

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



ЦЕПЛЯЕВА АННА ИВАНОВНА

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В КОЛЛЕКТОРАХ
ПАЛЕОЗОЙСКОГО ФУНДАМЕНТА НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ
ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ (НА ПРИМЕРЕ
ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КРАСНОЛЕНИНСКОГО СВОДА)**

Специальность 25.00.12 – Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых
месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор геолого-минералогических наук
С.Р. Бембель

Тюмень – 2018

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1 ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПОРОД ФУНДАМЕНТА	13
1.1 Обзор месторождений, открытых в породах фундамента	13
1.2 Геологические особенности и нефтегазоносность месторождений доюрского комплекса Западной Сибири	15
1.3 Нефтегазоносность доюрского комплекса Красноленинского свода...	22
ГЛАВА 2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	33
2.1 Структурно-тектонические особенности района исследования	33
2.2 Геолого-геофизическая характеристика и нефтегазоносность района исследования.....	40
2.3 Сейсмогеологическая характеристика района исследования.....	47
ГЛАВА 3 КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ДАННЫХ 3D-СЕЙСМОРАЗВЕДКИ, ГИС И КЕРНА	50
3.1 Анализ результатов исследований керна.....	50
3.2 Анализ результатов петрофизических исследований и данных ГИС ..	60
3.3 Динамический анализ. Изучение трещиноватости объекта PZ по сейсмическим данным	69
3.4 Сопоставление результатов атрибутивного анализа и фактических данных поисково-разведочного бурения	84
ГЛАВА 4 НОВЫЕ ПОДХОДЫ К 3D-ГЕОЛОГИЧЕСКОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ, ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИХ ПРИ СОЗДАНИИ ПОСТОЯННО-ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ.....	88
4.1 Существующие методы моделирования трещиноватых коллекторов .	88

4.2 Методика создания трехмерной геологической модели палеозойского фундамента (на примере одного из месторождений Красноленинского свода)	100
4.3 Анализ результатов моделирования и применение методики моделирования при геолого-технологических мероприятиях	120
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	127
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ И ЛИТЕРАТУРЫ.....	129

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ВНК – водонефтяной контакт
- ГГДМ – геолого-гидродинамическая модель
- ГДМ – гидродинамическая модель
- ГДИС – гидродинамические исследования скважин
- ГИС – геофизические исследования скважин
- ГРП – гидравлический разрыв пласта
- ГТМ – геолого-технологическое мероприятие
- ИД – индикаторная диаграмма
- КВД – кривая восстановления давления
- КВ – кора выветривания
- КИН – коэффициент извлечения нефти
- ОГ – отражающий горизонт
- ЛУ – лицензионный участок
- МОГТ – метод общей глубинной точки
- ОПР – опытно-промышленная разработка
- ПГИ – промыслово-геофизические исследования скважин
- РИГИС – результаты геофизических исследований скважин
- СДУ – средний динамический уровень
- УВ – углеводороды
- ФБР – фильтрат бурового раствора
- ЭЦН – электроцентробежный насос
- CFM – непрерывная модель трещин
- DFN – дискретная модель трещин
- FMI – электрический пластовый микросканер
- RMS – среднеквадратичные амплитуды
- PZ – палеозойский фундамент

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы и степень ее разработанности

В настоящее время в связи с выработкой запасов большинства месторождений нефти и газа Западной Сибири, залежи которых в основном относятся к нижнемеловому и юрскому интервалу разреза, наибольший научный и практический интерес с точки зрения поисково-разведочных работ представляют интервалы фундамента. Однако в связи с недостаточной изученностью огромных территорий, ограниченностью фактического материала (исследований керна, обоснования петрофизических зависимостей, свойств пластовых флюидов), отсутствием надежных методик прогноза фильтрационно-емкостных свойств и способов построения геологических моделей сложнопостроенных объектов фундамента, как основы эффективного освоения и разработки связанных с ними залежей, остается множество вопросов и нерешенных научно-практических задач.

В этом направлении работали и продолжают исследования многие ученые: В.С. Бочкарев, В.И. Воронов, А.Н. Дмитриевский, Н.П. Запивалов, М.Ю. Зубков, К.С. Иванов, К.А. Клещев, А.Э. Конторович, В.Г. Криночкин, В.С. Сурков, С.В. Шадрина, В.Л. Шустер и другие известные геологи и геофизики. Сложное строение нижнего структурного этажа Западно-Сибирской платформы, включающего породы фундамента, коры выветривания и базальных горизонтов осадочного чехла, подчеркивается широким разнообразием петрографического и литологического состава продуктивных интервалов, среди которых присутствуют нижнекембрийские карбонатные отложения, гранитоиды и толщи триасового вулканогенного комплекса, а также древние метаморфические породы позднепротерозойского-раннепалеозойского возраста.

Палеозойский фундамент Краснотенинского свода представляет собой объект со сложным геологическим строением, требующий нестандартного подхода при трехмерном геологическом моделировании. Поиск современных

методов его исследования, их комплексирование при создании геолого-гидродинамических моделей является актуальной научно-технической проблемой.

Цель работы – разработать и обосновать способ повышения достоверности геологической модели залежей в трещиноватых коллекторах палеозойского фундамента (на примере одного из месторождений Красноленинского свода) на базе комплексирования результатов интерпретации 3D-сейсморазведки, геолого-геофизических и промысловых данных, петрофизических материалов; создать достоверную основу для повышения точности оценки запасов и поисков перспективных нефтегазоносных участков на территории Красноленинского свода.

Основные задачи исследования:

1. Выполнить комплексный анализ геолого-геофизического материала, промысловой информации и их интерпретацию на основе данных бурения и сейсморазведочных работ.

2. Разработать методические приемы выделения и картирования нефтеперспективных зон в верхней части палеозойского фундамента на основе комплексирования данных 3D-сейсморазведки (динамические атрибуты), интерпретации материалов ГИС, обобщения результатов исследования керна, испытаний скважин и геолого-промысловых данных.

3. Выявить особенности развития интервалов трещиноватости и выполнить прогноз перспективных участков в палеозойском фундаменте.

4. Создать трехмерную геологическую модель нефтяных залежей палеозойского объекта, связанных с порово-трещинными интервалами в верхней части фундамента.

Научная новизна исследования:

1. Впервые установлена взаимосвязь нефтегазоперспективных зон в верхней части палеозойского фундамента с сейсмическими атрибутами, рассчитанными во временном окне 0-70 мс ниже отражающего горизонта «А» (кровля доюрского основания): акустическим импедансом, среднеквадратичными амплитудами, аналогами когерентности (атрибутами «Chaos», «Variance» и «Ant Tracking»).

2. Выявлена приуроченность коллекторов трещинного и трещинно-порового типа к зонам разрывных нарушений, выделенных с помощью сейсмических атрибутов структурного типа (когерентность) и данным акустической инверсии.

3. Впервые по результатам анализа керна и данных ГИС выполнена типизация коллекторов палеозойского фундамента по преимущественному типу пустотного пространства (поровый, порово-трещинный, трещинный) изучаемого месторождения.

4. Разработана методика построения трехмерной геологической модели залежей палеозойского фундамента, в которой пустотное пространство сложнопостроенного коллектора представлено «двойной средой», состоящей из низкопроницаемой матрицы и систем высокопроницаемых трещин.

Практическая значимость и внедрение результатов работы

Создана детальная геологическая модель нефтяных залежей в сложнопостроенных трещиноватых коллекторах верхней части палеозойского фундамента одного из месторождений Красноленинского свода на основе комплексирования данных 3D-сейсморазведки, петрофизических алгоритмов выделения интервалов порового и порово-трещинного типа коллектора, информации по опробованию и динамике работы скважин.

