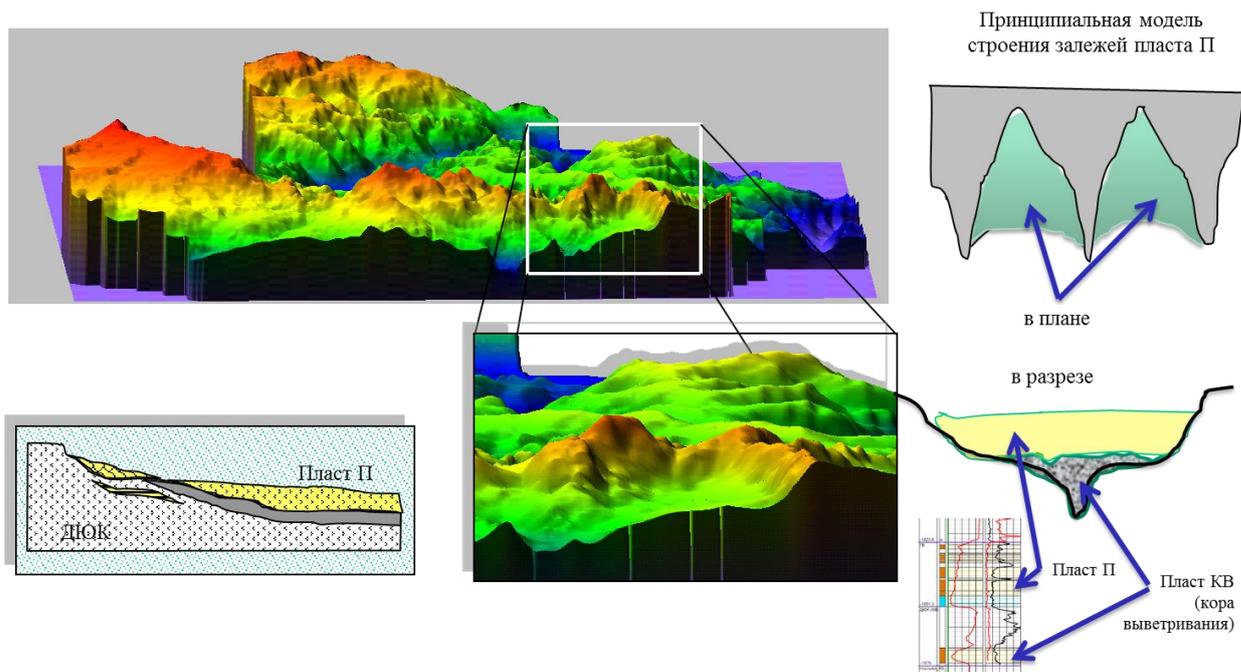


Рисунок 5.26 – Концептуальная модель формы рельефа и осадконакопления отложений вогулкинской свиты

Возможный источник углеводородов

Изучение Шаимского НГР началось в 1959 г. с получения притока нефти на Мулымьинской площади. Несмотря на это, по мнению специалистов ИГНиГ СО РАН, вопрос об источнике нефтей в залежах Шаимского нефтегазоносного района до настоящего времени еще не решен [194]. Предположение об едином источнике УВ продуктивных отложений Шаимского НГР принимается на основе схожести аллохтонных битумоидов абалакской свиты с автохтонными битумоидами баженовской свиты. Таким образом, делают вывод специалисты: основной очаг нефтеобразования может быть приурочен только к отложениям баженовской свиты. По современным представлениям органической теории происхождения УВ первичная миграция УВ осуществляется с глубин 1600 м и ниже, главная зона нефтеобразования (ГЗН) приходится на интервал глубин 1800-2000 м, время вступления нефтепроизводящих толщ (НПТ) в главную фазу нефтеобразования (ГФН) – олигоцен-миоцен.

Изучению строения и нефтегазоносности доюрских комплексов посвящены работы В. С. Суркова, В. С. Бочкарева, В. Я. Рудкевича, Н. Я. Кунина, Л. В. Смирнова, С. В. Аплонова, В. С. Шеина, А. А. Нежданова, В. Н. Бородкина и многих других.

Наиболее дискуссионным был и остается вопрос о генезисе УВ в ловушках в интервале палеозойских отложений, у специалистов нет единого мнения по поводу образования и миграции УВ в Шаимском НГР.

Важные выводы о современном состоянии понимания вопросов происхождения залежей УВ в Шаимском НГР по [194]:

а) все ловушки в комплексах тюменской, абалакской свит, вогулкинской толщи и кровельной части доюрского комплекса (ДЮК) заполнены «баженовской» нефтью;

б) пласты-коллекторы вместе с зоной контакта и корой выветривания ДЮК образуют единую флюидодинамическую систему между собой, так и с очагом нафтидообразования.

Изучение результатов исследования геохимии нефтей и битумоидов нижнеюрских и доюрских отложений Широкого Приобья позволили Н. В. Лопатину (1997 г.) сделать выводы:

1. нефтегенерационный потенциал доюрских толщ палеозоя и триаса ничтожен;
2. залежи и нефтепроявления в кровле доюрского комплекса (Pz и T) не могли иметь в качестве источника УВ катагенетически измененные палеозойские отложения (исключение составляют терригенные отложения средне-верхнего триаса);

3. нефтегенерационным потенциалом в разрезе обладают только регионально выдержанные слабобитуминозные радомская и тогурская пачки - вероятный источник нефти в верхней части доюрского комплекса и пластах Ю₁₀₋₁₁ шеркалинской (горелой, котухтинской) свит.

Совокупность полученных данных об условиях формирования рассеянного органического вещества (РОВ) в интервале тогурских и палеозойских пород позволяет считать их потенциально нефтегазоматеринскими породами (НГМП) при большей термической зрелости палеозойских отложений [129, 130, 307]. Ряд авторов [55] предлагает рассматривать девонские доманиковые и каменноугольно-пермские морские НГМП карбонатного и глинисто-карбонатного составов, как генерирующий источник УВ для доюрских резервуаров.

Одним из главных аргументов наличия потенциального нефтегазоносного бассейна нового типа служит открытие Маньинского месторождения нефтебитумов в известняках турнейского возраста. В 1989-1991 гг. в результате геологоразведочных работ, проведенных в северной части Ивдельской мегасинклинали на территории Маньинской синклинали структуры, в каменноугольных отложениях была выявлена Маньинская зона нефтебитумопроявлений, расположенная в 90 км к северу от Ивделя [113].

Газо- и нефтепроявления в Тагильском районе упоминали Г. Н. Фредерикс (1926 г.), И. М. Губкин (1932 г.), А. А. Черепенников (1936 г.), Н. И. Каржавин (1939 г.), В. К. Шихмуратов (1967 г.). В. К. Шихмуратов упоминает о включениях и примазках битумов в обнажениях пород среднепалеозойского возраста осадочно-вулканогенной толщи бассейна р. Щучья.

На Маньинской площади бурением вскрыт комплекс пород, характерный для доманиковой толщи. Авторы предположили, что нефтематеринскими породами являются сильно битуминозные девонские и каменноугольные породы.

В статье В. М. Проворова сделан важнейший вывод о том, что общая толщина каменноугольных отложений составляет не менее 1 км, а с учетом подстилающих их девонских отложений потенциально продуктивная толща может достигать несколько километров. Следовательно, объем нефтематеринских пород достаточен для формирования нефтяных месторождений. Так, прогнозные ресурсы нефтебитумов категории Р1 при толщине 2,0-41,4 м и среднем содержании нефтебитумов 6,37 % составляют 1,15 млн т, а общие ресурсы нефтебитумов - около 20 млн т при среднем содержании нефтебитумов 2,74 %.

Анализ материалов и результатов исследований специалистов, полученные нами новых результатов, позволяет предложить альтернативную генерализованную схему формирования нефтяной системы для западной окраины осадочного бассейна Западной Сибири, которая приведена на Рисунке 5.27.

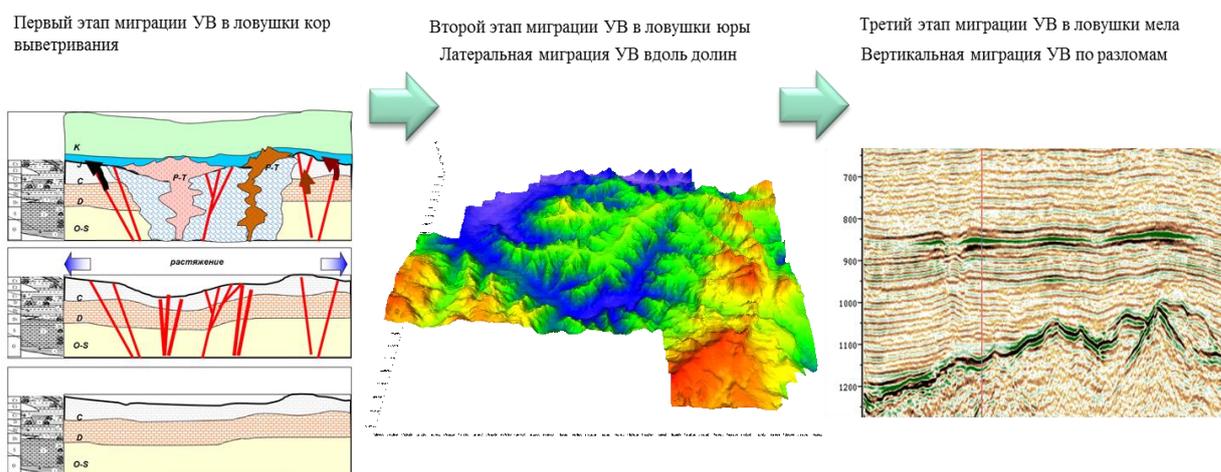


Рисунок 5.27 – Альтернативная схема формирования нефтяной системы западной части внешнего обрамления Западно-Сибирского осадочного бассейна

Исходя из истории геологического развития, наиболее вероятной представляются следующие этапы и направленность вторичной миграции УВ: 1) первый этап миграции УВ в ловушки кор выветривания; 2) второй этап миграции УВ в ловушки средней юры, латеральная миграция УВ происходила вдоль троговых долин; 3) третий этап миграции УВ в ловушки нижнего мела, вертикальная миграция УВ по разломам.

Основные, наиболее важные этапы, характерные для понимания геологической истории развития изучаемой территории, приведены по результатам исследований, выполненных К. П. Ивановым и К. С. Ивановым (2001 г.). Исследователи отметили следующие региональные особенности проявления вулканизма на территории восточного склона Урала и Зауралья:

- триасовый вулканизм есть результат проявившегося рифтогенеза и неразрывно связан с субширотным растяжением Урала и Западно-Сибирского мегабассейна;

- вулканы сосредоточены в объеме туринской серии триаса, которая с резким несогласием залегает на различных по возрасту и составу комплексах эпигерцинского фундамента;

- для триасового вулканизма наиболее характерными и преобладающими являются трещинный тип излияний при резком преобладании лав над туфами и интрузиями, сравнительно небольшие масштабы проявления, прерывистое распространение по площади, небольшие размеры лавовых полей, линейная форма и хорошо выраженная пространственная связь с крупными разломами;

- распространение триасовых вулкаников тесно связано с субмеридиональными грабенами или грабенообразными прогибами;

- среди эффузивных тел резко преобладают лавовые потоки, которые чередуются с континентальными молассоидными отложениями, терригенно-обломочными, нередко грубообломочными, реже терригенно-глинистыми, иногда угленосными (туринская серия и др.) [331];

- первый этап растяжения - верхний докембрий - нижний ордовик;

- начало второго этапа растяжения – поздняя пермь [372], а наибольшей интенсивности процесс растяжения достиг в раннем триасе, поскольку именно тогда начала формироваться на Урале система субмеридиональных угленосных грабенов;

- в триасе во многих районах Урала проявился базальтовый (толеитовый) вулканизм рифтового типа, интенсивность которого резко возрастает на восток, в сторону Западно-Сибирского мегабассейна [87, 388];

- растяжение носило пульсирующий характер, прерываясь краткими импульсами сжатия [248];

- для режима растяжения характерным является проявление базальтоидного вулканизма рифтового типа, для сжатия (коллизии) – малоглубинный ультракислый и щелочной магматизм [329].

Обозначим два аспекта проблемы изучения нефтегазоносности доюрского комплекса:

а) продуктивность глубоких горизонтов триасовых и палеозойских образований (первичная нефтегазоносность);

б) продуктивность верхней части триасовых и палеозойских пород непосредственно под поверхностью предюрского несогласия (вторичная нефтегазоносность).

Роль и значение новейшей тектоники для объяснения условий формирования залежей и месторождений УВ до конца не определены и нуждаются в дальнейшем изучении.

Несомненно, интересным в нефтегазоносном отношении является тот факт, что неотектоническая граница юго-западной части Западно-Сибирского бассейна определяет территориальное деление на углеводородные системы Восточно-Уральской нефтегазоносной провинции (где открыто Маньинское месторождение битумов-С_{1t}) и Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Почему надо выделять отдельный Восточно-Уральский бассейн как самостоятельный и отличный от Западно-Сибирского? Такими аргументами могут быть: 1. вскрытый разрез аналогичен верхнедевон-турнейскому разрезу, высокоперспективному на нефть в восточной части Русской плиты; 2. наличие вулканитов силурийского возраста, а не пермско-триасового; 3. аллохтонно-автохтонный тип дислокации осадочного чехла.

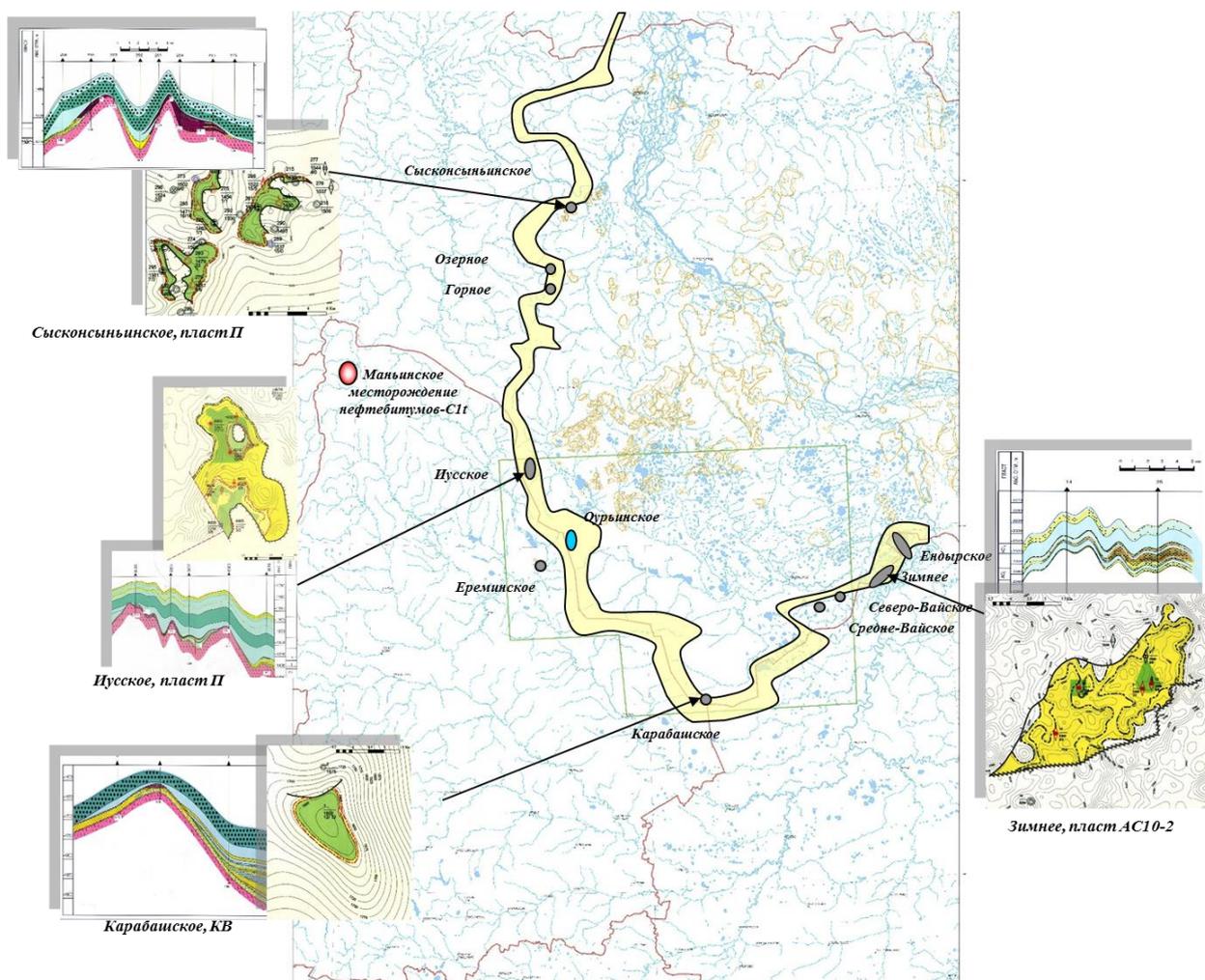
Реактивация новейших тектонических движений пространственно фиксирует внешнюю границу Западно-Сибирской НПП. Под неотектонической границей понимается линия современного водораздела речных систем, выраженная в особенностях элементов орогидрографии западной части Западно-Сибирского бассейна (Рис. 5.28).

Примечательным является тот факт, что к современной границе водораздела приурочены месторождения УВ, открытые в разные годы. В 2013 г. открыто Оурьинское (им. Ю. Эрвье) крупное газонефтяное месторождение. Западнее от указанного водораздела открыто всего одно мелкое по запасам месторождение биодegradированной нефти в отложениях викуловской свиты – Ереминское.

Выделенная перспективная нефтегазопоисковая зона обусловлена активизацией новейшей фазы тектонического развития прибортовой зоны бассейна и может служить поисковым критерием для более внимательного анализа геолого-геофизических материалов с целью выделения новых нефтегазоперспективных ловушек.

Итак, с точки зрения перспектив нефтегазоносности, морфологически и орфографически выраженная зона водораздела характеризуется особенностями:

- характеризуется открытыми газовыми и газоконденсатными месторождениями;
- фазовый состав открытых и прогнозируемых залежей УВ преимущественно газовый и характеризуется низкой температурой прогрева недр;
- является объектом оценки перспектив нефтегазоносности;
- использовать как границу раздела на субпровинции: Восточно-Уральскую и Западно-Сибирскую.



Использованы материалы Вестника недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа [80].

Рисунок 5.28 – Неотектоническая граница внешнего борта Западно-Сибирского осадочного бассейна, совпадающая с линией водораздела

Анализ формационных комплексов, условия образования и особенности вторичного изменения структуры пород доюрских отложений

Доюрские отложения в пределах изучаемой площади представлены следующими литологическими комплексами.

1. Комплекс метаморфических пород.

1.1. Наиболее распространенными являются метаморфические породы низкой степени регионального метаморфизма: кварцевые метапесчаники и метаморфические сланцы. Преимущественно это парасланцы, образовавшиеся в результате метаморфизма осадочных терригенных пород, а именно кварц-сланцы, образовавшиеся по кварц-полевошпатовым породам, хлорит-серицитовые сланцы по пелитовым (существенно глинистым)

породам. К этому же комплексу относятся тальк-хлоритовые сланцы, образовавшиеся по ультраосновным породам и имеющие меньшее распространение.

1.2. Метаморфические породы средней и высокой ступени регионального метаморфизма: плагиогнейсы и слюдяные кристаллические сланцы.

В некоторых скважинах уверенно фиксируются вторичные гидротермальные изменения метаморфических пород, сопровождаемые сульфидной минерализацией (высокие содержания пирита, халькопирита), интенсивным окварцеванием, кальцитизацией, образованием рудных минералов (магнетит).

2. Комплекс кор выветривания, развитых преимущественно по вышеуказанным метаморфическим сланцам. Характерны коры выветривания, залегающие *in situ*. В некоторых скважинах установлены коры выветривания с явными признаками переотложения, материнскими породами для которых служили те же метаморфические сланцы. Степень преобразования сланцев различна: от слабовыветрелых разностей до образования кварц-каолининовых агрегатов с реликтовыми слоисто-сланцевыми текстурами, полностью замещающих исходную материнскую породу.

3. Терригенный комплекс, имеющий, по всей видимости, незначительное распространение в пределах площади, представлен гравелитами, кварцевыми песчаниками, аргиллитами и алевролитами.

Доюрские отложения перекрываются породами юрского комплекса, представленными галечно-гравийными конгломератами и гравелитами, песчаниками, аргиллитами, алевролитами, известняками и глинистыми сланцами.

На Рисунке 5.29 представлена карта локальной составляющей поверхности кровли доюрского комплекса с вынесенными литологическими колонками, построенными в соответствии с составом литологических разностей доюрского комплекса, (а в некоторых случаях юрского и доюрского комплексов), установленных по результатам исследования керн для каждой из рассмотренных скважин.

Анализ данной карты, а также литологического состава вышеописанных пород позволяет предположить, что палеорельеф этой поверхности формировался в результате процессов избирательной денудации экспонированных литологических комплексов в условиях тектонической постгерцинской стабилизации и образования кор выветривания.

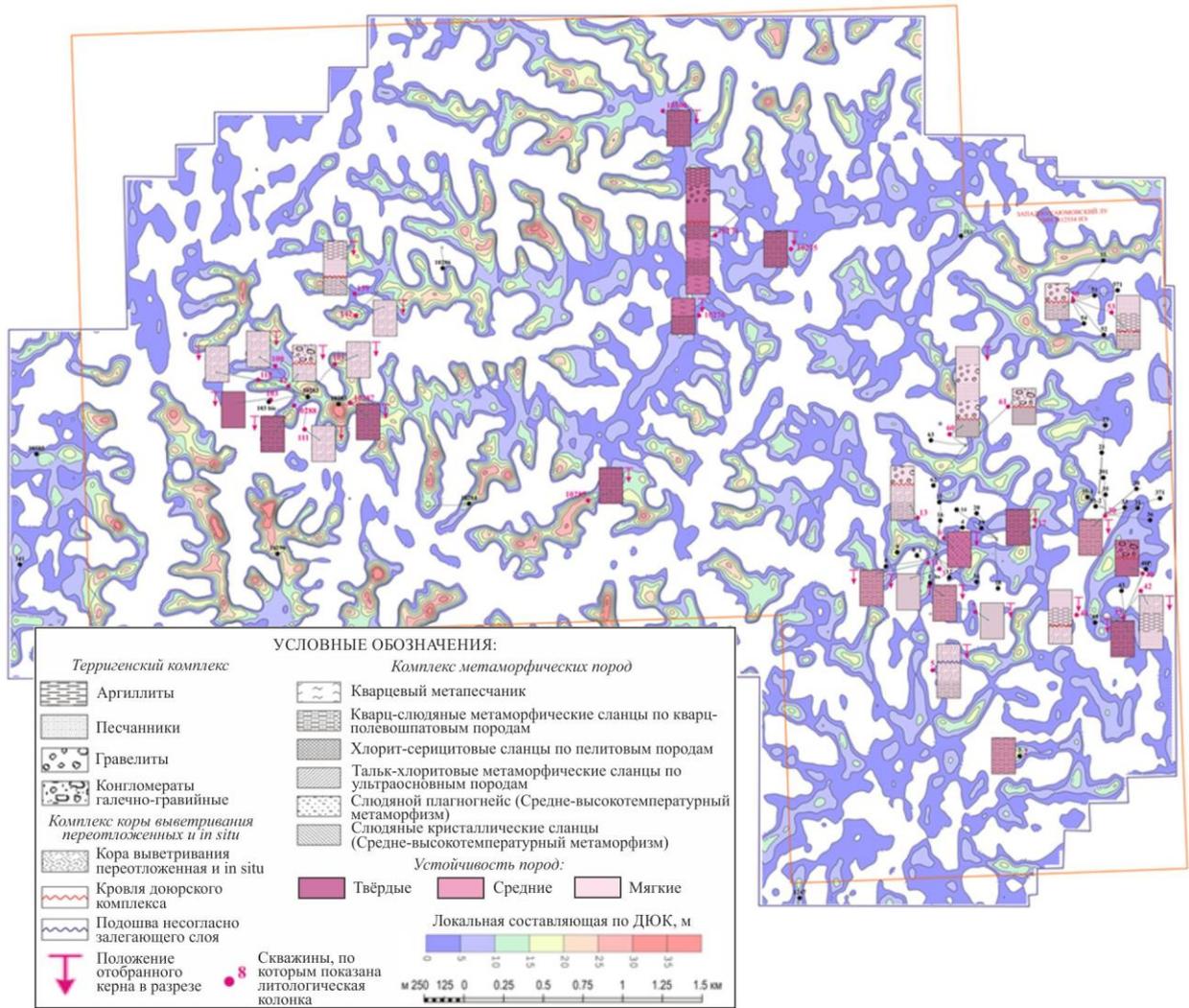


Рисунок 5.29 – Карта локальной составляющей поверхности кровли ДЮК и распределения литотипов пород доюрского комплекса

Избирательная денудация – это процесс образования денудационных форм рельефа, определяемый различием в скорости дезинтеграции контактирующих горных пород разного состава в зависимости от физических и химических свойств этих пород, обусловленных структурой и текстурой пород, их минералогическим составом, отдельностью, трещиноватостью и другими факторами, определяющими устойчивость пород к процессам физического, химического и биологического выветривания.

В соответствии с различием этих свойств контактирующих пород, относительно устойчивых или относительно неустойчивых к процессам денудации, образуются положительные и отрицательные формы денудационного рельефа.

Предположение о том, что палеорельеф поверхности кровли доюрского комплекса формировался в результате процессов избирательной денудации экспонированных литологических комплексов, подтверждают данные Таблицы 5.4.

Таблица 5.4 – Относительная устойчивость пород к эрозионно-денудационным процессам и их выраженность в палеорельефе поверхности кровли доюрского комплекса

№ скважин	Литология доюрского комплекса	Устойчивость пород доюрского комплекса к эрозионно-денудационным процессам
1	2	3
10274	Аргиллиты, гравелиты и песчаники юрского комплекса. ДЮК: переслаивание слюдяных сланцев по кварц-полевошпатовым породам с включениями пирита и кварца и метапесчаников, вторично окварцованных, прожилки и вкрапленники пирита и кальцита	высокая
50	Гравелиты галечно-гравийные, плохо сцементированные (юра). ДЮК: тонкослоистые интенсивно трещиноватые слюдяные сланцы	низкая
61	Гравийно-галечный конгломерат (юра), включающий обломочный материал – продукты выветривания хлорит-серицитовых метаморфических сланцев по пелитовым породам	низкая
7	Сланцы тальк-хлоритовые с включением прослоев и линз известняков. В нижней части интервала сланцы, интенсивно дислоцированные (микроскладчатость)	низкая
6	ДЮК. Магнетитовый слюдяной плагиоклазовый парагнейс. Содержит рудные минералы (магнетит). Является продуктом средне-высокотемпературного метаморфизма т. е. метаморфизма более высокой степени, чем вышеописанные метаморфические сланцы	очень высокая
1	Слюдисто – хлорит – альбит – кварцевый сланец с признаками интенсивного выветривания (каолинитизация, хлоритизация, гидротизация биотита)	средняя
2	Сланцы серицит-альбит-кварцевого состава	средняя
5	Конгломератовидная порода (переотложенная кора выветривания), состоящая из обломков кварцевых пород, выветрелых сланцев и цементирующей массы, образовавшейся за счет сланцев и нижезалегающих пород коры выветривания. Ниже – кора выветривания сланцев (in situ) каолинит-серицит-кварцевого состава с крупными включениями кварца. Каолинитовая кора залегает на трещиноватых сланцах хлорит-кварц-альбитового состава	низкая
3	Сланец тальк – хлоритовый. Сланцы сильно дислоцированы (микроскладчатость)	низкая
11	Трещиноватые слабыветрелые сланцы альбит-мусковит-кварцевого состава, интенсивно дислоцированные. Участки сульфидной минерализации (вкрапленность пирита)	средняя

1	2	3
13	Хлоритизированный серицит-кварц-альбитовый парасланец. Перекрывается гравелитами, содержащими обломки этих сланцев. Биотит в обломках сланцев хлоритизирован и гидротизирован, в порах выветрелых обломков содержится каолинит. Гравелиты представляют собой продукты перемыва коры выветривания, развитой по парасланцам	низкая
17	Каолинизированный трещиноватый метаморфический парасланец слюдисто-кварцевого, биотит-серицит-мусковит-кварцевого, кварцево-мусковит-серицитового состава. Обилие кварцевых жил с прожилковой вкрапленностью повсеместно распространенного пирита в виде крупных гроздевидных стяжений. Кварцевые жилы с ксенолитами сланцев. Наложённая гидротермальная проработка метаморфических парасланцев	высокая
30	Тонкослоистый дислоцированный метаморфический сланец графит-серицит-кварцевого состава, с глубиной переходит в серицит-кварцевый. Характерны открытые трещины, а также трещины, выполненные кварцем	средняя
42 (Лумутинская)	Кора выветривания кварц-альбит-глинистого состава. В середине слоя установлена зона интенсивного брекчирования. Порода, в основной массе, сложена каолинитом. Кора выветривания перекрывается базальными конгломератами.	низкая
42 (Каюмовская)	Слюдистая кора выветривания с глубиной сменяется аргиллитами, подстилаемыми песчаниками и алевролитами.	низкая
10275	Метаморфические сланцы кварцево-слюдистые	высокая
10276	Кварцевый метапесчаник, подстилаемый сланцами кварцево-глинисто-слюдистыми с включением крупных кристаллов пирита	высокая
10500	Метаморфические сланцы кварцево-слюдистые	высокая
103	Предположительно кристаллические сланцы. Являются продуктом средне-высокотемпературного метаморфизма т. е. метаморфизма более высокой степени, чем вышеописанные метаморфические сланцы	высокая
53	Песчаник кварцевый, среднезернистый, слабосцементированный (цемент карбонатно-глинистый). Аргиллит слюдистый. ДЮК. Зеленовато-серые, сланцеватые метаморфические породы	низкая
40	Слюдяные кристаллические сланцы, перекрытые гравийно-галечным конгломератом с кварц-серицит-хлорит-карбонатным цементом порово-базального типа (юра)	высокая
101	Кора выветривания	низкая
100	Кора выветривания	низкая

1	2	3
111	Кора выветривания	низкая
10285	Метаморфизованная сланцевая порода	высокая
10288	Метаморфизованная сланцевая порода	высокая
10287	Метаморфизованная сланцевая порода	высокая
142	Кора выветривания	низкая
118	Кора выветривания	низкая
139	Метаморфические сланцы предположительно кварц-слюдяного состава, интенсивно дислоцированные	низкая
60	Измененные трещиноватые тонкослоистые кварц-серицитовые метаморфические сланцы. Перекрываются неравномерно чередующимися гравелитами и песчаниками. По песчаникам установлена повсеместная нефтяная пропитка (юра)	низкая

В Таблице 5.4 приводится краткое описание доюрских (в некоторых случаях юрских) отложений, вскрываемых конкретной скважиной, положение этой скважины на элементе форм палеорельефа и литологические факторы, способствующие повышению или понижению относительной устойчивости пород к эрозионно-денудационным процессам. Различия в степени устойчивости к процессам денудации литологических разностей, в целом, для каждой из анализируемых скважин отражены также на карте локальной составляющей поверхности кровли доюрского комплекса (Рис. 5.29), где эти различия подчеркиваются разным цветом литологических колонок на карте.

Отчетливо прослеживается закономерность: породы с высокой или средней степени устойчивости в большинстве случаев слагают водораздельные гребни поднятий и их склоны, относительно низкоустойчивым разностям соответствуют преимущественно днища палеодолин. Наиболее существенными литологическими факторами, повышающими устойчивость пород к денудации, в данном случае, являются вторичная гидротермальная проработка пород (сульфидная минерализация, интенсивное окварцевание, залечивание трещин), а также средний или высокий уровень регионального метаморфизма, резко уменьшающий слоистость метаморфических пород.

К факторам, снижающим устойчивость пород, можно отнести тонкую сланцеватость, высокую трещиноватость (включая открытые трещины), понижение уровня метаморфизма (переход к слабометаморфизованным осадочным отложениям), формирование переотложенных кор выветривания и кор *in situ*. При этом, чем выше степень выветривания (вплоть до преобладания процессов глубокого химического выветривания), тем соответственно ниже устойчивость измененной породы к денудации. В большинстве случаев, вскрытые скважинами

коры выветривания расположены в днищах палеодолин и/или в нижних подошвенных частях склонов поднятий (например, в районе скважин 1, 101 и 142).

Анализ морфологии палеорельефа кровли доюрского комплекса Лумутинской и Каюмовской площадей позволяет сделать предположение, что первичный эрозионно-денудационный рельеф, обусловленный, как указывалось выше, процессами избирательной денудации в дальнейшем развивался в условиях горно-долинного оледенения. В результате по первоначально эрозионным долинам унаследовано сформировались трог, а на склонах положительных форм рельефа образовались кары, что и обусловило гребневидную морфологию крутосклонных хребтов, характерных для палеорельефа кровли доюрского комплекса в пределах изучаемых площадей.

Методика выделения и оконтуривания ловушек УВ в отложениях вогулкинской толщи абалакской свиты

Отложения абалакской свиты в пределах изучаемой территории представлены двумя типами разреза: Шаимским и Потанайско-Убинским.

Шаимский тип разреза развит в юго-восточной части территории на площадях, расположенных на наиболее приподнятых участках Шаимского мегавала (Тетеревский вал – Семивидовское и Каюмовское локальные поднятия). В этом типе разреза основным продуктивным горизонтом являются прибрежно-морские верхнеюрские проницаемые отложения – пласт П вогулкинской толщи. Они представлены песчаниками и алевролитами с прослоями глин, гравелитов, конгломератов и известняков. Отмечаются редкие зерна глауконита, линзочки угля, обломки фауны пелеципод и ростров белемнитов. Слоистость тонкая, линзовидно-волнистая, обусловленная углисто-глинистыми слойками. Песчано-алевритовые пласты приурочены к склонам локальных поднятий, в сводовых частях поднятий они выклиниваются, на погружении замещаются глинистыми разностями.

В Потанайско-Убинском типе разреза, который развит в более погруженных северо-западных территориях участка (группа Лумутинских, Западно-Каюмовских и др. локальных поднятий), абалакская свита представлена глинисто-алевритовыми и глинисто-карбонатными породами. И лишь в более приподнятых участках палеорельефа, в низах абалакской свиты обычно появляются песчано-алевритовые разности пород, которые могут быть промышленно нефтеносными. На площади они распространены на склонах палеоподнятий. В направлении к эрозионным выступам фундамента они постепенно выклиниваются, на погруженных замещаются алевроито-глинистыми и глинистыми разностями. Возраст разреза является более древним (келловей-нижний оксфорд) по сравнению с Шаимским типом разреза, где возраст продуктивного горизонта (пласт П) принят келловей-оксфорд-кимериджским.

Абалакская свита представлена глинами аргиллитоподобными, серыми и тёмно-серыми, тонкоотмучеными в разной степени глауконитовыми. В верхней части разреза отмечаются глинисто-карбонатные и септариевые конкреции. Толщина увеличивается от 20-30 м до 100 м в погруженных частях зоны распространения абалакской свиты. В зонах примыкания отложений свиты к выступам фундамента выделяется вогулкинская толща, которая может залегать в низах свиты или занимать весь её стратиграфический объём. Пласты группы П, выделенные в ее составе, являются основным продуктивным пластом в Шаимском НГР. Разрезы, включающие вогулкинскую толщу, выделены в трёхозёрный подтип, приурочены к гребневой части Шаимского мегавала.

В пределах Каюмовского месторождения, в результате бурения и испытания скважин установлена нефтеносность продуктивных пластов:

- пласта П вогулкинской толщи абалакской свиты;
- пласта П₀, образованного прибрежно-морскими отложениями трехозерной пачки нижнемулымьинской подсвиты верхней юры;
- пласта КВ, приуроченного к разуплотнённым породам верхней части отложений доюрского комплекса.

В результате поисково-разведочного и эксплуатационного бурения в пределах Каюмовского месторождения были открыты шесть залежей нефти пласта П (Рис. 5.30, 5.31): основная, западная, северо-западная и юго-восточная залежи, южный блок и северный блок восточной залежи.

Все они имеют разный уровень ВНК, установленный бурением. По всем залежам запасы нефти приняты на Государственный баланс. Все залежи относятся к структурно-литологическому типу и в плане ограничены линией выклинивания пласта П и уровнем принятого ВНК.

Основная залежь вскрыта восемью скважинами. Фонтанные притоки безводной нефти получены в скв. 3, 8-1, 11, 12 и 34. Максимальный дебит 63 м³/сут на 6 мм штуцере получен в скв. 12. На основании данных ГИС и результатов испытания скважин уровень ВНК залежи принят на а. о. -1840 м, высота залежи – 60 м. По типу залежь структурно-литологическая.

Западная залежь вскрыта девятью скважинами. По данным ГИС вскрытые эффективные нефтенасыщенные толщины пласта в пределах залежи изменяются от 20,7 м в скв. 4 до 3,8 м в скв. 6. Во всех скважинах, вскрывших западную залежь, из нефтенасыщенного интервала пласта П получены притоки безводной нефти. Максимальный дебит 58 м³/сут на 6 мм штуцере получен в скв. 15.

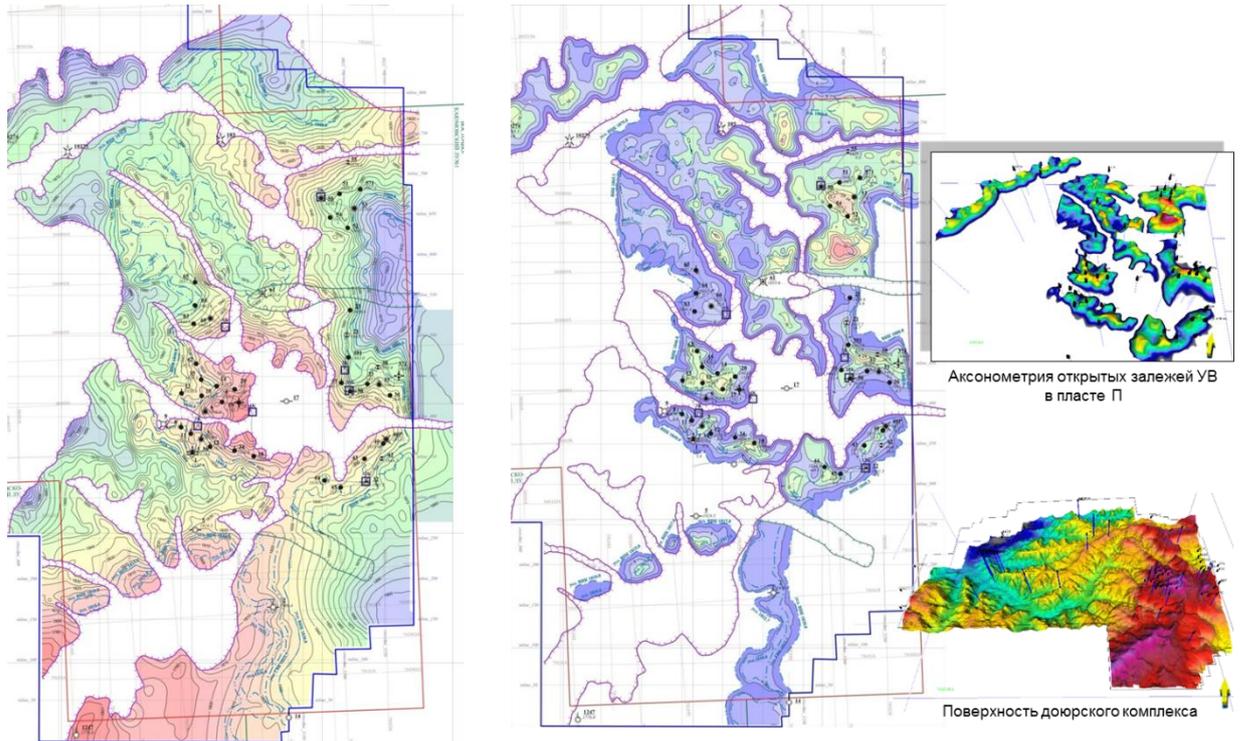


Рисунок 5.30 – Открытые залежи УВ на месторождении относятся к сложностроенным, осложненные литологическими и тектоническими экранами

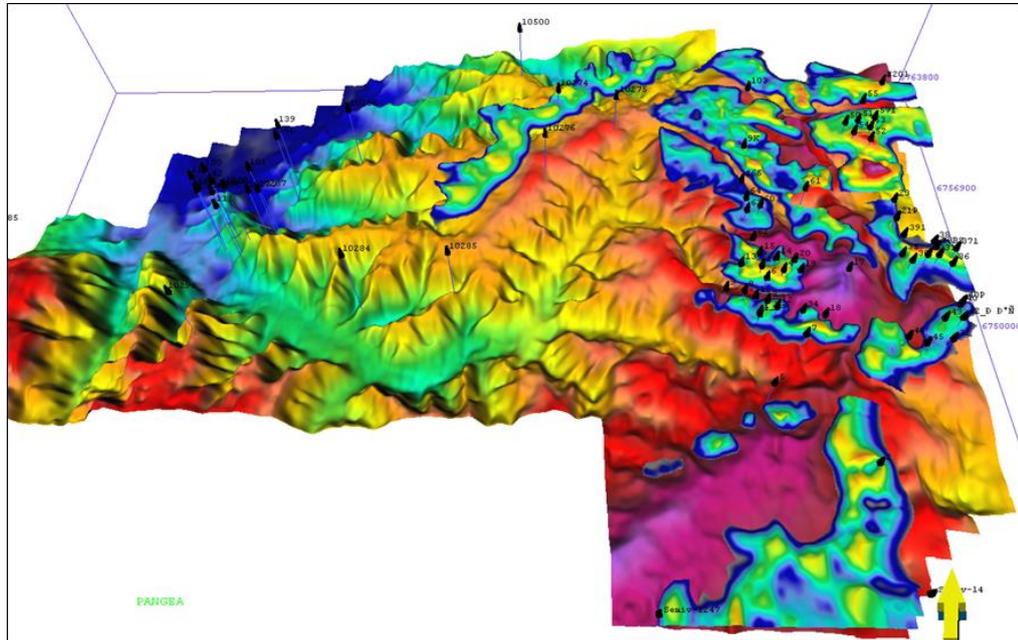


Рисунок 5.31 – Структурная карта по поверхности доюрского комплекса и карта нефтенасыщенных толщин пласта П вогулкинской толщи по результатам сейсморазведочных работ 3D

Северо-западная залежь нефти пласта П, установленная в результате бурения скважины 60Р в нефтеперспективной зоне на западном склоне Северо-Каюмовского структурного носа, которая вскрыла нефтенасыщенный коллектор пласта П₀ на а. о. -1837,8 м эффективной нефтенасыщенной толщиной 11,9 м. В результате её испытания получен фонтан безводной нефти дебитом 107 м³/сут на 8 мм штуцере.

Юго-восточная залежь. Запасы нефти пласта П поставлены на Госбаланс по результатам бурения шести скважин 32, 40Р, 40, 43, 44 и 45 с принятым ВНК на а. о. -1849,3 м. После этого в пределах залежи пробурена скв. 42, которая по данным ГИС вскрыла подошву нефтенасыщенного коллектора на а. о. -1859,4 м.

Восточная залежь открыта в результате бурения поисковой скважины 30 (Рис. 5.32) по результатам комплексной интерпретации данных сейморазведки 3D и бурения в 2010 г. В результате была построена принципиально новая геологическая модель залежи, которая подтвердилась результатами бурения скв. 50Р (Рис. 5.33) и последующими эксплуатационными скважинами.

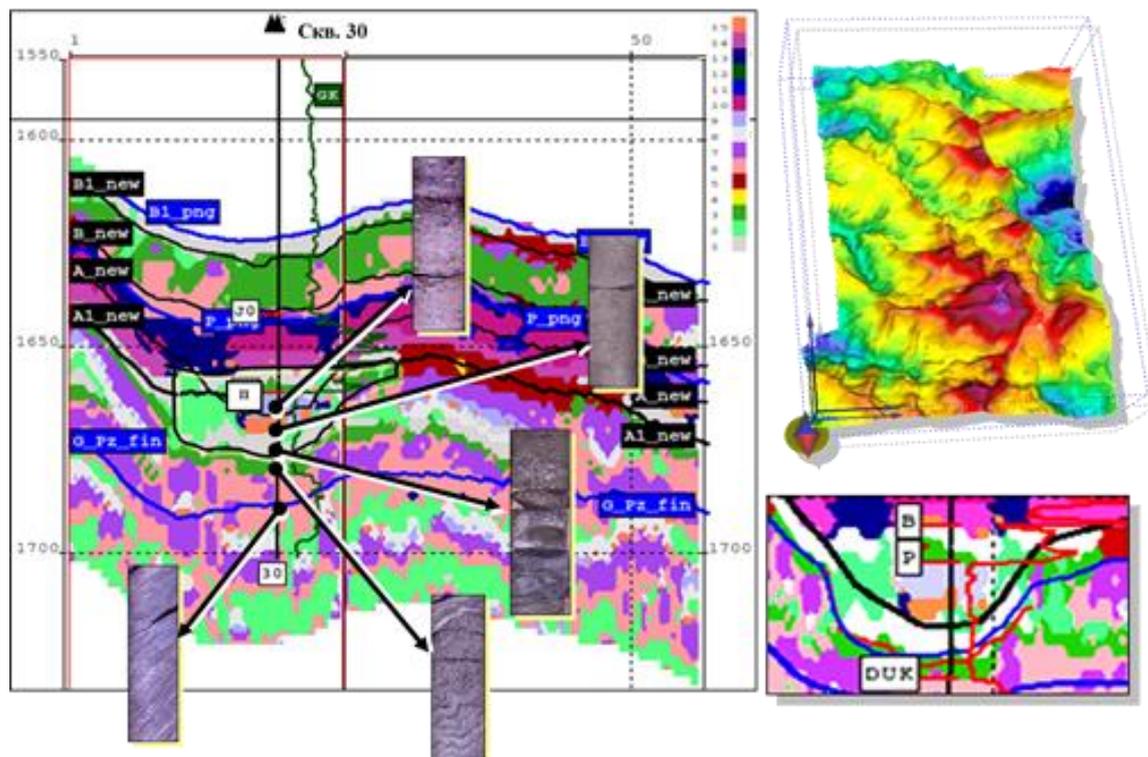


Рисунок 5.32 – Реконструкция и обоснование границ сейсмофаций и литофаций в приконтактной зоне фундамента с осадочным чехлом (район скв. 30)

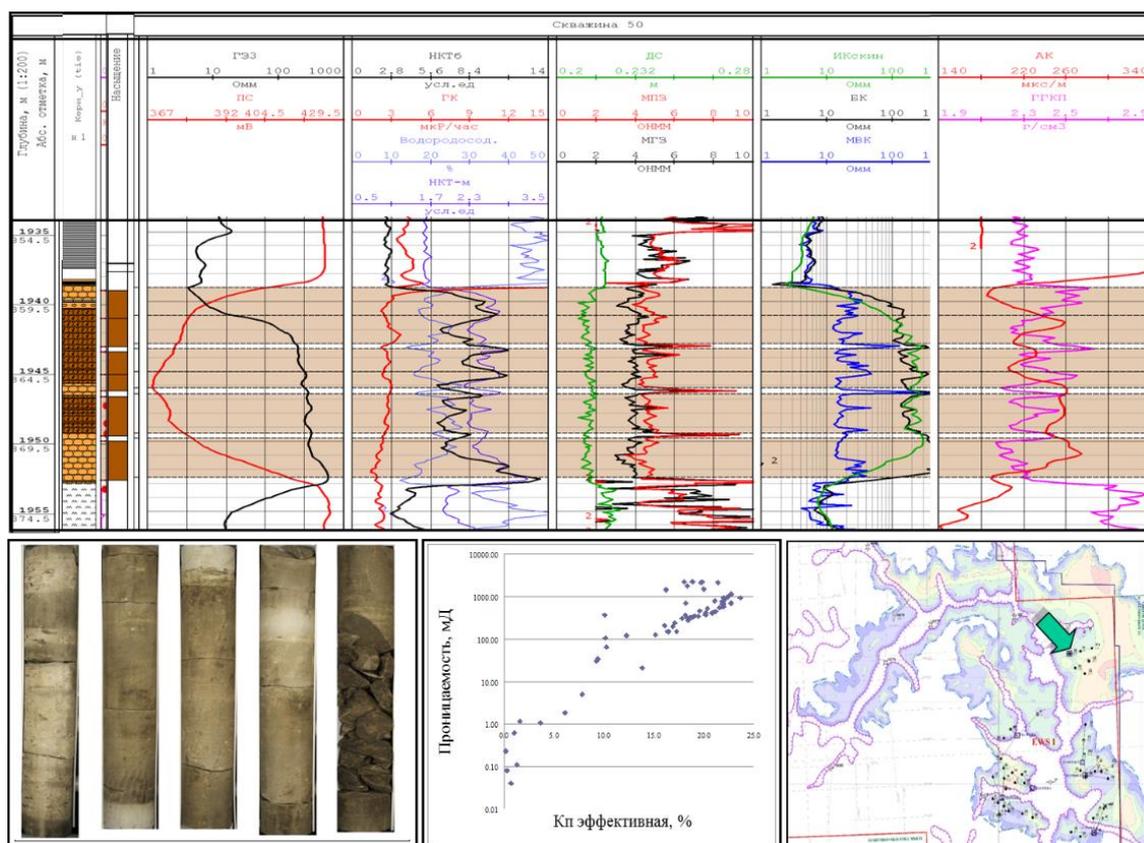


Рисунок 5.33 – Геолого-геофизическая характеристика коллектора залежи пласта П в районе скв. 50

Чрезвычайно высокая геологическая эффективность и успешность бурения стала возможной за счет применения и использования в работе по построению геологической модели и оконтуриванию залежей пласта вогулкинской толщи технологии безэталонной классификации. Как пример приводится реконструкция и обоснование границ сейсмо- и литофаций в приконтактной зоне фундамента с осадочным чехлом в районе скв. 30 (Рис. 5.32).

Породы доюрского фундамента в скв. 30 представлены метаморфическим парасланцем графит-серицит-кварцевого состава, который с глубиной переходит в серицит-кварцевый. Структура, в основном, липидогранобластовая, текстура от полосчатой до плейчатой. Группа классов, отождествляемая с породами фундамента, включает в себя 6, 7, 8.

В основании терригенной вогулкинской толщи в скв. 30 залегает гравийно-галечный конгломерат светло-серого, зеленовато-серого цвета, слаботрещиноватый, плотный. Обломки пород (размером от 0,5 до 3-4 см) состоят из кварца молочно-белого цвета, глинистых сланцев темно-серого цвета, хлорит-серицитовых сланцев серо-зеленоватого цвета. Терригенные пласты вогулкинской толщи включают в себя сейсмические классы 2, 9, 15.

В скв. 50 вскрыт пласт П с очень высокими ФЕС (Рис. 5.33). Гравийно-галечный конгломерат (пласт П), включающий обломочный материал, представлен продуктами

выветривания хлорит-серицитовых метаморфических сланцев, образовавшихся в результате низкотемпературного метаморфизма пелитовых (существенно глинистых) пород.

Гравелиты по составу полимиктовые, галечно-гравийные, плохо сцементированные. Обломки полуоктаные, плохо сортированные. В основании пласта П залегают тонкослоистые, интенсивно трещиноватые, карбонатизированные слюдяные сланцы.

В 2013 г. при испытании скв. 10274 открыта новая высокодебитная залежь в песчаниках абалакской свиты (Рис. 5.34).

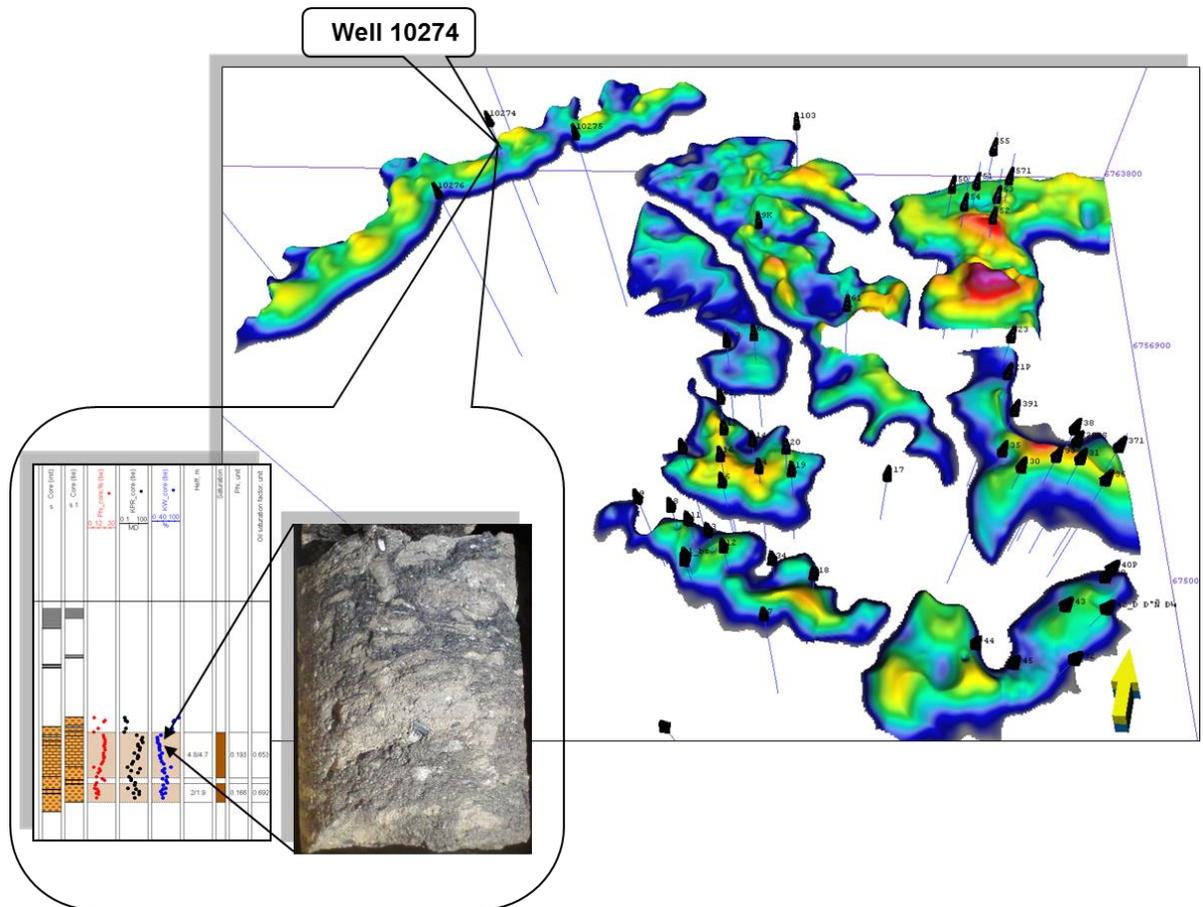


Рисунок 5.34 – Открытие новой залежи УВ в скв. 10274

Методика классификации изучаемого интервала.

Построение интерпретационной модели ловушек УВ

Для детального изучения продуктивного интервала разреза использовалась безэталонная классификация волнового поля, полученного с использованием программы «Таксономия». В изучаемом интервале совокупность таксонов образует семейство сейсмических классов, которые описывают искомый геологический объект. Сейсмические таксоны за счет

пространственной дискретности наилучшим образом подходят для задачи интерпретации и определения пространственных границ изучаемых объектов – песчаных линзовидных тел.

Преимущество использования сейсмических классов для картирования границ распространения геологических тел демонстрируется на примере картирования выклинивания отложений тюменской свиты по данным разреза сейсмических классов (Рис. 5.35).

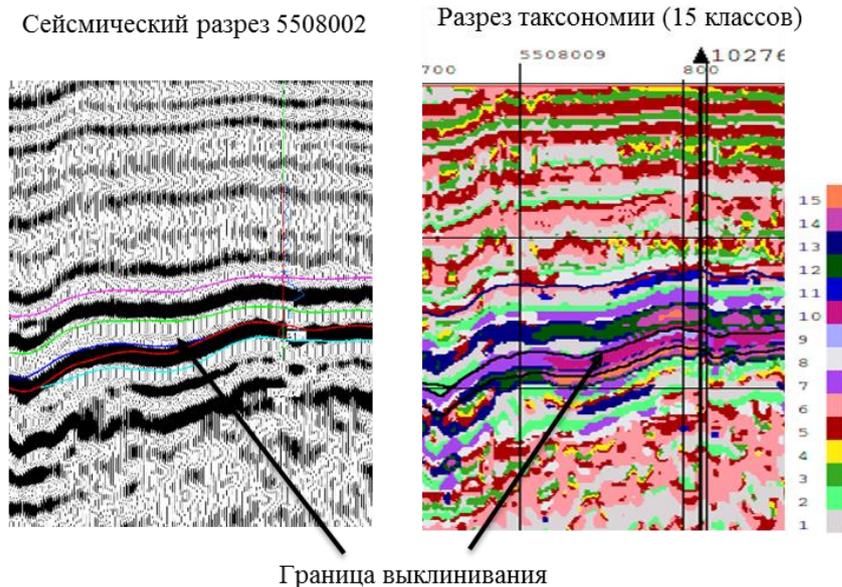


Рисунок 5.35 – Картирование выклинивания отложений тюменской свиты по данным разреза сейсмических классов

В качестве исходных данных для таксономии были выбраны кубы 3D:

- исходный куб после когерентной фильтрации;
- преобразования Гильберта: мгновенных амплитуд и мгновенных частот;
- параметр косинуса фазы.

Разрезы таксономии были рассчитаны в интервале ОГ Б₁ – ОГ Ф+40 мс с делением волновых полей на 15 таксонов с близкими динамическими параметрами.

Горизонтальные слайсы и разрез, выполненные по кубу таксономии, представлены на Рисунке 5.36. По разрезам и палеослайсам, выполненным по результатам таксономии, пространственно хорошо оконтуривается граница распространения терригенных отложений пласта П на Каюмовском месторождении.

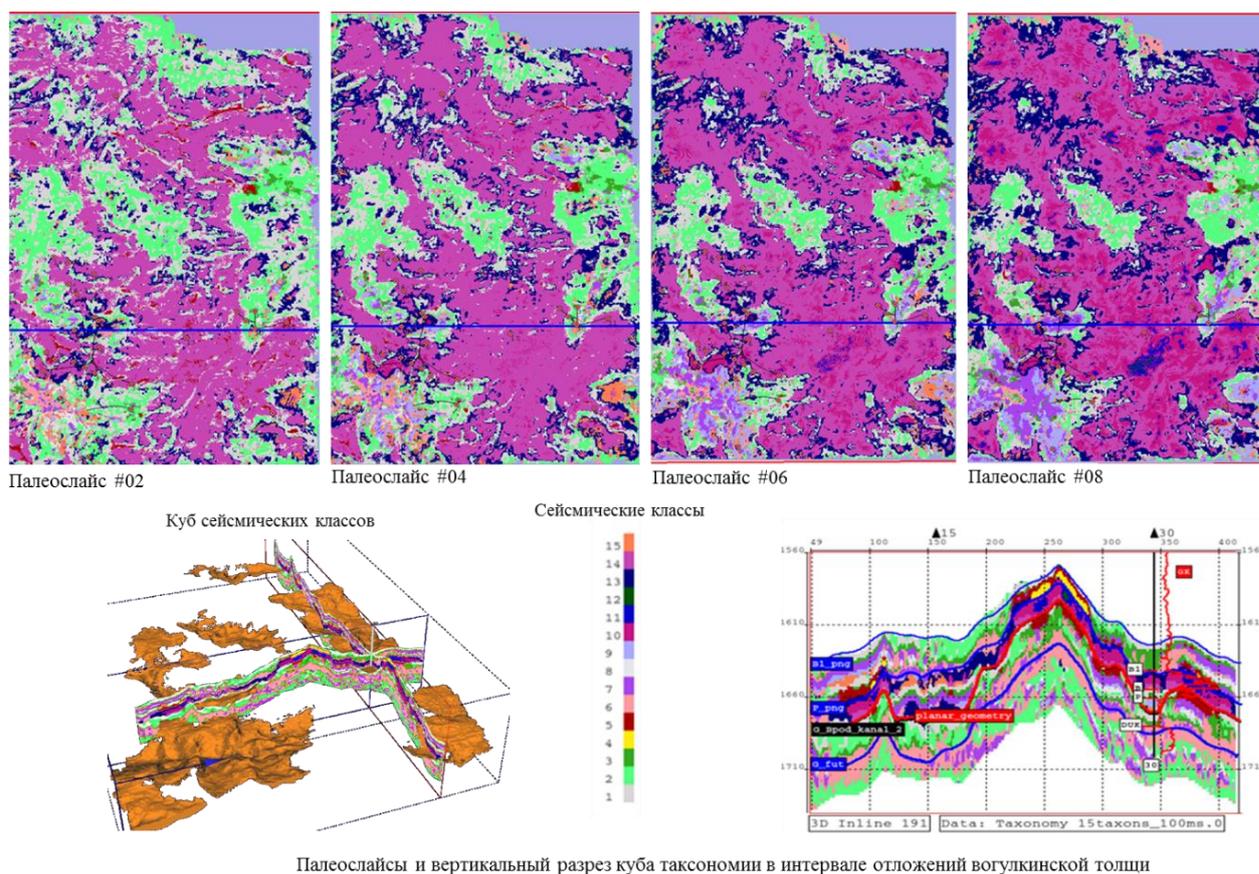


Рисунок 5.36 – Обоснование выделения ловушек по сейсмическим классам, отождествляемых с песчаниками вогулкинской толщи

Пространственная модель распространения сейсмофаций, отождествляемая с песчаными телами сложной конфигурации

Технология реализации методики распознавания, выделения границы распространения песчаных резервуаров, представлена на примере построения геологической модели ловушки неструктурного типа пласта П абалакской свиты в районе скважины 50 (Рис. 5.37). Важнейшим этапом является выбор информативных признаков для построения куба таксономии.

Выявлена очень хорошая сходимость выделенных границ распространения прогнозируемых песчаных тел с последующими результатами бурения, испытания и эксплуатации скважин. Выделенные прогнозные ловушки подтвердились последующим поисково-разведочным и эксплуатационным бурением. Все точки заложения проектируемых скважин корректировались по кубу таксономии.

Результаты последующего бурения доказали эффективность использования данной методики и технологии для картирования, выделения и подготовки для бурения сложнопостроенных объектов пластов группы П.

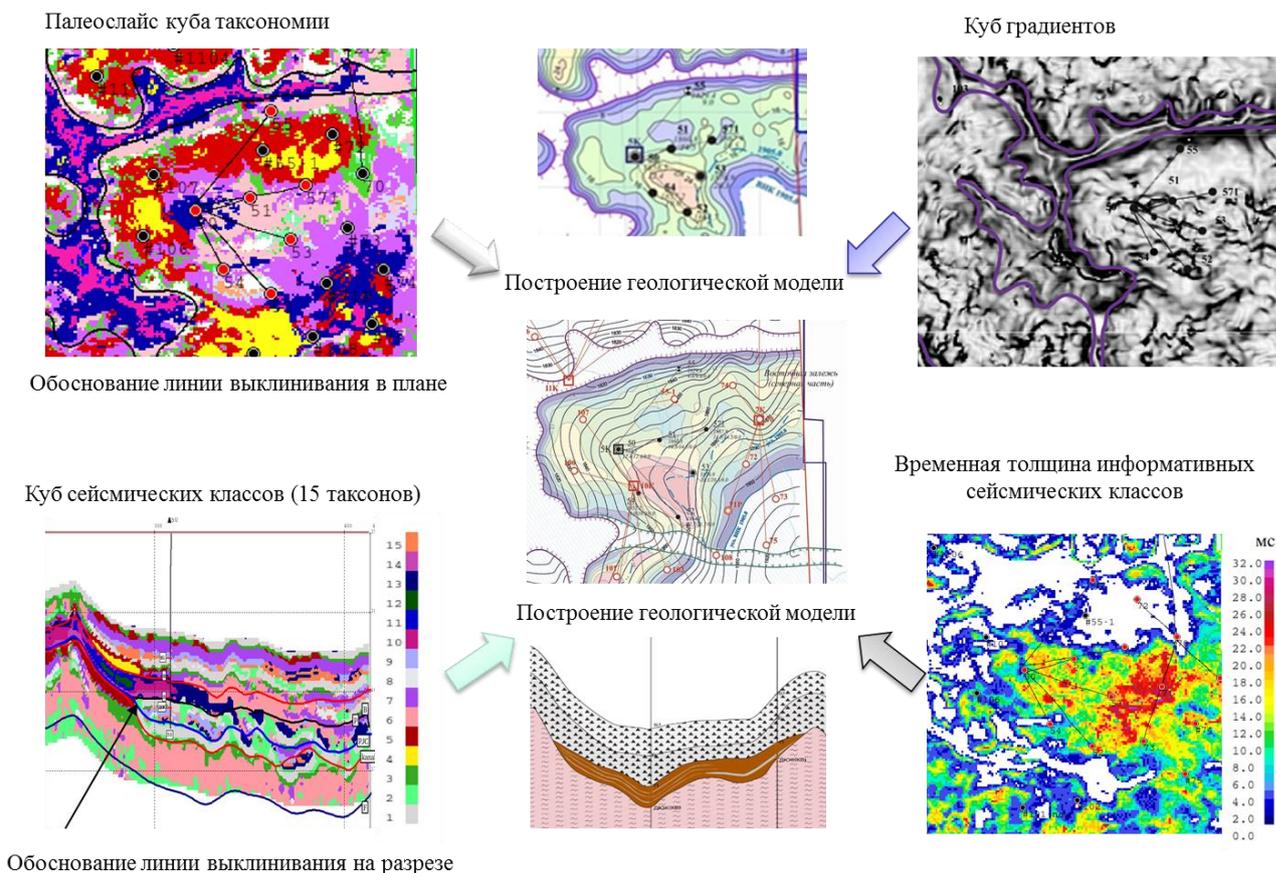


Рисунок 5.37 – Построение геологической модели ловушки неструктурного типа пласта II абалакской свиты в районе скважины 50

Повышение эффективности бурения на основе использования куба классификации

Одной из важнейшей прикладной задачи является мониторинг эксплуатационного бурения и забурка бокового ствола в случае вскрытия разреза с отсутствием пласта-коллектора.

Рассмотрим использование технологии на примере результатов бурения скв. 80 и выдачи рекомендации по забурке бокового ствола [421]. Поисковая скважина 80 проектировалась с целью вскрытия прогнозируемой залежи пласта II структурно-литологического типа. Скважина вскрыла разрез за границей распространения коллектора, что подтверждалось данными комплекса ГИС и отобранного керна (Рис. 5.38).

После привлечения данных куба таксономии было установлено, что контур ловушки имеет более сложную конфигурацию и находится за пределами забоя пробуренной скв. 80. После построения карты временных толщин и выбора местоположения на разрезах таксономии новой проектируемой скважины было принято решение о бурении бокового ствола. Новая скважина вскрыла 16,8 м эффективной толщины коллектора пласта II. Залежь была открыта по результатам оперативного анализа и корректировки проектного местоположения скважины по кубу

сейсмических классов, построенной на основе технологии безэталонной классификации (Рис. 5.38).

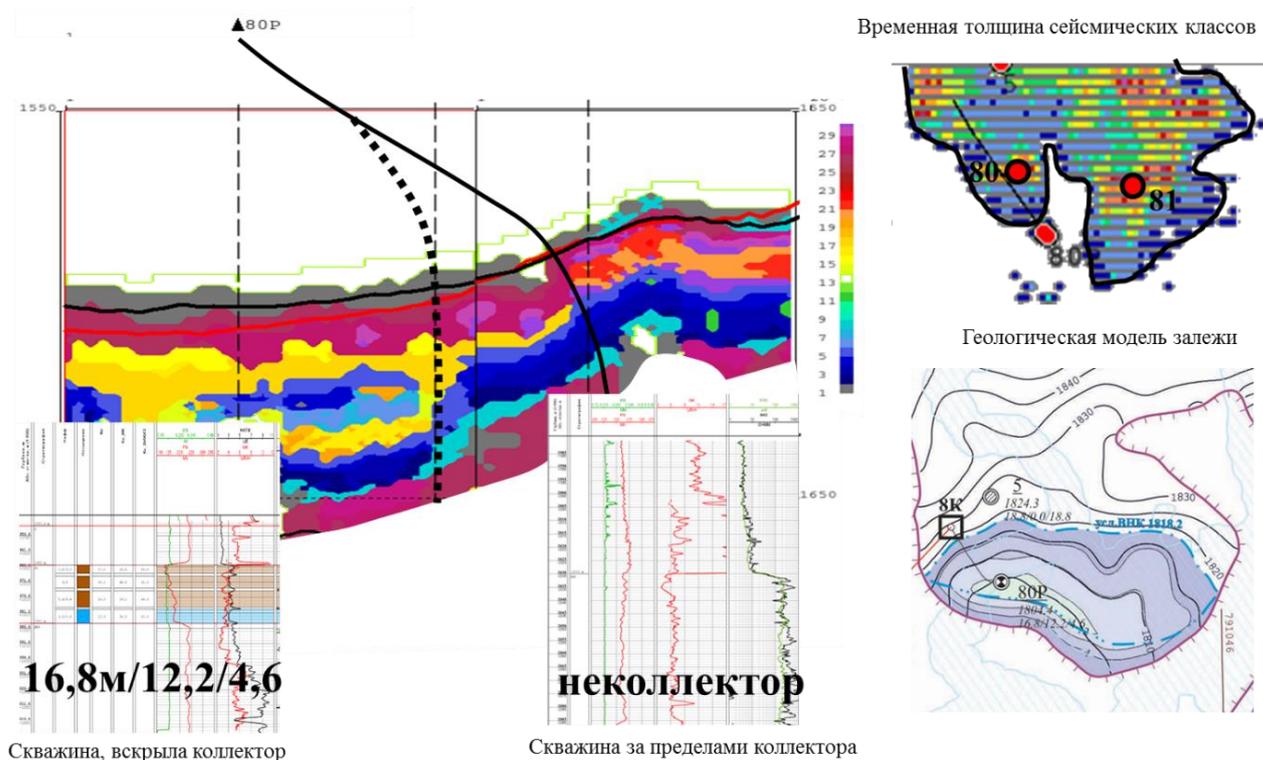


Рисунок 5.38 – Обоснование местоположения боковых стволов

Геохимические критерии и индикаторы для прогноза нефтегазоносности и уточнения контуров месторождений

На данной площади выполнялась работа по комплексированию результатов геохимической съемки с отбором поверхностных проб и комплексной интерпретацией геохимических данных с данными сейсморазведки 3D с целью прогноза нефтегазоносности и уточнения контуров залежей УВ.

В районе пробуренной скв. 50 по геохимическим аномалиям выделена аномальная зона, расположенная в северо-восточной части Каюмовского участка, линейно вытянута вдоль северного окончания гряды поднятий (Рис. 5.39).

Принадлежность к аномальной зоне установлена по показателям тяжелых углеводородов (ТУ) и объединяет пять очагов с аномальным содержанием ТУ в пробах, а также оконтуривается по ряду проб с аномальным содержанием неуглеводородных газов (He , H_2) и метана (CH_4).

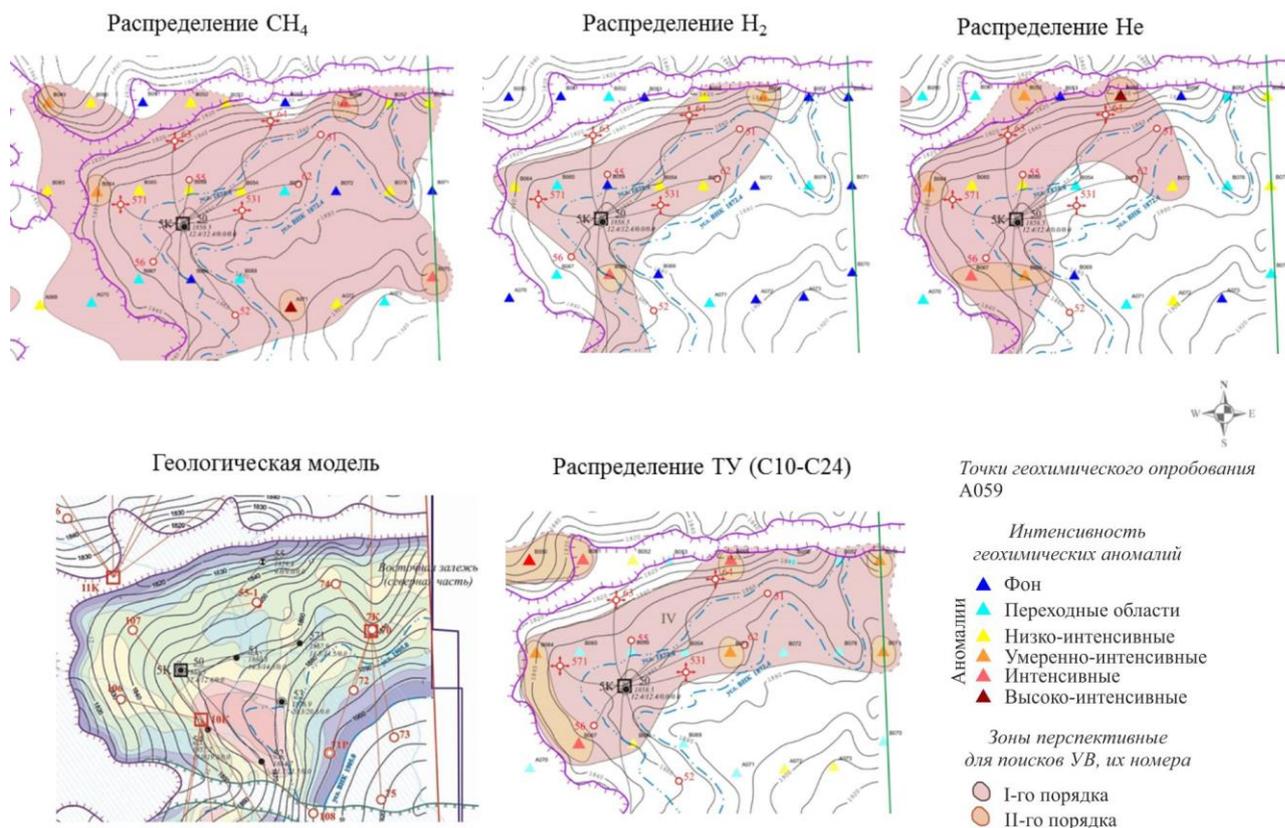


Рисунок 5.39 – Информативные геохимические показатели нефтегазоносности залежей вогулкинской толщи (Г. Л. Корюкин, 2011 г.)

Аномальные поля концентраций основных геохимических компонентов в пределах аномальной зоны имеют следующий диапазон значений (максимальное, минимальное, среднее, соответственно): $\text{He} - 11423, 547,7, 1966,8 \times 10^{-6} \text{ см}^3/\text{кг}$, $\text{H}_2 - 33265,4, 5577, 16584,3 \times 10^{-6} \text{ см}^3/\text{кг}$, $\text{CH}_4 - 1966438,9, 575773,3, 976755,4 \times 10^{-6} \text{ см}^3/\text{кг}$, $\text{C}_2\text{H}_6 - 104,1, 54,7, 67,8 \times 10^{-6} \text{ см}^3/\text{кг}$; $\text{C}_4\text{H}_{10} - 20,2, 11,3, 15,0 \times 10^{-6} \text{ см}^3/\text{кг}$; $\text{C}_{10}\text{H}_{22} - 0,21, 0,06, 0,09 \text{ мг/л}$; $\text{C}_{12}\text{H}_{26} - 0,16, 0,1, 0,13 \text{ мг/л}$; $\text{C}_{15}\text{H}_{32} - 0,47, 0,16, 0,24 \text{ мг/л}$; $\text{C}_{20}\text{H}_{42} - 0,67, 0,4, 0,52 \text{ мг/л}$; $\text{C}_{21}\text{H}_{44} - 2,32, 0,96, 1,51 \text{ мг/л}$; $\text{C}_{22}\text{H}_{46} - 1,08, 0,85, 1,97 \text{ мг/л}$; $\text{C}_{24}\text{H}_{50} - 1,78, 1,21, 1,47 \text{ мг/л}$ и др.

Выявленная по геохимическим параметрам аномальная зона указывает на формирование устойчивого геохимического ореола над залежью УВ и может служить поисковым критерием.

Информативную маркировку залежей дополняют такими важными показателями – He и H_2 , которые практически над всеми залежами УВ имеют аномальные значения концентраций. Если He присутствует над залежами в виде «облака», то H_2 локализуется в периферийных частях залежей и характеризует глубинное дыхание недр из приконтактных зон повышенной проницаемости.

Наиболее информативными геохимическими показателями нефтегазоносности при проведении нефтегазопоисковых исследований в условиях рассматриваемого региона были

установлены следующие углеводородные и неуглеводородные компоненты: метан (CH_4), этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}), пентан (C_5H_{12}), гелий (He), водород (H_2), тридекан ($\text{C}_{13}\text{H}_{28}$), тетрадекан ($\text{C}_{14}\text{H}_{30}$), $n\text{C}_8\text{H}_{18}$, пристан ($i\text{C}_{19}\text{H}_{40}$), фитан ($i\text{C}_{20}\text{H}_{42}$), $i\text{C}_{19}/i\text{C}_{20}$ (пристан/фитан) и др. (Л. Н. Гинзбург, Г. Л. Корюкин, 2011 г.).

5.2.3. Оптимизация сопровождения бурения на одном из месторождений Западной Сибири

Вопросами изучения клиноформного строения неокомской толщи Западной Сибири занимались такие специалисты, как В. Н. Бородкин, М. М. Биншток, В. Я. Гидион, Л. Ш. Гиршгорн, Ф. Г. Гурари, Ю. Н. Карогодин, Н. Х. Кулахметов, Н. Я. Кунин, О. М. Мкртчян, Г. П. Мясникова, А. Л. Наумов, А. А. Нежданов, Т. М. Онищук, М. Я. Рудкевич, В. С. Соседков, Ф. З. Хафизов, В. В. Шиманский, А. Е. Шлезингер, В. И. Шпильман, Г. С. Ясович и др.

Одна из первых цифровых трехмерных геологических моделей в Западной Сибири, да и в целом в России, была построена по одному из крупнейших по запасам Сугмутскому месторождению.

Автор докладывал результаты моделирования на заседании ЦКР 04.03.1999 г. На месторождении впервые отрабатывались методика и технология уточнения и корректировки схемы бурения скважин на основе трехмерной геологической модели. На месторождении одним из первых начали применяться новейшие технологии добычи нефти: глубоко проникающая перфорация, массовое применение большеобъемных гидроразрывов пласта (ГРП), бурение горизонтальных скважин с длиной отхода ствола более 1000 метров.

Месторождение открыто в 1987 году и введено в разработку в 1995 году. Промышленная нефтегазоносность связана с пластом БС 9-2 – уникальной структурно-литологической ловушкой в интервале отложений мегийонской свиты. Месторождение открыто силами Ноябрьской нефтегазоразведочной экспедиции (главный геолог А. И. Ким) по результатам бурения скв. 400.

Основная залежь месторождения имеет клиноформное строение, вытянута в субмеридиональном направлении, размеры - 70x12 км. Породы-коллекторы пласта представлены песчаниками мелкозернистыми, с различной примесью алевролитового материала и меньшей степени крупнозернистыми алевролитами, песчанистыми или песчаными.

По результатам комплексирования сейсморазведки 3D и эксплуатационного бурения, стало возможным построить детальную трехмерную геологическую модель продуктивной толщи пласта БС 9-2 (Рис. 5.40). Общая толщина пласта БС 9-2 по скважинам изменяется в диапазоне от 8 м до 65,6 м, составляя в среднем – 29,8 м. Нефтенасыщенные толщины находятся в интервале

от 0,6 м до 28,5 м, в среднем – 10,9 м. Коэффициент песчаности оценивается от 0,2 до 1,0, среднее значение – 0,73.