Эффективность предложенной методики моделирования успешно подтверждена геолого-промысловыми данными и результатами

эксплуатационного бурения. Материалы исследования используются на месторождении при проектировании разработки, проведении геолого-технологических мероприятий (ГТМ) по дострелу выделенных автором продуктивных интервалов. Уточнено геологическое строение палеозойского фундамента изучаемого района, приняты рекомендации по заложению поисково-разведочных скважин. Разработанные автором подходы к созданию и уточнению геологических моделей трещиноватых коллекторов палеозойского фундамента применяются на других месторождениях Красноленинского свода (Рогожниковско-Ляминской зоны).

Методологическая основа для исследования и методы исследования

Для решения поставленных задач применялся ряд теоретических и экспериментальных методов исследования.

Теоретические методы исследования включают в себя анализ опыта и обобщения отечественных и зарубежных источников по геологическому строению, истории открытия и разработки залежей палеозойского фундамента, обобщения подходов и приемов геолого-гидродинамического моделирования залежей, связанных с трещиноватыми коллекторами.

Для выделения продуктивных интервалов использованы новейшие результаты производимых работ по петрофизическому обоснованию пород-коллекторов, методики принятых подходов к выделению потенциально трещиноватых интервалов по данным 3D-сейсморазведки.

К экспериментальным исследованиям относится построение трехмерной геологической модели залежей палеозойского фундамента (объект «PZ») по результатам обобщения и комплексирования теоретических и специальных исследований, послуживших основой для гидродинамических расчетов, прогноза показателей работы эксплуатационных скважин и подбора геолого-технологических мероприятий. В работе использован программный комплекс «Petrel» (Schlumberger).

Защищаемые положения:

1. Установленная связь между участками развития трещиноватых пород в верхней части палеозойского фундамента с сейсмическими атрибутами и дебитами флюидов в скважинах повышает достоверность прогноза нефтеперспективных зон.

2. Геологические модели залежей палеозойского фундамента, учитывающие низкопроницаемую матрицу и системы высокопроницаемых трещин в коллекторах с различными типами метаморфических пород, являются основой прогноза продуктивности скважин.

Достоверность полученных результатов

Решение поставленных задач выполнено с использованием современных программных комплексов создания геолого-гидродинамических моделей.

Достоверность результатов исследований подтверждается фактическими скважинными данными (14 разведочных скважин, 24 эксплуатационных скважины). Основные положения работы использованы при оценке геологических запасов нефти залежей объекта «PZ», прогнозе технологических режимов работы скважин, реализации и успешности выполненных (при непосредственном участии автора) геолого-технических мероприятий по проведению дострелов и гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Личный вклад

Автором был собран и проанализирован фактический материал по 42 скважинам, включая дела скважин; данные геолого-технологических исследований (ГТИ); проанализированы первичные данные и результаты интерпретации геофизических методов исследований скважин (ГИС); результаты проведения промыслово-геофизических исследований (ПГИ); фактические данные разработки и результаты проведения

гидродинамических исследований скважин (ГДИС); проведен анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта.

Просмотрено 448 м кернавого материала; изучено макро- и микроописание представленных пород. Проанализированы данные 3D-сейсморазведки в объеме 473 км², проведена структурная интерпретация и динамический анализ сейсмических атрибутов.

Построена трехмерная геологическая модель залежей палеозойского фундамента. Выполнено сопровождение постоянно действующей геолого-гидродинамической модели, выданы рекомендации по проведению ГТМ и доразведке залежей палеозойского фундамента на соседних месторождениях Красноленинского свода (Рогожниковско-Ляминской зоны).

Апробация работы

Основные результаты проведенных исследований и основные положения диссертации докладывались и обсуждались на 18 научно-практических и научно-технических конференциях, форумах, симпозиумах различного уровня: V Международной конференции молодых ученых и специалистов памяти академика А.П. Карпинского (Санкт-Петербург, 2017 г.); 7 Международной научно-практической конференции «ГЕОСОЧИ – 2017. Нефтегазовая геология и геофизика» (Сочи, 2017 г.); Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных «Новые технологии – нефтегазовому региону» (Тюмень, 2015 г., 2017 г.); Международной конференции «VIII International Siberian Early Career GeoScientists Conference» (Новосибирск, 2016 г.); Международном научном симпозиуме имени академика М.А.Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (Томск, 2015 г., 2016 г.); Международной научно-технической конференции «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации)» (Тюмень, 2014 г., 2016 г.); Международной

конференции «Multidisciplinary approach to solving problems of geology and geophysics» (Баку, Азербайджан, 2015 г.); Международной научно-технической конференции «НЕФТЬ И ГАЗ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ» (Тюмень, 2015 г.); V Международной научно-практической конференции «Геокрым–2015. Проблемы нефтегазовой геологии и геофизики» (Алушта, Крым, 2015 г.); Всероссийской конференции молодых ученых «Современные проблемы геохимии – 2015» (Иркутск, 2015 г.); VII Сибирской научно-практической конференции молодых ученых по наукам о Земле (с участием иностранных специалистов) (Новосибирск, 2014 г.); «6 EAGE Conference and Exhibition Saint Petersburg 2014. Geoscience – Investing in the Future» (Санкт-Петербург, 2014 г.); конкурсе молодежных инновационных проектов в рамках международного форума «НЕФТЬГАЗТЭК» (Тюмень, 2014 г.); V Международной конференции «Fundamental and applied geological science: achievements, prospects, problems and ways of their solutions» (Баку, Азербайджан, 2013 г.); Международном студенческом нефтяном конгрессе «East meets West» (Краков, Польша, 2013 г.).

Публикации

По теме диссертации автором опубликовано 20 работ, из которых 5 научных статей – в рецензируемых научных изданиях, входящих в перечень ВАК РФ, в том числе три работы в рецензируемых научных изданиях, входящих в международные базы данных (Web of Science, Scopus).

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы. Содержание работы изложено на 142 страницах, включая 78 рисунков, 5 таблиц. Список литературы включает 150 наименований.

Благодарности

Автор благодарит своего научного руководителя д.г.-м.н. С.Р. Бембеля за внимание к работе и ценные рекомендации.

Особую благодарность автор выражает к.г.-м.н. В.А. Ефимову и к.г.-м.н. С.В. Шадринной за научные консультации и неоценимую помощь при выполнении данной работы.

Автор признательна директору Тюменского отделения «СургутНИПИнефть» А.П. Кондакову за практические советы и содействие на всех этапах подготовки диссертационной работы, а также своим коллегам.

ГЛАВА 1 ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПОРОД ФУНДАМЕНТА

1.1 Обзор месторождений, открытых в породах фундамента

В настоящее время месторождения нефти и газа в породах фундамента открыты практически на всех континентах и в акватории Мирового океана. На сегодняшний день известно более 450 месторождений с промышленными скоплениями нефти, газа и конденсата в фундаменте 54 нефтегазоносных бассейнов мира [23, 96] (рис. 1).



Рисунок 1 – Схема выявленных месторождений УВ в фундаменте (данные источников [2, 23, 56, 89, 106, 116, 117, 130, 132, 141], составила А.И. Цепляева)

Один из первых промышленных притоков нефти и газа был получен в декабре 1918 г. на месторождении «Пэнхендл-Хьюготон» (Panhandle-Hugoton) (США). В 1925 г. крупная залежь выявлена в Венесуэле, на гигантском нефтяном месторождении «Ла-Пас» (La-Paz) [89, 141]. В Ливии порядка 100 месторождений связаны с породами фундамента; крупнейшее из них – «Ауджила» (Augila-Amal), приурочено к погребенному выступу «Ракб» (Rakb). Суммарные извлекаемые запасы нефти составляют 512 млн.т., дебиты эксплуатационных скважин - от 100 до 1000 м³/сут. Нефтяные месторождения в магматических породах фундамента открыты в Египте, в зоне Суэцкого грабена.