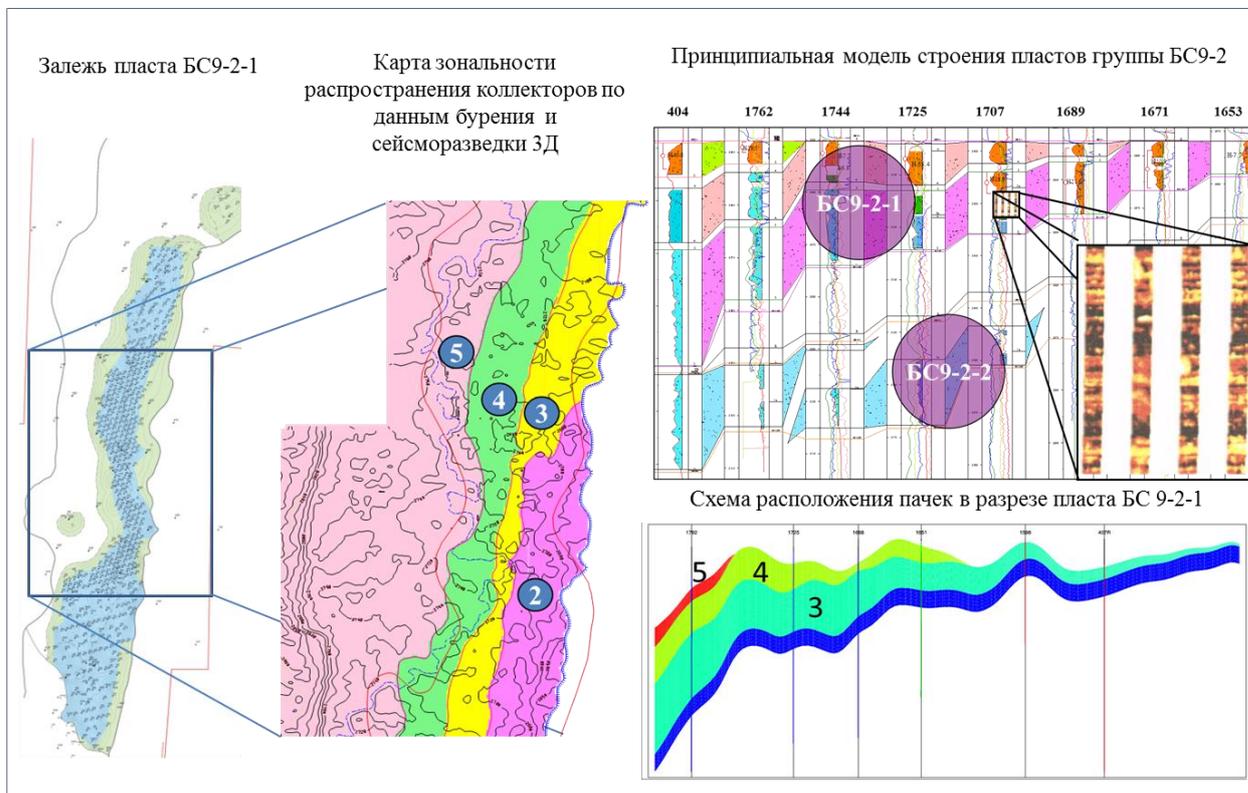


Рисунок 5.40 – Принципиальная схема уточнения геологической модели залежи пласта BC 9-2-1

С востока залежь контролируется границей выклинивания пласта-коллектора BC 9-2. Средневзвешенное значение открытой пористости, в целом, по пласту BC 9-2 – 0,17, проницаемости – 48 мД по водоносной зоне и 58 мД по чисто нефтяной зоне. Средневзвешенное значение пористости – 0,17, проницаемость по данным ГИС – 67,6 мД, коэффициент начальной нефтенасыщенности – 0,57.

Для геометризации песчаного резервуара использовался на качественном уровне принцип согласования с картиной волнового поля, информативными динамическими параметрами, картой временных толщин, стратиграфическими слайсами.

Осадконакопление пласта BC 9-2 происходило по следующей схеме. Понижение уровня моря вызвало процессы денудации и эрозии. Сформировался на склоне и в зоне подножия склона вытянутый канал конуса выноса, который сформирован выдвиганием в сторону бровки шельфа подводящих каналов. Далее, постепенно происходил подъем уровня моря, во время которого

сформировалась глинистая, трансгрессивно перекрывающая толща. Существовало, по-видимому, несколько циклов колебания уровня моря, когда снос осадков шел через магистральную русловую систему (Рис. 5.41, 5.42). Здесь прослеживаются второстепенные, незначительные по размерам, распределительные каналы, положение которых получили после тонкой настройки и анализа динамических атрибутов.

Линейно вытянутый канал конуса выноса обусловлен выдвиганием в сторону бассейна подводных каналов в период низкого стояния уровня моря. Для прибрежно-морских условий осадконакопления характерны следующие разновидности фациальных тел: каналы разрывных течений, подводные каньоны, приливно-отливные каналы, лагуна, вдольбереговые и устьевые бары.

Стратиграфические несогласия широко представлены в интервале седиментации прибрежно-морских осадков, где важным является правильное выявление морфологии и конфигурации границ. Большую помощь может оказать при межскважинной корреляции использование правила перспективного соответствия, т. н. метод Хейтса. В период стабильной эпохи седиментации все границы между пластами лежат в плоскостях, которые пересекаются по одной прямой [66].

Из закона Хейтса следует, что изменение мощности пластов внутри каждого стратиграфического интервала подчиняются закону перспективного соответствия. При построении детальной межскважинной корреляции проводим прямые линии, где каждый участок корреляционной прямой линии на Рисунке 5.41б принадлежит единичному стратиграфическому подразделению, не содержит стратиграфических несогласий и определяет правило изменения толщин единичного цикла седиментации. Важное следствие из этого правила: перерыв в седиментации приведет к изменению наклона прямой на корреляционном графике, что будет соответствовать в разрезе наличию поверхности несогласия. Каждый отрезок линии соответствует границе цикла седиментации и срезается по принципу кровельного прилегания поверхностью несогласия цикла седиментации пласта БС 9-2 (Рис. 5.41а, б).

В этом случае невозможно обойтись без сейсморазведки 3D, позволяющей получить непрерывное распределение сейсмических атрибутов по латерали (Рис. 5.41). Продуктивный пласт-коллектор включает в себя три седиментационных цикла песчаников регрессивного типа, которые последовательно наращиваются (проградируют) с востока на запад. Для каждого цикла характерным является свой уровень ВНК.

Сложная конфигурация терригенного коллектора связана с площадной неоднородностью, что потребовало выполнить работы по распознаванию и картированию русловых тел (Рис. 5.42).

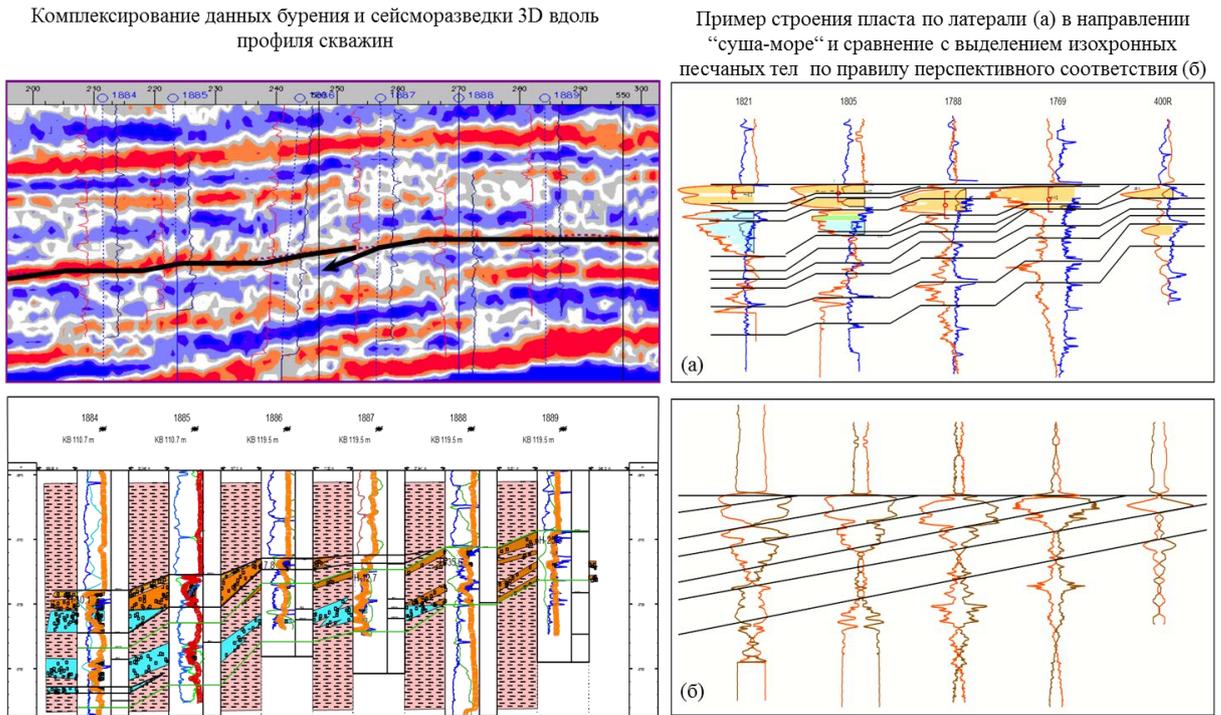


Рисунок 5.41 – Комплексирование данных бурения и сейсмозвездки 3D вдоль профиля скважин

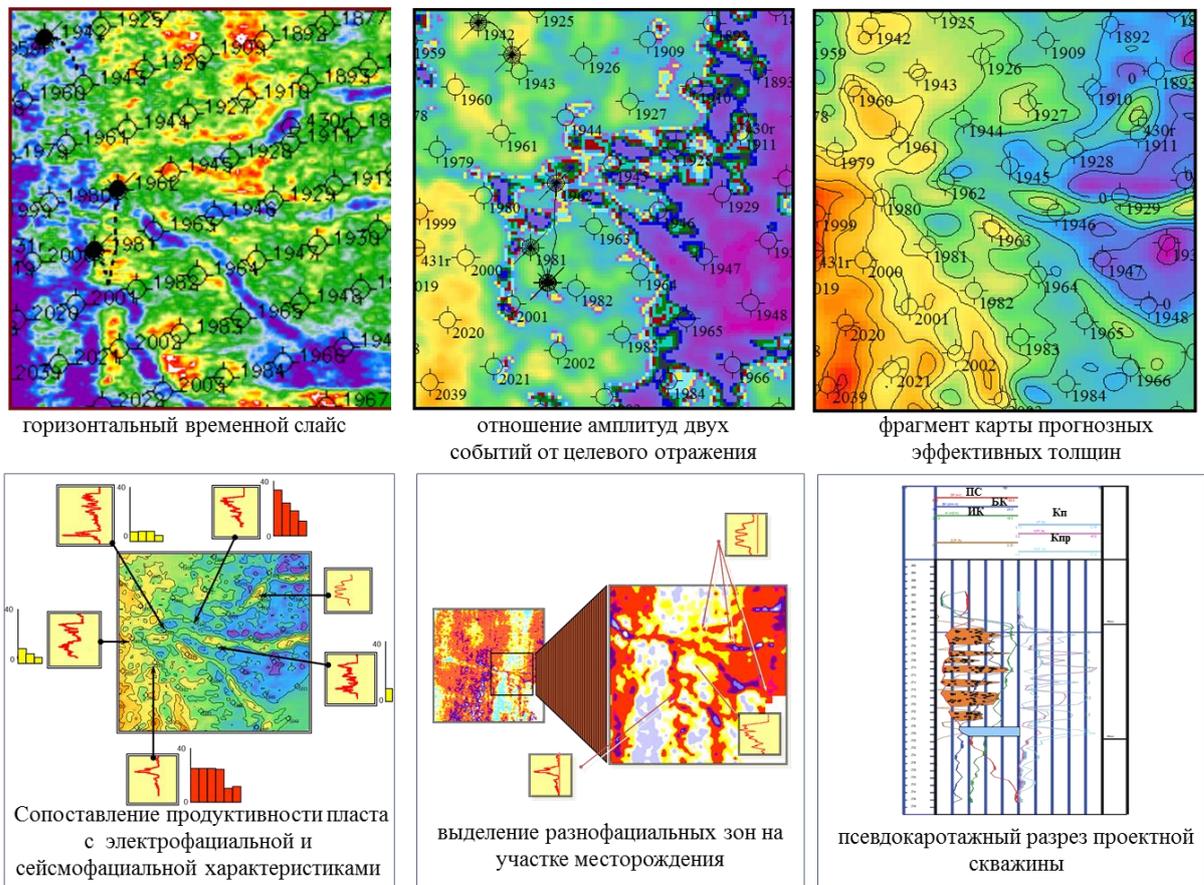


Рисунок 5.42 – Изучение неоднородности продуктивного пласта через построение карт сейсмических атрибутов, прогнозных карт и анализа продуктивности

Электро- и сейсмофациальная характеристики отложений, вскрытых скважинами, показывают хорошую сходимость между собой. Сильная площадная неоднородность распространения коллектора и высокие риски вскрытия коллекторов с низкими ФЕС потребовали большой работы по комплексной интерпретации и прогнозированию геолого-геофизического разреза в проектом местоположении скважин. Для этого были построены псевдокаротажные разрезы (Рис. 5.42), после этого принимались решения о целесообразности и необходимости бурения скважин.

Из всего вышеизложенного можно заключить, что построенная геологическая модель, выполненная комплексная интерпретация данных сейсморазведки 3D с учетом результатов эксплуатационного бурения позволили выявить зоны с различным уровнем геологического риска и прогнозированием успешности бурения эксплуатационного фонда скважин. Было установлено, что примерно 25-30 % скважин из проектного фонда скважин располагаются в зоне риска (низкопродуктивных коллекторов и водонефтяной зоне залежи). Из намеченных к бурению 195 эксплуатационных скважин было отменено 43 скважины или 22 % (из 10 законченных строительством кустов). Дополнительно подготовлено обоснование к отмене еще 32 скважин. Количество скважин невыбуренного фонда возросло до 33 % или на 75 скважин.

Построена карта прогнозных эффективных толщин пласта-коллектора на основе взаимосвязи с сейсмическими атрибутами – амплитудами и их производными (Рис. 5.43).

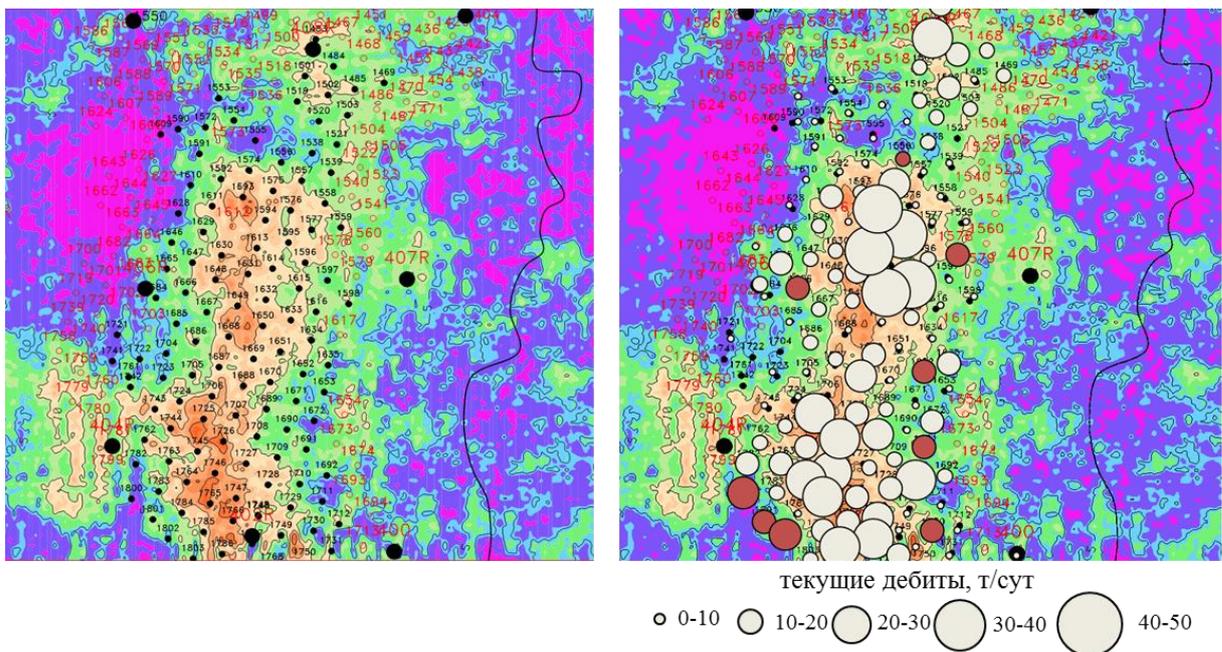


Рисунок 5.43 – Карта прогнозных эффективных толщин коллектора залежи пласта БС 9-2, совмещенная с текущими дебитами

Была отмечена взаимосвязь между эффективной толщиной пласта-коллектора и текущими дебитами. Так, ранжирование дебитов в зависимости от диапазона изменения эффективных толщин распределилось следующим образом: 0 - 8 м – в среднем 5 т/сут, 8-12 м – 20-30 т/сут, более 12 м – 40-60 т/сут. На дату построения геологической модели, используя зависимость между рентабельностью и средним дебитом, установлен минимально рентабельный дебит, равный 9 т/сут.

Используя карту прогнозных эффективных толщин коллектора данной залежи, планировались мероприятия по интенсификации притоков из пласта.

Энергетический режим различных частей залежи принят исходя из анализа изменения динамики текущих дебитов добывающих скважин, как показано на Рисунке 5.44.

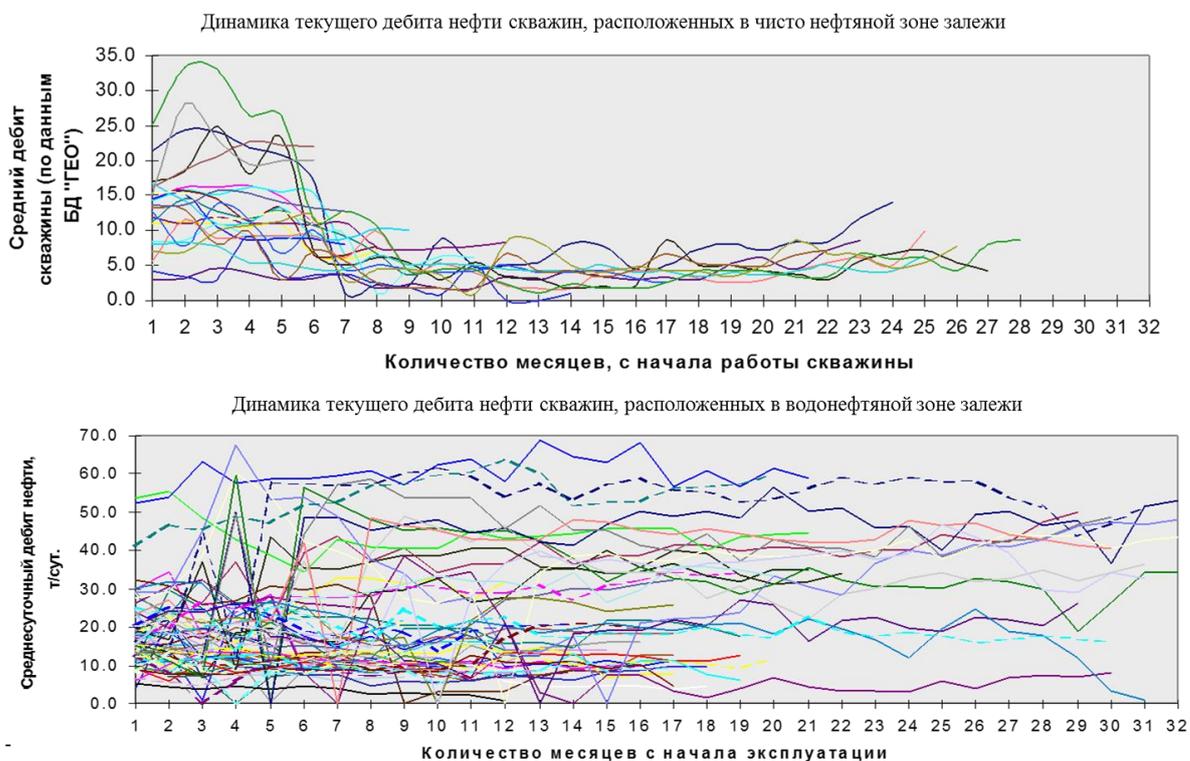


Рисунок 5.44 – Динамика текущего дебита нефти скважин, расположенных в чисто нефтяной зоне (ЧНЗ) и водонефтяной зоне (ВНЗ) залежи

Установлено, что скважины, расположенные в зоне чисто нефтяной зоны (ЧНЗ) и водонефтяной зоны (ВНЗ), по-разному влияют на темп выработки запасов, на интенсивность разработки, имеют различный профиль добычи. В ЧНЗ реализуется режим растворенного газа, ВНЗ – водонапорный режим.

Профиль дебита скважин, как и интенсивность отбора добывающими скважинами, зависит от удаленности относительно внутреннего контура нефтеносности (Рис. 5.45). Отмеченная связь дифференциации темпов отбора от принадлежности к зоне залежи имеет конкретное геологическое объяснение и связано с гидродинамической сообщаемостью с водонефтяной зоной.

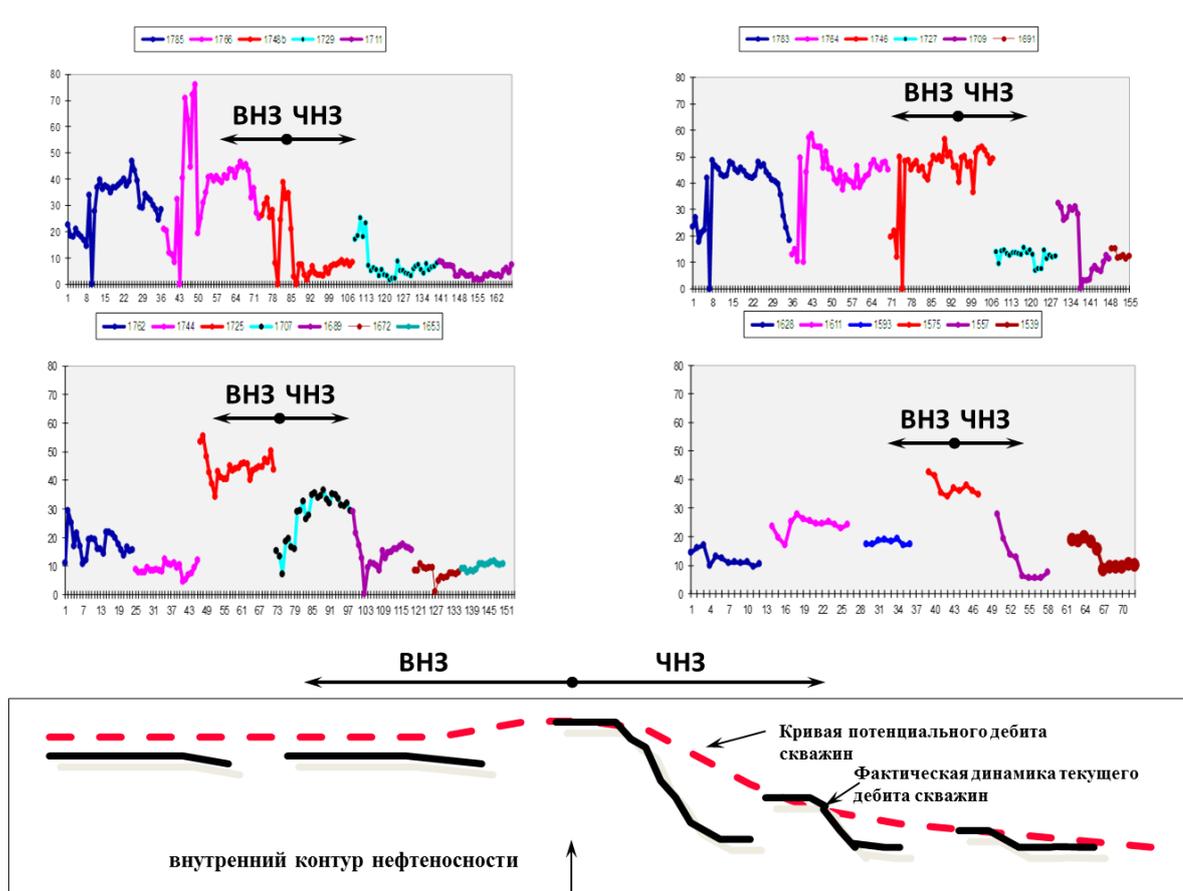
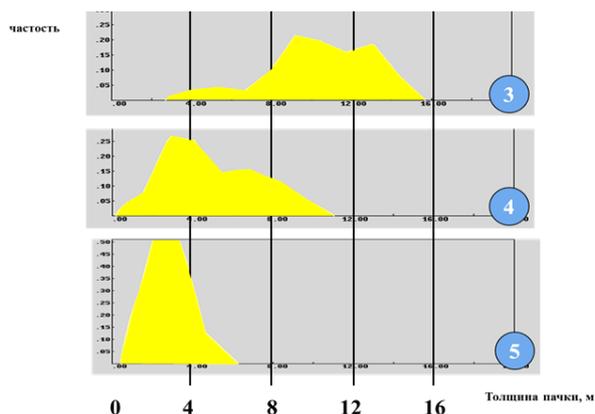
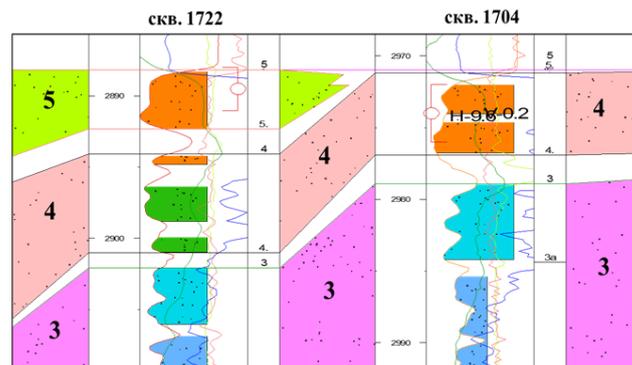


Рисунок 5.45 – Зональность изменения текущего дебита скважин

Эффективность организации заводнения критически сильно зависит от расчлененности и особенностей внутреннего строения пласта. При организации закачки и переводе скважин под нагнетание необходимо учитывать модель клиноформного строения пласта и большой тренд наклона пластов в направлении с востока на запад, т. е. от зоны с малыми толщинами на востоке в сторону увеличения суммарных эффективных толщин пласта на западе. На Рисунке 5.46 приведен пример неправильного перевода эксплуатационной скважины из добывающего фонда в нагнетательный без учета клиноформной модели строения пласта и пересмотра интервала нагнетания воды в пласт.



Распределение средних дебитов по скважинам, взвешенных по толщине пачки



Циклическое строение пласта БС9-2-1

Рисунок 5.46 – Распределение средних дебитов по скважинам, взвешенных по толщине пачки

После установления факта отсутствия влияния закачки на ближайший добывающий ряд было установлено, что в соответствии с принципиальной схемой клиноформного строения в скважинах перфорированы разновозрастные пласты (Рис. 5.46). Литологически пласт БС 9-2 представлен песчаным пластом, разделенным многочисленными тонкопереслаивающимися пропластками (прослоями аргиллито-алевритовых разностей), что обуславливает необходимость учитывать деление пласта на самостоятельные дренирующие пачки. После дострела пачки № 4 в скв. 1722 зависимость закачки на добывающие скважины подтвердилась.

Было установлено, что в зоне малых толщин, учитывая низкий энергетический потенциал залежи, все методы интенсификации (в т. ч. и ГРП) будут малоэффективны и нерентабельны. Принципиальным решением проблемы является бурение горизонтальных или полого-наклонных скважин. Был проведен такой эксперимент. Рядом с вертикальной скважиной 408, введенной в разработку, была пробурена полого-наклонная скважина 1483, что позволило увеличить дебит примерно в 6 раз. При этом вскрытая толщина коллектора составила 11 м в скв. 408 и 20 м – в полого-наклонной скв. 1483 (Рис. 5.47).

Другим важным моментом стало понимание того, что профиль бурения горизонтальных скважин, с целью достижения высоких дебитов, необходимо проектировать в сторону падения седиментационных циклов клиноформно построенной продуктивной толщи пласта.

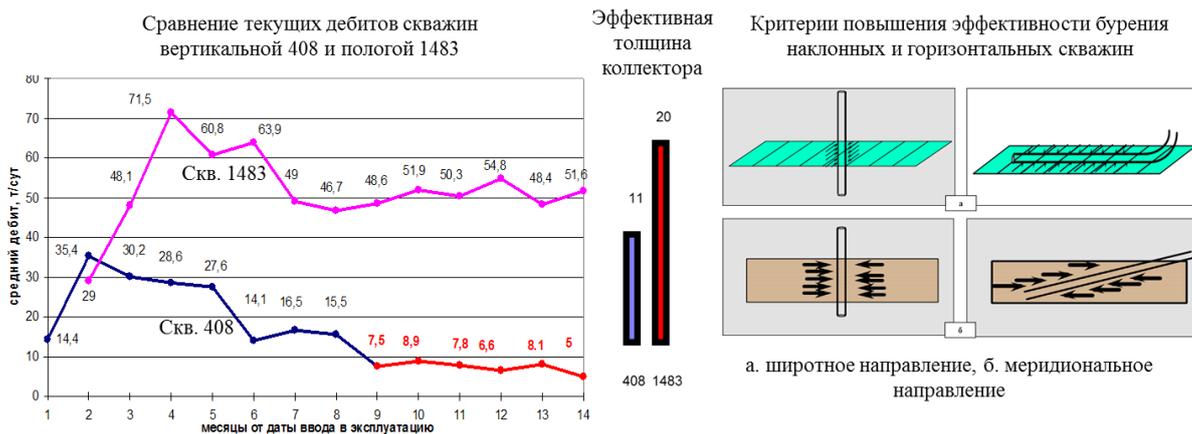


Рисунок 5.47 – Критерии выбора повышения эффективности бурения наклонных и горизонтальных скважин

Результаты работ по мониторингу эксплуатационного бурения залежи пласта БС 9-2 позволили сделать ряд важных выводов.

- Мониторинг эксплуатационного бурения состоит в решении широкого круга задач: прогнозировании распределения по плотности запасов и продуктивности, обосновании расположения проектных скважин, выбор профиля горизонтальных скважин, анализ подтверждаемости прогнозных решений и выданных рекомендаций, подсчет запасов нефти, оценка прироста запасов промышленных категорий.

- К началу эксплуатационного бурения, до постановки сейсморазведки 3D и построения новой геологической модели, существовало представление об объекте разработки, как об едином гидродинамически связанном резервуаре. После начала бурения первоочередного участка представления о внутреннем строении резервуара изменились. Стала очевидной необходимость понимания влияния особенностей строения резервуара на качество и управления разработкой залежью.

- Материалы интерпретации сейсморазведки 3D с учетом эксплуатационного бурения показали, что более 25-30 % скважин из проектного фонда скважин располагаются в зоне риска - зоне низкопродуктивных коллекторов и водонефтяной зоне [434].

- Из планируемых к бурению 195 эксплуатационных скважин было отменено 43 скважины или 22 % (из 10 законченных строительством кустов). Дополнительно подготовлено обоснование к отмене еще 32 скважин. Количество отмененных к бурению скважин из проектного фонда возросло до 33 % или на 75 скважин.

- На основе построенной геологической модели, выполненной на базе комплексирования сейсморазведки 3D и бурения, подготовлены и осуществлены высокоэффективные мероприятия: оптимизированы местоположения проектных скважин, подготовлены рекомендации по

заложению горизонтальных скважин, на основе уточненной геологической модели подготовлен план бурения эксплуатационного фонда скважин, подготовлены для бурения новые поисковые объекты.

Критериями оценки эффективности работ по геологическому моделированию объектов разработки является: эффективная эксплуатация запасов, снижение риска бурения низкопродуктивных скважин, снижение затрат благодаря более надежному прогнозированию и планированию геолого-технологических мероприятий на месторождении [86].

По результатам проведенных исследований опубликована одна статья [288].

5.2.4. Построение трехмерной модели карбонатного резервуара на основе безэталонной классификации (на примере месторождений Волго-Урала и Тимано-Печоры)

Одним из удачных применений безэталонной классификации для последующего трехмерного моделирования автором было применено для карбонатных построек рифогенного типа сирачойского возраста для одного из месторождений Харьягинской зоны нефтегазонакопления Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП), Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (Удмуртия).

Рифогенные отложения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Методическими и практическими вопросами прогнозирования нефтегазоносности, развитием методов комплексирования в условиях Тимано-Печорской НГП занимались: В. И. Богацкий, А. П. Боровинских, Е. Б. Грунис, А. И. Дьяконов, А. А. Захаров, Ф. Н. Мамедов, Г. В. Рассохин, В. Б. Ростовщиков, М. П. Рощевский, Н. Д. Цхадая, Н. П. Юшкин и др.

Залежи УВ в рифогенных постройках открыты на Харьягинском, Средне-Харьягинском, Среднешапкинском, Северо-Командиршорском месторождениях.

Нижнесирачойские рифовые фации сформировались как на ветласянских глинах, так и на шлейфовых отложениях доманика, или непосредственно надстраивались над доманиковыми рифовыми образованиями [265]. Как отмечают многие исследователи, продуктивные отложения сирачойского горизонта характеризуются чрезвычайно высокой степенью неоднородности пустотного пространства, обусловленной разнообразием биоты рифогенных построек, фациальной зональностью, седиментационной цикличностью и влиянием вторичных процессов.

Вопросы литологии карбонатных пород широко освещены в трудах В. Г. Кузнецова, В. К. Киркинской, Н. К. Фортунатовой, В. Д. Ильина, К. И. Багринцевой, В. А. Жемчуговой и др.

В главе рассматривается пример построения трехмерной сейсмофациальной и геологической модели сирачойского резервуара по одному из месторождений Тимано-

Печорской нефтегазоносной провинции. Результаты получены средствами программных комплексов «PANGEA» (PetroExpertTM, ReViewTM, Volume ViewerTM, GridBuilder / GridMasterTM) и «ROXAR».

Объектом разработки являются рифогенные отложения сирачойского горизонта франского яруса. Описываемое месторождение открыто в 1988 году, стандартная задача по созданию структурно-тектонической модели резервуара решена по сейсмическим данным 3D. Месторождение представлено тремя структурами, к которым приурочены нефтяные залежи. По мере разбуривания месторождения уточнялись детали и особенности строения, наличие тектонических и литологических экранов, закономерности распределения нефтенасыщенных эффективных толщин, вертикальная и площадная неоднородности продуктивной толщи. В настоящее время месторождение разрабатывается по утвержденному плану разработки. Необходимость переинтерпретации и построения новой геологической модели обусловлена тем, что существующая геологическая и фильтрационная модели не подтвердились последующим бурением и данными по разработке. Появление новых данных бурения, результаты научно-исследовательских работ по разделению пород на литотипы и фации, а также богатый материал истории эксплуатации месторождения позволили уточнить особенности строения геологической модели месторождения средствами безэталонной классификации.

Интерпретация данных ГИС. Петрофизические особенности резервуара

Полученные результаты базировались на комплексной интерпретации геолого-геофизических и геолого-промысловых данных: интегрированные сейсмические и каротажные материалы, уточнение петрофизической модели карбонатных отложений по лабораторным исследованиям керна, построенные детальные схемы межскважинной корреляции фациальных циклов рифогенной толщи, выделенные литотипы пород по классификации Lucia (1993, 1995, 1999, 2007 гг.) (Рис. 5.48).

В состав петрофизической модели входят взаимосвязи методов радиометрии (включая и плотностной каротаж), акустического метода, метода сопротивления с компонентным составом. В компонентный состав для всех методов включаются наряду с пористостью и одним из типов скелета также глинистость. Предложенная модель ориентирована на решение количественно-качественной задачи интерпретации с оптимизационной инверсией, отвечающей идеологии, реализуемой в программе «ModERn-Log». Применяемый оптимизационный алгоритм является комбинированным.

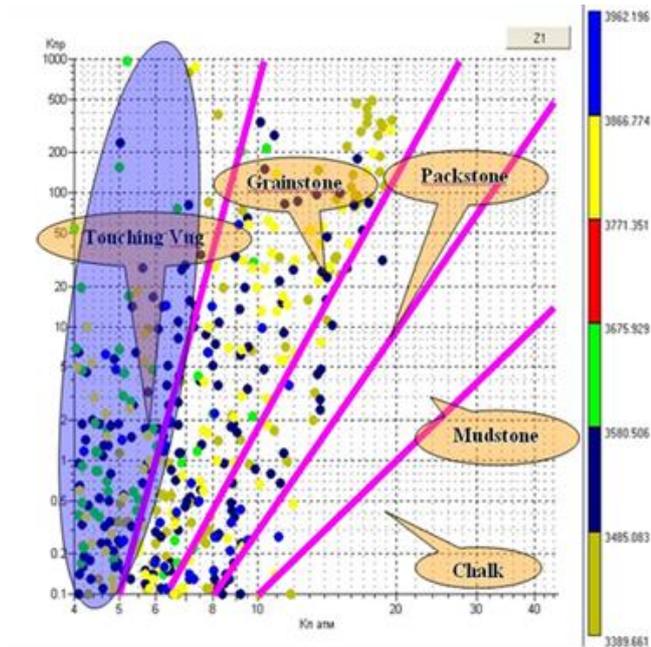


Рисунок 5.48 – Корреляционное поле взаимосвязи пористости пород с их проницаемостью (PetroExpert)

На начальной стадии поиск идет методом Розенброка с адаптивно настраиваемым числом реортогонализации, на второй стадии – методом Пауэлла с ортогонализацией матрицы направлений по Холецкому. В соответствии с предложенной технологией количественно-качественной интерпретации фактически проводится двойной счет (с разным выбором типов литологии) и выбор итогового варианта интерпретации по методу максимума апостериорной вероятности. Высокая точность и быстрдействие «ModERn-Log» обеспечивают возможность оперативной интерактивной настройки параметров.

Сейсмическая и сейсмофациальная интерпретация

Была выполнена переинтерпретация сейсмических данных 3D с учетом вновь пробуренных скважин, стратиграфически привязаны и прослежены четыре ОГ, в основном, характеризующие интервал рифогенных отложений, а впоследствии и каждая фаза этого интервала вследствие необходимости изучения особенностей строения рифогенных фаций.

В целевом интервале куба 3D доманиково-сирачойского комплекса отложений прокоррелированы отражающие горизонты, характеризующие:

- *D3f2dm* – кровлю отложений доманикового горизонта;
- *D3f3src* – кровлю карбонатного рифогенного комплекса сирачойской свиты;
- *D3f3* – кровлю компенсирующей терригенной толщи;
- *D3fm1zd2* – кровлю отложений задонского горизонта.

- четыре промежуточных отражающих горизонта (P_1 , P_3 , P_4 , P_5), материалы по которым были использованы для детального палеогеоморфологического анализа и прогнозирования коллекторов с использованием кубов типизации. Для детализации особенностей строения карбонатной толщи использовались исключительно кубы таксономии и классификации, в которых классы и таксоны соответствуют понятию «сейсмofация» и характеризуют отложения от депрессионных к лагунным. Рифогенные объекты обладают столь сильным аномалеобразующим эффектом в сейсмическом поле, что прекрасно оконтуриваются на слайсах кубов таксономии и классификации, проявляясь как при узком, так и при широком окне анализа.

Построение геологической модели резервуара

На основе расчета атрибутов сейсмической записи, спектральной декомпозиции, кубов классификации и таксономии выполнен сейсмofациальный анализ в трехмерном пространстве. Особенности волнового рисунка (внутренняя структура отражений, изменение фазовых соотношений и динамического облика), позволили выделить закономерный ряд сейсмических фаций по вертикали и по латерали. Существенные детали рифовых тел отчетливо проявляются на разрезах классификации и таксономии (Рис. 5.49, 5.50), отличающихся существенно большей разрешенностью и информативностью по сравнению с сейсмическими атрибутами.

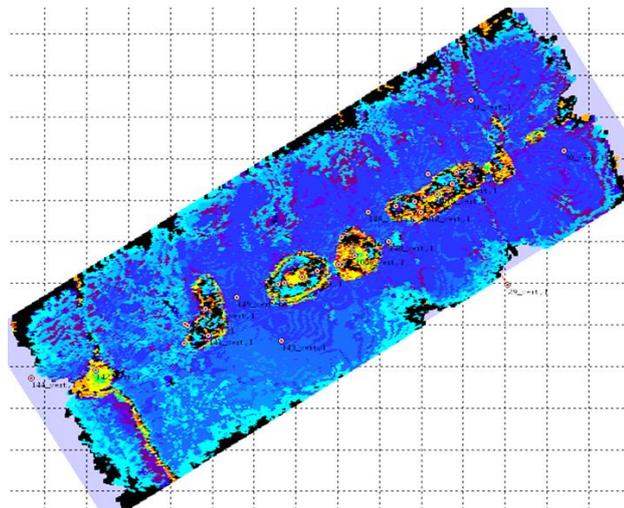


Рисунок 5.49 – Палеослайс куба классификации (ReView). Обоснование границ органогенных построек

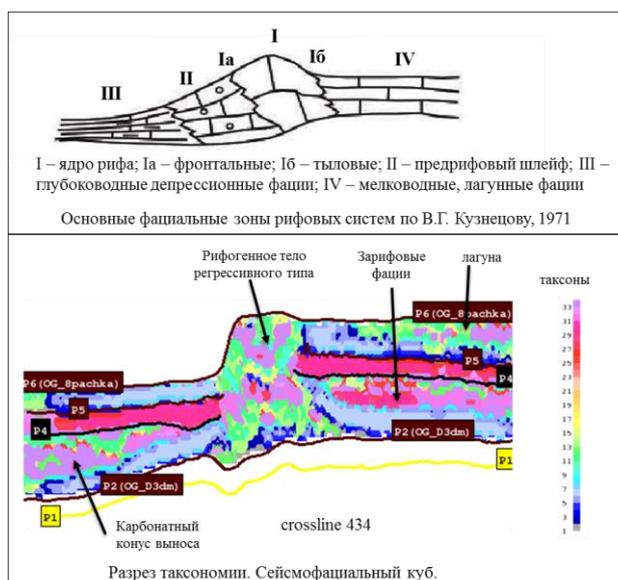


Рисунок 5.50 – Основные фациальные зоны рифогенного тела и сопоставление с кубом таксономии

На разрезе типизации (Рис. 5.50) распознается ядро рифа, его подножье – фронтальная и тыловая части; наблюдается регрессионный наклон рифа и признаки проградации рифа в сторону бассейна.