В 1974 г. в 150 км от западного побережья Индии было открыто месторождение «Бомбей-Хай» (Bombay High) [56]. Крупные залежи углеводородов открыты в фундаменте Серджипского бассейна Бразилии - месторождение «Кармополис» (Karmopolis) с начальными извлекаемыми запасами нефти 150 млн. т; в Канаде – месторождение «Пис-Ривер» (Peace-River); Северо-Китайском нефтегазоносном бассейне – «Ляохэ», «Дуншин», «Женцю» и другие [106].

Открытия были сделаны и на территории СНГ - в Казахстане (месторождение Оймаша, 1981) и Украине, где закартировано несколько залежей в магматических породах фундамента Днепровско-Донецкой впадины.

В 1988 г. на материковом шельфе Вьетнама было открыто уникальное месторождение «Белый Тигр» (White Tiger), приуроченное к гранитоидным породам мезозойского фундамента. Отечественной компанией «Вьетсовпетро» в рамках совместного российско-вьетнамского консорциума выполнено целенаправленное бурение на фундамент вначале на «Белом Тигре», а затем и других площадях Меконгской и Южно-Коншонской впадин, входящих в состав нефтегазоносного бассейна «Кыулонг» (Cuu-Long). Это привело к открытию ряда новых месторождений нефти и газа («Дракон», «Рубин», «Бави» и др.) [2], играющих важнейшую роль в топливно-энергетическом секторе республики Вьетнам (суммарная доля залежей фундамента в нефтегазодобывающей промышленности составляет более 90%) [56].

На месторождении «Белый Тигр» основные залежи нефти связаны с горстоподобными структурами – так называемыми «выступами» кристаллического фундамента. Продуктивный интервал разреза представлен чередованием зон плотных и разуплотнённых трещиноватых гранитоидных пород, в пределах которых выделяются отдельные участки с повышенной плотностью трещин. Ориентация трещин часто изменяется с глубиной, формируя несколько разнонаправленных систем [117]. Угол падения трещин варьируется в пределах 10-90; основная масса проводящих трещин и мелких разломов имеет субвертикальное направление [83, 116, 130].

В России известно несколько десятков нефтяных и газовых месторождений, открытых в породах фундамента. Большинство этих месторождений находятся в Западной Сибири.

1.2 Геологические особенности и нефтегазоносность месторождений доюрского комплекса Западной Сибири

В 1953-1963 гг. были открыты скопления газа в гранитах, гнейсах и коре выветривания в Березовском районе Тюменской области [49], но в последующие годы в основном поиски были направлены на юрские и нижнемеловые отложения, как высокопродуктивные.

Современные проблемы нефтяной геологии обусловлены повсеместным переходом к освоению месторождений нефти и газа со сложным геологическим строением [11, 14]. Поэтому породы фундамента Западной Сибири в настоящее время представляют широкий интерес, как для нефтегазовых компаний, так и для ученых.

Первой стратиграфической схемой, основанной на результатах бурения, геофизических работ и сейсморазведки, была схема Н.Н. Ростовцева, опубликованная в 1954 г. и уточненная в 1959 г. [77, 78].

Первой крупной сводкой по стратиграфии и палеонтологии палеозоя была работа В.С. Бочкарева, П.К. Куликова и Б.С. Погорелова, опубликованная в 1968 г. [20] и объединившая практически весь стратиграфический материал по Западной Сибири, накопленный к этому времени. До этого появлялись работы стратиграфического плана, но они не имели профессиональной палеонтологической основы.

В отличие от Н.Н. Ростовцева, опубликовавшего представление о складчатом, геосинклинальном строении палеозоя Западной Сибири, в статьях А.А. Трофимука, В.С. Вышемирского, Н.П. Запивалова и др.[38] предлагалась принципиально иная точка зрения. По их мнению, отложения палеозоя Западно-Сибирской плиты входят в состав промежуточного комплекса.

В.А. Дедеев, В.Д. Наливкин и др. [26] считали, что этап, в течение которого был сформирован промежуточный структурный этаж, в который они включили и палеозойские, и триасовые отложения Западной Сибири, является полугеосинклинальным (парагеосинклинальным). В.Н. Соболевская [80] называет «промежуточный» тектонический этап предчехольным и указывает на его отличия как от геосинклинального, так и от платформенного этапов.

На гетерогенность промежуточного этажа указывали составители тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты, выделяя в его составе формации внешних (миогеосинклинальных) зон герцинид на каледонском и байкальском цоколе, формации межгорных геосинклинальных впадин, палеозойские пологоскладчатые покровы, палеозойские отложения платформенного типа. По мнению А.Л. Яншина [108], в состав «промежуточного» этажа входят три различных в структурном отношении комплекса пород: молассы краевых прогибов и горных впадин герцинид, средне-верхнепалеозойские отложения областей каледонской складчатости эпигеосинклинального типа, а также средне-верхнетриасовые и нижнеюрские отложения платформенного чехла, включая выполнение грабенов.

П.К. Куликов [57, 58] убедительно доказывает неоднородное строение «фундамента» или промежуточного этажа, нижняя часть которого сложена формациями передовых и межгорных впадин геосинклинального типа, средняя часть – формациями параплатформенного структурного этажа, а верхняя (триас-нижнеюрская) – тафрогенными формациями платформенного типа.

В первых работах О.Г. Жеро, В.С. Суркова и др. [30] указывается, что гетерогенность «промежуточного» этажа обусловлена развитием в его составе отложений платформенных чехлов палеозойского возраста и формаций грабен-рифтов. Детальное тектоническое районирование было выполнено позднее В.С. Сурковым, О.Г. Жеро и др. [82]. Именно этими авторами развивается представление о строении Центрально-Западносибирской зоны, как сложного комплекса отложений геосинклинального типа и осадков чехлов срединных массивов.

Поверхность доюрского основания сложена разнообразным комплексом образований от геосинклинальных метаморфических до нормальных осадочных. Гетерогенность формационная и возрастная, а также тектоническая разнородность привели к формированию всего разнообразия структурных форм фундамента [59, 61].

О необходимости проведения геолого-разведочных работ и перспективах нефтегазоносности пород фундамента Западно-Сибирской плиты в разное время высказывались И.М. Губкин, Н.С. Шатский, М.М. Чарыгин, М.К. Коровин, А.А. Трофимук, А.Э. Конторович, В.С. Сурков, И.И. Нестеров, Н.П. Запивалов, Ю.Г. Эрвье и многие другие [54, 67].

В фундаментальной шеститомной работе, вышедшей в 2000 г. под редакцией академиков А.Э. Конторовича и В.С. Суркова, отмечается, что планомерное геолого-геофизическое исследование пород фундамента Западно-Сибирской плиты началось с 1947 года, когда развернулись широкие буровые и геофизические работы по поиску залежей нефти и газа. За первое десятилетие региональными геологическими, гравиметрическими, магнитными исследованиями в масштабе 1:1 000 000 и 1:200 000 и сейсмическими работами МОВ, ЗС МОВ, ТЗ МПВ выявлены общие закономерности в геологическом строении фундамента и осадочного чехла Западно-Сибирской плиты.

Начиная с 1957 года широкое развитие имеют площадные работы МОВ в сочетании с большим объемом глубокого бурения и сейсмокаротажа и, к 1980 году, более половины территории закрыты детальными площадными сейсморазведочными работами. В период с 1973 по 2002 год создана сеть региональных профилей в центральной части Западно-Сибирской плиты, протяженностью 18 тыс. км.

В 1975 г. на Томской научно-технической конференции по проблеме нефтегазоносности палеозойских отложений было рекомендовано выделить два самостоятельных объекта исследований: 1 - зону контакта отложений палеозоя и мезозоя или разновозрастный нефтегазоносный горизонт зоны контакта – НГГЗК (по Е.Е. Даненбергу и А.Э. Конторовичу); 2 - собственно палеозойские

комплексы [103]. Именно после этой конференции палеозой стал интенсивно разбуриваться. В Нюрольском бассейне наиболее значительные результаты по выявлению скоплений нефти и газа достигнуты в НГГЗК (Арчинское, Герасимовское, Калиновое, Лугинецкое, Нижне-Табаганское, Останкинское, Северо-Калиновское, Северо-Лугинецкое, Урманское, Южно-Тамбаевское, Чкаловское и др.). В собственно палеозойских комплексах существенные скопления УВ и проявления обнаружены значительно ниже НГГЗК (Малоичское, Чкаловское, Еллей-Ингайское и др.).

В пределах Шаимского нефтегазоносного комплекса (НГК) открыты залежи на Даниловском, Северо-Даниловском, Мортымья-Тетеревском, Мулымьинском, Потанайском, Толумском и Убинском месторождениях [39]. Коллекторами являются два основных класса пород: трещиноватые метаморфические и магматические, которые детально изучены, что объясняется небольшой глубиной залегания пород фундамента в этом районе (в среднем 1800-2000 м) [40].

Как показала практика геологоразведочных работ на территории Западно-Сибирской НГП (Омская, Томская, Новосибирская, Тюменская области), поверхностные горизонты доюрского фундамента, представленные выветрелыми карбонатными и терригенно-карбонатными породами, могут являться коллекторами, содержащими промышленные скопления УВ [50, 51].

В большинстве случаев при проведении поисковых работ в фундаменте разбуривается только его верхняя (30-50 м) часть [106]. Однако существуют примеры получения притоков нефти из глубокозалегающих интервалов. Так, на Малоичском месторождении, нефть была получена с глубины 4200м, что ниже кровли палеозоя на 1400 м [35, 36]. В связи с этим следует по-новому оценивать возможные границы нефтегазоносного комплекса фундамента, который не ограничивается только его верхней частью (или корой выветривания) [31].

Одним из главных факторов, определяющих нефтегазоносность, т.е. количество и качество коллекторов, является тектоника. Многие исследователи – Г.Д. Исаев, В.А. Корнев, В.Ф. Никонов и др. [42, 55, 68] разделяют мнение о

том, что интенсивность геодинамики и структура фундамента находятся в определенной взаимозависимости, и что в этом отношении фундамент выступает «как важный геологический фактор, управляющий нефтегазоносностью».

Границы залежей нефти в фундаменте контролируются сверху надежным флюидоупором (в ряде случаев плохопроницаемыми массивными породами фундамента), нижнее ограничение залежи контролируется глубиной распространения в разрезе эффективных коллекторов и, кроме того, нижней границей распространения материнской осадочной толщи, примыкающей к фундаменту [53, 107].

Важное значение для формирования залежей УВ имеет состав нижнеюрских отложений. Глинистые горизонты играют роль экранов, которые в благоприятных структурных условиях, там, где они перекрывают зоны дезинтеграции пород фундамента или зоны трещинных коллекторов, образуют перспективные для поисков залежей УВ ловушки [42, 43].

Однако не четко определена природа емкости и время образования, особенности развития и локализации коллекторов для пород доюрского комплекса, характеризующихся сложной структурой пустотного пространства в зонах развития коллекторов, значительно отличающихся от трещиноватых карбонатных коллекторов [10, 28, 75, 116, 140].

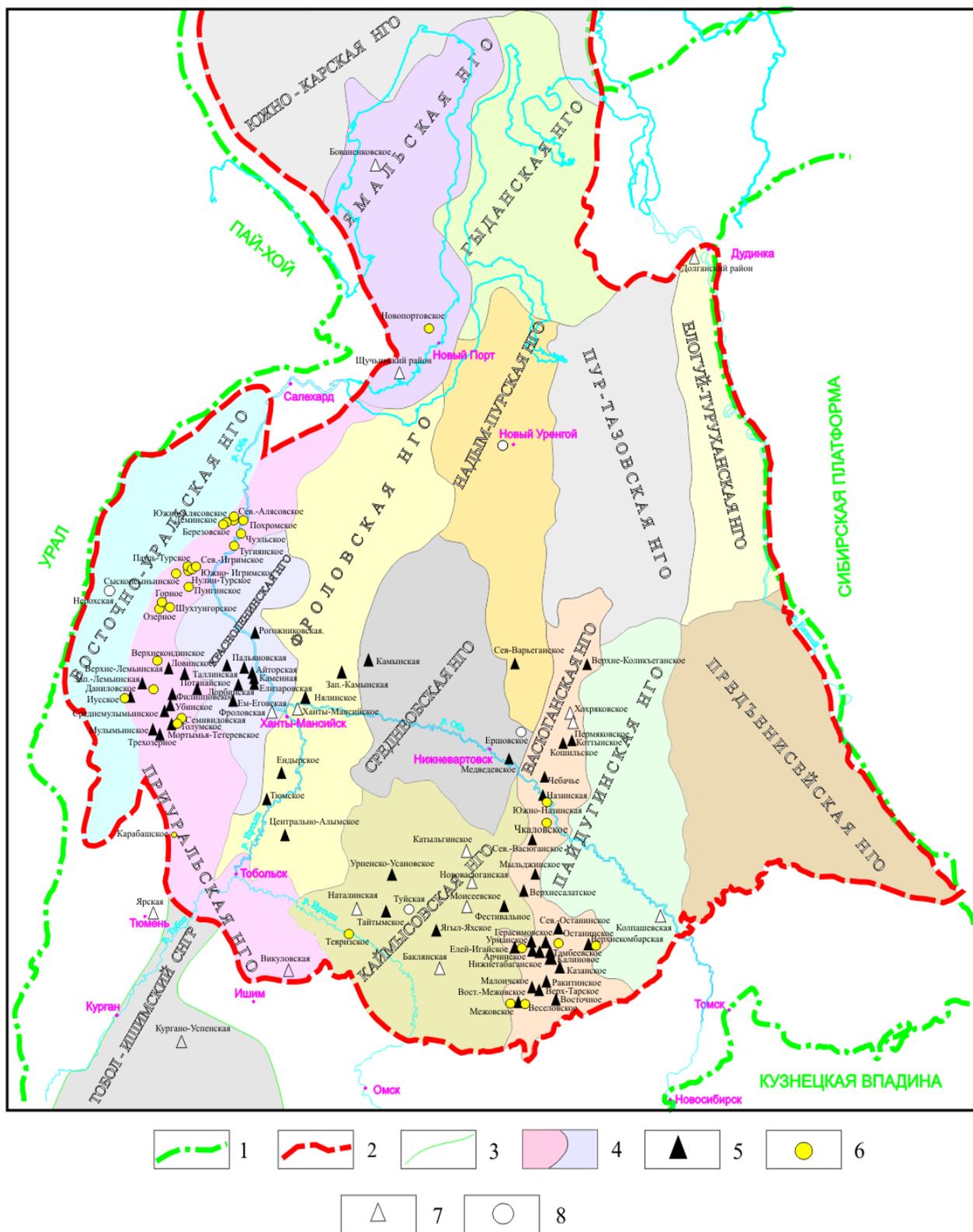
Основными проблемами, возникающими при разработке и геологическом изучении подобных объектов, являются: неоднородность их строения, особые условия фильтрации флюидов, сложность системы порового пространства [48].

Нет достаточно обоснованных способов и методических решений для оценки физических полей, отражающих участки развития трещиноватости для аккумуляции нефти и газа. Недостаточно разработаны (либо находятся в состоянии научно-практического и опытно-промышленного опробования) методы изучения и методики интерпретации данных ГИС для достоверного выделения здесь зон развития коллекторов (трещинной, каверновой, структурной пустотностей), оценки их ФЕС, характера насыщения.