Так как фронтальный склон рифовых тел, обращенный к бассейну, довольно крутой, на слайсах кубов типизации наблюдается четкая граница прифронтальной части, отвечающая отложениям рифового подножья. Зарифовые же фации отображаются шлейфом, ориентированным в сторону берега. На данном разрезе хорошо различимы отложения подводного конуса выноса, которые представлены преимущественно мелко- и среднезернистыми органогенно-обломочными, детритовыми и шламовыми известняками. Данный тип отложений является перспективным объектом поисково-разведочных работ и соответствует разработанной Н. К. Фортунатовой (1999, 2000 гг.) седиментационным моделям карбонатных конусов выноса.

Детальное расчленение сирачойского-доманикового комплекса по разрезам классификации свидетельствует о прерывистости и цикличности формирования рифогенных тел. Анализ строения продуктивной толщи Западного, Центрального и Восточного поднятий показывает изменчивость по величине этажа нефтеносности, эффективных толщин и расчлененности разреза. Процессы рифообразования каждого стратиграфического уровня имели свои отличительные черты, которые были обусловлены доминированием тектонических факторов, палеогеоморфологической и палеоструктурной обстановками, контролирующими фациальную зональность карбонатных отложений и циклическое развитие органогенных построек (Рис. 5.51).

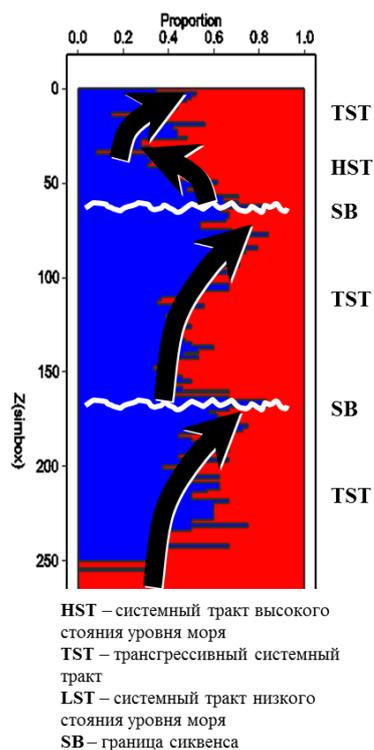


Рисунок 5.51 – Сиквенс-стратиграфическая модель и цикличность строения продуктивной толщи

Отождествление классов и таксонов с литологическими пачками, фациальная интерпретация, а затем прослеживание и оконтуривание в плане, используя преимущества сейсморазведки 3D, осуществлялись на основе технологии безэталонной классификации с привлечением анализа атрибутивных кубов. Построение карт распространения фаций выполнялось на основании результатов, полученных по безэталонной классификации (ReView).

Картирование и построение структурных карт, полученных на основе пикинга сейсмических границ по кровле рифогенных отложений и их возрастных аналогов, по сейсмическому кубу имеет ограничение при переходе к картам кровли эффективных толщин продуктивной толщи. Чтобы снять это противоречие, был использован следующий методический подход. На основании полученного куба классификации был получен куб литологии, включающий в себя 3 сейсмических класса (Рис. 5.52, 5.53): 2 класса, приуроченных к органогенным отложениям, и 1 класс – вмещающие отложения. Таким образом, куб классификации позволил обосновать объемную модель распространения коллекторов продуктивной толщи рифогенного типа. Данный куб классификации далее был загружен в ПО «IRAP RMS» (ROXAR).

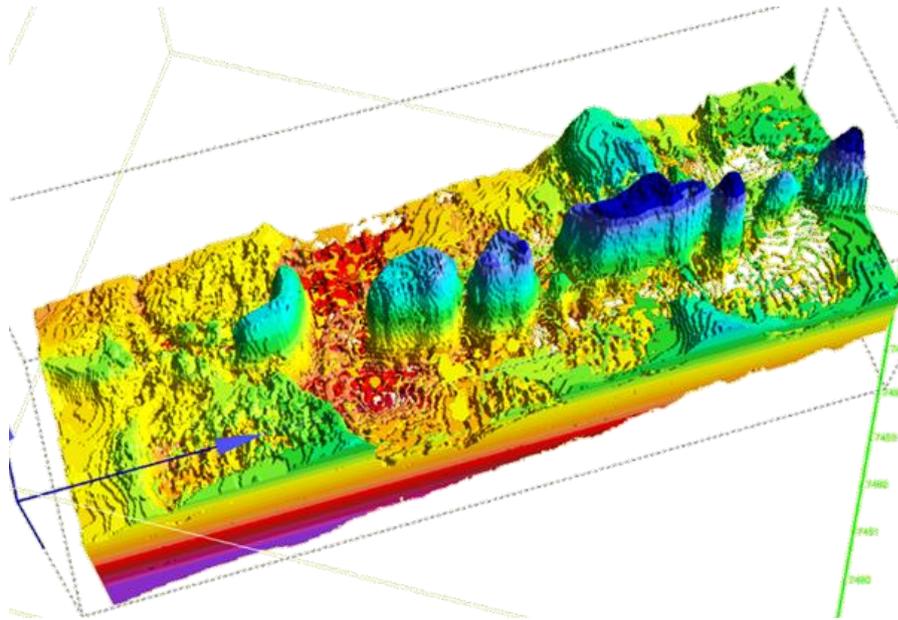


Рисунок 5.52 – Куб классификации рифогенных фаций (Volume Viewer)

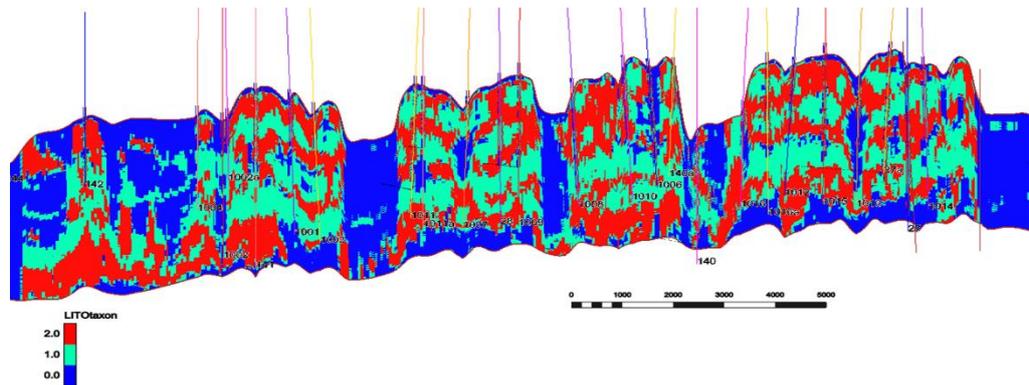


Рисунок 5.53 – Куб сейсмических классов

Построение куба литологии основано либо на моделировании петрофизических свойств, либо на построении куба коэффициента эффективных толщин по параметру коллектор-неколлектор и присвоении значения единицы ячейкам с рассчитанным значением параметра выше граничного значения. После получения куба литологии из куба коэффициента эффективной толщины была произведена его коррекция и адаптация, на основе рассчитанного куба безэталонной классификации (Рис. 5.53). В полученном кубе литологии значение коллектора присвоено тем ячейкам, которые в кубах классификации и коэффициента эффективных толщин приняты как коллектор. Полученные далее трехмерные кубы распределения пористости, проницаемости, насыщенности анализировались визуально, а также путем сравнения их статистических характеристик с аналогичными характеристиками по керновым и каротажным данным.

Подсчет запасов на основе построенных трехмерных кубов распределения параметров осуществлялся по интегральной формуле объемного метода, т. е. вычислялся объем нефти в каждой ячейке, приводился к нормальным условиям и суммировался для получения окончательного значения. Для повышения достоверности подсчета запаса и уменьшения неопределенности, была выполнена оценка запасов вероятностным методом Монте-Карло.

Рекомендации на бурение скважин

После построения трехмерной геологической модели на основе кубов классификации и таксономии были даны рекомендации по оптимальному расположению проектного фонда эксплуатационных скважин. Рекомендуемые к бурению скважины при сопоставлении с проектным местоположением были разделены на 3 типа: рекомендуемые к бурению в проектном месте, рекомендуемые к бурению со смещением, не рекомендуемые к бурению.

Выводы

Построенная геологическая модель распределения петрофизических свойств и подсчетных параметров позволяет говорить о реализации технологии наиболее корректной адаптации и комплексирования всей геолого-геофизической информации для одного из самых сложных случаев – органогенного комплекса. Применение для сейсмофациального анализа в рамках предлагаемых технологических решений (Рис. 5.54) автором в данной работе позволило решить задачи прогноза ФЕС с учетом их фациальной принадлежности и оптимальным образом разместить проектные скважины, снизив геологические риски при бурении скважин [433].

Результаты работ были представлены на международной конференции EAGE в 2008, 2009 гг. [220, 279, 300], а также включены в Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернозного типа (2010 г.) [154].

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция

Изучением закономерностей распространения рифовых тел занимались А. М. Акрамходжаев, К. И. Багринцева, М. М. Грачевский, С. В. Клушин, В. Г. Кузнецов, Е. В. Кучерук, Г. В. Нартов, О. В. Постникова, Ю. А. Писаренко, В. П. Щербаков и др.

Успешное использование безэталонной классификации было реализовано для карбонатного тела типа пиннакл одного из месторождений Республики Удмуртия [438]. Пиннакл-риф – одиночный риф или рифовый комплекс с вертикальными или субвертикальными склонами, который не имеет зарифовых и лагунных фаций [334, 403]. Так, J. R. Langton и I. E. Chin (1968 г.) описывают пиннакл высотой 250 м и в основании до 2,5 км с углами склонов до 5-6 °.

Средне-Харьягинское месторождение (сирачойский горизонт)

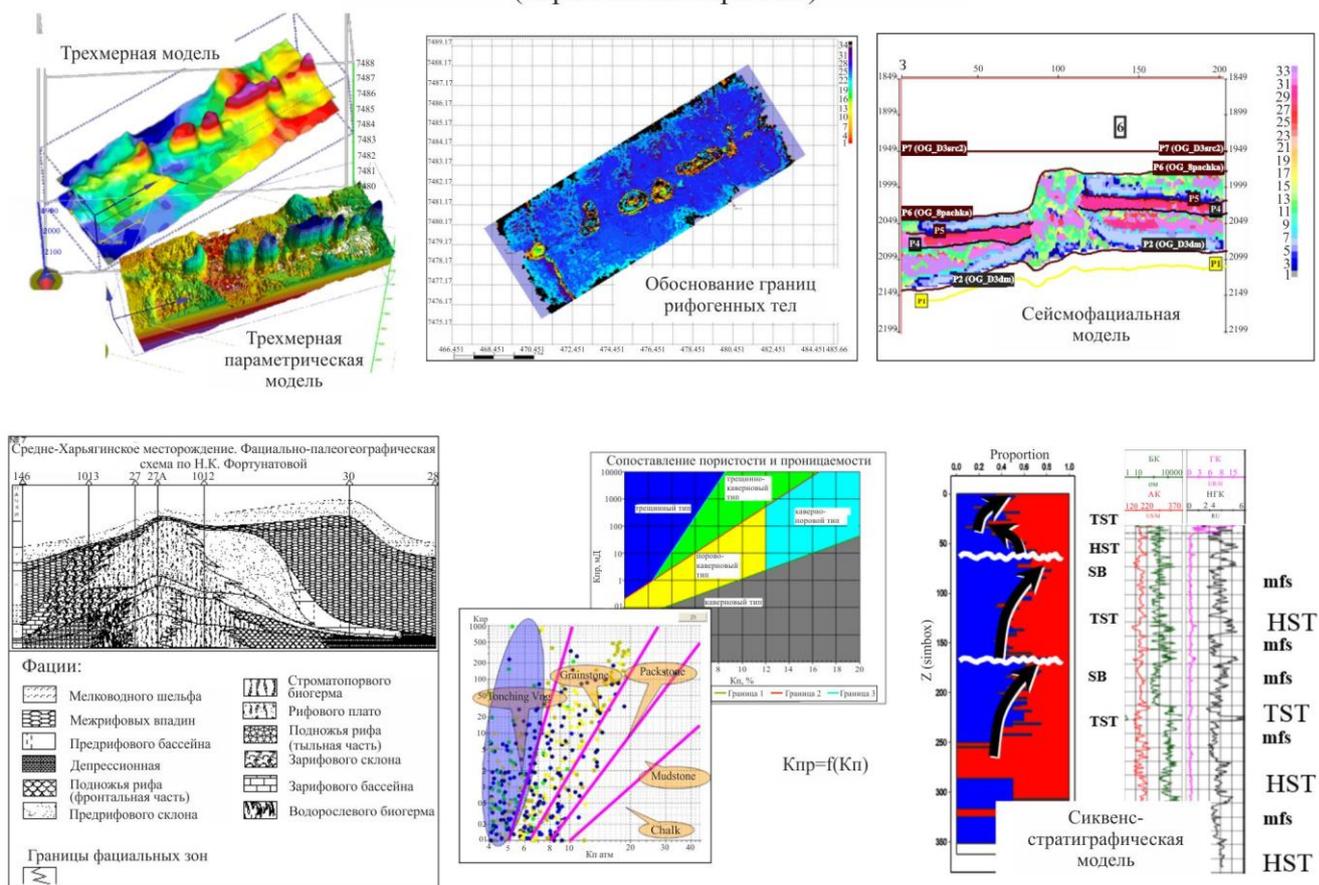


Рисунок 5.54 – Схема основных технологических этапов работы над проектом

Месторождение приурочено к одноименной органогенной постройке франко-фаменского возраста. Забегаловский риф – внутрибассейновый, развивавшийся на краю тектонического блока, с характерным асимметричным внутренним строением. К характерным особенностям месторождения относятся:

- максимальный коэффициент заполнения ловушки-рифа для условий Удмуртии;
- разнообразие литотипов, характерное для карбонатных коллекторов продуктивной толщи;
- низкое граничное значение K_p (равное 3 %) ниже статистически установленных значений для месторождений Удмуртии;
- аномально низкое пластовое давление (АНПД), что свидетельствует о гидродинамической изолированности карбонатного резервуара;
- в продуктивной части разреза встречаются все разновидности типов порово-емкостного пространства, характерные для карбонатных пород: каверново-поровый, порово-каверновый, поровый, трещинный.

- дебиты нефти изменяются в широких пределах: от 0,5 до 79,5 т/сут;
- притоки нефти получены, преимущественно, из порово-каверновых коллекторов верхней части рифогенного тела;
- линейные размеры структуры – 1,88 x 1,95 км, площадь – 3,5 км².
- тип залежи – массивный, литологически экранированный, максимальная высота залежи – 408 м, максимальное значение эффективной толщины – 237 м;
- ВНК не установлен.

Уникальность рифогенного тела как ловушки углеводородов объясняется хорошим качеством покрышки. Для многих рифогенных массивов Предуралья, в связи с фациальными замещениями внутри турнейских отложений, характерно отсутствие с хорошими экранирующими свойствами покрышки или покрышка присутствует, но благодаря этому создается только малоамплитудная залежь в верхней части рифогенного массива, или в карбонатах, их облекающих. В данном случае именно аргиллитовый тип разреза нижнетурнейских отложений создает «запечатывающий» эффект и обеспечивает при этом большую амплитуду ловушки, делая потенциально перспективными известняки с коэффициентами пористости от 3-7 % до 14-22 %. Основание рифа выделялось по данным ГИС по появлению ниже чистых известняков битуминозно-глинистой пачки. Существуют две точки зрения на миграцию и аккумуляцию УВ в данном районе. 1. Миграционная гипотеза. Нефть поступает с более глубокозалегающих горизонтов по тектонически ослабленным зонам и заполняет ловушки. 2. In-situ. Нефтегазоматеринскими породами (НГМП) являются битуминозные известняки франско-фаменского возраста. При благоприятных условиях они из нефтематеринских превращаются в нефтепроизводящие, а риф в период своего роста создает ловушку с хорошими ФЕС.

Как известно, при построении геологических моделей карбонатных тел рифогенного типа возникают сложности при выделении и типизации в пространстве сложнопостроенных коллекторов.

Для выделения литотипов по комплексу ГИС используются эмпирические качественные признаки и количественные критерии, установленные с использованием стандартного для условий Удмуртии комплекса ГИС. Оценка литологического состава пород выполняется на основе обработки методов НГК, ГГК-П, АК, что объясняется различной чувствительностью регистрируемых полей к различным компонентам минерального состава горных пород. Решение задачи достигается решением системы уравнений, связывающих показания данных методов с литологическим составом и пористостью пород.

Сложная структура порово-емкостного пространства, широкое развитие трещиноватости пород, технология первичного вскрытия продуктивных отложений – все это приводит к

отсутствию радиальных градиентов удельного электрического сопротивления, шламовых и глинистых корок. В этих условиях выделение низкопористых сложнопостроенных коллекторов производится с использованием косвенных качественных критериев, данных прямых методов и специальных исследований.

К основным качественным признакам выделения коллекторов в карбонатном типе разреза относят:

- резкое снижение значений r_k МБК на фоне высоких значений r_k БК;
- расхождение диаграмм, нормированных кривых БК и НГК;
- уменьшение приращения амплитуд продольных и поперечных волн (увеличение коэффициента затухания упругих волн).

В силу различной глубинности методов БК и БМК вертикальная трещиноватость пород оказывает большее влияние на показания метода БК. При сложной конфигурации трещин возможно несовпадение показаний данных двух методов по конфигурации. Иной эффект в показаниях электрометодов оказывает микротрещиноватость, равномерно распространенная в породе. В этом случае, может наблюдаться общее занижение показаний БК, аналогичное влиянию межзерновой пористости. Использование нормированных диаграмм НГК и БК основано на эффекте резкого снижения удельного электрического сопротивления (УЭС) в интервалах трещиноватости. Отметим, что с увеличением сопротивления блоков самой породы влияние трещиноватости возрастает. При возрастающем влиянии кавернозности стенок скважины возможен обратный эффект, вызывающий завышение показаний БК по сравнению с НГК.

С целью получения трехмерной геологической модели построены непрерывные параметрические кривые.

Для условий сложнопостроенных карбонатных пород-коллекторов девона выделение литологических разностей выполнено на основе комплекса методов пористости: НГК, ГГКП, АК. Для расчета пористости по данным АК и ГГКП использовались зависимости для карбонатных отложений девона Удмуртии:

$$K_{п\ АК} = 0,22 \times \Delta T - 31,61 \quad (5.43)$$

$$K_{п\ ГГК-П} = -67,18 \times \delta_{п} + 192,7 \quad (5.44)$$

Пористость по НГК определялась способом «двух опорных» пластов по зависимости:

$$K_{п\ НГК} = -31,17 \lg(\Delta J_{н\gamma}) - 0,15 \quad (5.45)$$

Двойной разностный параметр $\Delta J_{н\gamma}$ определялся по формуле:

$$\Delta J_{н\gamma} = \frac{J_{н\gamma}^{nl} - J_{н\gamma}^{min}}{J_{н\gamma}^{max} - J_{н\gamma}^{min}} \quad (5.46)$$

где $J\gamma^{\text{пл}}$ – показания кривой НГК против исследуемого пласта; $J\gamma^{\text{мин}}$ – эталонировочное значение НГК в воде; $J\gamma^{\text{макс}}$ – показания НГК против плотного опорного пласта.

Пористость плотного пласта уточнялась по показаниям БК путем пересчета удельных электрических сопротивлений в межзерновую пористость при условии, что порода насыщена пластовой водой:

$$K_n = \sqrt{\frac{\rho_v}{\rho_n}}, \quad (5.47)$$

где ρ_v и ρ_n – удельное электрическое сопротивление пластовой воды и породы.

Общая пористость определялась по формуле:

$$K_{\text{п об}} = (2,83W_{\text{п}} + K_{\text{пгк-п}}) / 4,13, \quad (5.48)$$

где $W_{\text{п}}$ – водородосодержание по НГК.

Для известняков и доломитизированных известняков $K_{\text{пак}}$ равна межзерновой пористости $K_{\text{пм}}$.

Каверновая пористость определялась разностью:

$$K_{\text{п кав}} = K_{\text{п об}} - K_{\text{пм}}, \quad (5.49)$$

Коэффициент эффективности пористости:

$$K_{\text{п эф}} = K_{\text{пм}} (1 - K_{\text{ов}}), \quad (5.50)$$

Определение коэффициента нефтенасыщенности выполнено по общепринятым методикам с использованием зависимостей, адаптированных к карбонатным отложениям девона:

$$R_{\text{п}} = 1,0 / K_{\text{п}}^{1,94}; R_{\text{н}} = 1,25 / K_{\text{в}}^{1,129}, \quad (5.51)$$

На основе определения пористости по комплексу методов пористости (НГК-АК-ГГК) выполнена классификация пород по литотипам через попарное сопоставление значений $K_{\text{п}}$, рассчитанных по каждому из трех методов: 1. $K_{\text{пнгк}}$ с $K_{\text{пак}}$; $K_{\text{пгк}}$ с $K_{\text{пак}}$; $K_{\text{пгк}}$ с $K_{\text{пнгк}}$. По знаку расхождений $\Delta K_{\text{п}}$ (+ или -) и их значениям судят о преимущественном типе пустотного пространства породы-коллектора.

Итак, были выделены следующие классы и литотипы пород:

1. класс пород-коллекторов: пористый известняк – с преобладающей межзерновой пористостью, трещинный известняк – с преобладающей трещиноватой пористостью, кавернозный известняк – с преобладающей кавернозной пористостью, трещинно-кавернозный известняк – со смешанной пористостью;

2. класс неколлекторов: плотный известняк, аргиллиты, доломиты.

Вышеописанная технология позволила построить классификационную матрицу коллекторов разреза Забегаловского рифогенного тела (Рис. 5.55).

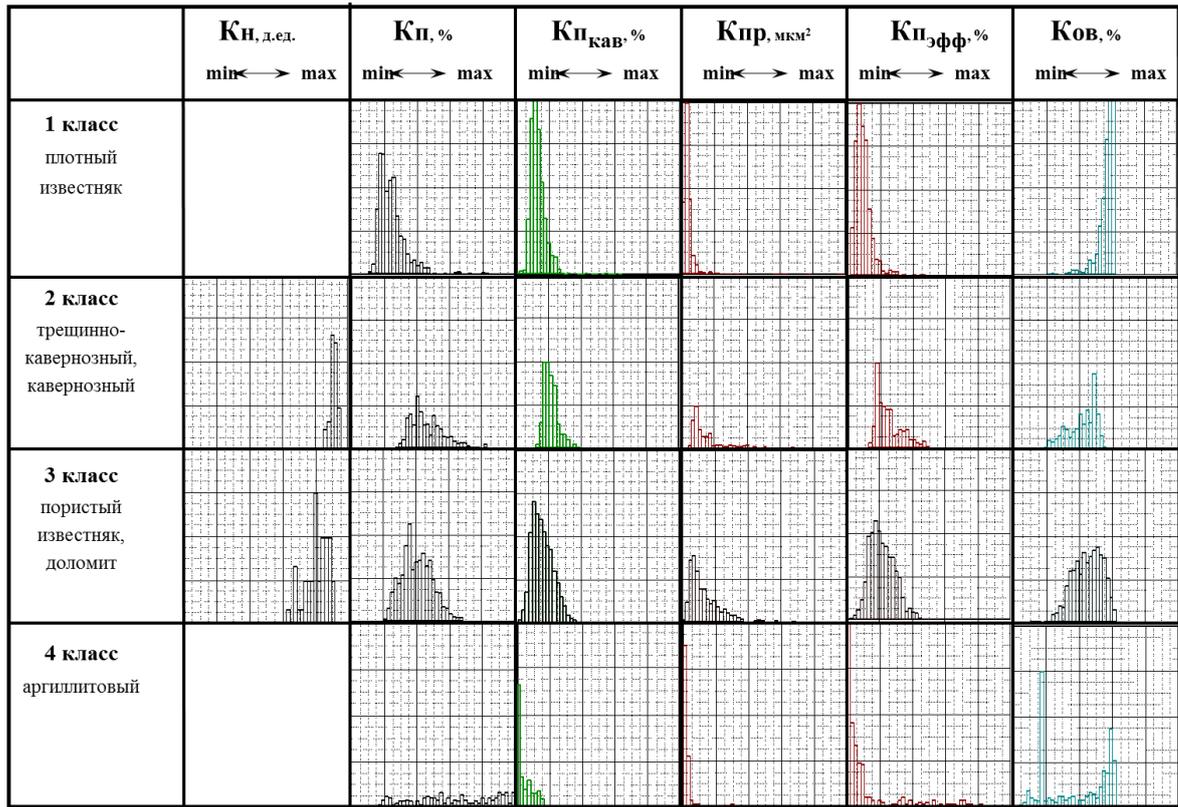


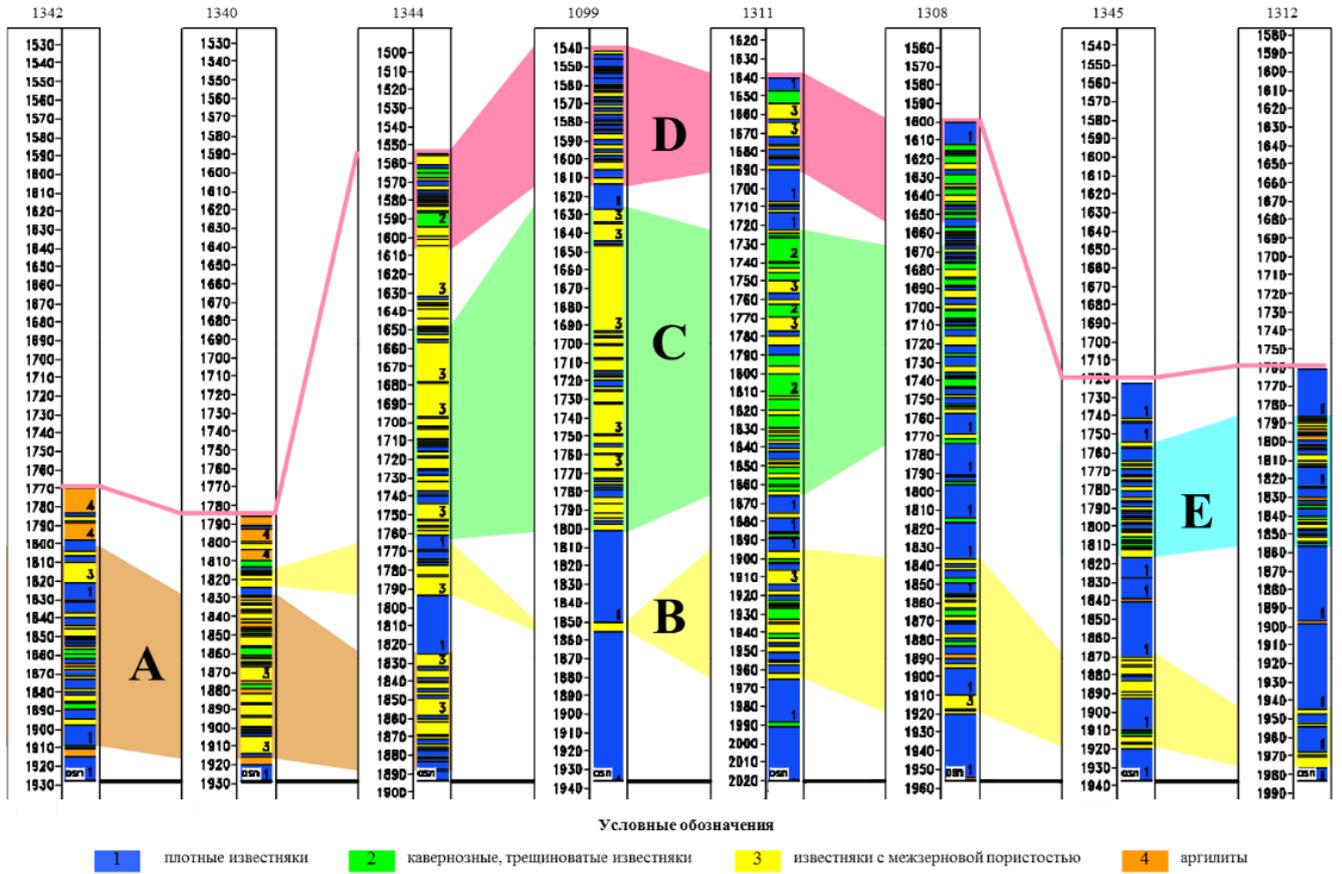
Рисунок 5.55 – Классификационная матрица продуктивного интервала по ФЕС

Внутри тела рифа были выделены пять основных пачек – А, В, С, D, Е, в строении которых принимают участие выделенные литологические разности пород и типы пустотного пространства (Рис. 5.56).

Одной из задач выполненной работы было прогнозирование зон с различными фильтрационно-емкостными свойствами. Для всех выделенных пачек были статистически обработаны и количественно определены следующие подсчетные параметры: эффективная толщина, нефтенасыщенность, остаточная водонасыщенность, коэффициенты пористости (общая, каверновая, эффективная), проницаемость, глинистость.

Разделение на классы пород позволило получить гистограммы распределения ФЕС индивидуально для каждого класса. Если по емкостным свойствам все пачки имеют одинаковые статистические характеристики, то по фильтрационным свойствам можно построить ряд по возрастанию средней проницаемости в направлении: А-D-C-E-B. Соотношение между пористостью и проницаемостью для выделенных классов пород приведено на Рисунке 5.57.

Выделение пачек целесообразно с точки зрения дифференцирования эксплуатационных объектов, что при общей высоте рифа более 300 м является актуальной задачей оптимизации технологии разработки месторождения.



1 – плотный известняк; 2 – пористый известняк (межзерновой коллектор);
 3 – пористый известняк (коллектор с вторичной пористостью); 4 – аргиллиты

Рисунок 5.56 – Схема распределения литолого-фациальных циклов продуктивной толщи

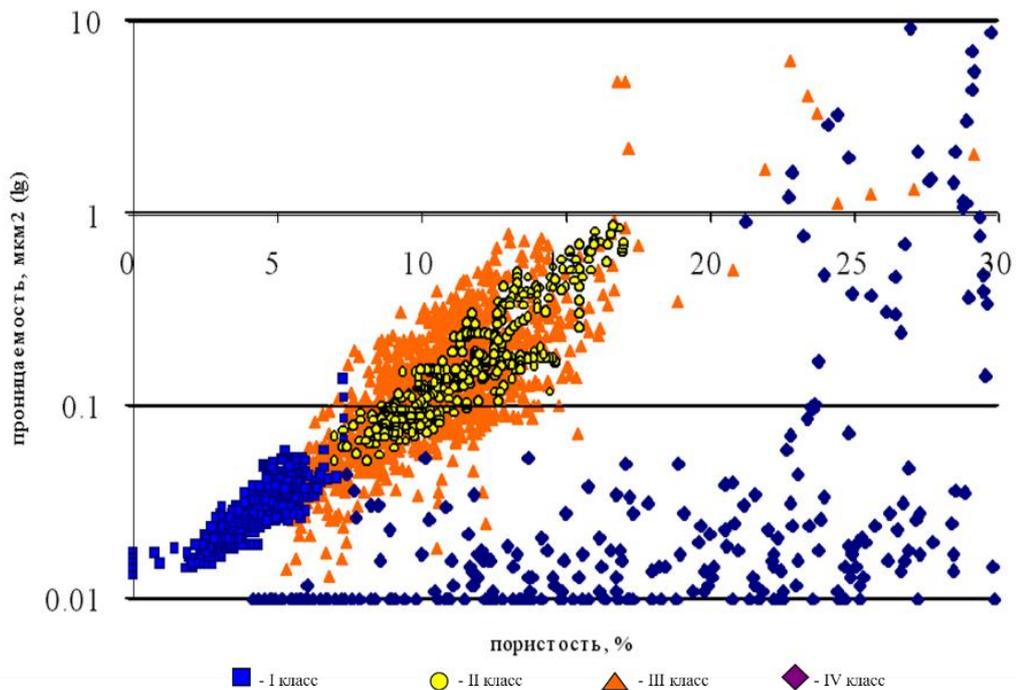


Рисунок 5.57 – Соотношение между пористостью и проницаемостью для выделенных классов пород

Использование технологии безэталонной классификации позволило убедительно доказать наличие вертикальной и латеральной неоднородности внутреннего строения рифогенного тела (Рис. 5.58). Результаты дальнейшего разбуривания эксплуатационными скважинами полностью подтвердили правильность построенной модели.

Подтверждением сходимости математической модели с фактическими данными служит сопоставление модельной (синтетической) псевдокривой НГК и фактической кривой НГК по скв. 1306 (Рис. 5.59). Помимо визуального контроля сходимости кривых это подтверждается хорошим совпадением всех границ циклов и экстремальных (пиковых) значений кривой.

Хорошо выраженная в кубе сейсмических классов граница ядра рифового тела была оконтурена и локализована в трехмерном пространстве (Рис. 5.58, 5.60). При бурении скважины 1098 была вскрыта пещеристая полость, что привело к ликвидации скважины по геологическим причинам.

В результате выполненных работ были выделены карстовые полости с использованием метода главных компонент (Рис. 5.60).

Приведем некоторые общие требования, сформулированные в «Регламенте по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и нефтегазовых месторождений» и «Методических рекомендациях по применению пространственной сейсморазведки 3D на разных этапах геологоразведочных работ на нефть и газ» (МПР РФ, Минэнерго РФ, 2000 г.) [136, 250]:

1. интегральная погрешность данных, получаемых из геолого-математической модели, оценивается в 20% (приемлемая точность определения геологических запасов УВ);
2. трехмерные модели применяют в большинстве случаев, когда структура, свойства флюидов и параметры пласта сильно меняются по латерали и вертикали;
3. недопустимо применение 2D математических моделей для залежей с резко изменяющимися вдоль вертикальной координаты ФЕС;
4. приемлемой технологией моделирования залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам, является создание 3-х мерных псевдослоистых моделей, а параметрическое заполнение модели осуществляется с использованием вероятностного подхода.

Результаты работ были представлены на международной конференции EAGE в 2008, 2009 гг. [220], а также включены в Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернозного типа (2010 г.). Результаты изучения внутреннего строения карбонатных тел по результатам сейсмической классификации были подтверждены в ходе разбуривания данных объектов.

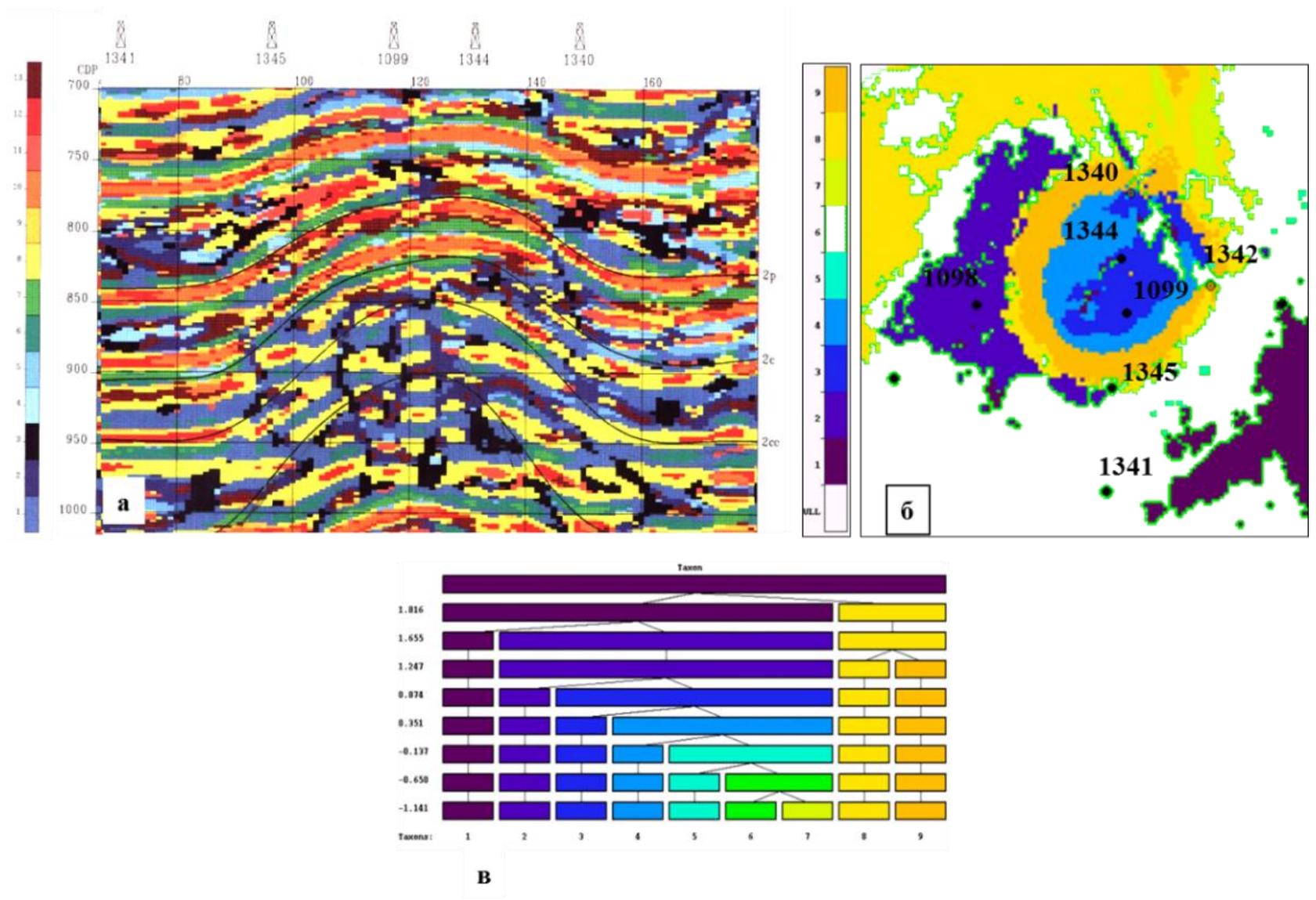


Рисунок 5.58 – Безэталонная классификация рифогенного тела типа пиннакл в профильном (а) и площадном (б) вариантах, (в) – дерево таксонов

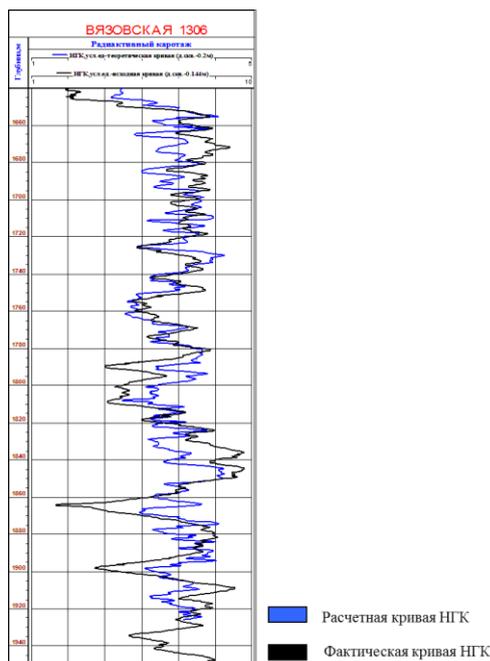


Рисунок 5.59 – Сопоставление расчетной (модельной) и фактической кривой НГК для эталонной скважины 1306

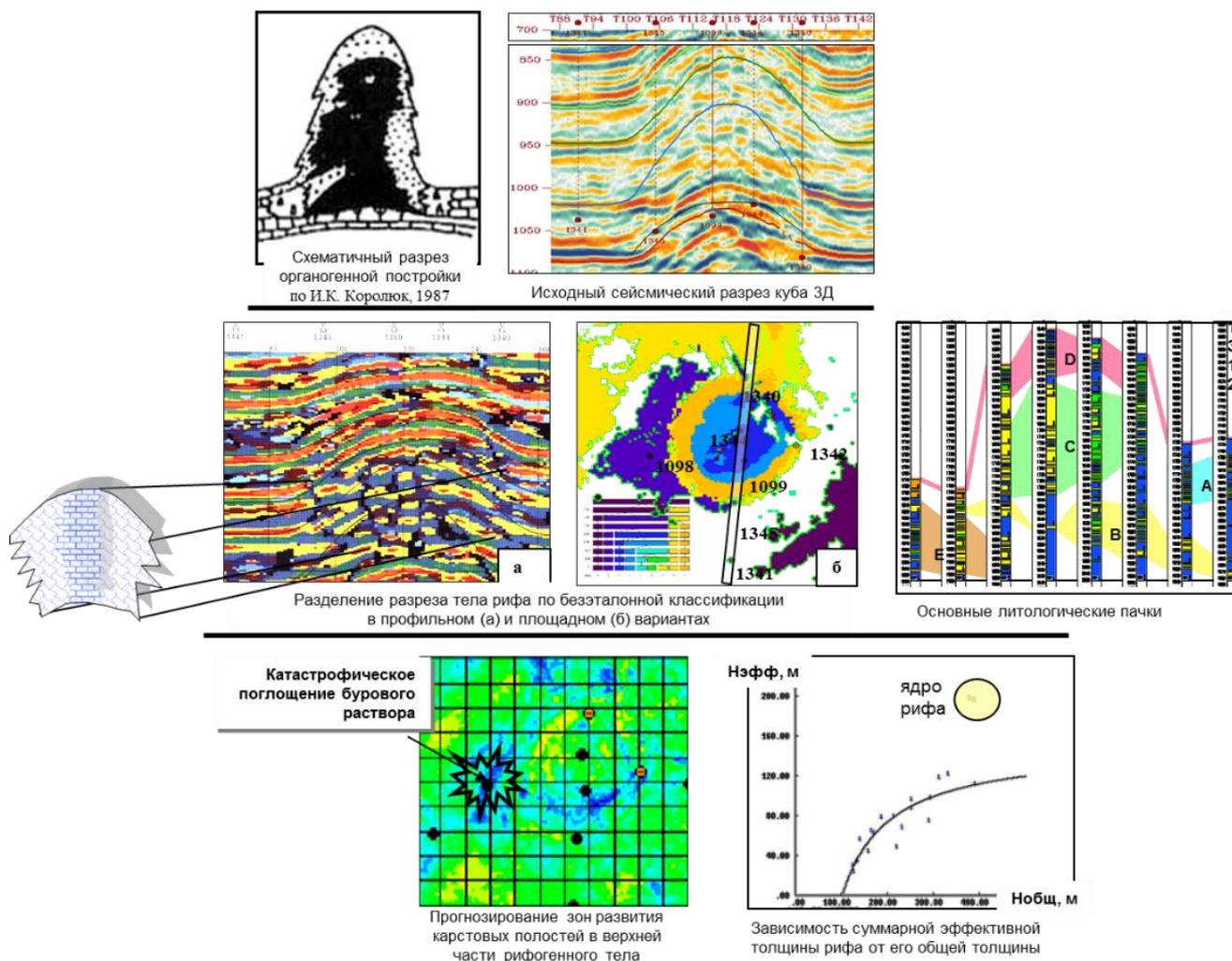


Рисунок 5.60 – Схема основных технологических этапов работы над проектом

5.2.5. Методика ретроспективного анализа эксплуатационного бурения (на примере месторождения Волго-Урала)

Методика ретроспективного анализа бурения была реализована для Новоселкинского месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (Удмуртия). Запасы месторождения сосредоточены в каширских, верейских, яснополянских, малиновских и турнейских отложениях. Разрабатываются яснополянская и малиновская залежи нефти.