Территория Ханты-Мансийского автономного округа относится к числу наиболее изученных глубоким поисково-разведочным бурением. В общей сложности с 1996 по 2002 гг. пробурено 1400 поисково - разведочных скважин в пределах центральной части Западно-Сибирской плиты. С 1990 г. объем бурения увеличивался в связи с открытием залежи нефти в отложениях перм-триасового тафрогенного этажа на Рогожниковском куполовидном поднятии.

Максимальные дебиты нефти из фундамента достигают 400 м³/сут на Ханты-Мансийском месторождении и 230 м³/сут на Рогожниковском месторождении [3, 4, 37, 49, 60].

В образованиях доюрского комплекса Западной Сибири, включающего палеозойский фундамент (PZ) и отложения триаса, на контакте с чехлом выявлено более 50 месторождений углеводородов [12, 87]. По последним данным [86] общее количество поисково-разведочных скважин, вскрывших доюрские образования на территории ХМАО-Югры, составляет более 3100. Большинство скважин вскрыли кровельную часть доюрского комплекса на глубину до 100 м (2678 скважин), на глубину более 100 м – порядка 450 скважин. Доюрский разрез на глубину более 1 км освещен всего 21 скважиной, что говорит о нехватке информации и необходимости дальнейшего изучения. Схема размещения месторождений и проявлений УВ в доюрских образованиях Западной Сибири [22] представлена на рисунке 2.



Границы: 1- Западно-Сибирской геосинеклизы; 2 - Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции; 3 - самостоятельных НГР; 4 - нефтегазоносных областей (районирование по Конторовичу А.Э., 2006г.).
Промышленные притоки в фундаменте: 5 - нефти; 6 - газа; 7 - нефтепроявления, 8 - газопроявления

Рисунок 2 – Схема размещения месторождений и проявлений УВ в доюрских образованиях Западной Сибири (В.И. Воронов, Л.В. Смирнов, Ю.А. Цимбалюк, 2014)

1.3 Нефтегазоносность доюрского комплекса Красноленинского свода

Поверхность доюрского основания полого погружается в восточном и северо-восточном направлениях. Наивысшее ее положение установлено в Красноленинском выступе, где Рогожниковской скважиной 723 доюрские образования вскрыты на абсолютной отметке – 2400 м. Выступ фундамента оконтуривается изогипсой – 2700 м, амплитуда поднятия которого составляет 300 м. В структуре мезозойско-кайнозойского чехла этому поднятию соответствует Красноленинский свод.

Красноленинский свод, выделяемый как крупная пликативная структура ортоплатформенного чехла, в подстилающем палеозойском мегакомплексе также представляет собой гранитно-сланцевый выступ. Сопредельным относительно сводов и мегавалов ортоплатформенного чехла территориям, погруженным по юрским и меловым слоям в доюрском основании, соответствуют либо грабенообразные депрессии, выполненные вулканогенно-осадочными формациями триаса, либо синформы, сложенные слабометаморфизованными, но дислоцированными терригенными, иногда карбонатными отложениями девона-карбона [26, 66].

Красноленинская зона нефтегазонакопления является самой крупной по запасам. Вещественный состав верхней дезинтегрированной поверхности фундамента, содержащей нефтяные залежи, разнообразный: метаморфические сланцы протерозойско-палеозойского возраста, гранитные интрузии палеозоя, карбонатно-песчано-глинистые и карбонатно-рифогенные ассоциации отложений девона – нижнего карбона, терригенно-сланцевые отложения нижнего и среднего палеозоя, кислые эффузивы триасового и пермо-триасового возраста [67, 88].

В центральной части Красноленинского свода расположено Красноленинское месторождение. Также выявлено крупное месторождение по

запасам – Каменное, средние по запасам – Талинское и Ем-Еговское и два очень мелких по запасам – Лебяжье и Ингинское.

На Каменной и Восточно-Каменной площадях в доюрских отложениях отмечаются многочисленные разрывные нарушения различной амплитуды и направленности, которые проникают и в юрские отложения. Предполагается, что данная система дизъюнктивных нарушений предопределила современную морфологическую выраженность рельефа доюрского комплекса, а также формирование в его верхней части весьма протяженных зон дезинтеграции, которые могут рассматриваться в качестве участков наиболее вероятного развития трещинных коллекторов [139, 148].

Каменная площадь включает 1 крупную залежь, в пределах Западно-Ай-Торского, Ай-Торского, Каменного, Западно-Елизаровского и Сеульского поднятий, которые образовали подковообразную приподнятую зону. Породы доюрского комплекса в пределах Каменной площади вскрыты практически всеми поисково-разведочными скважинами на глубину от 10 (скв. №552) до 230 м (скв. №40004). Представлены глинисто-серицитовыми, графит-хлорит-кварцевыми, кварц-хлоритовыми сланцами и гранитами, с корой выветривания толщиной до 50 м. Кристаллические сланцы протерозойского возраста встречены на Ай-Торской (скв. №№7, 8, 20 24) и Каменной (скв. №№2, 4, 6, 18, 21) площадях. Сланцы прорваны интенсивно катаклазированными гранитами (скв. №17 Ай-Торская, скв. №№11, 12, 34 Каменные) [21].

При совместном испытании доюрских отложений с пластом ЮК₀ притоки нефти составляют 205.5 м³/сут (скв. №550 Каменная). При испытании коры выветривания в скв. №135 получен приток нефти дебитом 57.6 м³/сут на 12-мм штуцере. В скв. №551 из интервала коры выветривания получена нефть дебитом 10.3 м³/сут на 8-мм штуцере. В скв. №60 при совместном испытании с пластами ЮК₁, ЮК₂ получен приток нефти с ФБР дебитом 249.6 м³/сут на 8-мм штуцере. В скв. №40006 Каменной при совместном испытании в колонне 4-х интервалов (2294-2300 м, 2303-2308 м, 2311-2324 м, 2394-2403 м) из

трещиноватых кварцитов получен приток нефти дебитом 82.6 м³/сут на 10-мм штуцере.

В пределах Каменной вершины открыты также 2 залежи нефти в коре выветривания и 1 залежь нефти в палеозое на Восточно-Каменном месторождении. Доюрский комплекс месторождения имеет блоковое строение. Вскрытая толщина доюрских образований достигает 782 м (скв. №53 Пальяновская). Результаты бурения свидетельствуют о преимущественном развитии в составе доюрского комплекса магматических и метаморфических образований (рис. 3).

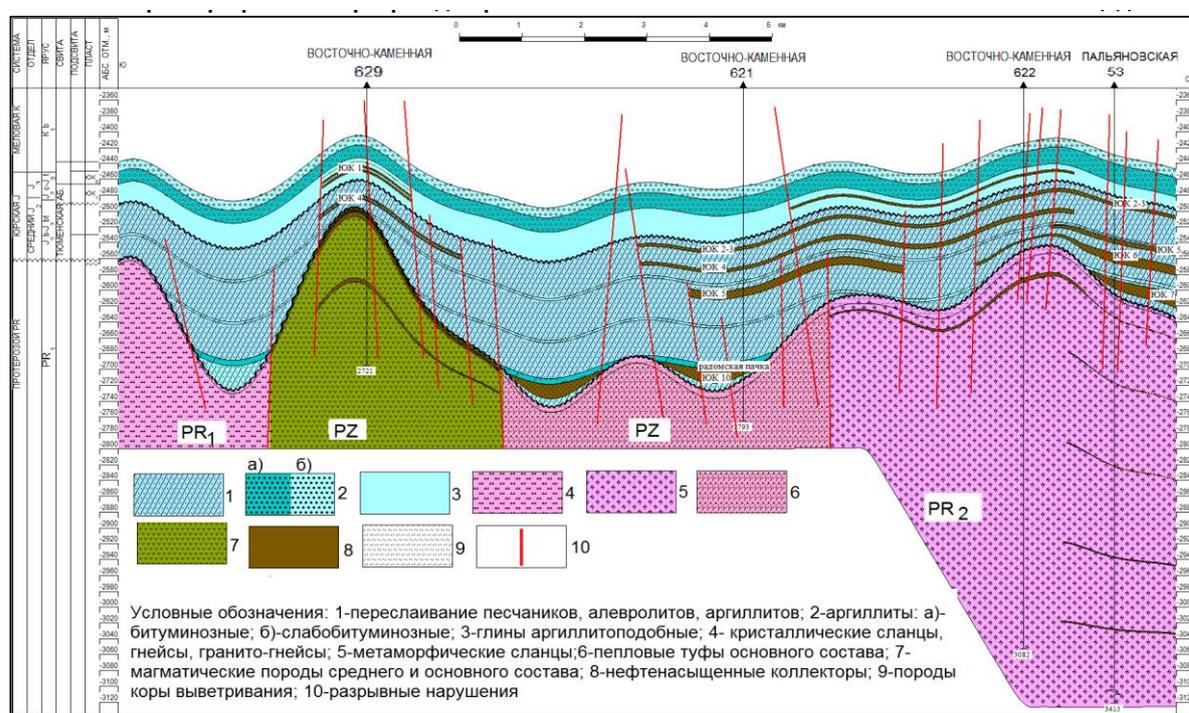


Рисунок 3 – Геологический разрез по линии скважин Восточно-Каменного месторождения (по материалам А.В. Тугаревой и др., 2016)

Метаморфические породы сложены преимущественно сланцами глинистыми тальк-хлоритовыми, углеродисто-кремнисто-глинистыми, слюдисто-хлоритовыми, кварц-хлоритовыми, серицит-хлорит-кварцевыми (скв. №№53, 99, 622), мелкообломочными литокристаллокластическими туфами андезито-базальтового состава (скв. №621), а также метасоматитами (скв. №629) и мраморами (скв. №624). Магматические породы сложены светло-серыми крупнозернистыми гранитами (скв. №620), диабазами (скв. №81) и

интрузивными породами, предположительно, основного и среднего состава (скв. №629) [21].

В приподнятых частях рельефа по породам доюрского комплекса развита кора выветривания. Мощность ее непостоянна и составляет, в среднем, 5-15 м, редко до 20 м. В породах доюрского основания отмечаются многочисленные разрывные нарушения различной амплитуды и направленности. Такие зоны тектонического дробления являются наиболее благоприятными для развития трещинных коллекторов [48].

В скв. №53 Пальяновской и скв. №629 Восточно-Каменной доюрские толщи испытаны отдельно. В скв. №53 при испытаниях в интервалах 2617-3074 м зафиксированы притоки нефти дебитами от 0.55 до 2.04 м³/сут. Приток нефти дебитом 14.3 м³/сут на 3-мм штуцере получен при опробовании интервала 2528-2717 м в скв. №629, охватывающем пласт ЮК₄ и образования доюрского комплекса.

При испытании коры выветривания в скв. №624 получена нефть дебитом 2.38 м³/сут при СДУ 107.5 м. Залежи структурно-литологические, тектонически экранированные. Коллекторы трещинного, трещинно-кавернозного типа.

Галинская площадь

На западном борту Галинской террасы в коре выветривания в 2004 г. открыто восемь залежей. В доюрских образованиях широко развиты метаморфизованные биотит-кварц-серицитовые сланцы с прослоями эффузивно-туфогенных пород, а также средне- и верхнепалеозойские песчано-глинистые и карбонатные образования (рис. 4). Верхняя часть пород доюрского комплекса представляет собой серую, светло-серую с зеленоватым оттенком кору выветривания толщиной 1-35 м. Минимальные толщины связаны с устойчивыми к выветриванию вулканитами, максимальные – с понижениями в рельефе фундамента, где установлены латеритная и каолинитовая разновидности коры выветривания [134].

В породах широко развиты разноориентированные трещины, выполненные кальцитом, иногда кварцем, а также открытые. Данными

разведочного и эксплуатационного бурения в доюрских образованиях выявлены зоны разуплотнения, представляющие интерес как коллекторы для УВ [69].

Самая крупная залежь открыта в районе скв. №№20027, 20033, 189. Остальные залежи имеют меньший размер и запасы. Основная залежь по типу литологически ограниченная с тектоническим экранированием на севере, все мелкие залежи литологически экранированные [111].

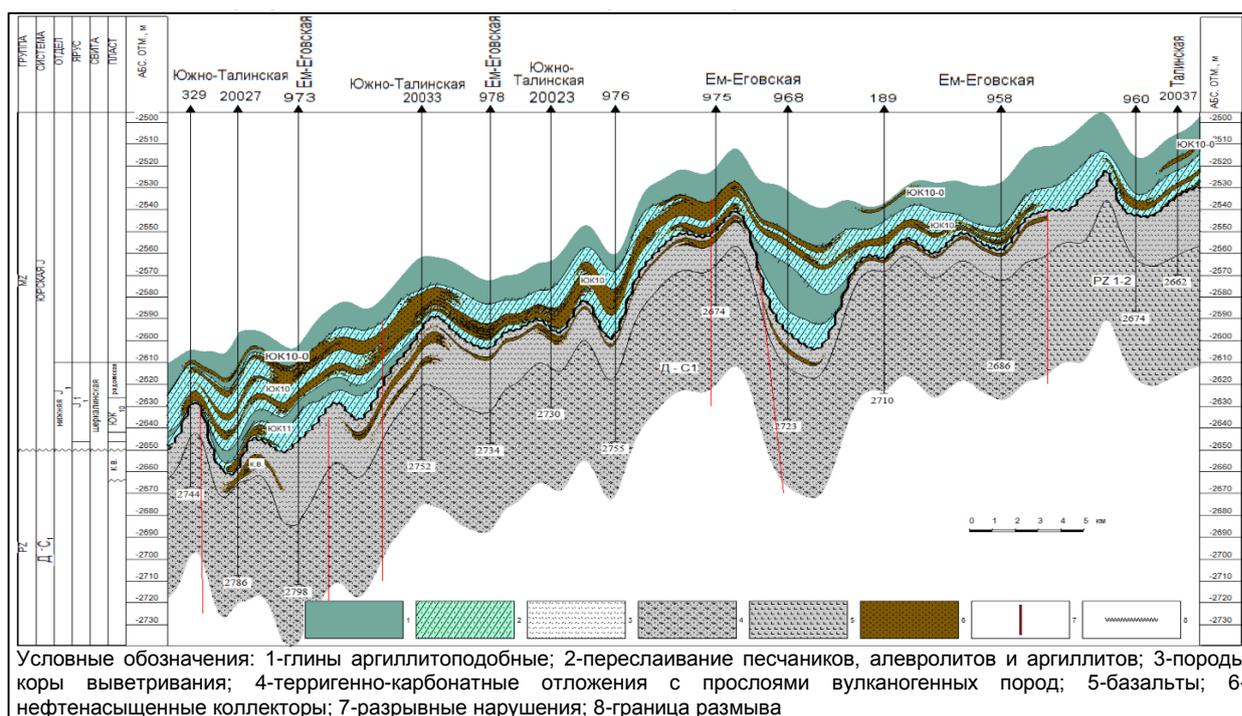


Рисунок 4 – Геологический разрез по линии скважин Талинской площади
(Д.А. Новиков и др., 2000)

Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 0.9 м (скв. №9135) до 20.0 м (скв. №9121). В скв. №982 в интервале 2622-2652 м (доюрские образования испытаны совместно с пластом ЮК₁₀) отмечен приток нефти дебитом 180 м³/сут. В скв. №20027 при испытании коры выветривания из интервала 2741-2745 м получен приток нефти с водой дебитами 77.2 м³/сут и 5.8 м³/сут соответственно. При испытании скв. №20033 в интервале 2702-2716 м приток нефти составил 36.5 м³/сут на 8-мм штуцере.