Новые данные разведочного и эксплуатационного бурения свидетельствуют о низкой подтверждаемости бурением первоначальной геологической модели основной залежи пласта С₁-VII малиновского надгоризонта визейского яруса нижнего карбона, что привело к необходимости пересмотра проектных решений по разработке данной залежи. Недропользователь поставил задачу об уточнении или пересмотре геологической модели на основе комплексного анализа всей накопленной геолого-геофизической и геолого-промысловой информации.

В процессе создания новой геологической модели Новоселкинского месторождения автором были решены задачи:

- сформирована база геологических, сейсмических, промыслово-геофизических, лабораторных, геодезических данных;
- построены детальные структурные карты по всем продуктивным пластам среднего и нижнего карбона;
- впервые построены карты прогнозного распределения эффективных толщин, ФЕС залежи пласта С₁-VII малиновского надгоризонта;
- получены новые представления о строении продуктивных отложений;
- предложен новый план бурения.

Новый прием построения структурных карт по пластам на основе использования сложных регрессионных зависимостей между сейсмическими и геологическими параметрами уже опробован на ряде площадей Удмуртии. В данном случае, на локальном участке с представительным объемом скважинной информации, этот метод полностью себя оправдал. Он позволяет, при наличии устойчивых корреляционных связей, производить структурные построения быстро и максимально эффективно. Особенно важно это для мониторинга эксплуатационного бурения.

Прогнозирование распределения параметров пласта основано на использовании математических методов: регрессионного анализа, кластерного и компонентного анализа, таксономии, теории информации, разделении поля на составляющие (Рис. 5.61).

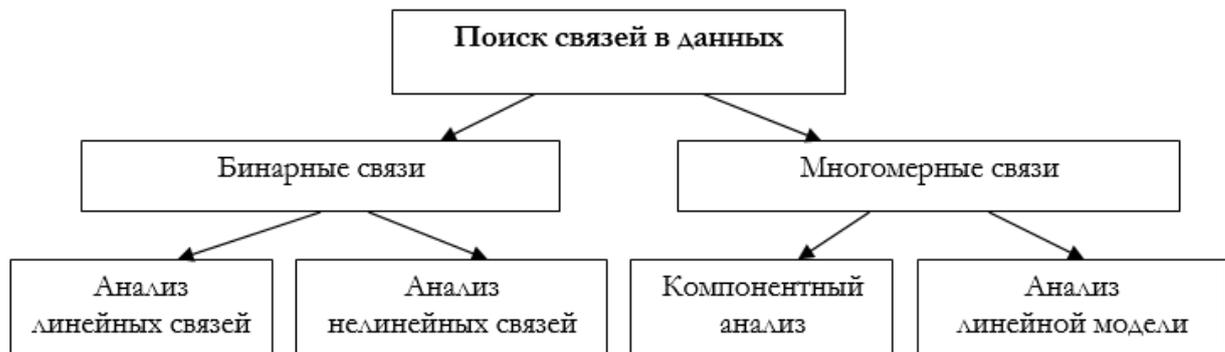


Рисунок 5.61 – Общая схема поиска алгоритма решений с массивами данных

Последовательность решения задачи прогноза на качественном и количественном уровне складывается из следующих видов и этапов работ:

- выбор наилучшей информативной комбинации признаков для прогнозирования;
- расширение признакового пространства за счет трансформации исходных полей;
- комплексирование информации;
- анализ вариантов прогноза;
- выбор максимально удовлетворяющего варианта модели прогноза, который осуществляется на основе минимизации ошибок прогнозных решений на эталонных скважинах, для которых известны достоверные значения как искомым (прогнозным) параметров, так и исходных признаков.

Выбор информативного набора признаков основан на анализе результатов работы программ. Большое количество карт были промежуточными, т. к. построение карт является процессом интерактивным. Были задействованы следующие блоки: качественного анализа (разбиение площади на таксоны, разбиение площади на кластеры); количественного анализа (главных компонент, степени принадлежности точек площади к кластерам, разбиения площади по степени продуктивности, прогнозирования, ошибок прогнозирования, критериальные).

Основной задачей является выделение из всего множества узлов регулярной сети некоторых подмножеств, для которых существуют отличия в значениях признаков. Анализ, следовательно, складывается из формализованных процедур и неформализованных геологических знаний об условиях образования пласта С₁-VII. Классификация и группирование узлов регулярной сети происходит в многомерном пространстве (от 9 до 14-мерного). Размерность определяется числом признаков, заданных для анализа.

К неформализованным процедурам относятся зарекомендовавшие себя на практике методы геологического анализа: палеотектонический, палеогеоморфологический, литолого-фациальный, сиквенс-стратиграфический, палеоструктурный, седиментационный и др.

Разделим признаки, включенные в признаковое поле, на группы:

1. геологические – карты изопахит, изохор (вмещающей толщи, подстилающих и перекрывающих отложений);
2. динамические – сейсмические атрибуты (по экстремуму, в окне анализа и др.);
3. кинематические – структурные карты, изохрон;
4. петрофизические – пористость, нефтенасыщенность;
5. трансформанты полей – локальная составляющая и др.

Комбинации признаков для прогнозирования параметров резервуара – эффективной толщины, пористости, нефтенасыщенности

Исходя из вышеописанных критериев, был сформирован набор информативных признаков, который взят за основу для количественного прогнозирования.

Прогнозирование выполнялось на основе программного обеспечения «Прогноз» и «Мультирегрессия». «Прогноз» – метод количественного прогнозирования – основан на использовании методов интерполяции функций многих переменных и строит прогноз в виде некоторой гладкой функции многих переменных. «Прогноз» близок к процедуре сплайн-интерполяции. Программа «Топология» использует аппарат эргодической теории топологических марковских цепей. Осуществляет классификацию объектов в многомерном признаковом пространстве с использованием эталонных объектов. В данном случае, эталонными объектами считаются скважины. «Мультирегрессия» – метод количественного прогнозирования, основанный на использовании теории регрессионного анализа. Процесс решения делится на этап обучения и этап распознавания (прогнозирования). На этапе обучения решаются задачи выбора информативной комбинации признаков и построение решающего правила. На основании теории регрессии делаются оценки качества регрессионного уравнения при предположениях о признаках и прогнозируемом параметре.

Решение задачи прогнозного распределения эффективных толщин

Исходные данные (оригинальный индекс грида и полное название параметра):

1. $dH(H2p-HC_1-VII)$ – карта изопахит между ОГ Пп и кровлей пласта-коллектора HC_1-VII ;
2. $d(HC_1-VII-H2)$ – карта изопахит кровлей пласта-коллектора HC_1-VII и ОГ П;
3. $d(H2-H2p)$ – карта изопахит между ОГ Пп и ОГ П;
4. $amp(2pk+10)$ – карта амплитуд, рассчитанная в окне от 0 до +10 мс;
5. x и y – прямоугольные координаты;
6. $dT(T2-T2p)$ – карта изохор между ОГ Пп и ОГ П;
7. $dT(T2p-T2pk)$ – карта изохор между ОВ, подстилающие пласт C_1-VII ;

8. $dt(2ps-2pk)$ – карта изохор между ОВ, выше и ниже пласта C_1-VII ;
9. $dt(2pk-C_1-VII)$ – карта изохор между ОВ ниже пласта C_1-VII и ОВ пласта C_1-VII ;
10. H_2 – структурная карта по ОГ II;
11. H_2p – структурная карта по ОГ III;
12. HC_1-VII – структурная карта по кровле эффективной части пласта HC_1-VII ;
13. T_02 – карта изохрон по ОГ II;
14. T_02p – карта изохрон по ОГ III.

Уравнение:

$$H_{эфф} = F(x; y; H_2; H_2p; HC_1-VII; dH(H_2p-HC_1-VII); dH(HC_1-VII-H_2); dH(H_2-H_2p); T_02; T_02p; dT(T_2-T_2p); dT(T_2p-T_2pk); dt(2ps-2pk); dt(2pk-C_1-VII); amp(2pk+10)).$$

Решение задачи прогнозного распределения коэффициента пористости

1. $H_{эфф}$ – карта эффективных толщин;
2. $dH(H_2p-HC_1-VII)$ – карта изопахит между ОГ III и кровлей пласта-коллектора HC_1-VII ;
3. $dH(H_2-H_2p)$ – карта изопахит между ОГ III и ОГ II;
4. $amp(2pk+10)$ – карта амплитуд, рассчитанная в окне от 0 до +10 мс;
5. $dT(T_2-T_2p)$ – карта изохор между ОГ III и ОГ II;
6. $dT(T_2p-T_2pk)$ – карта изохор между ОВ, подстилающие пласт C_1-VII ;
7. $dt(2ps-2pk)$ – карта изохор между ОВ, выше и ниже пласта C_1-VII ;
8. $dt(2pk-C_1-VII)$ – карта изохор между ОВ ниже пласта C_1-VII и ОВ пласта C_1-VII ;
9. x и y – прямоугольные координаты.

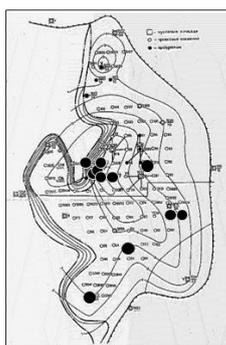
Уравнение:

$$K_{пор} = F(x; y; H_{эфф}; dH(H_2p-HC_1-VII); dH(H_2-H_2p); amp(2pk+10); dT(T_2-T_2p); dT(T_2p-T_2pk); dt(2ps-2pk); dt(2pk-C_1-VII)).$$

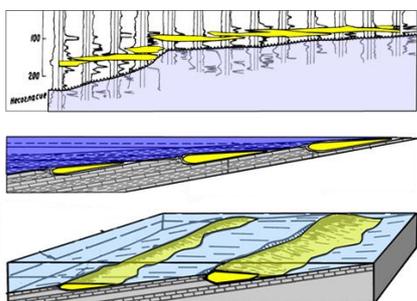
Ретроспективный анализ эксплуатационного бурения на Новоселкинском месторождении

Следует отметить, что до настоящего момента залежь нефти в малиновском интервале разреза рассматривалась как структурно-литологического типа, в соответствии с этим и проектировалась схема эксплуатационного бурения. Однако отсутствие установленного ВНК по скважинам и резкие вариации эффективных толщин пласта C_1-VII побудили автора отказаться от представленной в проекном документе геологической модели. Формирование песчаного тела (линз) происходило в прибрежно-морских условиях со сложным палеорельефом дна бассейна седиментации (Рис. 5.62).

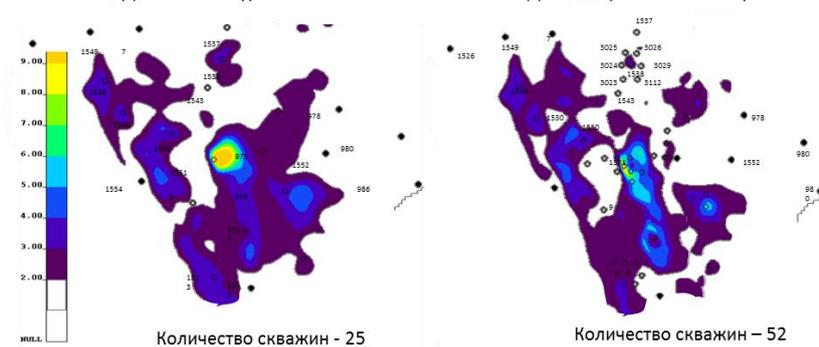
Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта-коллектора С1-VII



Принципиальная модель формирования песчаных отложений Морроу (Оклахома) для прибрежно-морских условий карбонатного шельфа. Busch D.A., 1963

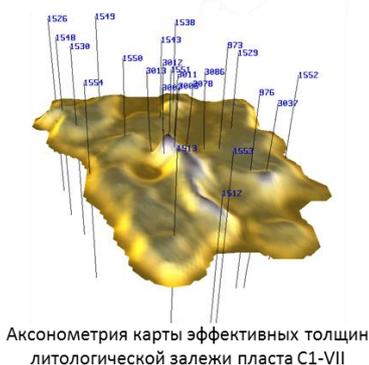


Сопоставление двух прогнозных карт: ретроспективной с последним вариантом карты

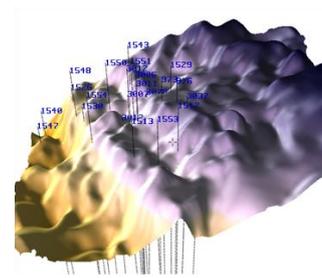


Количество скважин - 25

Количество скважин - 52



Аксонометрия карты эффективных толщин литологической залежи пласта С1-VII



Аксонометрия структурной поверхности турнейских отложений, горизонт ОГ IIп

Рисунок 5.62 – Мониторинг эксплуатационного бурения и сопоставление геологической модели

Действительно, подобная седиментологическая модель позволяет объяснить и сложную геометрию песчаного резервуара, и многочисленные фильтрационные барьеры, выявляемые по мере разбуривания объекта [251, 390, 394].

Ретроспективный анализ – это восстановление истории эксплуатационного бурения на месторождения из предположения, что мониторинг построенной геологической модели ведется с момента окончания разведочного бурения на месторождении. Такой анализ позволяет рассчитать ошибку параметров построенной геологической модели (т. е. определить точность и ошибку количественного прогнозирования) и определить чувствительность выбранной технологии прогнозирования к новому объему информации.

Ретроспективный анализ выполнен в следующей последовательности бурения кустов на месторождении на примере построения карты прогнозных эффективных толщин продуктивного пласта С₁-VII в сравнении модели на дату начала работ (все карты построены с шагом изолиний 2 метра):

1. на дату окончания разведки месторождения (25 скважин);
2. окончания бурения куста в районе скв. 1538;
3. окончания бурения куста в районе скв. 1513;

4. окончания бурения куста в районе скв. 1551; 5. окончания бурения куста в районе скв. 976; 6. окончания бурения скв. 3086; 7. окончания бурения скв. 3111; 8. на дату окончания мониторинга (52 скважины).

Прирост количества скважин составил от 25 на дату завершения разведки месторождения (начало эксплуатационного бурения) и 52 скважины на дату завершения мониторинга.

На примере построенных карт наглядно видно, что в модель вносится не простая коррекция (посадка на значения в скважине), а реализуется сложный нелинейный алгоритм работы программы прогноза (Рис. 5.63).

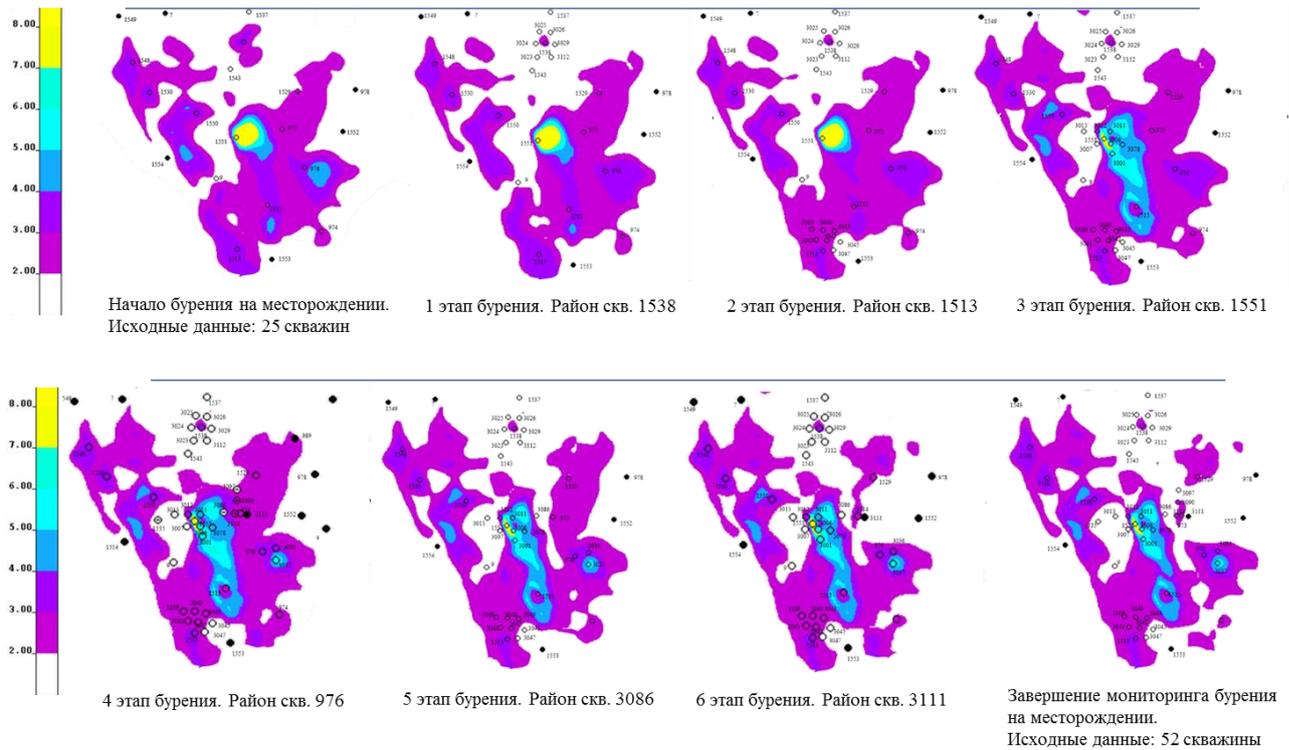


Рисунок 5.63 – Прогнозирование эффективных толщин месторождения.
Ретроспективный анализ

С целью оценки расхождения значений выполненного прогноза эффективных толщин построена карта функции взаимной корреляции двух прогнозных карт – первой ретроспективной и последним вариантом карты, что позволяет локализовать участки расхождения прогнозных и фактических значений эффективных толщин. После этого был выполнен расчет расхождения прогнозных и фактических значений эффективной толщины пласта C_1-VII по данным эксплуатационного бурения. В область неподтверждения прогноза – участки толщиной менее 2-

х метров – попали 3 скважины из 28, участвующих в анализе. Это следует понимать так, что при выполнении и реализации на практике мониторинга построенной геологической модели было бы допущено 3 (или 11 % от пробуренного фонда скважин) отрицательных прогноза с момента начала эксплуатационного бурения на месторождении. Доверительный интервал попадания подтвердившихся значений по данным бурения эксплуатационных скважин составил 1,5 метра. Следовательно, за ошибку прогноза распределения эффективных толщин пласта С₁-VII можно принять 1,5 м.

Отметим, что реализация мониторинга по предлагаемой технологии позволяет уменьшить значение ошибки прогноза эффективных толщин на 30-40 % относительно первичного прогноза.

Привлечение карты таксонов позволяет локализовать границы распространения коллектора, перспективные для заложения скважин (Рис. 5.64). К перспективным таксонам относим 4, 3, которые пространственно совпадают с выделенной зоной увеличенных толщин песчаного тела пласта С₁-VII.

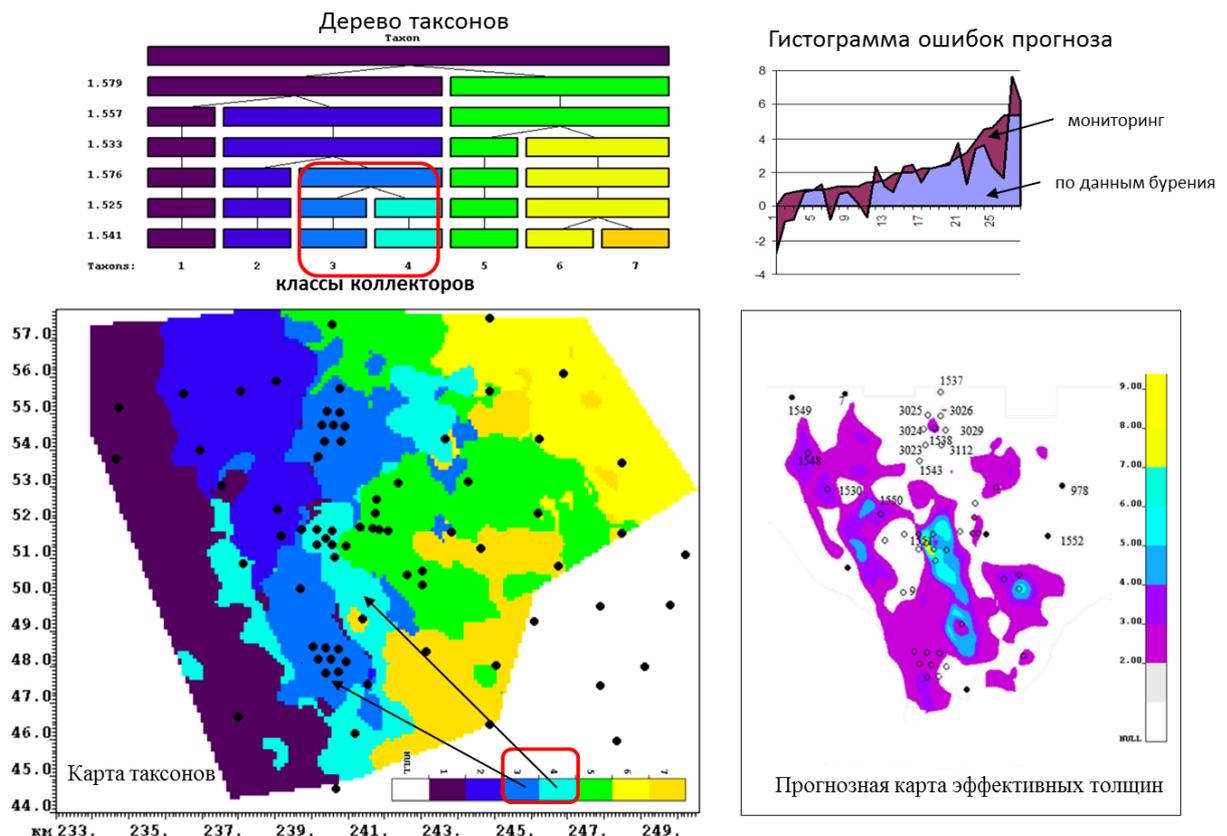


Рисунок 5.64 – Классификация и количественный прогноз. Сопоставительный анализ

Существенное изменение структуры запасов, в частности, уменьшение извлекаемых запасов по залежи малиновского надгоризонта, примерно на 35 % от первоначальных, является основанием для выдачи рекомендации по составлению нового плана бурения.

Важнейшим практическим результатом работы является изменение структуры запасов и характера их площадного распространения. Значительный прирост запасов по яснополянской залежи, рассчитанный для новой структурной модели, может вывести ее в разряд экономически рентабельных.

Автор рекомендует пересмотреть количество эксплуатационных объектов, рентабельных для разработки.

Созданная в ходе настоящей работы двухмерная цифровая геологическая модель залежей Новоселкинского месторождения является первой в Удмуртии моделью с такой степенью полноты и обоснованности проработки [423]. База данных, сформированная в ходе работы над моделью, полностью применима и для проектных работ по пересчету запасов и для составления новой технологической схемы разработки Новоселкинского месторождения. База данных также может быть использована для последующего гидродинамического моделирования залежи пласта С₁-VII.

Сформулируем выводы:

1. Залежь пласта С₁-VII Новоселкинского месторождения относится к сложнопостроенному типу.
2. Методика ретроспективного анализа позволяет оценить устойчивость предлагаемых алгоритмов прогнозирования распределения эффективных толщин.
3. За счет реализации предлагаемой технологии можно добиться повышения эффективности бурения для условий малых эффективных толщин продуктивных пластов.
4. Показано, что реализация мониторинга позволяет уменьшить значение ошибки прогноза эффективных толщин на 30-40 % относительно первичной модели прогноза.

Автор предлагает пять участков для первоочередного разбуривания пласта С₁-VII. Новый план бурения основан на комплексном анализе полученных карт прогнозных эффективных толщин, пористости, нефтенасыщенности, удельных запасов. Минимально рентабельной эффективной толщиной для пласта С₁-VII, согласно проектным документам, принята толщина 2,0 м.

Выводы по главе 5

1. Для сложнопостроенных залежей УВ контур нефтеносности и продуктивность определяется не только и не столько структурным фактором, сколько распределением в плане типов коллектора с различными кондиционными свойствами ФЕС.

2. На этапе эксплуатационного бурения была предложена и апробирована технология прогнозирования распределения кондиций ФЕС продуктивных отложений верейско-башкирского интервала карбонатных пород, результаты реализации которой послужили основой для проектирования эксплуатационного бурения. Результаты эксплуатационного бурения на месторождении показали высокую подтверждаемость построенной геологической модели залежи.

3. Построение и сопровождение геологических моделей залежей углеводородов на этапе эксплуатационного бурения по технологии безэталонной классификации приводится на примере залежей пласта вогулкинской толщи Шаимского района Западной Сибири. Результаты последующего бурения доказали эффективность данной методики и технологии для картирования, выделения и подготовки для программы бурения перспективных сложнопостроенных объектов пластов группы П.

4. Для детализации особенностей строения карбонатной толщи рекомендуется использовать кубы таксономии и классификации, в которых классы и таксоны соответствуют понятию «сейсмофация». Детали строения рифовых тел отчетливо проявляются на разрезах классификации и таксономии, отличающиеся существенно большей разрешенностью и информативностью по сравнению с сейсмическими атрибутами.

5. Ретроспективное моделирование на этапе эксплуатационного бурения – это восстановление истории эксплуатационного бурения на месторождении в предположении, что мониторинг построенной геологической модели ведется с момента начала эксплуатационного бурения на месторождении. Такой анализ позволяет определить достоверность выбранного метода прогнозирования и чувствительность геологической модели к новому объему информации. Реализация технологии по предложенному способу мониторинга позволяет уменьшить ошибки прогноза эффективных толщин на 30-40 % относительно первоначальной геологической модели.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация является научно-квалификационной работой, в которой на основании выполненного автором комплексирования разномасштабных геолого-геофизических данных уточнены и адаптированы к различным нефтегазоносным регионам методические подходы для прогнозирования нефтегазоносности недр на различных этапах ГРП, что имеет важное практическое и методическое значение для развития нефтегазовой отрасли страны.

Использование методических подходов для анализа, обработки, интерпретации и комплексирования геолого-геофизических данных на различных этапах поиска, разведки и подготовки месторождения к разработке, изложенных в диссертации, позволило автору достигнуть следующие результаты:

1. По данным сейсморазведки 3D разработана модель перспектив нефтегазоносности и предложена концепция поисковых работ, при реализации которой было открыто уникальное по запасам месторождение им. В. А. Динкова в Карском море [418].

2. При реализации предложенной Программы поисковых работ, были открыты новые месторождения в Удмуртии (Ялыкское и др.) [429], Западной Сибири. Подтвержден прогноз нефтегазоносности на Южно-Рогожниковском (ХМАО-Югра), Новопортовском (ЯНАО), Оурьинском (ХМАО-Югра) месторождениях.

3. По результатам поисково-разведочного бурения подтвержден авторский прогноз на месторождениях Средне-Назымском (ХМАО-Югра), Майском (Томская область), Новоселкинском, Забегаловском (Удмуртия), Харьягинском (Тимано-Печора), Кришна-Годавари (Индия), на шельфе Туркмении и др. [427].

4. Апробирована на практике защиты в ЦКР одна из первых в России цифровая трехмерная геолого-технологическая модель Сугмутского месторождения (ЯНАО).

5. Автором адаптирован метод многомерной регрессии на основе подбора эмпирических коэффициентов для интерпретации сейсмических данных и подсчета запасов, что позволило повысить точность построения структурных карт на примере площадей Удмуртии. При использовании данной методики количество подготавливаемых поисковых объектов возросло в два раза, коэффициент успешности бурения увеличился до 85 %, ошибка подтверждаемости проектных глубин в скважинах составила $\pm 5 \div 8$ м.

6. Для этапа региональных работ усовершенствована методика структурно-тектонического районирования, оценки перспектив нефтегазоносности на основе предложенной автором технологии частотной декомпозиции структурных и палеоструктурных карт. Выполненный ретроспективный анализ показал высокую подтверждаемость бурением и открытий новых месторождений за 25-летний период (1996-2021 гг.).

7. Для этапа поисково-разведочных работ адаптирована технология безэталонной классификации сейсмических данных, используемая на этапе построения геологических моделей для карбонатного и терригенного типа разреза (на примере осадочных бассейнов Бенгальского залива, Кришна-Годавари, Западной Сибири).

8. Подтверждена гипотеза продуктивности верхнего миоцена Апшеронского полуострова (Азербайджан). В результате пробуренной по рекомендации автора скважины открыто газоконденсатное месторождение.

9. Расширены перспективы поиска УВ в западной части Западно-Сибирской провинции в границах Карабашской зоны, где предложенная автором концепция связи нефтегазоносности недр с неотектоническими элементами осадочного чехла подтверждена открытием нового месторождения (Оурьинское).

10. Автором предложен способ учета АВПД для построения геологических моделей залежей УВ. Предлагается включить в критерий разделение коллектора юрских и ачимовских интервалов разреза на продуктивный и непродуктивный на основе анализа графиков зависимости между коэффициентом аномальности пластового давления K_a и коэффициентом продуктивности $K_{прод}$. Статистика результатов испытания пробуренных скважин подтверждает выявленную закономерность для условий АВПД на примере площадей севера Западной Сибири.

11. Эксплуатационное бурение полностью подтвердило результаты, полученные автором с использованием комплексной интерпретации геолого-геофизических и геолого-промысловых данных, на примере месторождений Сосновское (Удмуртия), Западно-Каюмовское (ХМАО-Югра).

12. На этапе построения геологической модели и сопровождения эксплуатационного бурения подтверждаемость выданных автором рекомендаций достигает 98 % вследствие применения технологии безэталонной классификации волнового поля с использованием программы «Таксономия».

13. Методические подходы, разработанные автором, включены в «Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа» (МПР РФ, 2006 г.), «Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа» (МПР РФ, 2010 г.).

14. Непосредственно по инициативе и с участием автора составлены региональные методические рекомендации: «Методика геолого-экономической оценки нефтесырьевых ресурсов Удмуртской Республики на примере Арланского НГР» (2001 г.), «Методические рекомендации по комплексированию сейсмических и гравиметрических работ на территории Удмуртской Республики» (2002 г.); «Комплексирование сейсморазведки 3D с данными ГИС и

бурения с целью построения цифровых геологических моделей на примере месторождений Удмуртской Республики» (2002 г.).

15. Внедрено в производство разработанное с участием автора программное обеспечение по геолого-геофизическому моделированию для построения геологических моделей «INGEOSMAP (iMAP®)» и Resource Modelling (RM®).

Отметим, что существует большой потенциал повышения эффективности совершенствования методических подходов к построению цифровых геологических моделей через наиболее полное вовлечение в анализ и комплексную интерпретацию геолого-геофизических данных на всех этапах и стадиях геологоразведочного процесса.

Для успешного и эффективного достижения задач поиска, разведки и разработки необходимо в практику работы специалистов внедрять методы комплексирования геолого-геофизической информации, адаптированные к конкретным геологическим условиям.

Дальнейшее развитие и совершенствование методических подходов при комплексировании геолого-геофизических данных возможно в направлении использования многомерности данных при обработке и интерпретации, больших массивов исторически накопленных данных (Big Data), современных достижений в области создания современных алгоритмов и математического аппарата обработки и интерпретации информации.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АРБ	аномальные разрезы баженовской свиты
АВПД	аномально высокое пластовое давление
АКЗ	аномальные кольцевые зоны
АВПоД	аномально высокое поровое давление
АК	акустический каротаж
АКЗ	аномальная кольцевая зона
АНПД	аномально низкое пластовое давление
а. о.	абсолютная отметка
АРБ	аномальный разрез баженовской свиты
АСЗ	аномалия сейсмической записи
БК	боковой каротаж
БС	баженовская свита
ВАК	акустический каротаж с регистрацией интервального времени и декремента затухания продольных, поперечных волн Стоунли
ВАК	Высшая аттестационная комиссия
ВИКИЗ	высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование
ВМСБ	воспроизводство минерально-сырьевой базы
ВНЗ	водонефтяная зона
ВНИГНИ	Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт
ВНК	водонефтяной контакт
ВСП	вертикальное сейсмопрофилирование
ВФП	высокий фильтрационный потенциал
ГВК	газоводяной контакт
ГГК	гамма-гамма каротаж
ГГКП	гамма-гамма плотностной каротаж
ГДИ	гидродинамические исследования
ГДИС	гидродинамические исследования в скважинах
ГДК-ОПК	гидродинамический каротаж - опробование пластов приборами на кабеле
ГЗН	главная зона нефтеобразования
ГИ	геологическое изучение
ГИС	геофизические исследования скважин
ГКЗ МПР	Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых министерства природных ресурсов
ГК-с	спектральный гамма-каротаж
ГРП	геологоразведочная партия
ГРР	геологоразведочные работы
ГСЗ	главная сдвиговая зона
ГФН	главная фаза нефтеобразования
ДНМЭ	дифференциально-нормированный метод электроразведки
ДЮК	доюрский комплекс
ИД	индикаторная диаграмма
ИК	индукционный каротаж
ИКС	инверсионные» кольцевые структурс
КДС	канально-дренажная среда
КВ	каверномер

КВ	кора выветривания
Кп	коэффициент пористости
Кпо	коэффициент открытой пористости
Кпр	коэффициента проницаемости
КПШ	калиево-полевой шпат
КС	метод кажущегося сопротивления стандартным зондом
МБК	микробоковой каротаж
МКЗ	микрокаротажное зондирование
МКВ	микрокаверномер
МОВ ОГТ	метод отраженной волны общей глубинной точки
МСБ	минерально-сырьевая база
МЭР	месячный эксплуатационный рапорт
ЛУ	лицензионный участок
НГБ	нефтегазоносный бассейн
НГГЗК	нефтегазоносный горизонт зоны контакта
НГК	нефтегазоносный комплекс
НГК	нейтронный гамма-каротаж
НГКМ	нефтегазоконденсатное месторождение
НГМП	нефтегазоматеринская порода
НГО	нефтегазоносная область
НГП	нефтегазоносная провинция
НГР	нефтегазоносный район
НВСП	направленное вертикально-сейсмическое профилирование
НИОКР	научно-исследовательская и конструкторская работа
НИР	научно-исследовательская работа
НКТ	насосно-компрессорные трубы
НПТ	нефтепроизводящая толща
НРФ	нераспределенный фонд недр
НФН	нераспределенный фонд недр
НФП	низкий фильтрационный потенциал
ОВ	органическое вещество
ОГ	отражающий горизонт
ОПЭ	опытно-промышленная эксплуатация
П	поровый коллектор
ПБС	подводная буксируемая система
ПГИ	промысловые геофизические исследования
ПДГТМ	постоянно действующая геолого-технологическая модель
ПЗТ	приближенная зона пласта
ПНГО	Приуральская нефтегазоносная область
ПО	программное обеспечение
ППД	повышенные пластовые давления
ППП	потенциально продуктивными прослои
ПРО	параметрическая развертка отражений
ПРП	Предпатомский региональный прогиб
ПС	метод потенциалов самопроизвольной поляризации
ПТ	порово-трещинный коллектор
ПТ	продуктивная толща
ПШ	полевой шпат
РК	радиоактивный каротаж
РОВ	рассеянное органическое вещество

РФН	распределенный фонд недр
СВД	современные вертикальные движения
СВПД	сверхвысокое пластовое давление
СГК	спектрометрический гамма-каротаж
СК	сейсмический комплекс
Скв.	скважина
СКО	средняя квадратическая ошибка
СМ	стадия нефтеизвлечения
Т	трещинный коллектор
ТЕР	Трансевразийский разлом
ТП	трещинно-поровый коллектор
ТПНГП	Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция
ТРИЗ	трудноизвлекаемые запасы
ТУ	тяжелые углеводороды
ТЭП	техничко-экономические предложения
УВ	углеводороды
УЗП	удаленная зона пласта
УР	Удмуртская Республика
УФ-облучение	ультра-фиолетовое облучение
УЭС	удельное электрическое сопротивление
ФГД	флюидогеодинамические процессы
ФЕС	фильтрационно-емкостные свойства
ХМАО	Ханты-Мансийский автономный округ
ЦКР	Центральная комиссия по разработке
ЧНЗ	чисто нефтяная зона
ЭТС	экспертно-технический совет
ЮКВ	Южно-Каспийская впадина
ЯМК	ядерно-магнитный каротаж
ЯНАО	Ямало-Ненецкий автономный округ
DD	Discrimination Degree
FMI	Formation Micro Imager

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ И ЛИТЕРАТУРЫ**А) Опубликованная**

1. Алексеев, А. Д. Природные резервуары нефти в отложениях баженовской свиты на западе Широкого Приобья. : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка горючих ископаемых» : Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. / Алексеев Алексей Дмитриевич; ИПНГ РАН. – Москва, 2009. – 25 с. – Место защиты : Моск. гос. ун-т им. М. В. Ломоносова – Текст : непосредственный.
2. Анализ влияния геологических и технологических факторов на появление «сухих» объектов при испытании пластов на месторождениях ОАО «Газпром» в Западной Сибири. / А. В. Ершов, А. А. Дорошенко (ст.), Н. М. Залетова [и др.]. // Сборник научных трудов ООО «ТюменНИИгипрогаз» / ООО «ТюменНИИ-гипрогаз». – Тюмень: Флат, 2011. – 224 с. – Текст : непосредственный – ISBN 978-5-901-434-215.
3. Анискович, Е. М. О некоторых проблемах методов мультифокусинга и общей отражающей поверхности часть 1. Идеология и математический формализм / Е. М. Анискович. – Текст : непосредственный // Технологии сейсморазведки. – 2010. – № 2. – С. 23-37.
4. Анискович, Е. М. О некоторых проблемах методов мультифокусинга и общей отражающей поверхности. Часть 2. накопление и скорости / Е. М. Анискович. – Текст : непосредственный // Технологии сейсморазведки. – 2010. – № 3. – С. 8-24.
5. Анискович, Е. М. Определение сейсмической скорости методом параметрической развертки отображений / Е. М. Анискович, В. В. Кондрашков. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2004. – Спец. выпуск. – С. 96-100.
6. Анискович, Е. М. О принципах накопления и определения скоростей, сравнение методов ОГТ, ДМО и ПРО / Е. М. Анискович, В. В. Кондрашков, А. И. Демущкин. – Текст : непосредственный // Технологии сейсморазведки. – 2005. – № 4. – С. 60-76.
7. Арутюнян, Р.М. Методика оценки подтверждаемости запасов нефти категории С₂ (на примере Западной Сибири) / Р. М. Арутюнян, В. И. Азаматов, Э. М. Халимов. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1992. – № 6. – С. 28 - 31.
8. Арье, А. Г. Обоснование возможности определения проницаемости пород по скорости прохождения сейсмических волн / А. С. Арье. – Текст : непосредственный. // Геология нефти и газа. – 1998. – № 2. – С. 24-28.
9. Атлас структур и текстур флюидно-эксплозивных пород / К. Э. Якобсон, А. П. Казак, Н. Н. Копылова [и др.]. Редактор: К. Э. Якобсон. // Санкт – Петербург, 2011. – 79 с. – Текст : непосредственный.

10. Атлас типовых моделей карбонатных резервуаров нефти и газа Европейской части России / Под ред. Н. К. Фортунатовой. – Москва : РЭФИА, 1999. – 193 с. – Текст : непосредственный.
11. Атласман, Ю. Е. Моделирование локальных геологических структур по вышезалегающим опорным горизонтам / Ю. Е. Атласман. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1991. – № 10. – С. 14-17.
12. Бабаянц, П. С. Изучение строения кристаллического основания платформенных областей по данным магниторазведки и гравиразведки / П. С. Бабаянц, Ю. И. Блох, А. А. Трусов. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2003. – № 6. – С. 55-58. – EDN SZEUOX.
13. Бабаянц, П. С. Современные аэрогеофизические технологии при изучении нефтегазоперспективных территорий: особенности методики и эффективность / П. С. Бабаянц, А. А. Трусов. – Текст : непосредственный // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей: материалы 45-сессии Международного семинара им. Д. Г. Успенского, Казань, 22-23 января 2018 года. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2018. – С. 90-92.
14. Бадьянов, В. А. Методы компьютерного моделирования в задачах нефтепромысловой геологии / В. А. Бадьянов. – Тюмень, 2011. – 183 с. – Текст : непосредственный.
15. Баженовская свита. Общий обзор, нерешенные проблемы / И. С. Афанасьев, Е. В. Гаврилова, Е. М. Бирун [и др.]. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». – 2010. – № 4. – С. 20-25.
16. Баженовский горизонт Западной Сибири : сборник трудов института геологии и геофизики / Ю. В. Брэдучан, А. В. Гольберт, Ф. Г. Гурари [и др.]. / Вып. 649.: Стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность. – Новосибирск: Наука, 1986. – 217 с. – Текст : непосредственный.
17. Балушкина, Н. С. Литофизическая типизация и нефтеносность пород баженовского горизонта в зоне сочленения Сургутского и Красноленинского сводов : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата геолого-минералогических наук / Балушкина Наталья Сергеевна; Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова. – Москва, 2011. – 27 с. – Библиогр.: с. 27. – Место защиты : Моск. гос. ун-т им. М. В. Ломоносова. Геологический факультет. – Текст : непосредственный.
18. Басин, Я. Н. Оценка подсчетных параметров газовых и нефтяных залежей в карбонатном разрезе по геофизическим данным / Я. Н. Басин, В. А. Новгородов, В. И. Петерсильс. – Москва : Недра, 1987. – 160 с. – Текст : непосредственный.

19. Бельтиков, Я. В. Перспективы промышленной нефтегазоносности залежи пласта ВН-III-V Ильбокичского ГКМ / Я. В. Бельтиков, А. А. Новикова. – Текст : непосредственный // Геологоразведка. Проблемы и пути их решения: Материалы I научно-практической конференции молодых ученых и специалистов. – Тюмень, 2017. – С. 55-57.
20. Бетехтин, А. Г. Курс минералогии : учебное пособие / А. Г. Бетехтин. – Москва : Государственное Издательство геологической литературы, 1951. – 543 с. – Текст : непосредственный.
21. Бжицких, Т. Г. Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа : учебное пособие / Т. Г. Бжицких. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 263 с. – Текст : непосредственный.
22. Билибин, С. И. Технология создания и сопровождения трехмерных цифровых геологических моделей нефтегазовых месторождений : специальность 25.00.10 «Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых» : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. / Билибин Святослав Игоревич ; ОАО «Центральная Геофизическая Экспедиция». – Москва, 2010. – 45 с. – Библиогр. – 43-46 с. – Место защиты: Российский государственный геологоразведочный ун-тет. – Текст : непосредственный.
23. Богущ, О. И. Палеозой юга Западно-Сибирской равнины / О. И. Богущ, В. С. Бочкарев, О. В. Юферев. – Новосибирск : Наука, 1975. – 52 с. – Текст : непосредственный.
24. Большаков, В. Д. Теория ошибок наблюдений / В. Д. Большаков. – Москва : Недра, 1983. – 223 с. – Текст : непосредственный.
25. Борисенко, З. Г. Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа / З. Г. Борисенко – Москва : Недра, 1980. - 206 с. – Текст : непосредственный.
26. Боркун, Ф. Я. Геолого-геофизические поисковые критерии залежей нефти в баженовской и абалакской свитах Западной Сибири II / Ф. Я. Боркун, Ю. А. Цимбалюк. // EAGE/EAGO/SEG International Geoscience Conferenc e&Exhibition. – Tyumen, Russia, 2-5 March 2009. – Текст : непосредственный.
27. Бородкин, В. Н. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности ачимовского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири / В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2015 – 300 с. – Текст : непосредственный.
28. Бородкин, В. Н. Характеристика элементов морской геологии на примере акваторий Баренцева и Карского морей: учебное пособие / В. Н. Бородкин, О. А. Смирнов, А. В. Лукашов. – Тюмень: Изд-во Вектор Бук, 2023. – 318 с. – Текст : непосредственный.
29. Бочкарев В. С. Докембрийские и палеозойские формации Западной Сибири : научное издание / В. С. Бочкарев, В. Г. Кривоножкин. – Текст : непосредственный // Тр. Ин-та геол.

и геофиз. СО АН СССР : Тектоника платформенных областей. – Москва : Наука, 1988. – С. 80-104.

30. Бугаец, А. Н. Математические методы при прогнозировании месторождений полезных ископаемых / А. Н. Бугаец, Л. Н. Дуденко. – Ленинград : Недра, 1976. – 270 с. – Текст : непосредственный.

31. Булыгин, Д. В. Геология и имитация разработки залежей нефти / Д. В. Булыгин, В. Я. Булыгин. – Москва : Недра, 1996. – 382 с. – Текст : непосредственный.

32. Викторин, В. Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей / В. Д. Викторин. – Москва : Недра, 1988. – 150 с. – Текст : непосредственный.

33. Вилесова, Л. А. Достоверность ресурсных оценок локальных объектов на территории Пермского края / Л. А. Вилесова, С. В. Макарова, А. В. Сюткин. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 2. – С. 11. – EDN OYQFKZ.

34. Влияние свойств горных пород на движение в них жидкостей / А. Бан, А. А. Богомолова, А. Ф. Максимов [и др.]. – Москва : Гостоптехиздат, 1962. – 275 с. – Текст : непосредственный.

35. Возможности комплексных аэрогеофизических съемок при создании геофизического обеспечения регионально-геологических и прогнозно-поисковых работ (сборник статей) / П.С. Бабаянц, В. А. Буш, В. М. Керцман [и др.]. // ЗАО «ГНПП Аэрогеофизика». Современные аэрогеофизические методы и технологии : Сб. науч. статей. – Москва, 2009. – Вып. 1. – Том 1. – 225 с. – Текст : непосредственный.

36. Волков, А. М. Информативность морфологических, историко-тектонических и литологических признаков при решении задач разделения поднятий на нефтеносные и водоносные. / А. М. Волков, В. К. Рыбак. – Текст : непосредственный // сб. : Нефть и газ Тюмени. – Тюмень, 1972. – Вып. 13. – С. 53-56.

37. Волков, А. М. Использование алгоритмов распознавания образов для разделения поднятий на газоносные и водоносные (на примере Березовского района Западной Сибири). / А. М. Волков. – Текст : непосредственный // Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1968. – вып. 18. – С. 33-57.

38. Волков, В. А. Районирование территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции по морфологии поверхности основания осадочного чехла / В. А. Волков, В. Н. Гончарова. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа-Югры. – Том 1 (Двадцатая научно-практическая

конференция); Под редакцией Шпильмана А. В., Волкова В. А. – Ханты-Мансийск, 2017. – С. 61-77.

39. Волкова, Т. П. Выявление локальных газоносных структур методом тренд-анализа / Т. П. Волкова, В. И. Алёхин, А. А. Силин. – Текст : непосредственный // Уголь Украины. – 2011. – № 5. – С. 33-36.

40. Волкова, К. Н. Методика и практический опыт стоимостной оценки запасов и ресурсов нефти и газа / К. Н. Волкова, А. А. Герт, Н. А. Супрунчик. – Новосибирск : Наука, 2007. – 384 с. – Текст : непосредственный.

41. Вопросы построения геологических моделей крупных месторождений на примере Арланского месторождения / О. А. Смирнов, Е. Н. Косухина, А. Н. Зайцев [и др.]. – Текст : электронный // Геомодель 2009 : EAGE: Материалы 5-й Международной научно-практической конференции по проблемам комплексной интерпретации геолого-геофизических данных при геологическом моделировании месторождений углеводородов. – Геленджик, 2009. – DOI: 10.3997/2214-4609.201404645.

42. Ворошилов, В. Г. Математическое моделирование в геологии: Учебное пособие. / В. Г. Ворошилов. – Томск: Изд. ТПУ, 2001. – 124 с. – Текст : непосредственный.

43. Временные методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях / А. И. Варламов, В. И. Петерсилье, В. И. Пороскун [и др.]. – Текст : непосредственный // Недропользование XXI век. – 2017. – № 4 – С. 102-115.

44. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазовой провинции // Недропользование XXI век. – 2017 – № 4(67). – С. 68-101. – Текст : непосредственный.

45. Выбор методики инверсионных преобразований при изучении сложнопостроенных резервуаров Восточной Сибири / О. А. Смирнов, Л. А. Задоев, А. Я. Стрекалов [и др.]. – Текст : электронный // Геомодель-2015 : Материалы 17-й Научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа. – Геленджик, 2015. – DOI: 10.3997/2214-4609.201414012.

46. Выбор методики инверсионных преобразований при изучении сложнопостроенных резервуаров Восточной Сибири / О. А. Смирнов, О. В. Феоктистова, А. Н. Зайцев [и др.]. – Текст : непосредственный // Сборник тезисов IV Балтийской школы-семинара «Петрофизическое моделирование осадочных пород». – Петергоф, 14-18. 09.2015. – С. 27-30.

47. Габриэлянц, Г. А. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений : учебник для высшей школы / Г. А. Габриэлянц. – Москва : Недра, 2000. – 587 с. – Текст : непосредственный.

48. Гаврилов, В. П. Возможные механизмы естественного восполнения запасов на нефтяных и газовых месторождениях / В. П. Гаврилов. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2008. – № 1. – С. 57-65.
49. Гайнаншин Р. Н. Оценка перспектив нефтегазоносности и выбор программы геологоразведочных работ на основе многовариантного геологического моделирования / Р. Н. Гайнаншин, С. Ф. Хафизов, В. Ю. Абрамов. – Текст : непосредственный // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2019. – № 3. – С. 12-16.
50. Галкин, В. И. Вероятностно-статистическая оценка нефтегазоносности локальных структур / В. И. Галкин, А. В. Растегаев, С. В. Галкин. — Екатеринбург: Изд-во УрО РАН, 2001. — 277 с. – Текст : непосредственный.
51. Галкин, В. И. Применение вероятностных моделей для локального прогноза нефтегазоносности / В. И. Галкин, Ю. А. Жуков, М. А. Шишкин. — Екатеринбург: Изд-во УрО РАН, 1990. — 108 с. – Текст : непосредственный.
52. Галкин, В. И. Районирование территории Пермского края по степени перспективности приобретения нефтяных участков недр / В. И. Галкин, С. И. Соловьев. – Текст : непосредственный // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. — 2015. — № 16. — С. 14-24.
53. Генеральное управление углеводородов (DGH) : официальный сайт. – Индия. – URL:<https://www.dghindia.gov.in/> (дата обращения: 12.08.2022). – Текст : электронный.
54. Геодинамическая модель доюрского основания - основа нефтегазогеологического районирования верхнедокембрийско-нижнетриасового структурного этажа Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / А. Г. Клец, В. А. Конторович, К. С. Иванов [и др.]. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО : Материалы конференции. – Ханты-Мансийск : Наука Сервис, 2007. – Т. 1. – С. 79-90.
55. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири / А. В. Ступакова, А. В. Соколов, Е. В. Соболева [и др.]. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2015. – № 2 – С. 63-76.
56. Геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности юрско-меловых отложений северной периклинали Уренгойского мегавала / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 3. – С. 4-18.
57. Геолого-геофизическая модель строения и перспектив нефтегазоносности палеозойского, триасового, юрского и неокомского комплексов зоны сочленения Ямальской, Гыданской и Надым-Пурской нефтегазоносных областей Западной Сибири по данным сейсморазведки 2D, 3D / Смирнов [и др.]. – Текст : непосредственный // EAGE. Геомодель 2021:

материалы 23-ей конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа. – Геленджик, 6-10 сентября 2021 г.

58. Геолого-геохимические предпосылки формирования нефтегазоносности подсолевых отложений северной бортовой зоны Прикаспийской впадины: научная монография. / К. О. Исказиев, В. А. Жемчугова, Н. Н. Косенкова [и др.]. – М: изд-во Красанд, 2020. – 220 с. – Текст : непосредственный.

59. Геохимия и генезис палеозойских нефтей Западной Сибири / А. Э. Конторович, В. П. Данилова, Е. А. Костырева, О. Ф. Стасова. – Текст : непосредственный // Геохимия. – 1998. – № 1. – С. 3-17.

60. Гилязова, С. М. Литология и вещественный состав палеозой-триасовых образований Южно-галяновского и Мытаяхинского участков Фроловского мегапрогиба среднего приобья в свете проблем нефтегазоносности бассейна / С. М. Гилязова, А. В. Сиднев. – Текст : непосредственный // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2009. – № 6. – С. 55-58. – EDN LDNUCF.

61. Гилязова, С. М. Особенности геологического строения и перспективы нефтеносности доюрского фундамента центральной части фроловской мегавпадины / С. М. Гилязова, Г. А. Куриленкова, А. В. Сиднев. – Текст : непосредственный // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2009. – № 3. – С. 123-125. – EDN LDNPTD.

62. Глубоководные осадочные системы: объёмные модели, основанные на 3D сейсморазведке и полевых наблюдениях / А. М. Никишин, О. А. Альмендингер, А. В. Митюков [и др.]. – Москва : МАКС Пресс, 2012. – 109 с. – Текст : непосредственный.

63. Гогоненков, Г. Н. Сдвиговые деформации в чехле Западно-Сибирской плиты и их роль при разведке и разработке месторождений нефти и газа / Г. Н. Гогоненков, А. И. Тимурзиев. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 3. – С. 384-400. – EDN MBBOFV.

64. Горная энциклопедия онлайн : официальный сайт. – 2022. – URL: <http://www.mining-enc.ru> (дата обращения : 12.08.2022). – Текст : электронный.

65. Гривко, И. Л. Алгоритм безэталонной классификации и количественного прогноза / И. Л. Гривко, М. Б. Лурье, О. А. Смирнов. – Текст : непосредственный // Геофизика. – Спецвыпуск. – 2004. – С. 28-31. – DOI:10.3997/2214-4609.201702306.

66. Губерман, Ш. А. Неформальный анализ данных в геологии и геофизике / Ш. А. Губерман. – Москва : Недра, 1987. – 261 с.

67. Денисов, С. Б. Построение детальных геологических моделей нефтяных месторождений / С. Б. Денисов. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 1998. – № 1. – С. 45-57.
68. Джавадова, А. С. Геохимия углеводородных флюидов Западного борта Южно-Каспийской впадины / А. С. Джавадова, Дж. Ринальди, А. А. Нариманов. – Текст : непосредственный // AAPG/ASPG Research Symposium «Oil and Gas Petroleum Systems in Rapidly Subsiding Basins». – Baku, 1996. – P. 28-29.
69. Диагональная сдвиговая система Западно-Сибирской геосинеклизы / В. С. Бочкарев, Б. В. Монастырев, И. И. Нестеров, Д. А. Огнев. – Текст : непосредственный // Проблемы тектоники и геодинамики земной коры и мантии : Материалы I Тектонического совещания, Москва, 30 января – 03 2018 года. – Москва: Издательство ГЕОС, 2018. –Том 1. – С. 64-67. – EDN XQRPZR.
70. Дифференциация запасов нефти в неоднородных коллекторах / М. А. Жданов, В. И. Азаматов, Е. П. Гудков, В. М. Гусев. – Москва : Недра, 1982. – 176 с. – Текст : непосредственный.
71. Дияшев, Р. Н. Совместная разработка нефтяных пластов / Р. Н. Дияшев. – Москва : Недра, 1984. – 208 с. – Текст : непосредственный.
72. Добрынин, В. М. Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений / В. М. Добрынин, В. А. Серебряков. – Москва : Недра. - 1978. – 232 с. – Текст : непосредственный.
73. Добрынин, В. М. Модель и основные параметры пластового резервуара баженовской свиты Салымского месторождения нефти / В. М. Добрынин, В. Г. Мартынов. – Текст : непосредственный. // Тр. ИГИРГИ : Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. – Москва : ИГИРГИ, 1980 – С. 26-27.
74. Доманикиты Сибири и их роль в нефтегазоносности : сборник науч. тр. Сиб. НИИ геологии, геофизики и минер. сырья / под редакцией Ф. Г. Гурари. – Новосибирск : СНИИГГИМС, 1982. – 138 с. – Текст : непосредственный.
75. Дьяконов, А. И. Теоретические основы и методы прогноза, поисков и разведки месторождений нефти и газа: учебник / А. И. Дьяконов, Б. А. Соколов, Ю. К. Бурлин. – Ухта : УГТУ, 2002. – 327 с. – Текст : непосредственный.
76. Дэвис, Дж. С. Статистический анализ данных в геологии / Дж. С. Дэвис. – Москва : Недра, 1990. – 426 с. – Текст : непосредственный.
77. Евсеев, Г. П. Перспективы нефтегазоносности севера Западно-Сибирской низменности / Г. П. Евсеев. – Текст : непосредственный // Труды ВНИГРИ. – Ленинград, 1963. – Вып. 225 – С. 286-300.

78. Жабрев, И. П. О планировании геологоразведочных работ на нефть и газ / И. П. Жабрев, В. И. Ермаков, М. Я. Зыкин [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1979. – № 2. – С. 2-7.
79. Завьялов, В. А. О применении тренд-анализа для учёта влияния поверхностных неоднородностей / В. А. Завьялов. – Текст : непосредственный // Технологии сейсморазведки. – 2009. – № 4. – С. 61-64.
80. Задоев, А. Н. Особенности этапов и стадий геологоразведочных работ при поисках, картировании и подготовке ловушек углеводородов на территории Среднего Приобья. /А. Н. Задоев, С. Г. Кузменков, В. Ф. Панов. – Текст : электронный // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2003. – № 10. – URL:<http://www.oilnews.ru/10-10/> (дата обращения : 12.08.2022).
81. Закревский, К. Е. Геологическое 3D моделирование / К. Е. Закревский. – Москва: ООО «ИПЦ Маска», 2009. – 376 с. – Текст : непосредственный.
82. Закревский, К. Е. Оценка качества 3D моделей / К. Е. Закревский, Д. М. Майсюк, В. Р Сыртланов – Москва: ООО «ИПЦ Маска», 2008. – 272 с. – Текст : непосредственный.
83. Запрягаев, А. П. Методические указания по прогнозу степени удароопасности участков массива горных пород, руд и угля по разделению керна на диски и выходу буровой мелочи / А. П. Запрягаев, А. В. Исаев. // НИИ горной механики и маркшейдерского дела ВНИМИ. – Ленинград, 1985. – 24 с. – Текст : непосредственный.
84. Зубков, М. Ю. Моделирование гидротермального воздействия на юрские отложения Западно-Сибирского осадочного бассейна (серия с H_2O и H_2O_2) / М. Ю. Зубков. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2020. – Т. 22. – № 4. – С. 30-40. – DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.30-40>.
85. Зубков, М. Ю. Прогноз трещиноватых коллекторов в отложениях баженовской и абалакской свит на основе результатов тектонофизического моделирования / М. Ю. Зубков, Я. А. Пормейстер, П. М. Бондаренко. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : материалы пятой научно-практической конференции. – Т. 1 – Ханты-Мансийск, 2002. – С. 244-253.
86. Ибрагимов, Р. М. Анализ изменения текущей компенсации на процесс разработки нефтяной залежи Сугмутского месторождения / Р. М. Ибрагимов, М. А. Альмухаметов, И. И. Шакирьянов. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2010. – № 1(33). – С. 46-48.
87. Иванов, К. П. Триасовая трапповая формация Урала / К. П. Иванов. – Москва : Наука, 1974. – 155 с. – Текст : непосредственный.

88. Иванов, В. В. Массообмен, углеводородообразование и фазовые переходы в осадочных бассейнах / В. В. Иванов, И. С. Гулиев. – Баку : Нафта-Пресс, 2002. – 108 с. – Текст : непосредственный.
89. Ивашко, С. В. Создание базы данных графической информации по региональным исследованиям на нефть и газ / С. В. Ивашко. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2001. – № 3. – С. 26-31.
90. Изотопно-геохимические критерии газоносности больших глубин севера Западной Сибири / Т. В. Карасева, В. И. Горбачев, Г. И. Титова, М. Г. Фрик. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 6. – С. 20-30.
91. Изучение флюидогеодинимических процессов в разрезе шельфа Баренцева и Карского морей по данным современной сейсморазведки 3D / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // EAGE. Тюмень-2021: Управление недрами как кросс-функциональный процесс : Материалы 7-ой научной конференция по разведке недр. – Тюмень. 2021, 22-26 марта. – С. 1-5.
92. Икон, Е. В. Геологоразведочные работы в ХМАО - Югре в период 2010-2020 гг. и их результаты / Е. В. Икон, М. П. Савранская, В. Г. Поповская. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири : Материалы XXV научно-практической конференции, Ханты-Мансийск, 23-26 ноября 2021 года / Под редакцией Э. А. Вторушиной, Е. Е. Оксенойд, С. А. Алёшина, Н. Н. Захарченко, Е. В. Олейник, Т. Н. Печёрина. – Ханты-Мансийск: Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа - Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана», 2022. – С. 30-42. – EDN RZLEIX.
93. Ильин, В. Д. Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов / В. Д. Ильин, Н. К. Фортунатова. – Москва : Недра, 1988. – 201 с. – Текст : непосредственный.
94. Индикаторы вертикальной миграции флюидов (углеводородов) в разрезе шельфа Баренцева и Карского морей по данным сейсморазведки 3D / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. В. Лукашов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 7 (331). – С. 23-32.
95. Индикаторы флюидодинамической модели формирования залежей углеводородов в разрезе шельфа Баренцева и Карского морей по данным сейсморазведки 3D / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Г. Плавник [и др.]. – Текст : непосредственный // EAGE. Углеводородный потенциал Дальнего Востока 2021 : Материалы конференции. – Южно-Сахалинск, 2021.
96. Инструкция по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ (при работах на

нефть и газ) / В. С. Киселев, Е. А. Козлов, Г. А. Захарова. – Москва : ВНИИГеофизика, 1984. – 39 с. – Текст : непосредственный.

97. Информационная система «ГИС- сейсморазведка» при детальном изучении строения нефтегазовых объектов / Е. А. Галаган, П. Г. Гильберштейн, Л. В. Кузнецова [и др.] – Москва : ВНИИГеоинформсистем, 1989. – 81 с. – Текст : непосредственный.

98. Исаев, Г. Д. Геология и тектоника палеозоя Западно-Сибирской плиты / Г. Д. Исаев. – Текст : непосредственный // Литосфера. – 2010. – № 4. – С. 52-68.

99. Исаев, Г. Д. Стратиграфия и геологическая модель палеозоя Новопортовского региона / Г. Д. Исаев. – Текст : непосредственный // Региональная геология и металлогения. – 2011. – № 46. – С. 37-43.

100. Использование сейсморазведки МОВ ОГТ 3D с целью подготовки ресурсной базы углеводородов предприятий ОАО «Газпром» в пределах Нерутинской впадины и сопредельных территорий севера Западной Сибири / О.А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 77-85.

101. Использование сейсморазведки МОГТ-3Д для косвенного подтверждения флюидомиграции углеводородов из баженовской свиты в нижнемеловые отложения Западной Сибири / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : электронный // Геомодель-2017 : EAGE : Материалы 19-ой конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа. – Геленджик, 11-14 сентября 2017. – С. 42854-42854.

102. Исследование промышленной значимости залежи нефти в отложениях баженовской свиты в Тюменской области / В. К. Федорцов, А. В. Тянь, В. Н. Несторов, Р. Г. Садыков. // Тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1980. – Вып. 162. – С. 3-21. – Текст : непосредственный.

103. История открытия залежи УВ на Апшеронском полуострове (Республика Азербайджан) / О. А. Смирнов, А. Н. Лунев, А. Н. Зайцев, А. Б. Охрименко. – Текст : непосредственный // Современные технологии нефтегазовой геофизики : Материалы Международной научно-практической конференции. – Тюмень, 18-19 мая 2017.

104. Каледа, Г. А. Динамика взаимосвязи литогенеза и тектогенеза / Г. А. Каледа. – Текст : непосредственный // Материалы 27-го Международного геологического конгресса. – Секция С.04 : Литология (осадочные породы). – Москва : Наука, 4-14 августа 1984. – Т. 4. – С. 92-98.

105. Калмыков, Г. А. Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала / Г. А. Калмыков, Н. С. Балущкина. – Москва : ГЕОС, 2017. – 247 с. – Текст : непосредственный.

106. Калмыков, Г. А. Строение баженовского нефтегазонасного комплекса как основа прогноза дифференцированной нефтепродуктивности : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геол-минер. наук / Калмыков Георгий Александрович; Московский государственный университет имени М. В. Ломоносова. – Москва. 2016. – 50 с. – URL: http://istina.msu.ru/media/dissertations/dissertation/75d/faf/22224192/Dissertatsiya_Kalmyikov.pdf (дата обращения : 12.08.2022) – Текст : электронный.

107. Камалетдинов, М. А. Перспективы нефтегазонасности Магнитогорского синклиория / М. А. Камалетдинов, Р. А. Камалетдинов, Н. А. Зуфарова. – Текст : непосредственный // Итоги геологоразведочных работ на нефть и газ в Башкирии за 1971-1973 годы и меры по повышению их эффективности : Материалы совещания. – Уфа, 1974, 16-18 апр.

108. Карасева, Т. В. Особенности изотопного состава углерода газов глубокопогруженных отложений / Т. В. Карасева, Г. И. Титова. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 7. – С. 39-42. – EDN SGYWBX.

109. К вопросу выделения зон-коллекторов в отложениях баженовской свиты Западной Сибири / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 4(340). – С. 4-13. – DOI: 10.30713/2413-5011-2020-4(340)-4-13.

110. К вопросу изучения процесса фильтрации в низкопроницаемых коллекторах / П. К. Коносавский, А. С. Черушникова, А. В. Тудвачев [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № август. – С. 44-48.

111. К вопросу истории геологического развития Южно-Карской синеклизы акватории Карского моря по данным сейсморазведки 2D, 3D / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, В. Н. Плавник [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 2(362). – С. 27-34. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-2(362)-27-34.

112. К вопросу прогноза зон аномально высоких пластовых давлений в разрезе Баренцево-Карского шельфа с учетом данных бурения и сейсморазведки / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 4(328). – С. 12-19. – DOI 10.30713/2413-5011-2019-4(328)-12-19.

113. Киркин, Э. В. О возможной нефтегазоносности Тагильско-Магнитогорского прогиба / Э. В. Киркин, В. М. Проворов, Н. Е. Соснин. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1997. – № 6. – С. 10-15.
114. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Нормативно-методическая документация / ред. А. Н. Шабанов. – Москва : ЕСОЭН, 2016. – 320 с. – Текст : непосредственный.
115. Клубова, Т. Т. Глинистые коллекторы нефти и газа / Т. Т. Клубова. – Москва : Недра, 1988. – 155 с. – Текст : непосредственный.
116. Ковешников, А. Е. Вторично-катагенетические преобразования доюрских пород Западно-Сибирской геосинеклизы / А. Е. Ковешников, Н. М. Недоливко. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 82-86.
117. Ковешников, А. Е. Ловушки нефти и газа в доюрских отложениях Западно-Сибирской геосинеклизы (Томская область) / А. Е. Ковешников. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319. – № 1. – С. 152–155.
118. Ковешников, А. Е. Резервуары нефти и газа в доюрских образованиях Западно-Сибирской геосинеклизы / А. Е. Ковешников. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319. – № 1. – С. 147–151.
119. Кожевников, Д. А. Макроописание остаточной водонасыщенности / Д. А. Кожевников, К. В. Коваленко. – Текст : непосредственный // Геофизика, 2001. – № 4. – С. 38-48.
120. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири / Т. В. Дорофеева, С. Г. Краснов, Б. А. Лебедев [и др.]; Под редакцией Т. В. Дорофеевой. – Ленинград : Недра, 1983. – 131 с. – Текст : непосредственный.
121. Коллинз, Р. Течение жидкостей через пористые материалы / Р. Коллинз. – Москва : Мир, 1964. – 350 с. – Текст : непосредственный.
122. Кондрашков, В. В. Возможности миграции ПРО (Параметрической Развертки Отображений) для дислоцированных неоднородных сред / В. В. Кондрашков, И. М. Мраморова. – Текст : непосредственный // «Геомодель-2018». EAGE : Сборник тезисов 20-й научно-практической конференция. – 2018. – С. 1-5.
123. Контарович, Р. С. Аэрогеофизические методы и технологии при изучении объектов нефтегазового комплекса / Р. С. Контарович, П. С. Бабаянц, Ю. И. Блох. – Текст : непосредственный // Технологии ТЭК. – 2003. – № 2. – С. 19-27.

124. Конторович, А. Э. глобальные проблемы нефти и газа и новая парадигма развития нефтегазового комплекса России / А. Э. Конторович. – Текст : непосредственный // Наука из первых рук. – 2016. – № 1 (67). – С.
125. Конторович, А. Э. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузиковско-Чижайской зоны нефтегазонакопления) / А. Э. Конторович. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2007. – Т. 48. – № 5. – С. 538–547.
126. Коровина, Т. А. Особенности состава, физико- химических свойств и емкостных характеристик битуминозных аргиллитов / Т. А. Коровина, И. П. Федорцов, Е. П. Кропотова. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 9. – С. 22-25.
127. Косвенное подтверждение различных гипотез нефтегазообразования по данным сейсморазведки 3Д в пределах Западной Сибири / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : электронный // Тюмень-2019. EAGE : Материалы шестой научно-практической конференции. – Тюмень, 25-29 марта 2019.
128. Краснов, С. Г. О влиянии интрузий в фундаменте Западно-Сибирской плиты на нефтеносность баженской свиты / С. Г. Краснов, М. Д. Хуторской. – Текст : непосредственный // Доклады АН СССР. – Текст : непосредственный. 1978. – Т. 243. – № 4. – С. 995-997.
129. Красноярова, Н. А. Условия осадконакопления и особенности состава рассеянного органического вещества пород нижней юры – палеозоя Арчинской площади (юго-восток Западной Сибири) / Н. А. Красноярова, Д. Ю. Чиркова, О. В. Серебренникова. – Текст : непосредственный // Вестник Томского государственного университета. – 2014. – № 388. – С. 235–245.
130. Крикунов, А. И. Результаты литологических и промыслово-геофизических исследований пород хамакинского продуктивного горизонта на Чайдинском месторождении / А. И. Крикунов, Л. А. Рыжова, Н. Ю. Канунникова. – Текст : непосредственный // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов : Научно-технический сборник «Вести газовой науки» (часть 1). – Москва : Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – № 1 (6). – С. 146-161.
131. Кузнецов, В. Г. Природные резервуары нефти и газа карбонатных отложений / В. Г. Кузнецов. – Москва : Недра, 1982. – 240 с. – Текст : непосредственный.
132. Кунин, Н. Я. Подготовка структур к глубокому бурению для поисков залежей нефти и газа. / Н. Я. Кунин. – Москва : Недра, 1981. – 304 с. – Текст : непосредственный.
133. Курчиков, А. Р. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности юрского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири / А. Р. Курчиков, В. Н. Бородкин. –

Новосибирск : Сибирское отделение РАН, 2016. – 140 с. – Текст : непосредственный – ISBN 978-5-7692-1409-7. – EDN VHPWER.

134. Курышева, Н. К. Прогноз перспектив нефтегазоносности доюрских образований Западной Сибири на основе комплексной интерпретации материалов сейсморазведки и бурения / Н. К. Курышева. – Текст : непосредственный // Технологии сейсморазведки. – 2004. – Том 02. – С. 113-116.

135. Латыпов, И. Д. Геомеханические исследования баженовской свиты / И. Д. Латыпов, Р. А. Исламов, Д. Д. Сулейманов. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – № 2(31). – С. 20-24.

136. Левянт, В. Б. Методические рекомендации по применению пространственной сейсморазведки 3Д на разных этапах геологоразведочных работ на нефть и газ / В. Б. Левянт. – Москва : МПР РФ, 2000. – 65 с. – Текст : непосредственный.

137. Литологическая характеристика, текстурные особенности пород-коллекторов и физико-химический состав флюидных систем берриас-нижнеаптских отложений северных районов Западной Сибири: учебное пособие / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2014. – 132 с. – Текст : непосредственный.

138. Литогенетическая детализация нефтегазоносных ловушек / А. А. Епифанов, В. М. Лахнюк, Г. И. Овсенко, Б. Г. Парахин. // Серия : Регион. и морская геофизика : геофиз. методы поисков и разведки месторождений полез. ископаемых. Обзор. информ. ВНИИ экономики минер. сырья и геол.-развед. работ. – Москва : ВИЭМС, 1990. – 52 с. – Текст : непосредственный.

139. Литогеохимические особенности пород с аномальной окраской в разрезах абалакской свиты и вогулкинской толщи Даниловского грабена (Шаимский НГР, Западная Сибирь) / Ю. Н. Федоров, А. В. Маслов, Г. А. Мизенс [и др.]. – Текст : непосредственный // Литосфера. – 2011. – № 1. – С. 61-71.

140. Литология и нефтегазоносность карбонатных отложений: сборник тезисов / Отв. ред. Н. П. Юшкин. // Материалы Второго Всероссийского литологического совещания и Восьмого Всероссийского симпозиума по ископаемым кораллам и рифам. – Институт геологии Коми научного центра УрО РАН. – Сыктывкар: Геопринт, 2001 – 262 с. – Текст : непосредственный.

141. Литология, органическая геохимия и условия формирования основных типов пород баженовской свиты / А. Э. Конторович, В. И. Меленевский, Ю. Н. Занин [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 1998. – Т. 39. – № 11. – С. 1477-1491.

142. Локальный прогноз залежей нефти баженовской свиты : сборник трудов Всесоюз. нефт. н.-и. геол.-развед. ин-та / Т. В. Дорофеева [и др.]. – Москва : Недра, 1992. – 139 с. – Текст : непосредственный.
143. Лукьянов, Э. Е. Новая технология определения характера насыщения пластов-коллекторов по данным газового каротажа / Э. Е. Лукьянов. – Текст : непосредственный // Каротажник. – 2008. – № 8(173). – С. 75-104. – EDN KDMOFP.
144. Машкович, К. А. Методика поисков и разведки нефти и газа. / К. А. Машкович. – Гостоптехиздат, 1961. – 244 с. – Текст : непосредственный.
145. Машкович, К. А. Открытие нефтяной залежи по карте схождения / К. А. Машкович. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1956. – № 1. – С. 44-49.
146. Мезозойско-кайнозойский магматизм шельфа Баренцева моря / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 4(352). – С. 24-33. – DOI: 10.33285/2413-5011-2021-4(352)-24-33.
147. Мелик-Пашаев, В. С. Геология, разведка и разработка нефтяных месторождений / В. С. Мелик-Пашаев. – Москва : Недра, 1979. – 334 с. – Текст : непосредственный.
148. Метан / Ф. А. Алексеев, Г. И. Войтов, В. С. Лебедев, З. С. Несмелова. – М.: Недра, 1978. – 310 с. – Текст : непосредственный.
149. Методика выявления и опоскования новых нефтегазоперспективных ловушек в Карабашской перспективной зоне Западной Сибири / О. А. Смирнов, Н. М. Шестакова, А. В. Лукашов, А. С. Недосекин. – Текст : электронный // Геомодель 2016 : Региональная сессия. Западная Сибирь : Материалы 18-й Научно-практической конференции. – Тюмень, 2016. – DOI: 10.3997/2214-4609.201602203.
150. Методика построения геологических моделей залежей углеводородов на этапе разведки и доразведки / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. В. Лукашов, А. Г. Плавник. – Текст : непосредственный – Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2023. – № – С.
151. Методика структурно-тектонического районирования мелового комплекса территории сочленения Ямальской, Гыданской и Надым-Пурской нефтегазоносных областей Западной Сибири / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Г. Плавник [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022 – № 4(364). – С. 5-10. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-4(364)-5-10.
152. Методический подход при построении геологических моделей залежей углеводородов среднеюрских отложений Западной Сибири в условиях аномально высоких пластовых давлений / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. В. Лукашов [и др.]. – Текст :

непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № . 2 – С. 5-15.

153. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа: методические рекомендации. (Согласованы с ГКЗ МПР России) / В. Б. Левянт, Ю. П. Ампилов, О. А. Смирнов [и др.]. – Москва : МПР РФ, ОАО «ЦГЭ», 2006. – 66 с. – Текст : непосредственный.

154. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа. Арсенал современных технологий детальной сейсморазведки : методические рекомендации. Согласованы с ГКЗ МПР России / Б. В. Левянт, И. Ю. Хромова, О. А. Смирнов [и др.]. – Москва : Роснедра, 2010. – 249 с. – Текст : непосредственный.

155. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. – Москва-Тверь, 2003. – 258 с. – Текст : непосредственный.

156. Методическое руководство по картированию литолого-структурных ловушек в отложениях мегионской свиты (неоком) по материалам МОВ ОГТ / В. Г. Смирнов, А. Л. Наумов, И. Л. Цибулин. – Тюмень : Мингео РСФСР. Главтюменьгеология, 1980. – 17 с. – Текст : непосредственный.

157. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений : РД 153-39.0-109-01. / Р. Г. Шагиев [и др.]. – Москва, 2002. – 76 с. – Текст : непосредственный.

158. Методические указания по поискам и разведке мелких месторождений нефти (до 1 млн т.) и газа (до 3 млрд м³) / Миннефтепром СССР. – Москва, 1988. – 56 с. – Текст : непосредственный.

159. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Часть 1. Геологические модели) / А. Г. Авербух, С. И. Билибин, Д. Н. Болотник [и др.]. – Москва : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 164 с. – Текст : непосредственный.

160. Методы ускоренной разведки месторождений нефти и газа / А. А. Епифанов, Н. И. Марухняк, Б. Г. Парахин, И. А. Капканщикова. – Москва: Наука, 1982. – 108 с. – Текст : непосредственный.

161. Методы оценки перспектив нефтегазоносности баженовской и абалакской свит Западной Сибири / М. Ю. Зубков, С. А. Скрылев, П. М. Бондаренко [и др.]. – Текст :

непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : Материалы международной научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 1999. – С. 206-222.

162. Модель коллектора и выделение перспективных зон в интервале отложений хамакинского продуктивного горизонта Сибирской платформы / О. А. Смирнов, А. В. Лукашов, А. В. Погрецкий [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 3(339). – С. 4-12. – DOI: 10.30713/2413-5011-2020-3(339)-4-12.