Ем – Еговская площадь

В 2006 г. на Ем-Еговской площади, расположенной в западной части одноимённой вершины Красноленинского свода, открыто 5 залежей в доюрских отложениях. Доюрские отложения представлены сланцами, в юго-восточной части месторождения – метаморфизованными сланцами, предположительно, палеозойского возраста.

В скв. №1 при испытании коры выветривания в интервале 2330-2334.5 м получена нефть дебитом 0.57 м³/сут при депрессии 14.6 МПа. В скв. №7 при совместном испытании с юрскими пластами дебит нефти составил 45.2 м³/сут на 8-мм штуцере. Также при совместном испытании получена нефть дебитом 101 м³/сут в скв. №10. Залежи массивного типа, литологические.

Лебяжья площадь

В северной части Ем-Еговской вершины в 2010 г. на Лебяжьей площади (Красноленинское месторождение) открыто 3 залежи нефти в доюрских отложениях. Две залежи отнесены к коре выветривания, третья по балансу числится палеозойской. Залежи структурно-литологические с элементами тектонического экранирования.

Доюрские образования представлены метаморфизованными сланцами, гнейсами, обрамляющими интрузивные тела гранитов, диоритов палеозойского возраста, по которым развита кора выветривания. В скв. №1005 Лебяжьей при испытании доюрских отложений получена нефть с газом дебитами 17.8 м³/сут и 4 тыс. м³/сут на 4-мм штуцере. При совместном испытании с пластом ЮК₆ в этой же скважине получен приток нефти дебитом 124 м³/сут на 8-мм штуцере. В скв. №1012 из интервала доюрских отложений фонтанный приток нефти составил 25 м³/сут при СДУ 538 м. В скв. №1007 после СКО интервала 2876-2882 м получен приток нефти с газом дебитами 72 м³/сут и 79.3 тыс. м³/сут соответственно. Также приток нефти с газом получен при испытании скв.1003: дебит нефти – 58.16 м³/сут, дебит газа – 10.53 тыс. м³/сут. В северо-западной части Ем-Еговской вершины в скв. №844 Поснокортской,

№71, №72 Сосново-Мысских наблюдаются притоки нефти при совместных испытаниях с вышележащими юрскими отложениями.

Молодёжная площадь

В пределах Согомской моноклинали, примыкающей к южным склонам Красноленинского свода, открыта залежь нефти на Молодёжном месторождении в отложениях коры выветривания кислых эффузивов и их туфов (на баланс не поставлена). В скв. №3 Молодёжной при совместном испытании в колонне интервалов 2535-2542 м и 2552-2566 м получены безводные притоки нефти дебитами 2.21 и 1.35 м³/сут при СДУ, равном 975.5 и 1050 м соответственно. В результате дострела интервала 2542-2547 м из скважины получен приток нефти 1.77 м³/сут. Отложения в продуктивном интервале 2536-2558 м представлены корой выветривания, выделенной по ГИС.

В скв. №2 фундамент представлен органогенно-детритусовыми известняками с включениями песчаного и гравийно-обломочного материала [148]. Из коры выветривания, сложенной брекчиевидными кремнисто-карбонатными породами, в интервале 2750-2776 м получен приток нефти дебитом 0.13 м³/сут с небольшим количеством газа при СДУ 1020 м. По этой скважине выполнен анализ нефти из коры выветривания. Нефть по физико-химическим характеристикам имеет среднюю плотность 0.853 г/см³, содержание серы – 0.24%, азота – 0.11%, смол силикагелевых – 4.12%, асфальтенов – 0.28%, парафинов 6.21%; выход легких фракций (до 250°) – 32%. В составе газа: метана – 68.4%, ΣТУ – 17.2%.

Кроме того, зафиксированы притоки нефти и нефти с водой при совместном испытании с вышележащими юрскими отложениями, в скважинах №№1, 2, 37 Галяновской; №7 Онтохской; №25 Южно-Яхлинской площадей.

Рогожниковско-Ляминская площадь

В пределах Рогожниковско-Ляминской площади породы вскрытого кристаллического фундамента представлены (в порядке уменьшения объема по сводному разрезу) вулканитами кислого состава (эффузивы, туфы, кластолавы, лавобрекчии), породами динамотермального метаморфизма, эффузивами

основного состава и терригенными образованиями. Распределения перечисленных петротипов и их мощности во вскрытом разрезе доюрского основания весьма неоднородны.

Переходный тафрогенный комплекс, занимающий промежуточное положение между геосинклинальными образованиями, слагающими складчатое основание и типично платформенными образованиями чехла, представлен триасовыми эффузивно-осадочными отложениями [68].

Самым уникальным месторождением в доюрских отложениях, как по геологическому строению, так и по запасам, является Рогожниковское, приуроченное к вулканогенным и вулканогенно-осадочным породам кислого состава пермо-триасового возраста [62]. Дебиты нефти при испытании кислых эффузивов достигают 190 м³/сут (скв. №735), в скв. №751 – 170 м³/сут. Центральная и Северная залежи приурочены к отложениям триаса; две мелкие залежи, расположенные южнее, приурочены к отложениям протерозойского возраста.

В скв. №786 (Центральная залежь) при испытании интервала 2553-2584 м получен дебит нефти 24.9 м³/сут. на 6-мм штуцере. В скв. №787 испытан интервал 2700.6-2721 м, приток нефти составил 50.9 м³/сут. В скв. №825 из интервала 2580-2630 м получен приток нефти дебитом 16.6 м³/сут. при СДУ 851.5 м. В скв. №729 (Северная залежь) получена нефть дебитом до 46 м³/сут на 6-мм штуцере. В скв. №751 при испытании интервала 2716-2756 м приток нефти составил 81 м³/сут на 6-мм штуцере, в интервале 2674-2766 м – 170 м³/сут при депрессии 13.3 МПа.

Месторождение им. В.И. Шпильмана (Северо-Рогожниковское).

На месторождении открыта 1 залежь нефти в коре выветривания. Доюрские отложения представлены вулканогенными и вулканогенно-осадочными породами кислого состава триасового возраста – трахиориодацитами, в верхней части сильно выветрелыми, ожелезненными, лейкоксенизированными. Анализ временных разрезов свидетельствует о широком развитии на площади дизъюнктивных нарушений, с которыми

связаны зоны трещиноватости и кавернозности, изменение первичной структуры пород под воздействием гидротермальных процессов. Промышленный приток нефти из отложений триаса в скв. №765 в интервале 2759-2774 м составил 15 м³/сут при СДУ 1421 м. Ниже из интервала 2780-2794 м при СДУ 554.5 м получен приток нефти с водой дебитами 1.12 и 2.38 м³/сут.

В 2009 г. в северо-восточной части Рогожниковско-Ляминской площади на Высотном месторождении открыта нефтяная залежь. В осадочном чехле залежи УВ не выявлены. В скв. №880 Северо-Высотной триасовые толщи вскрыты на глубину 360 м и по керну представлены туфами, туффитами, эффузивными породами кислого состава и кластолавой. При испытании в колонне интервала 2552-2585 м получен приток нефти с водой дебитом 3.1 м³/сут при СДУ 1065 м; при испытании интервала 2610-2643 м – фонтанный приток нефти с водой дебитом 18.55 м³/сут (дебит нефти 14.36 м³/сут) на 6-мм штуцере; при совместном испытании интервалов 2695-2702 м и 2702-2722 м – приток нефти с водой дебитом 3.4 м³/сут при СДУ 905,5 м; при испытании интервала 2695–2702 м – приток нефти дебитом 1.76 м³/сут при СДУ 1026.8 м.

Коллекторы в доюрском основании трещинного и порово-трещинного типа, в большинстве, вторичные. Их пространственное распространение контролируется первичной (в основном, трещинной) проницаемостью и характером гидротермальных систем, действующих на момент формирования.