163. Модель формирования осадочного чехла Верхневиллючанского лицензионного участка по данным сейсморазведки МОВ ОГТ-3Д / О. А. Смирнов, В. Н. Бородин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 6. – С. 18-24.

164. Москвин, В. И. Источники нефти в залежах Шаимского нефтегазоносного района Западной Сибири / В. И. Москвин, В. П. Данилова, Е. А. Костырева. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. № 6. – С. 730-741.

165. Мраморова, И. М. Методика применения миграции ПРО (параметрической развертки отражений) в сложных геологических условиях : специальность 25.00.10 «Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых (техн. науки)» : Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Мраморова Ирина Михайловна. – Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова. – Москва, 2020. – 123 с. – Библиогр. – С. 112-123. – Текст : непосредственный.

166. Муслимов, Р. Х. Использование опыта рационального освоения углеводородных ресурсов недр в новой парадигме академика А. Э. Конторовича – развитие нефтегазового комплекса России. – Текст : непосредственный / Р. Х. Муслимов // Георесурсы. – Спецвыпуск. – 2020. – С. 5-9.

167. Мустаев, Р. Н. Условия формирования и прогноз нефтегазоносности западного борта Южно-Каспийской впадины: 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : автореф. дис. на соискание ученой степени канд. геол.-минерал. наук. / Мустаев, Рустам Наильевич – Москва, 2013. – 26 с. – Место защиты: Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И. М. Губкина – Текст : непосредственный.

168. Нариманов, А. А. Концепция формирования месторождений нефти и газа Южно-Каспийского бассейна / А. А. Нариманов. – Текст : непосредственный // Геолог Азербайджана. – 2006. – № 11. – С. 3-18.

169. Нариманов, А. А. Прогнозирование фазового состояния УВ в пределах Южного Каспия на основе температурных данных / А. А. Нариманов. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1987. – № 2. – С. 34-37.

170. Нариманов, А. А. Происхождение и распределение углеводородов в Южно-Каспийском бассейне, Азербайджанская Республика / А. А. Нариманов., М. А. Абрамс. – Текст : непосредственный // AAPG / ASPG Research symposium «Oil and Gas Petroleum Systems in Rapidly Subsiding Basins». – Баку, 1996. – С. 45.
171. Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана : официальный сайт. – Ханты-Мансийск. - <https://www.crru.ru> (дата обращения 12.08.2022). – Текст : электронный.
172. Нежданов, А. А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных: курс лекций для студентов специальностей 080400 «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых» и 080500 «Геология нефти и газа». / А. А. Нежданов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. – 133 с. – Текст : непосредственный.
173. Нежданов, А. А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных : курс лекций / А. А. Нежданов. – Тюмень : ТИУ, 2017. – 171 с. – Текст : непосредственный.
174. Нежданов, А. А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геол.-мин. наук / Нежданов, Алексей Алексеевич. – Тюмен. гос. нефтегаз. ун-т. – Тюмень, 2004. – 43 с. – Место защиты : ТюмГНГУ. – Текст : непосредственный.
175. Немова, В. Д. Условия формирования коллекторов в отложениях баженковского горизонта в районе сочленения Красноленинского свода и Фроловской мегавпадины / В. Д. Немова. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. - Т. 7. – № 2. – С. 14.
176. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западной Сибири / А. Э. Конторович, Н. М. Бабина, Л. И. Богородская [и др.]. – Ленинград : Недра, 1967. – 223 с. – Текст : непосредственный.
177. Никонов, Н. И. Рациональный комплекс поисково-разведочных работ на нефть и газ : курс лекций / Н. И. Никонов. – Ухта: УГТУ, 2006. – 312 с. – Текст : непосредственный.
178. Новейшая тектоника и ее связь с нефтегазоносностью Баренцево-Карского шельфа / О. А. Смирнов, А. В. Лукашов, А. С. Недосекин, В. Н. Бородкин. – Текст : непосредственный // Состояние и использование ресурсной базы углеводородного сырья Западной Сибири : Материалы третьей научно-технической конференции ФГУП «ЗапСибНИИГГ». – Тюмень, 2017. – С. 44-48.

179. Новейшая тектоника и ее связь с нефтегазоносностью Баренцево-Карского шельфа / О. А. Смирнов, А. В. Лукашов, А. С. Недосекин, В. Н. Бородкин. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2018.
180. Новоселицкий, В. М. К теории определения изменения плотности в горизонтальном пласте по аномалиям силы тяжести / В. М. Новоселицкий. – Текст : непосредственный // Известия АН СССР. Сер. Физика Земли. – 1965. – № 5. – С. 25-32.
181. Новые данные о перспективах нефтегазоносности Баренцево-Карского шельфа России в связи с переобработкой данных сейсморазведки / О. А. Смирнов, Е. Н. Фирстаева, С. Г. Крекнин [и др.]. – Текст : электронный // Геомодель 2014 : EAGE : Материалы 16-й научно-практической конференции. – Геленджик, 2014. – DOI: 10.3997/2214-4609.20142205.
182. Обзор результатов разработки баженовской свиты в связи с ее геологическим строением и пластовыми условиями (на примере Средне-Назымского и Салымского месторождений) / В. Д. Немова, И. В. Панченко, В. С. Ильин, М. Е. Смирнова. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 1. – С. 38-44.
183. Обоснование наклонных водо-нефтяных контактов залежей углеводородов отложений верхней юры месторождений Томской области / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. В. Лукашов [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестник Томского политехнического университета. – 2023. – № 6. – С.
184. Обоснование направлений поисково-разведочных работ в пределах юго-восточной части Нижнепурского мегавала / О. А. Смирнов, А. Р. Курчиков, В. Н. Бородкин, А. С. Недосекин. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 6. – С. 4-12.
185. Обоснование постановки поисково-оценочных работ в акватории Карского моря по результатам площадных сейсморазведочных работ / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Фундаментальный базис и инновационные технологии поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России : сборник тезисов докладов конференции, Москва, 24-25 марта 2016 года. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, 2016. – С. 6-10. – EDN WAUBQF.
186. Обоснование типа коллектора нефтяной залежи основного горизонта Марковского месторождения Восточной Сибири по комплексу геолого-геофизических данных / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 3. – С.

187. Овечкина, В. Ю. Сейсмогеологический мониторинг бурения. Примеры комплексного подхода к анализу данных для оптимизации разработки / В. Ю. Овечкина, Р. Р. Рафиков. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2017. – № 4. – С. 62-68.

188. Олейник, Е. В. Перспективы поисковых работ в нераспределенном фонде недр ХМАО – Югры / Е. В. Олейник, Е. В. Икон, Н. Л. Попова. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири : Материалы XXV научно-практической конференции, Ханты-Мансийск, 23-26 ноября 2021 года / Под редакцией Э. А. Вторушиной, Е. Е. Оксенойд, С. А. Алёшина, Н. Н. Захарченко [и др.]. – Ханты-Мансийск: Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана», 2022. – 592 с. – Текст : непосредственный. – ISBN 978-5-6046786-1-9. – EDN OCPDHU.

189. О петрофизическом измерении нетрадиционных коллекторов / О. А. Смирнов, Б. Н. Еникеев, В. В. Колесов [и др.]. – Текст : непосредственный // Нетрадиционные ресурсы углеводородов: распространение, генезис, прогнозы, перспективы освоения : Материалы Всероссийской конференции с международным участием ГЕОС-2013. – Москва, 2013. – С. 59-62.

190. Определение граничных значений проницаемости и пористости терригенных коллекторов петрофизическими и геофизическими методами / В. Ф. Козяр, В. И. Дузин, В. Г. Драцов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1987. – № 2. – С. 11-17.

191. Опыт разработки и использования петрофизического программного обеспечения для поддержки количественной интерпретации сложных коллекторов / О. А. Смирнов, Б. Н. Еникеев, А. Б. Охрименко [и др.]. – Текст : непосредственный // Каротажник. – 2014. – № 1(235). – С. 75-87.

192. Осипов, В. И. Микроструктура глинистых пород / В. И. Осипов, В. Н. Соколов, Н. А. Румянцева. – Москва : Недр, 1989. – 211 с. – Текст : непосредственный.

193. Основные направления нефтепоисковых работ в Башкирии на 1972-й и последующие годы: Тр. ВНИГНИ / Э. М. Халимов, А. Д. Надежкин, А. Я. Виссарионова, Р. А. Камалетдинов. – Пермь : ВНИГНИ, 1973. – Вып. 123. – С. 44-51. – Текст : непосредственный.

194. Особенности геологического строения и разработки месторождений Шаимского нефтегазоносного района / В. И. Москвин, В. П. Данилова, Е. А. Костырева [и др.]. – Текст : непосредственный // Сборник научных статей, посвященный добыче 200-миллионной тонны нефти на месторождениях ТПП «Урайнефтегаз» ООО «Лукойл-Западная Сибирь». – Урай-Тюмень, 2002. – 317 с.

195. Особенности геологического развития и современного строения Предновоземельской зоны дислокации по данным сейсморазведки 3D / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. В. Лукашов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 1(337). – С. 4-9. – DOI: 10.30713/2413-5011-2020-1(337)-4-9.

196. Особенности геологического строения Нижнеангарского самостоятельного нефтегазоносного района // Н. В. Мельников, Е. В. Смирнов, В. Г. Худорожков, Е. С. Носкова. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири. – 2012. – № 4(12). – С. 46-53.

197. Особенности подсчета запасов нефти в баженовских отложениях Западной Сибири / Сборник научных трудов СибНИИМП. – Тюмень: СибНИИМП, 1985. – 143 с. – Текст : непосредственный.

198. Отображение моделей формирования залежей углеводородов на сейсмических образах по различным стратиграфическим срезам в пределах Баренцево-Карского шельфа и Западной Сибири / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 6(342). – С. 4-18. – DOI: 10.30713/2413-5011-2020-6(342)-4-18.

199. Отображение флюидодинамической модели формирования залежей углеводородов по данным сейсморазведки 2Д, 3Д на примере акватории Баренцева и Карского морей / О. А. Смирнов, А. В. Лукашов, А. С. Недосекин [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 1. – С. 17-28.

200. От сейсмической трассы к параметрам пластов – какой путь выбрать? / О. А. Смирнов, В. В. Колесов, Г. А. Захарова [и др.]. – Текст : непосредственный // Технологии сейсморазведки. – 2006. – № 4. – С. 64-68.

201. Отчет о результатах экспертно-аналитического мероприятия «Анализ воспроизводства минерально-сырьевой базы Российской Федерации в 2015-2019 годах». / Счетная палата Российской Федерации. – 2020. – 51 с. – Текст : непосредственный.

202. Оценка перспектив нефтегазоносности акватории Карского моря по данным площадных сейсморазведочных работ 2D / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геомодель 2016 : Материалы 18-ой Международной научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа. – Геленджик, 12-15 сентября 2016. – С. 165-170. – DOI: 10.3997/2214-4609.201602240.

203. Оценка перспектив нефтегазоносности акватории Карского моря по результатам сейсморазведки МОГТ-3Д / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала

Западной Сибири : Сборник докладов Международной академической конференции. – Тюмень, 2017. – С. 59-66.

204. Оценка перспектив нефтегазоносности Ленинградского лицензионного участка акватории Карского моря на базе сейсморазведки МОГТ-3D / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 4. – С. 18-24.

205. Оценка перспектив нефтегазоносности шельфа Баренцева моря по результатам сейсморазведки МОГТ-3Д / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири : Сборник докладов Международной академической конференции. – ТИУ. – Тюмень, 2017. – С. 37-44.

206. Палеогеоморфологическая, палеогеографическая и сейсмо-электрофациальная характеристики юрских отложений Западной Сибири / В. Н. Бородкин, О. А. Смирнов, А. В. Лукашов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022 - № 5(365). – С. 18-31. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-5(365)-18-31.

207. Палеозойский карбонатный комплекс – перспективный объект поисков залежей УВ на Ямале / С. П. Максимов, М. В. Самолетов, Н. Н. Немченко [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1987. – № 10. – С. 30-36.

208. Пат. 2797763 С1 Российская Федерация, МПК G01V9/00, G01V99/00, E21B47/06. Способ учета аномально высокого пластового давления при построении геологических моделей залежей углеводородов : № 2022126666 ; заявл. 13.10.22 ; опубл. 08.06.23, Бюл. № 16. / О. А. Смирнов, А. В. Лукашов; заявитель и патентообладатель Смирнов О. А. – Текст : непосредственный.

209. Песчаные кластические интрузии. / Э. Браччини, Вице де Бур, Эндрю Херст [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое обозрение. – 2008. – С. 38-57.

210. Петрофизические аспекты интерпретации отложений баженовской свиты / О. А. Смирнов, Б. Н. Еникеев, О. М. Сусанина [и др.]. – Текст : электронный // EAGE. Санкт-Петербург 2014 : Геонауки-инвестиции в будущее : Материалы 6-й Международной геолого-геофизической конференции и выставки. – Санкт-Петербург, 2014. – DOI: 10.3997/2214-4609.20140230.

211. Петрографический Кодекс России: магматические, метаморфические, метасоматические, импактные образования / Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Федеральное агентство по недропользованию, Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А. П. Карпинского, Межведомственный

петрографический комитет, Российская академия наук, Отделение наук о земле. – 3-е издание, исправленное и дополненное. – Санкт-Петербург : Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А. П. Карпинского, 2009. – 198 с. – Текст : непосредственный. – ISBN 978-5-93761-130-7. – EDN QKIMUD.

212. Повышение достоверности геологической информации. Система геологического изучения недр / И. В. Шпуров, Т. А. Коровина, Е. А. Романов, В. В. Шиманский. – Текст : непосредственный // Недропользование XXI. – 2018. – № 5 (75).

213. Повышение достоверности прогнозирования нефтегазоносности геолого-геофизическими методами / Ю. Б. Кравченко, Г. И. Овсеенко, В. М. Лахнюк [и др.]. // Серия : Разведочная геофизика: Обзор. информ. /ВНИИ экон. минер. сырья и геол.-развед.работ. – Москва : ВИЭМС, 1989. – Вып. 16. – 62 с. – Текст : непосредственный.

214. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов: Справочник / И. Д. Амелин, В. А. Бадьянов, Б. Ю. Вендельштейн [и др.]: под ред. В. В. Стасенкова, И. С. Гутмана. – Москва : Недра, 1989. – 270 с. – Текст : непосредственный.

215. Подтверждение генетической модели флюидомиграции углеводородов из баженовской свиты в нижнемеловые отложения Западной Сибири на базе сейсморазведки МОВ ОГТ-3Д / О. А. Смирнов, А. Р. Курчиков, В. Н. Бородкин [и др.]. – Текст : непосредственный // Интерэкспо Гео-Сибирь-2016 : Сборник материалов XII Международного научного конгресса. – Новосибирск : СГУГ иТ, 18-22 апреля 2016. – Т. 1. – № 1. – С. 83-87.

216. Поиск пропущенных продуктивных залежей на примере Самотлорского месторождения / М. Л. Бабаев, Е. В. Смирнова, И. В. Савченко [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 3(339). – С. 61-68.

217. Полетаев А. В. Изотопный состав углеводородных газов Южно-Каспийской впадины в связи с их генезисом и поиском глубокозалегающих залежей нефти и газа : автореферат диссертации на соискание ученой степени к. г.-м. н. : специальность 25.00.12 / Полетаев Александр Владимирович; Нац. акад. наук Азербайджана, Ин-т геологии. – Баку, 2007. – 20 с. : ил. ; 20 см. – Библиогр.: С. 17-18. – Текст : непосредственный.

218. Полетаев, А. В. Изотопный состав углеводородных газов Южно-Каспийской впадины / А. В. Полетаев. – Текст : непосредственный // Сейсмогеология Азербайджана. – 2010. – № 17.

219. Построение литолого-фациальных моделей верхнеюрских залежей по данным сейсморазведки и ГИС (результаты проверки бурением) / О. А. Смирнов, Г. А. Захарова,

С. А. Курдин [и др.]. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Материалы восьмой научно-практической конференции. – Тюмень, 2005. – С. 155-161.

220. Построение трехмерной геологической модели сирачойского карбонатного резервуара / О. А. Смирнов, В. П. Федорова, Б. Н. Еникеев [и др.]. – Текст : электронный // EAGE : Материалы Международной конференции. – Тюмень, 2-5 марта 2009. – DOI: 10.3997/2214-4609.201405377.

221. Прасолов, Э. М. Изотопная геохимия и происхождение природных газов / Э. М. Прасолов. – Ленинград : Недра, 1990. – 281 с. – Текст : непосредственный.

222. Прасолов, Э. М. Мантийная и коровая составляющие в газах залежей нефти и газа / Э. М. Прасолов. – Текст : непосредственный // Условия нефтегазообразования на больших глубинах. – Москва : Наука, 1988. – С. 207-213.

223. Приказ Минприроды России № 126 от 07.02.2001 г. «Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ». : официальный сайт. / Коллегия адвокатов ТЭК. – Москва, 2004. – URL:<http://www.bochkareva.ru/Prikaz-MPR-7-feb-01.htm> (дата обращения: 12.08.2022). – Текст электронный.

224. Приказ Минприроды России № 126 от 07.02.2001 г. «Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» : официальный сайт. / правовая консультационная служба «Закон прост!». – URL: <http://www.zakonprost.ru/content/base/part/282960> (дата обращения: 12.08.2022). – Текст электронный.

225. Пример успешного моделирования изменчивости ФЕС пласта ЮВ₁¹ по данным сейсморазведки 3D на поисково-разведочном этапе работ / О. А. Смирнов, Г. А. Захарова, В. М. Карапетянц [и др.]. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Материалы девятой научно-практической конференции. – Тюмень, 2006. – С. 162-169.

226. Природа карбонатных отложений девона на правобережье р. Щучья и Новопортовского месторождения п-ова Ямал / В. С. Бочкарев, А. М. Брехунцов, Л. Г. Перегоедов, Л. В. Смирнов. – Текст : непосредственный // Стратиграфия и палеонтология Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2000. – С. 100-104.

227. Прищепа, О. М. Актуальность цифровизации геологоразведки / О. М. Прищепа, А. М. Карнаухов. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 2. – С. 6-9.

228. Прищепа, О. М. Направления развития сырьевой базы нефти России в долгосрочной перспективе / О. М. Прищепа, А. П. Боровинских. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11, № 3. – С. 10-10.

229. Прищепа, О. М. Углеводородный потенциал акваториального Арктического сектора севера Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции по результатам региональных исследований / О. М. Прищепа, Ю. В. Нефедов, М. Г. Айрапетян. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15. – № 1. – С. 7-7.

230. Прищепа, О. М. Углеводородный потенциал арктической зоны России и перспективы его освоения / О. М. Прищепа, Д. М. Меткин, И. С. Боровиков. – Текст : непосредственный // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. — 2019. – № 3(166). – С. 14-28.

231. Прогноз высокоперспективных зон-коллекторов в отложениях баженовской свиты Западной Сибири на базе комплексирования геофизических исследований / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Н. Зайцев [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 8(356). – С. 11-18. – DOI: 10.33285/2413-5011-2021-8(356)-11-18.

232. Прогноз ловушек углеводородов в Баренцевоморском шельфе на основе сейсморазведки 2D, 3D / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. В. Лукашов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2019. – № 4. – С. 27-39. – DOI: 10.31087/0016-7894-2019-4-27-39.

233. Прогноз маломощных коллекторов с применением системы Пангея – проверка бурением / О. А. Смирнов, Г. А. Захарова, В. М. Карапетянц [и др.]. – Текст : непосредственный // Геомодель 2006 : EAGE : Материалы 8-ой Геофизической научно-практической конференции. – Тюмень, 2006. – С. 88-96. – DOI: 10.3997/2214-4609.201404019.

234. Прогнозирование продуктивной части геологического разреза – Омбинское месторождение и особенности его строения / О. А. Смирнов, В. В. Быков, Э. Р. Кадырова [и др.]. – Текст : непосредственный // EAGE: Материалы 10-ой Геофизической научно-практической конференции. – Тюмень, 2007.

235. Прогнозирование продуктивной части геологического разреза Омбинского месторождения и особенности его строения / О. А. Смирнов, В. В. Быков, Э. Р. Кадырова [и др.]. – Текст : непосредственный // Технологии сейсморазведки. – 2008. – № 1. – С. 70-73.

236. Прогнозирование сложнопостроенных терригенных отложений венда Ильбокичского месторождения Восточной Сибири / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. В. Лукашов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 5. – С. 5-13. – DOI: 10.33285/2413-5011-2023-5(377)-5-13.

237. Промыслово-геофизическая и литологическая характеристики интервалов разреза баженовской свиты Краснотеннинского свода с промышленными притоками нефти / О. А. Смирнов, М. А. Маркин, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков. – Текст : непосредственный //

Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 1(349). – С. 19-23. – DOI: 10.33285/2413-5011-2021-1(349)-19-23.

238. Промыслово-геофизические исследования залежей нефти баженковского типа: сборник статей / под редакцией И. И. Нестерова : Тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1985. – Вып. 193. – 144 с. – Текст : непосредственный.

239. Проничева, М. В. Применение современных методов палеогеоморфологии для поисков и разведки залежей нефти и газа. Методические рекомендации. / М. В. Проничева, Г. Н. Саввинова. – Москва : ИПК Мингео СССР, 1989. – 48 с. – Текст : непосредственный.

240. Прошляков, Б. К. Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах. / Б. К. Прошляков, Т. И. Гальянова, Ю. Г. Пименов. – Москва : Недра, 1987. – 200 с. – Текст : непосредственный.

241. «Прямые» методы локального прогноза нефтегазоносности в акватории Баренцева моря / В. Н. Бородкин, А. Г. Плавник, О. А. Смирнов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 7(367). – С. 16-20. – DOI 10.33285/2413-5011-2022-7(367)-16-20. – EDN RJHNIU.

242. Птецов, С. Н. Анализ волновых полей для прогнозирования геологического разреза / С. Н. Птецов. – Москва : Недра, 1989. – 135 с. – Текст : непосредственный.

243. Путилов, И. С. Патент на изобретение RU 0002502089 С1 Российская Федерация. МПК G01V 1/00 (2006.01), G01V 9/00 (2006.01). Способ подготовки структур, перспективных для поисково-разведочного бурения на нефть и газ / Путилов, И. С. ; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»). – № 2502089; заяв. 13.08.2012; опубл. 20.12.2013, Бюл. № 35. – Текст : непосредственный.

244. Пучков, В. Н. Геология Урала и Приуралья (актуальные вопросы стратиграфии, тектоники, геодинамики и металлогении) / В. Н. Пучков. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2010. – 280 с. – Текст : непосредственный.

245. Распоряжение Минприроды России № 3-р от 01.01.2016 г. «Методические рекомендации по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» : официальный сайт. / Кодификация РФ. – Москва. – URL: <http://rulaws.ru/acts/Rasporyazhenie-Minprirrody-Rossii-ot-01.02.2016-N-3-r> (дата обращения: 12.08.2022). – Текст : электронный.

246. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 21.06.2010 г. N 1039-р «Об утверждении развития геологической отрасли на период до 2030 года» : официальный сайт. / Портал правительства России. – Москва. – URL: <http://government.ru/docs/all/72972/>. (дата обращения: 12.08.2022). – Текст : электронный.

247. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 22.12.2018 г. № 2914-р «О стратегии развития минерально-сырьевой базы РФ до 2035 г. : официальный сайт : Информационно-правовой портал «Гарант. Ру». – URL:<https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/72038606/?ysclid=l6yxbmde8x207497040>. (дата обращения: 12.08.2022). – Текст : электронный.

248. Расулов, А.Т. Тектоника раннемезозойских впадин восточного склона Урала: научные доклады / А. Т. Расулов. – Свердловск : АН СССР. Уральский НЦ, Ин-т геологии и геохимии, 1982. – 43 с. – Текст : непосредственный.

249. Региональная модель рифтогенеза и структурно-тектонического районирования севера Западной Сибири и Южно-Карской синеклизы по комплексу геолого-геофизических исследований [Электронный ресурс] / О.А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. В. Лукашов [и др.]. – Текст : электронный. // Нефтегазовая геология. Теория и практика : электронный научный журнал. – 2022. – Т. 17. – № 1. – Режим доступа : URL: http://www.ngtp.ru/rub/2022/1_2022.html.

250. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений : РД 153–39.0–047–00. / ред. К. Е. Закревский, М. М. Максимов, О. Ю. Динариев. – Москва, 2000. – 130 с. – Текст : непосредственный.

251. Рейнек, Г. Э. Обстановки терригенного осадконакопления / Г. Э. Рейнек, И. Б. Сингх. – Москва : Недра, 1981. – 440 с. – Текст : непосредственный.

252. Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья / К. Е. Закревский [и др.]. – Москва : ФБУ «ГКЗ», 2014. – 105 с. – Текст : непосредственный.

253. Родионов, Д. А. Статистические решения в геологии / Д. А. Родионов. – Москва : Недра, 1981. – 231 с. – Текст : непосредственный.

254. Российские нефтегазовые технологии : журнал «ROGTEC» : официальный сайт. – 2022. – URL: www.rogtecmagazine.com (дата обращения: 12.08.2022). – Текст: электронный.

255. «Руснефть» планирует в 2017 году подтвердить запасы газа в Азербайджане в 15 млрд кубометров : Служба новостей Рамблера (14.11.2016). – URL: https://news.rambler.ru/caucasus/35265831/?utm_content=news_media&utm_medium=read_more&utm_source=corylink (дата обращения 12.08.2022). – Текст : электронный.

256. Рыбакова, А. Д. Некоторые критерии оценки структурных носов и террас при поисках залежей нефти и газа / А. Д. Рыбакова, А. М. Бельков. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1963. – № 6. – С. 27-32.

257. Рычагов, Г. И. Общая геоморфология : учебник / Г. И. Рычагов. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва : Изд-во Моск. ун-та : Наука, 2006. – 416 с. – Текст : непосредственный.

258. Савельев, В. А. Нефтегазоносность и перспективы освоения ресурсов нефти Удмуртской Республики / В. А. Савельев. – Москва : Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2003. – 287 с. – Текст : непосредственный.
259. Сайт о геологии, строении Земли и ее развитии : официальный сайт. – URL: <http://www.geologam.ru/> (дата обращения: 12.08.2022) – Текст : электронный.
260. «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» : официальный сайт. – Москва. – URL: www.salympetroleum.ru (дата обращения: 12.08.2022). – Текст : электронный.
261. Сафин, Р. И. Рекомендации по доизучению нефтегазоносности краевых зон в Сибирском Зауралье / Р. И. Сафин. – Текст : непосредственный // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) : Материалы Девятой Международной научно-технической конференции (посвященной 100-летию со дня рождения Протозанова Александра Константиновича), Тюмень, 10-11 декабря 2014 года. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2014. – С. 94-96. – EDN TOZLJV.
262. Сейсмогеологическая модель и перспективы нефтегазоносности палеозойско-мезозойских отложений севера Западной Сибири на базе сейсморазведки 2D, 3D [Электронный ресурс] / В. Н. Бородкин, О. А. Смирнов, А. В. Лукашов [и др.]. – Текст : электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика : электронный научный журнал. – 2022. – Т. 17. – № 2. – Режим доступа : URL: http://www.ngtp.ru/rub/2022/18_2022.html.
263. Сейсмогеологическая модель палеозойско- мезозойских отложений Нялинского и Панлорского-5 лицензионных участков Западной Сибири на базе сейсморазведки 2D / О. А. Смирнов, А. В. Лукашов, А. С. Недосекин [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 12. – С. 59-67.
264. Сейсмогеологическая модель палеозой-мезозойских отложений Белоостровского, Скуратовского и Нярмейского лицензионных участков акватории Карского моря по данным сейсморазведки 3D / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2019. – № 1. – С. 72-85. – DOI: 10.31087/0016-7894-2019-1-72-85.
265. Сергеев, А. Е. Обоснование методов ускоренной разведки на основе литолого-фациального подхода в изучении продуктивных горизонтов, приуроченных к органогенным постройкам Тимано-Печорской провинции : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Сергеев Андрей Евгеньевич; защищена 25.12.2007. – Москва, 2007. – 107 с. – Текст : непосредственный.
266. Славкин, В. С. Геолого-геофизическое изучение нефтяных продуктивных отложений / В. С. Славкин. – Москва : МГУ, 1999. – 82 с. – Текст : непосредственный.

267. Славкин, В. С. Оценка гидропроводности и потенциальной производительности продуктивных пластов в межскважинном пространстве по данным сейсморазведки / В. С. Славкин, А. Г. Арье, Е. А. Копилевич. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1997. – № 7. – С. 13-20.
268. Славкин, В. С. Подавление помех при изучении емкости природного резервуара по данным сейсморазведки / В. С. Славкин. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1994. – № 12. – С. 31-34.
269. Словари и энциклопедии на «Академике» : интернет-сервис для поиска информации по базе словарей, энциклопедий, книжных магазинов и фильмов. – URL: <https://www.dic.academic.ru> (дата обращения: 12.08.2022). – Текст : электронный.
270. Смирнов, О.А. Авторское свидетельство № 2017618472 Российская Федерация, Программа для ЭВМ INGEOSMAP. / О. А. Смирнов, А. Н. Зайцев; заявитель ООО «ИНГЕОСЕРВИС» (RU). – № 2017615526; заявл. 08.06.2017; опубл. 02.08.2017. – Текст : непосредственный.
271. Смирнов, О.А. Выделение перспективных зон в доюрском комплексе Средне-Назымского месторождения Западной Сибири на основе [Электронный ресурс] / О. А. Смирнов, А.В. Лукашов, В. Н. Бородкин. – Текст : электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика : электронный научный журнал. – Санкт-Петербург, 2022. – Т. 17. – № 3. – Режим доступа : URL: http://www.ngtp.ru/rub/2022/18_2022.html.
272. Смирнов, О. А. Геометризация маломощных песчаных тел по данным 2-3 скважин и сейсморазведки (на примере юрских и неокомских отложений Западной Сибири) / О. А. Смирнов, В. В. Колесов. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2004. – Специальный выпуск. – С. 101-106.
273. Смирнов, О. А. Комплексование данных грави- и магниторазведки с целью детального изучения геологического строения Шаимского района / О. А. Смирнов, О. М. Сусанина. – Текст : электронный // Геомодель 2014 : EAGE : Материалы 16-й научно-практической конференции. – Геленджик, 2014. – DOI: 10.3997/2214-4609.20142242.
274. Смирнов, О. А. Методика и практика построения геологических моделей залежей углеводородов на разведочной стадии исследования с последующим сопровождением на этапе эксплуатационного бурения / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. В. Лукашов. – Тюмень: Изд-во Вектор Бук, 2024. – 220 с. – Текст : непосредственный.
275. Смирнов, О. А. Моделирование изменчивости ФЕС пласта Ю1-1 по данным сейсморазведки и ГИС на поисково-разведочном этапе работ / О. А. Смирнов, Г. А. Захарова, А. С. Недосекин. – Текст : непосредственный // Естественные и технические науки. – 2009. – № 2 (40). – С. 177-179.

276. Смирнов, О. А. Модель развития Ямало-Карского региона по комплексу данных / О. А. Смирнов, А. Н. Зайцев, О. М. Сусанина. – Текст : непосредственный // Тюмень 2021. Управление недрами как кросс-функциональный процесс : Материалы 7-й научно-практической конференции по разведке нефти и газа, Тюмень, 22-26 марта 2021 года. – Москва: Общество с ограниченной ответственностью «ЕАГЕ ГЕОМОДЕЛЬ», 2021. – С. 83. – DOI 10.3997/2214-4609.202150106. – EDN MWPTNC.

277. Смирнов, О. А. Некоторые проблемы технологизации получения априорной информации о породах – коллекторах (на примере отложений Западной Сибири) / О. А. Смирнов, Б. Н. Еникеев, А. Б. Охрименко. – Текст : электронный // EAGE. Геомодель-2010 : Материалы 12-й международной научно-практической конференции. – Геленджик, 2010. – DOI: 10.3997/2214-4609.201404532.

278. Смирнов, О. А. Новые типы ловушек УВ в Баренцево-Карском регионе / О. А. Смирнов. – Текст : непосредственный // Эра «умной» геологии: инновации в геологоразведке и подсчете ресурсов углеводородов : Материалы Тюменского нефтегазового форума. – Тюмень, 19-20 сентября 2018.

279. Смирнов, О.А. Опыт изучения петрофизических зависимостей по керну для карбонатных коллекторов со вторичной пористостью / О. А. Смирнов, Б. Н. Еникеев, А. Б. Охрименко. – Текст : электронный // Геомодель-2009 : EAGE. Материалы 11-й Научно-практической конференции по проблемам комплексной интерпретации геолого-геофизических данных при геологическом моделировании месторождений углеводородов. – Геленджик, 2009. – DOI: 10.3997/2214-4609.20147257.

280. Смирнов, О. А. Опыт использования геохимических методов при решении геологоразведочных работ на нефть и газ на примере одного из месторождений Обской Губы / О. А. Смирнов, Г. Л. Корюкин, О. В. Шапошников. – Текст : электронный // Тюмень 2009 : EAGE : Материалы Международной конференции. – Тюмень, 2009. – DOI: 10.3997/2214-4609.201405392.

281. Смирнов, О. А. Опыт применения технологии многомерной интерпретации геолого-геофизических данных в Западной Сибири на основе интерпретационной системы «ПАНГЕЯ» ЕАГО / О. А. Смирнов, В. В. Колесов, С. Н. Щекин. – Текст : непосредственный // Проблемы повышения эффективности применения геофизических исследований при поисках, разведке, разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа в Западной Сибири : Материалы Геофизической научно-технической конференции. – Тюмень, 2003. – С. 133-136.

282. Смирнов, О. А. Особенности прогноза нефтегазоносности недр на региональном этапе исследований с дальнейшим комплексированием геолого-геофизических материалов для

постановки поисково-оценочных работ / О. А. Смирнов. – Тюмень : Вектор Бук, 2024. – 265 с. – Текст: непосредственный.

283. Смирнов, О. А. Оценка перспектив нефтегазоносности и выявление геологических особенностей строения участков недр методами 2D и 3D сейсморазведки / О. А. Смирнов, А. В. Лукашов. – Текст : непосредственный // Проблемы геологии нефти и газа, ВНИГНИ : Материалы VIII Всероссийского совещания «Эффективность геофизических методов при региональных и поисковых работах на нефть и газ». – Москва, 2017.

284. Смирнов, О.А. Перспективы нефтеносности центральной части Фроловской мегавпадины по комплексу региональных данных / О. А. Смирнов, О. М. Сусанина, А. Н. Зайцев. – Текст : непосредственный // Геомодель-2018 : Материалы 20-ой юбилейной конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газ. – Геленджик, 2018.

285. Смирнов, О. А. Петрофизическое обоснование наклонного ВНК залежей УВ продуктивных отложений верхней юры (на примере месторождений Томской области) / О. А. Смирнов, А. Б. Охрименко, А. Н. Зайцев. – Текст : непосредственный // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы: сб. ст. – Москва, 2015. – С. 306-333.

286. Смирнов, О. А. Подготовка новых ловушек УВ в Сергинском НГР ХМАО-ЮГРА на основе комплексирования геолого-геофизических данных / О. А. Смирнов, О. В. Феоктистова, А. Н. Зайцев. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 2. – С. 25-27.

287. Смирнов, О. А. Подготовка новых ловушек УВ в Сергинском НГР ХМАО-ЮГРА на основе комплексирования геолого-геофизических данных / О. А. Смирнов, О. В. Феоктистова, А. Н. Зайцев. – Текст : электронный // EAGE. Тюмень-2015: Материалы четвертой научно-практической конференции. – Тюмень, 2015. – DOI: 10.3997/2214-4609.201412067. (Corpus ID: 128759861).

288. Смирнов, О. А. Постоянно-действующие геологические модели как основа управления ресурсной базой нефтяной компании / О. А. Смирнов, С. И. Типикин, В. Н. Яровенко. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 12. – С. 10-14.

289. Смирнов, О. А. Построение геолого-геофизической модели карбонатных коллекторов месторождений Удмуртии / О. А. Смирнов, Т. Н. Волчкова. – Текст : непосредственный // Каротажник. – 2003. – № 102. – С. 105-120.

290. Смирнов, О. А. Практика изучения, поиска и подсчета запасов залежей УВ в доюрском комплексе Западной Сибири / О. А. Смирнов, А. Н. Зайцев, Б. Н. Охрименко. – Текст : непосредственный // Актуальные направления геологического изучения и освоения недр Западной Сибири : Материалы научно-практической конференции, посвященной 40-летию деятельности ФГУП «ЗапСибНИИГГ». – Тюмень, 2015. – С. 86-88.

291. Смирнов, О. А. Применение алгоритмов качественного распознавания с обучением для прогноза литотипов / О. А. Смирнов, В. А. Ефремов, И. Л. Гривко. – Текст : электронный // Геомодель-2007: Материалы 9-й Научно-практической конференции. – Геленджик, 2007. – DOI: 10.3997/2214-4609.201405517.

292. Смирнов, О. А. Применение регрессионного анализа для построения структурных карт по данным бурения и сейсморазведки (по опыту работ в Волго-Уральской провинции). / О. А. Смирнов. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2004. – специальный выпуск. – С. 18-22.

293. Смирнов О. А. Совершенствование технологий моделирования геолого-геофизических данных на разных этапах геологоразведочных работ : учебное пособие / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. В. Лукашов. – Тюмень: Изд-во Вектор Бук, 2023. – 67 с. – Текст : непосредственный.

294. Смирнов, О. А. Создание поисковых моделей и снижение геологических рисков при прогнозировании нефтегазоперспективных объектов в отложениях Цехштейна (Польша) / О. А. Смирнов, В. П. Федорова. – Текст : электронный // Геомодель-2010. EAGE: Материалы 12-й Международной научно-практической конференции. – Геленджик, 13 сентября 2010. – DOI: 10.3997/2214-4609.201404537. (Corpus ID: 128404320).

295. Смирнов, О. А. Состояние и проблемы петрофизического изучения доюрского фундамента на примере месторождения Шаимского района Западной Сибири / О. А. Смирнов, Р. А. Резванов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 4. – С. 20-24.

296. Смирнов, О. А. Структурно-тектоническое районирование севера Западной Сибири по комплексу региональных данных потенциальных методов / О. А. Смирнов, О. М. Сусанина. – Текст : непосредственный // ГеоЕвразия-2019. Современные технологии изучения и освоения недр Евразии : Материалы международной геолого-геофизической конференции и выставки. – Москва, 2019.

297. Смирнов, О. А. Технология подготовки ресурсов и выбора первоочередных объектов на основе обработки больших массивов данных / О. А. Смирнов. – Текст : непосредственный // Состояние фонда подготовленных ресурсов D₀ (С₃) и первоочередные объекты для поисков нефти и газа : Материалы IX Всероссийского совещания ВНИГНИ. – Москва, 2018.

298. Смирнов, О. А. Типизация коллекторов как средство повышения точности определения проницаемости / О. А. Смирнов, Р. А. Резванов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 42-45.

299. Смирнов, О. А. «Трубки взрыва» в акватории Баренцево-Карского морей и север Западной Сибири – один из положительных критериев прогноза нефтегазоносности /

О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, Л. А. Иноземцева. – Текст : непосредственный // Тюмень-Тобольск 2019. Тюменская область: историческая ретроспектива, реалии настоящего, контуры будущего : Сборник статей международной научной конференции. – Тюмень, 2019. – С. 547-553.

300. Смирнов, О. А. Уточнение объемной модели сирачойского резервуара на основе комплексной интерпретации геофизических и геолого-промысловых данных / О. А. Смирнов, В. П. Федорова. – Текст : электронный // EAGE : Геомодель-2008 : Материалы 10-ой научно-практической конференции. – Геленджик, 2008. – DOI: 10.3997/2214-4609.201404475.

301. Смирнов, О. А. Эффективность и возможности современной сейсморазведки 3D, выполненные на объектах деятельности ПАО «Газпром» / О. А. Смирнов. – Текст : непосредственный // ПАО «ГАЗПРОМ» : Материалы Международной газовой конференции. – Анапа, 16-18 апреля 2018.

302. Соборнов, К. О. Плитотектоническое развитие и формирование нефтегазоносных бассейнов Северной Евразии / К. О. Соборнов, А. С. Якубчук. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2006. – № 2. – С. 10-18. – EDN JWWFND.

303. Соборнов, К. О. Структурные элементы уральского пояса надвигов и его нефтегазоносность / К. О. Соборнов. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1996. – № 3. – С. 12-19.

304. Современные движения земной коры и механизм возобновления запасов углеводородов / А. Н. Дмитриевский, И.Е. Баланюк, А.В. Каракин [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка НГМ. – 2008. – № 5 – С. 9-20.

305. Сонич, В. П. Перспективы разработки отложений баженовской свиты на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» / В. П. Сонич. – Москва, 2002. – 250 с. – Текст : непосредственный.

306. Соснин, Н. Е. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности сложнопостроенных девонских терригенных отложений на территории Удмуртской Республики : специальность 25.00.12 « Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых меторождений : Диссертация на соискание ученой степени канд. геол. - мин. наук. / Соснин Николай Евгеньевич ; Пермский национальный исследовательский политехнический университет. – Пермь, 2013. – 183 с. – Текст : непосредственный.

307. Состав биомаркеров палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири / Н. А. Красноярова, Д. Ю. Чиркова, О. В. Серебренникова, П. Б. Кадычагов. – Текст : непосредственный // Вестник Томского государственного университета. – 2014. – № 382. – С. 196-201.

308. Справочник по математическим методам в геологии / Д. А. Родионов, Р. И. Коган, В. А. Голубева [и др.]. – Москва : Недра, 1987. – 336 с. – Текст : непосредственный.

309. Старобинец, А. Е. Методика вероятностной оценки достоверности запасов и ресурсов нефти и газа / А. Е. Старобинец. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2000. – № 4. – Москва : ВНИИОЭНГ. – С. 14-16.

310. Старосельский, В. И. Этан, пропан, бутан в природных газах нефтегазоносных бассейнов. / В. И. Старосельский. – Москва : Недра, 1990. – 186 с. – Текст : непосредственный.

311. Стоимостная оценка нефтегазовых месторождений и участков недр: учебно-методическое пособие: учебно-методическое пособие / А. А. Герт, Н. А. Супрунчик, О. Г. Немова, К. Н. Кузьмина; М-во природ.ресурсов и экологии Рос. Федерации, Федер. агентство по недропользованию, Сиб. НИИ геологии, геофизики и минер. сырья. – [2-е изд., перераб. и доп.]. – Москва : Геоинформмарк, 2010. – 197 с. – Текст : непосредственный.

312. Стратегия и основы технологии поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири / В. И. Исаев [и др.]. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 112 с. – Текст : непосредственный.

313. Строение венд-кембрийских отложений Ильбокичского месторождения / Л. Е. Стариков, А. В. Погрецкий, А. Я. Стрекалов [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестник Балтийского федерального университета им. И. Канта. – 2015. – Вып. 10. – С. 139-147.

314. Строение и нефтегазоносность баженинов Западной Сибири : Сб. науч. тр. / Зап.-Сиб. н.-и. геол.-развед. нефт. ин-т; Под ред. И. И. Нестерова. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1985. – 175 с. – Текст : непосредственный.

315. Строение и перспективы нефтегазоносности неокома шельфа Карского и Баренцево-Печорского морей / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. В. Лукашов [и др.]. – Текст : электронный // EAGE : ПроГРРесс'21. Геологоразведка как бизнес : Материалы 2-ой международной научно-практической конференции. – Сочи, 2021.

316. Структурный анализ как метод локализации запасов нефти на поздней стадии разработки месторождений / Н. Н. Лисовский, Л. С. Бриллиант, А. С. Шубин [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 3. – С. 49-51.

317. Сурина, О. В. Разработка модели распределения плотности в верхних частях земной коры Тагильской мегазоны на основе электромагнитных и гравитационных данных (вижайский профиль) / О. В. Сурина, А. Г. Дьяконова. – Текст : непосредственный // Уральский геофизический вестник. – 2016. – № 2(28). – С. 71-79. – EDN XEBEQL.

318. Сурков, В. С. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / В. С. Сурков, А. А. Трофимук. – Москва : Недра, 1986. – 149 с. – Текст : непосредственный.

319. Сурков, В. С. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты / В. С. Сурков, О. Г. Жеро. – Москва : Недра, 1981. – 143 с. – Текст : непосредственный.

320. Сусанина, О. М. Геологическое строение доюрского комплекса Западной Сибири по гравиметрическим и магнитометрическим данным : специальность 25.00.10 «Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых» : автореферат диссертации на соискание ученой степени канд. геол.-мин. наук / Сусанина Ольга Михайловна ; ООО «ИНГЕОСЕРВИС» - Москва, 2012. – 24 с. – Место защиты: Моск. гос. ун-т им. М. В. Ломоносова. – Текст : непосредственный.

321. Сусанина, О. М. Прогноз вещественного состава доюрского комплекса Приуральской части Ханты-Мансийского АО по комплексу грави- и магнитных данных / О. М. Сусанина. – Текст : электронный // Геомодель-2011 : Материалы 13-ой научно-практической конференции по проблемам комплексной интерпретации геолого-геофизических данных при геологическом моделировании месторождений углеводородов. – Геленджик, 2011. – DOI:10.3997/2214-4609.20144565.

322. Сысоев, А. П. Статистические модели интерпретации по совокупности сейсмических и скважинных данных / А. П. Сысоев, А. В. Новокрецин. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2001. – № 1. – С. 31-41.

323. Таксономия в классификационных и прогнозных геологических задачах: сборник науч. тр. / отв. редактор В. В. Зуенко. // Новосибирск : АН СССР, Сиб. отд-ние, Институт геологии и геофизики, 1989. – 118 с. – Текст : непосредственный.

324. Тектоническая модель восточной части Свальбардской плиты в акватории Баренцева моря и ее связь с индикаторами миграции углеводородов / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 5(341). – С. 4-14. – DOI: 10.30713/2413-5011-2020-5(341)-4-14.

325. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах : РД 153-39.0-072-01 / Ред. Р. А. Кинзткиева. – Москва, 2002. – 272 с. – Текст : непосредственный.

326. Тиаб, Джеббар. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Джеббар Тиаб, Эрл Ч. Доналдсон ; пер. с англ. М. Д. Углов ; под ред. В. И. Петерсилье, Г. А. Былевского. – 2-е изд. – Москва : Премиум Инжиниринг, 2011. – 838 с. – Текст : непосредственный.

327. Тимурзиев, А. И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и Флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью) часть 1 / А. И. Тимурзиев. – Текст : непосредственный // Глубинная нефть. – 2013. – Т. 1. – № 4. – С. 561-605. – EDN SDMUQZ.

328. Тищенко, Г. И. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности зоны контакта доюрского фундамента и осадочного чехла юго-восточной части Западно-Сибирской плиты (Томская область) : специальность 04.00.17 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : автореф. дис. на соискание ученой степени канд. геол-минерал. наук. / Тищенко Галина Ивановна. – Новосибирск, 1978. – 25 с. – Текст : непосредственный.
329. Триасовый магматизм Южного Урала: геохимия, изотопия, геодинамика / А. В. Тевелев, И. А. Кошелева, М. А. Фурина, Б. В. Беляцкий. – Текст : непосредственный // Вестник Моск. Ун-та. – Сер. 4. : ГЕОЛОГИЯ. – 2009. – № 2. – С. 29-38.
330. Трудноизвлекаемые запасы нефти Российской Федерации. Структура, состояние, перспективы освоения / И. В. Шпуров, А. Д. Писарницкий, И. П. Пуртова, А. И. Вариченко. - Тюмень: ФГУП «ЗапСибНИИГГ», 2012. – 256 с. – Текст : непосредственный.
331. Тужикова, В. И. История нижнекаменноугольного угленакопления на Урале : Труды Института геологии и геохимии / В. И. Тужикова. – Москва : Наука, 1973. – 257 с. – Текст : непосредственный.
332. Туезова, Н. А. Физические свойства горных пород Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / Н. А. Туезова, Л. М. Дорогоницкая, Р. Г. Демина, Н.И. Брюзгина. – Москва : Недра, 1975. - 183 с. – Текст : непосредственный.
333. Углеводородный потенциал Арктической зоны России: состояние и тенденции развития / О. М. Прищепа, Л. С. Маргулис, Ю. В. Подольский, А. П. Боровинских. – Текст : непосредственный. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2014. – № 1. – С. 2-13.
334. Уилсон, Дж. Л. Карбонатные фации в истории Земли / Дж. Л. Уилсон.– Москва : Мир, 1980. – 462 с. – Текст : непосредственный.
335. Уломов, В. И. Динамика сейсмичности бассейна Каспийского моря / В. И. Уломов, Т. П. Полякова, Н. С. Медведева. – Текст : непосредственный // Физика Земли. – 1999. – № 12. – С. 76-82.
336. Уточнение геологической модели и перспектив нефтегазоносности Лудловского лицензионного участка акватории Баренцева моря по данным сейсморазведки МОГТ-3D / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 97-108.
337. Уточнение геологической модели Пултыньинского лицензионного участка Западной Сибири на базе сейсморазведки 3D с целью проведения геолого-разведочных работ / О. А. Смирнов, А. В. Лукашов, Е. В. Мартынова [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 12(336). – С. 23-32. – DOI: 10.30713/2413-5011-2019-12(336)-23-33. – EDN BWDHIB.

338. Уточнение сейсмогеологической модели Демидовского лицензионного участка акватории Баренцева моря на базе сейсморазведки 3D / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 8. – С. 4-15.

339. Ушатинский, И. Н. Минералогические и геохимические показатели нефтегазоносности мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты : монография / И. Н. Ушатинский, О. Г. Зарипов. – Свердловск: Ср.-Урал. кн. изд., 1978. – 207 с. – Текст : непосредственный.

340. Филиппович, Ю. В. Новая концепция тектонического строения фундамента и осадочного чехла Западно-Сибирской плиты / Ю. В. Филиппович. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2001. – № 5. – С. 51-62.

341. Флюидно-эксплозивные образования в осадочных комплексах / А. П. Казак, Н. Н. Копылова, Е. В. Толмачёва, К. Э. Якобсон. – Санкт-Петербург, 2008. – 79 с. – Текст : непосредственный.

342. Формирование состава газообразных систем на больших глубинах (по данным изотопно-геохимических исследований) / Т. А. Крылова, С. Ф. Махов, Г. Г. Блохина [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1993. – № 11. – С. 12-16.

343. Хаин, В. Е. О тектонической природе Апшеронского порога Каспийского моря / В. Е. Хаин, А. Н. Гаджиев, Т. Н. Кенгерли. – Текст : непосредственный // Доклады РАН. – 2007. – Т. 414. – № 4. – С. 523-527.

344. Ханин, А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А. А. Ханин. – Москва : Недра, 1969. – 368 с. – Текст : непосредственный.

345. Характеристика аномального строения баженовско-ачимовского комплекса Тагринского мегавала Западной Сибири по данным бурения и сейсморазведки 3D / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. В. Лукашов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 11(359). – С. 5-13. – DOI: 10.33285/2413-5011-2021-11(359)-3-13.

346. Характеристика геологической модели, оценка перспектив нефтегазоносности отложений баженовской (тутлеймской) свиты Средне-Назымского месторождения западной Сибири / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. В. Лукашов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 6. – С.

347. Характеристика геологической модели Пулытынского ЛУ Западной Сибири на основе данных сейсморазведки 3D / О. А. Смирнов, А. В. Лукашов, А. С. Недосекин [и др.]. – Текст : электронный // EAGE : Геомодель-2018 : Материалы 20-ой юбилейной конференции по

вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газ. – Геленджик, 10-14 сентября 2018. – С. 1-4. – DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201802319>.

348. Характеристика геологической природы инверсионных кольцевых структур в пределах арктических районов Западной Сибири как критерия нефтегазоносности / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 69-75.

349. Характеристика геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности отложений маррессалинской свиты акватории Карского моря на базе сейсморазведки 3Д [Электронный ресурс] / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. В. Лукашов [и др.]. – Текст : электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика : электронный научный журнал. – 2021. – Т. 16. – № 4. – 13 с. – Режим доступа : URL: http://www.ngtp.ru/rub/2022/18_2022.html.

350. Характеристика геологического строения и перспектив нефтегазоносности Ледового лицензионного участка акватории Баренцева моря по данным сейсморазведки 3D / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 2. – С. 4-15.

351. Характеристика геологического строения и перспектив нефтегазоносности Русановского лицензионного участка акватории Карского моря по данным сейсморазведки 3D / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : электронный // ГеоБайкал 2018 : EAGE : Материалы 5-ой Международной научно-практической конференции. – Иркутск, 11-17 августа 2018. – С. 0104-06.

352. Характеристика геологического строения основных сейсмофациальных комплексов неокома северных и арктических районов Западной Сибири: учебное пособие / В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков, О. А. Смирнов [и др.]. – Тюмень: Изд-во Вектор Бук, 2020. – 104 с. – Текст : непосредственный.

353. Характеристика геологического строения, оценка перспектив нефтегазоносности акватории Баренцева моря на базе современной сейсморазведки 2D, 3D: монография / В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков, О. А. Смирнов [и др.]. – Тюмень: Изд-во ТИУ, 2020. – 249 с. – Текст : непосредственный.

354. Характеристика геологического строения, оценка перспектив нефтегазоносности акватории Карского моря на базе современной сейсморазведки 2D, 3D: монография / В. Н. Бородкин, О. А. Смирнов, А. В. Лукашов, А. И. Трусов. – Тюмень: Изд-во ТИУ, 2023. – 256 с. – Текст : непосредственный.

355. Характеристика геологического строения, оценка перспектив нефтегазоносности палеозойского и триасового комплексов зоны сочленения Ямальской, Гыданской и Надым-Пурской нефтегазоносных областей Западной Сибири по данным сейсморазведки 2D, 3D /

О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 8(344). – С. 19-29. – DOI: 10.30713/2413-5011-2020-8(344)-19-29.

356. Характеристика нефтегазоматеринских толщ в разрезе Баренцевоморского шельфа / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 10(3324). – С. 10-17. – DOI: 10.30713/2413-5011-2019-10(334)-10-17.

357. Характеристика нефтегазоматеринских толщ и модели нефтегазогенерации в разрезе акватории Карского моря на базе геохимических и геофизических исследований / В.Н. Бородкин, А. Г. Плавник, О. А. Смирнов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 3(363). – С. 23-34. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-3(363)-23-34.

358. Характеристика региональной модели строения Ямало-Карского региона на базе анализа потенциальных полей [Электронный ресурс] / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. В. Лукашов [и др.]. – Текст : электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика : электронный науч. журнал. – 2021. – Т. 16. – № 4. – Режим доступа : URL: http://www.ngtp.ru/rub/2021/37_2021.html.

359. Характеристика сейсмогеологической модели палеозойско-мезозойских комплексов западной части российского сектора Баренцевоморского шельфа по данным сейсморазведки 3D / О. А. Смирнов, В.Н. Бородкин, А. В. Лукашов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 8(332). – С. 41-55. – DOI: 10.30713/2413-5011-2019-8(332)-41-55.

360. Характеристика элементов клиноформного строения разреза неокома акватории Баренцево-Печорского, Карского морей и севера Западной Сибири: учебное пособие / В. Н. Бородкин, О. А. Смирнов, А. В. Лукашов, Д. А. Чугайнов. – Тюмень: Изд-во Вектор Бук, 2024. – 318 с. – Текст : непосредственный.

361. Хафизов, Ф. З. Анализ запасов нефти / Ф. З. Хафизов. – Тюмень: Наука Сервис, 2011. – 228 с. – Текст : непосредственный.

362. Холодов, В. Н. О роли песчаного диапиризма в трактовке генезиса грязевых вулканов / В. Н. Холодов. – Текст : непосредственный // Литология и полезные ископаемые. – 1987. – № 4. – С. 12-28.

363. Холодов, В. Н. Песчаный диапиризм – новая сторона катагенетических процессов / В. Н. Холодов. – Текст : непосредственный // Литология и полезные ископаемые. – 1978. – Ст. 1. – № 4. – С. 21-68; Ст. 2. – № 5. – С. 22-73.

364. Холодов, В. Н. Постседиментационные преобразования в элизионных бассейнах (на примере Восточного Предкавказья) : Труды ГИН АН СССР / В. Н. Холодов. – Москва : Наука, 1983. – Вып. 372. – 152 с. – Текст : непосредственный.
365. Холодов, В. Н. Физико-химическая наследственность в процессах осадочного породообразования в свете современных данных / В. Н. Холодов. – Текст : непосредственный // Вестник ОНЗ РАН. – 1998. – Вып. 1(3). – С. 163-175.
366. Холодов, В. Н. Формирование газоводных растворов в песчано-глинистых толщах элизионных бассейнов / В. Н. Холодов. – Текст : непосредственный // Осадочные бассейны и их нефтегазоносность. – Москва : Наука, 1983. – С. 28-45.
367. Хоменко, А. В. Влияние траппового магматизма на нефтегазоносность Тунгусского осадочного бассейна : специальность 04.00.17 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : автореферат дис. ... доктора геолого-минералогических наук : / Хоменко Андрей Вячеславович. - Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья. – Новосибирск, 1997. – 33 с. – Библиогр.: – С. 30-33. - Место защиты: Объединенный институт геологии, геофизики и минералогии СО РАН. – Текст : непосредственный.
368. Чаяндинское месторождение- проект внедрения новых технологий в Восточной Сибири / А. В. Давыдов, А. В. Погрецкий, О. А. Смирнов [и др.]. – Текст : непосредственный // «Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета». Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16. – № 2. – С. 113-128.
369. Червяковский, Г. Ф. Внутренние межгорные и предгорные прогибы Уральской среднепалеозойской геосинклинали и выполняющие их отложения / Г. В. Червяковский. – Текст : непосредственный // Вопросы тектоники Урала, ст. 1: Труды Ин-та геологии и геохимии УНЦ АН СССР. – Свердловск, 1971. – Вып. 92.
370. Черников, О. А. Литологические исследования в нефтепромысловой геологии / О. А. Черников. – Москва : Недра, 1981. – 237 с. – Текст : непосредственный.
371. Черницкий, А. В. Методические особенности геолого-математического моделирования массивных залежей в карбонатных коллекторах / А. В. Черницкий. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1998. – № 3. – С. 39-43.
372. Чувашов, Б. И. Динамика развития Предуральского краевого прогиба / Б. И. Чувашов. – Текст : непосредственный // Геотектоника. – 1998. – № 3. – С. 22-37.
373. Чуйков, С. Н. Закономерности дискретного распределения структур в Западной Сибири / С. Н. Чуйков, В. И. Шпильман. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1992. – № 9. – С. 11-14.
374. Чуйков, С. Н. Закономерности пространственного размещения поднятий Западно-Сибирской провинции : специальность 04.00.17. «Геология, поиски и разведка нефтяных и

газовых месторождений»: автореферат диссертации кандидата геолого-минералогических наук. / Чуйков Сергей Николаевич; Тюменский государственный нефтегазовый университет. - Тюмень, 1998. – 21 с. – Библиогр. – 21-22 с. – Место защиты: ТНГУ. – Текст: непосредственный.

375. Шаронов, Л. В. Эвгеосинклинальные нефтегазоносные бассейны Урала / Л. В. Шаронов. – Текст: непосредственный // Материалы XIII научно-технической конференции Пермского политехнического ин-та. – Пермь, март-апрель 1973. – С. 4-9.

376. Шеин, В. А. Перспективы нефтегазоносности палеорифтовых систем Западной Арктики / В. А. Шеин. – Москва: ООО «Геоинформмарк», 280 с. – Текст: непосредственный.

377. Шейдеггер, А. Э. Физика течения жидкостей через пористые среды. Перевод с англ. / А. Э. Шейдеггер. – Москва: Гостоптехиздат, 1960. – 249 с. – Текст: непосредственный.

378. Шпильман, В. И. Категории локальных структур в связи с их изученностью / В. И. Шпильман. – Текст: непосредственный // Материалы II научно-технической конференции молодых ученых и специалистов. – Тюмень, 1968. – С. 69-76.

379. Шпильман, В. И. Концепция единой общероссийской методологии количественного прогноза нефтегазоносности / В. И. Шпильман, А. В. Шпильман. – Текст: непосредственный // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 1999. – № 3. – С. 56-57.

380. Шпильман, В. И. Новая тектоническая карта центральных районов Западной Сибири / В. И. Шпильман, Л. А. Солопахина, В. И. Пятков. – Текст: непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Материалы II научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск. – 1999. – С. 96-115.

381. Шпуров, И. В. Методические аспекты седиментационного моделирования при количественной оценке трудноизвлекаемых запасов углеводородов в юрско-меловых отложениях Западной Сибири / И. В. Шпуров., В. В. Шиманский. – Текст: непосредственный // Недропользование XXI. – 2015. – № 4. – С. 16-28.

382. Шпуров, И. В. Научно-методическое обоснование эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов нефти юрских отложений Западной Сибири на основе детального геолого-технологического моделирования: специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук / Шпуров Игорь Викторович; ЗапСибНИИГГ. – Тюмень, 2015. – 356 с. – Библиогр.: С. 313-341. – Текст: непосредственный.

383. Шпуров, И. В. Нефть: структура и тенденции изменения сырьевой базы России / И. В. Шпуров. – Текст: непосредственный // Недропользование XXI. – 2015. – № 3. – С. 40-48.

384. Шпуров, И. В. Обоснование граничного значения проницаемости коллекторов при их дифференциации на классы с высоким и низким фильтрационными потенциалами /

И. В. Шпуров, А. В. Тудвачев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 9. – С. 73-77.

385. Элланский, М. М. Использование многомерных связей в нефтегазовой геологии / М. М. Элланский, Б. Н. Еникеев. – Москва : Недра, 1991. – 205 с. – Текст : непосредственный.

386. Эрвье, Ю. Г. Сибирские горизонты / Ю. Г. Эрвье. – Свердловск, 1968. – 131 с. – Текст : непосредственный.

387. Эффективность геофизических исследований при разведке сложнопостроенных месторождений нефти и газа / В. А. Низьев, Л. Д. Бовт, С. Ф. Попова [и др.]. – Текст : непосредственный // Советская геология. – 1985. – № 9. – С. 6-13.

388. Язева, Р. Г. Войкарский вулcano-плутонический пояс (Полярный Урал). / Р. Г. Язева, В. В. Бочкарев. – Свердловск : УНЦ АН СССР, 1984. – 156 с. – Текст : непосредственный.

389. A reservoir model for the main Pliocene reservoirs of the Bahar Field in the Caspian Sea, Azerbaijan / T. Abdullayev, L. Falt [and others]. – № 9. – Text: direct // Petroleum Geoscience. – 1998. – Vol. 4. – P. 259-270.

390. Allen, T.R.L. A review of the origin and characteristics of recent alluvial sediments. / T.R.L. Allen. – Text: direct // Sedimentology. – 1965. – Vol. 4. - № 5. – P. 89-191.

391. Babayev-Mir Yusif. Azerbaijan's Oil History. A Chronology Leading up to the Soviet Era. / Yusif Babayev-Mir. – Text : electronic // Azerbaijan international. – Summer, 2002 (10.2). – Pages 34-40. –

URL:www.azer.com/aiweb/categories/magazine/ai102_folder/102_articles/102_oil_chronology.html (дата обращения: 12.08.2022).

392. Ayupov, A. R. Impact of secondary processes to the structure of the porous space of the upper permian carbonate deposits of the northern part of the pre-caspian basin / A. R. Ayupov, K. O. Iskaziev, S. F. Khafizov. – Text: direct // Нефтяное хозяйство. – 2021. – no. 5. – P. 31-34. – <http://dx.doi.org/10.24887/0028-2448-2021-5-31-34>.

393. Bull, S. A subsurface evacuation model for submarine slope failure Basin Research. / S. Bull, J. Cartwright, M. Huuse. – Text: direct // SEPM (Society for Sedimentary Geology). – August 2009. – Volume 21, Issue 4. – P. 433-443.

394. Busch, D. A. Stratigraphic traps in sandstones-exploration techniques / D. A. Busch. – Tulsa, Okla.: AAPG, 1974. – 174 p. – Text: direct.

395. Characteristics of geological nature of inverted ring structures in the limited area of the Arctic regions of the West Siberia as a criterion of petroleum potential / O. A. Smirnov, A. R. Kurchikov, V. N. Borodkin [and others]. – Text: direct // American Journal of Environmental Science and

Engineering. – Volume 3. – Issue 3, September 2019. – Pages: 52-59. – doi: 10.11648/j.ajese.20190303.12.

396. Dantsova, K. I. Interpretation of results of geological-geochemical studies of southern areas of west-siberian oil and gas province (demyanskaya and nizhne-keumskaya areas) / K. I. Dantsova, M. V. Zaharchenko, S. F. Khafizov. – Text: direct // Нефтяное хозяйство. – 2020. – no. 2. – P. 5-15. – [http://dx.doi.org/10.33285/2073-9028-2020-2\(299\)-5-15](http://dx.doi.org/10.33285/2073-9028-2020-2(299)-5-15).

397. Dcyrcharcyryantsova, K. I. Geochemical characteristics of the organic matter of the jurassic sediments of the southern regions of western siberia / K. I. Dcyrcharcyryantsova, K. O. Iskazyev, S. F. Khafizov. – Text: direct // Нефтяное хозяйство. – 2021. – no. 5. – P. 50-53. – <http://dx.doi.org/10.24887/0028-2448-2021-5-50-53>.

398. Description of the geological model Pulytinsky lou Western Siberia based on 3D seismic | Описание геологической модели Пулытьинского разреза Западной Сибири на основе 3D сейсморазведки / O. A. Smirnov, A. V. Lukashov, A. S. Nedosekin [and others]. – text : electronic // Geomodel 2018 – 20th Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. – 2018.

399. Description of the geological structure and hydrocarbon potential of Ludlovskogo License Area of the Barents sea according to seismic 3D / O. A. Smirnov, V. N. Borodkin, A. R. Kurchikov [and others]. - Text : electronic // Saint Petersburg 2018: Collection of works of the 8th Saint Petersburg International Conference and Exhibition Saint Petersburg 2018. Innovations in Geosciences – Time for Breakthrough. – Saint Petersburg, Russia, 2018. – P. 44357-44357.

400. Estimation of prospects of oil and gas production of Barents Sea shelf by results of seismic measurement by 3D common depth point method | Оценка перспектив нефтегазодобычи шельфа Баренцева моря по результатам сейсмических измерений методом 3D МОГТ / O. A. Smirnov, V. N. Borodkin, A. R. Kurchikov [and others]. – Text: direct //. Collection of works of IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2018. – Saint-Petersburg, Russia, 12-13 April 2018. – Vol. 194 – N. 8. – P. 082006-082006.

401. Evaluation of the hydrocarbon potential of the waters of the kara sea according areal 2D seismic | Оценка углеводородного потенциала вод Карского моря по данным площадной 2D сейсморазведки / V. N. Borodkin, O. A. Smirnov [and others]. – Text: direct. // Geomodel 2016. – 18th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, 2016.

402. Hossain, Z. Advanced rock physics diagnostics analysis: A new method for cement quantification / Z. Hossain, L. MacGregor. – Text: direct // Leading Edge, 33. – 2014. – P. 310-316. – doi: 10.1190/tle33030310.1.

403. Langton, J. R. Rainbow Member facies and related reservoir properties, Rainbow Lake, Alberta / J. R. Langton, I. E. Chin. – Text: direct // Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol. – 1968. – Vol. 52. – N. 10. – P. 1925-1955.

404. Methods of detecting and prospecting oil and gas traps in karabash prospective zone in Western Siberia | Методы обнаружения и поиска нефтяных и газовых ловушек в Карабашской перспективной зоне Западной Сибири / N. M. Shestakova, O. A. Smirnov, A. V. Loukashov, A. S. Nedosekin. – Text: direct // Geomodel 2016 – 18th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, 2016.

405. Pixler, B. O. Formation evaluation by analysis of hydrocarbon ratios / B. O. Pixler. – Text: direct // Journal of Petroleum Technology. – 1969. – V. 21. – P. 665-670.

406. Posamentier, H. W. Deep-Water Turbidites and Submarine Fans Facies Models Revisited / H. W. Posamentier, R. G. Walker. – Text: direct // SEPM Special Publication No. 84. – 2006. – SEMP (Society for Sedimentary Geology). – P. 1-122. – ISBN 1-56576-121-9.

407. Posamentier, H. W. Seismic geomorphology and stratigraphy of depositional elements in deep-water settings / H. W. Posamentier, V. Kolla. – Text: direct // Journal of Sedimentary Research. – 2003. – V. 73. – P. 367-388.

408. Posamentier, H. W. The Character and Genesis of Mass Transport Complexes I: Geomorphology and Process Sedimentology from 3-D Seismic Data / H. W. Posamentier, M. Ole. – text: direct // SEPM Research Symposium: The Significance of Mass Transport Deposits in Deepwater Environments, AAPG Annual Convention, Technical Program. – April 9-12, 2006.

409. Smirnov, O. A. Compound-Structured oil deposits modelling and hydrocarbons reserves estimation by attribute analysis results – drilling control results / O. A. Smirnov, V. V. Kolesov, G. A. Zakharova. – Text: direct // Collection of works of International Conference and Exhibition 2006. – Saint Petersburg, 2006.

410. Susanina, O.M. Integration of potential field data for detailed geological study of Shaimsky region | Интеграция потенциальных полевых данных для детального геологического изучения Шаймского района / O. M. Susanina, O. A. Smirnov. – Text: direct // 16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. – GEOMODEL 2014. – 2014.

411. Susanina, O. M. Oil potential of central part of the Frolovskaya megadepression using complex of regional data | Нефтяной потенциал центральной части Фроловской мегавпадины с использованием комплекса региональных данных / O. M. Susanina, O. A. Smirnov, A. N. Zaitcev. – Text: direct // Geomodel 2018. – 20th Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, 2018.

412. The new information relatively oil-and-gas bearing prospects of Barents Sea and Kara Sea shelf in connection with old seismic data reprocessing | Новая информация о перспективах нефтегазоносности шельфа Баренцева и Карского морей в связи с переработкой старых сейсмических данных / E. N. Firstaeva, S. Kreknin, O. A. Smirnov [et al.]. – Text: direct // 16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. – GEOMODEL 2014. – 2014.

413. The oil and gas potential prospects of the paleozoic-mesozoic deposits in the junction zone of the yamal, gydan and nadym-pursk oil and gas regions of Western Siberia according to 2D, 3D seismic data | Геолого-геофизическая модель строения и перспектив нефтегазоносности палеозойского, триасового, юрского и неокомского комплексов зоны сочленения Ямальской, Гыданской и Надым-Пурской нефтегазоносных областей Западной Сибири по данным сейсморазведки 2D, 3D / V. N. Borodkin, O. A. Smirnov, A. V. Lukashov [et al.]. – Text: direct // Geomodel 2021 – 23th Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. – 2021.

414. The optimal tight oil and shale gas development based on pre-existing fracture and principal stress models: case study / Gennady Erokhin*, Andrey Kremlev, Ivan Smirnov [et al.]. – Text: direct // SEG Denver 2014 Annual Meeting. – 2014. – P. 2626-2630. – DOI: <http://dx.doi.org/10.1190/segam2014-1037.1>.

415. Whittaker, A. Mud Logging Handbook. / A. Whittaker. // Prentice Hall. – 1991. – P. 531. – Text: direct.

416. Zakir Hossain. Petrophysics and rock physics modeling of diagenetically altered sandstone / Zakir Hossain, Yijie Zhou. – Text: electronic // Interpretation 3(1): SA107-SA120. – December 2014. – DOI:10.1190/INT-2014-0048.1 – URL: <https://www.researchgate.net/publication/274738172>) (дата обращения 14.08.2022).

Фондовая

417. Интерпретация сейсмических данных МОГТ 3Д, полученных в пределах лицензионных участков № 70-3М, («Майский»), № 70-3 («Южно-Фестивальный») и № 70-3ЮМ («Южно-Майский») : отчет / О. А. Смирнов (отв. исп.), А. С. Петренко [и др.]. – Москва: ЗАО «Пангея», 2013. – 2 т. – Текст : непосредственный.

418. Камеральные сейсморазведочные работы 3Д на Ленинградском, Русановском, Невском лицензионных участках, включая специальную обработку и интерпретацию данных сейсморазведочных работ 3Д в верхней части разреза для инженерно-геологических задач : отчет / О. А. Смирнов (отв. исп.), Е. Н. Фирстаева [и др.]. – Тюмень: ООО «ИНГЕОСЕРВИС», 2019. – 4 т. – Текст : непосредственный.

419. Направления развития сырьевой базы ООО «Сургутгазпром» на территории нераспределенного фонда недр ХМАО на период 2005-2007 гг. : отчет / О. А. Смирнов (отв. исп.), А. А. Филатов [и др.]. – Москва: ООО «Петроконсалт», 2005. – 2 т. – Текст : непосредственный.

420. Обработка и комплексная интерпретация геолого-геофизических данных с целью уточнения геологического строения Южно-Каменномысского лицензионного участка : отчет / О. А. Смирнов (отв. исп.), И. А. Фарышова [и др.]. – Тюмень: ООО «ИНГЕОСЕРВИС», 2019. – 3 т. – Текст : непосредственный.

421. Обработка и комплексная интерпретация данных сейсморазведки 3Д сезона 2011-2012 годов, включая обработку по единому графу и сшивку всех результатов сейсмических съемок 3Д, с целью уточнения геологической модели залежей продуктивных пластов Каюмовского и Лумутинского месторождений, расположенного в пределах Западно-Каюмовского лицензионного участка : отчет / О. А. Смирнов (отв. исп.), Н. Ф. Журавель [и др.]. – Москва: ЗАО «Пангея», 2011. – 1 т.– Текст : непосредственный.

422. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ 3D на Сосновском месторождении Удмуртской Республики: отчет / О. А. Смирнов (отв. исп.), Л. И. Дворниченко [и др.]. – Ижевск: ОАО «УНПП НИПИнефть», 2002. – 1 т.– Текст : непосредственный.

423. Отчет по переобработке и переинтерпретации геолого-геофизических материалов на Новоселкинском месторождении: отчет / О. А. Смирнов (отв. исп.), Т. Ю. Павлова [и др.]. – Ижевск: ОАО «Удмуртгеофизика», 2000. – 1 т.– Текст : непосредственный.

424. Отчет сейсморазведочных партий 2/97-98, 2/98-99 о результатах работ в 1997-1999гг на Мазунинской площади Удмуртской Республики (Русиновский и Западно-Ельниковский участки): отчет / О. А. Смирнов (отв. исп.) [и др.]. – Ижевск: ОАО «Удмуртгеофизика», 2000. – 2 т. – Текст : непосредственный.

425. Оценка и выявление перспектив нефтегазоносности в пределах Южно-Баренцевоморского и Печорского региона и определение направлений геолого-разведочных работ ПАО «Газпром» на основе углубленной переобработки и комплексной интерпретации сейсмических данных шельфа Баренцева и Печорского морей : отчет / О. А. Смирнов (отв. исп.), Н. М. Шестакова [и др.]. – Тюмень: ООО «ИНГЕОСЕРВИС», 2020. – 4 т. – Текст : непосредственный.

426. Оценка перспектив нефтегазоносности и определение направлений геологоразведочных работ ПАО "Газпром" в пределах полуострова Ямал на основе углубленной переобработки сейсморазведки 2D и комплексной интерпретации с данными ГИС, разномасштабными геолого- геофизическими данными грави- и магниторазведки, электроразведки, геохимической съемки, космоснимков и цифровой модели рельефа : отчет /

О. А. Смирнов (отв. исп.), Ю. Б. Погребская [и др.]. – Тюмень: ООО «ИНГЕОСЕРВИС», 2021. – 5 т. – Текст : непосредственный.

427. Оценка углеводородного потенциала Блока 21 Туркменского сектора Каспийского моря : отчет / О. А. Смирнов (отв. исп.), К. Ю. Татаренко [и др.]. – Москва: ЗАО «Пангея», 2012. – 1 т. – Текст : непосредственный.

428. Переобработка и переинтерпретация данных МОГТ 3Д прошлых лет (2980 кв. км) с использованием современных программно-технических комплексов. Объединение СРР 3Д (2355 кв. км) с единой сейсмической моделью Песцового вала. Подготовка комплексных ТЭО : отчет / О. А. Смирнов (отв. исп.), Е. В. Шарифьянова [и др.]. – Тюмень: ООО «ИНГЕОСЕРВИС», 2023. – 5 т. – Текст : непосредственный.

429. Переинтерпретация сейсмических построений с учетом данных бурения на перспективных объектах (Мазунинская и Архангельская площади): отчет / О. А. Смирнов (отв. исп.), Н. Н. Зайцева [и др.]. – Ижевск: ОАО «Удмуртская геофизическая экспедиция», 2001. – 1 т. – Текст : непосредственный.

430. Подсчет геологических запасов УВ и ТЭО КИН продуктивных пластов Фестивального месторождения : отчет / О. А. Смирнов (отв. исп.), А. Н. Зайцев [и др.]. – Москва: ЗАО «Пангея», 2013. – 2 т. – Текст : непосредственный.

431. Полная обработка, временная миграция до суммирования и интерпретация 2Д МОГТ сейсмических данных, зарегистрированных на лицензионных участках Карабашский-1, 2, 3, 9 в Западно-Сибирском бассейне : отчет / О. А. Смирнов (отв. исп.), А. Н. Корнев [и др.]. – Тюмень: ООО «ИНГЕОСЕРВИС», 2015. – 1 т. – Текст : непосредственный.

432. Построение трехмерных геологических и гидродинамических моделей месторождений Зых и Говсаны с учетом данных сейсморазведки 3Д, расчет прогнозных вариантов разработки : отчет / О. А. Смирнов (отв. исп.), А. Н. Зайцев [и др.]. – Москва: ЗАО «Пангея», 2012. – 2 т. – Текст : непосредственный.

433. Построение трехмерной геологической модели сирачойского резервуара Средне-Харьягинского месторождения : отчет / О. А. Смирнов (отв. исп.), В. П. Федорова [и др.]. – Москва: ЗАО «Пангея», 2008. – 2 т. – Текст : непосредственный.

434. Применение сейсморазведки 3Д для создания геологических моделей месторождений на стадии их разведки и разработки на примере Сугмутского месторождения : отчет / О. А. Смирнов (отв. исп.), Н. В. Нассонова [и др.]. – Ноябрьск: ОАО «Ноябрьскнефтегаз», 1999. – 2 т. – Текст : непосредственный.

435. Прогноз высокодебитных зон в доюрском комплексе и отложениях баженовской свиты Средне-Назымского месторождения по результатам углубленного анализа сейсмических скоростей ПРОTM, многомерной интерпретации кинематических и динамических атрибутов

сейсморазведки 3D/2D, данных гравимагниторазведки : отчет / О. А. Смирнов (отв. исп.), О. М. Сусанина [и др.]. – Москва: ЗАО «Пангея», 2013. – 2 т. – Текст : непосредственный.

436. Прогноз нефтеперспективных зон в ниже-среднеюрских отложениях и доюрском комплексе на Южно-Галияновском и Рогожниковском лицензионных участках, а также по Ханты-Мансийско-Рогожниковской зоне по данным бурения, сейсморазведки и потенциальных полей : отчет / О. А. Смирнов (отв. исп.), М. Б. Лурье [и др.]. – Москва: ЗАО «Пангея», 2005. – 2 т. – Текст : непосредственный.

437. Создание концептуальной седиментационной модели Ильбокичского лицензионного участка на основе обработки данных сейсморазведки МОГТ 3Д: отчет / О. А. Смирнов (отв. исп.), О. В. Феоктистова [и др.]. – Тюмень: ООО «ИНГЕОСЕРВИС», 2015. – 1 т. – Текст : непосредственный.

438. Создание цифровой геолого-геофизической модели нефтяной залежи на Забегаловском участке : отчет / О. А. Смирнов (отв. исп.), Т. И. Кузнецова [и др.]. – Ижевск: ОАО «Удмуртгеофизика», 2000. – 1 т. – Текст : непосредственный.

439. Составление зонального проекта поисковых работ на нефть и газ на Северо-Русском лицензионном участке с переоценкой ресурсов Харбейской, Дороговской структур и их паспортизацией : отчет / О. А. Смирнов (отв. исп.), А. С. Петренко [и др.]. – Москва: ЗАО «Пангея», 2007. – 2 т. – Текст : непосредственный.

440. Составление структурно-палеовулканологической карты масштаба 1:500000 с врезками масштаба 1:200000 в пределах тунгусской серии листов для ГСР-200 в 1995-1999 гг. : отчет / Н. Л. Сапронов, В. А. Москалев. – Красноярск: Красноярскгеолсъёмка, 1999. – 2 т. – Текст : непосредственный.

441. Уточненный проекта поисков месторождений (залежей) нефти и газа на блоке NEC-OSN-97/1 (№ 26), Бенгальский залив, Индия : отчет / О. А. Смирнов (отв. исп.), А. С. Петренко [и др.]. – Москва: ЗАО «Пангея», 2007. – 2 т. – Текст : непосредственный.

442. Advanced reservoir characterization to simulation studies for Integrated Cluster Field Development Plan of Northern Discovery Area of KG-DWN-98/2 Block and Pliocene discoveries of G-4 and GS-29-5 in nomination ML areas, KG Offshore, KG-PG Basin : отчет / О. А. Смирнов (отв. исп.), А. Н. Зайцев [и др.]. – Москва: ЗАО «Пангея», 2012. – 2 т. – Текст : непосредственный.