В рамках настоящей диссертационной работы рассматривается южная часть Рогожниковско-Ляминской площади, на территории которой средний структурный этаж (триасовый промежуточный комплекс) отсутствует. Геологический разрез доюрского основания представлен нижним структурным этажом – протерозой-палеозойским комплексом, сложенным метаморфическими породами (рис. 5).

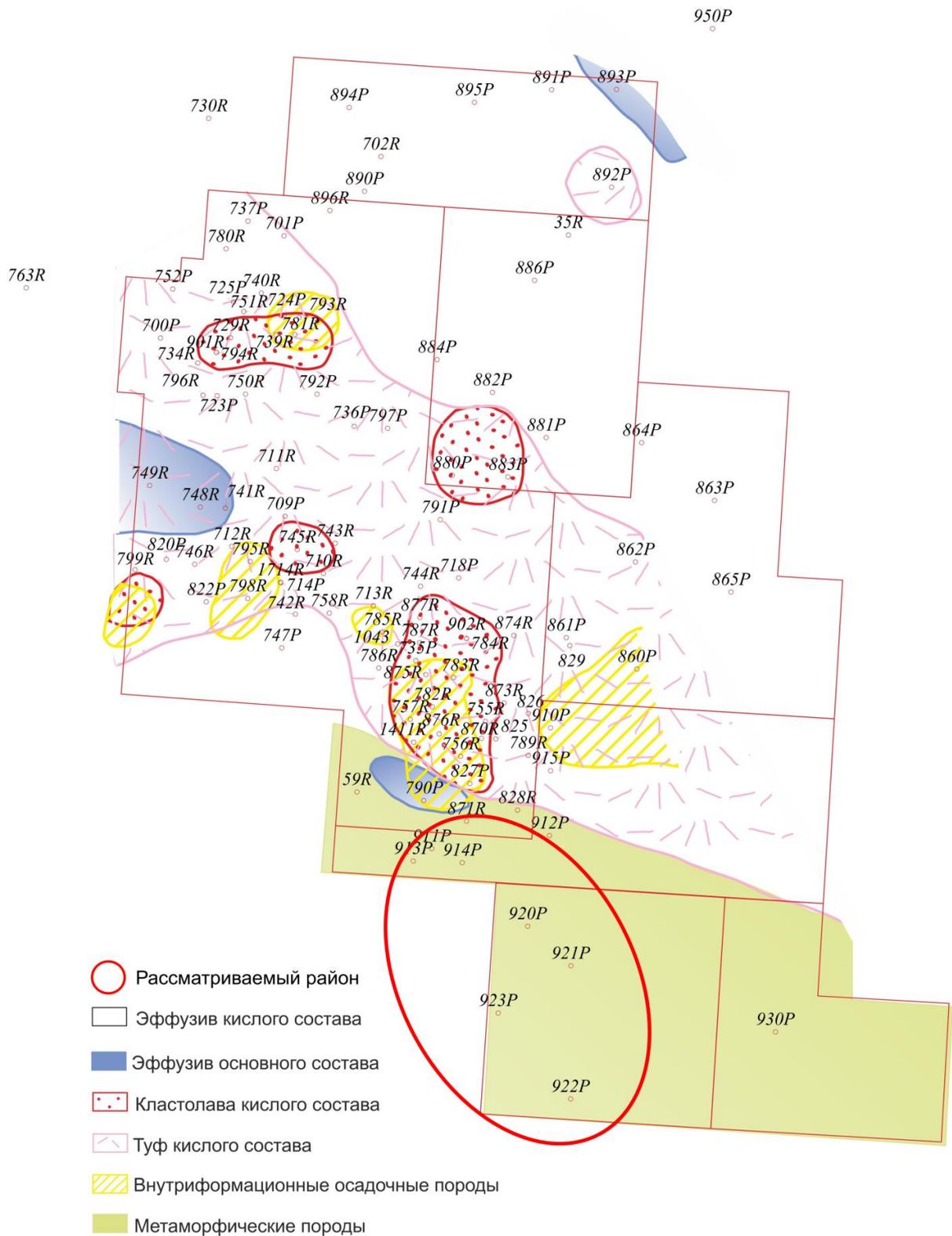


Рисунок 5 – Схема фациального районирования доюрского комплекса Рогожниковско-Ляминской зоны (по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

Выводы к 1 главе

1. Современный этап развития нефтегазового комплекса Западной Сибири характеризуется ярко выраженной тенденцией к повышению доли трудноизвлекаемых запасов. Включение в разработку залежей доюрского комплекса является достаточно актуальным решением и позволяет обеспечить дополнительный прирост уровня добычи нефти и газа. Вместе с этим, работы по целенаправленному изучению доюрских образований на сегодняшний день ведутся в ограниченном объеме и в целом отличаются низкой эффективностью; количество скважин с промышленными притоками УВ составляет небольшую часть от общего объема поисково-разведочного бурения.
2. В пределах Краснотеннинского свода, самой крупной по запасам зоне нефтегазонакопления, в доюрском комплексе открыты залежи нефти в верхней части фундамента. Вещественный состав пород фундамента, к которым приурочены открытые залежи, разнообразный: метаморфические сланцы протерозойско-палеозойского возраста, гранитные интрузии палеозоя, карбонатно-песчано-глинистые и карбонатно-рифогенные ассоциации отложений девона – нижнего карбона, терригенно-сланцевые отложения нижнего и среднего палеозоя, кислые эффузивы триасового и пермо-триасового возраста.
3. Открытые и разрабатываемые залежи нефти и газа приурочены к участкам, осложненным разрывными нарушениями различной амплитуды и направленности, проникающими от фундамента в юрский, реже нижнемеловой интервал разреза.
4. Для пород фундамента характерно развитие разнонаправленных трещин, повышенная плотность которых часто связана с участками разломов и зон разуплотнения горных пород.
5. Несмотря на открытие в доюрском комплексе значительного числа продуктивных нефтяных залежей, степень их изученности достаточно низкая.

ГЛАВА 2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Структурно-тектонические особенности района исследования

Согласно тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты под редакцией В.И.Шпильмана и др. (1998) (рис. 6) площадь работ расположена в зоне сочленения Красноленинского свода и Фроловской мегавпадины – структур первого порядка. Красноленинский свод осложнен Рогожниковским валом, непосредственно примыкающей к валу Поснокортской ложбиной и Водораздельным прогибом. С северо-востока площадь граничит с Елизаровским прогибом, осложняющим мегавпадину.

В исследуемом районе по данным грави- и магниторазведки широко развиты глубинные разломы, разграничивающие крупные блоки фундамента, и разломы, осложняющие строение фундамента и ортоплатформенного чехла. Красноленинский свод, выделяемый как крупная пликативная структура ортоплатформенного чехла, в подстилающем палеозойском мегакомплексе являет собой гранитно-сланцевый выступ. Тектоническое строение Красноленинского свода осложнено структурами II порядка, к числу которых относятся Ем-Еговская и Каменная вершины, Рогожниковский вал, Талинская терраса, Елизаровский склон, Поснокортская ложбина, Водораздельный и Пальяновский прогибы.

Сопредельным относительно сводов и мегавалов ортоплатформенного чехла территориям, погруженным по юрским и меловым слоям в доюрском основании, соответствуют либо грабенообразные депрессии, выполненные вулканогенно-осадочными формациями триаса, либо синформы, сложенные слабометаморфизованными, но дислоцированными терригенными, иногда карбонатными отложениями девона-карбона.



Масштаб 1:1 000 000

198 - Южно-Ружниковское	408 - Песчаное
341 - Большое	418 - Северо-Ружниковское
343 - Апрельское	428 - Средненазымское
372 - Каремпостское	446 - Центральное
385 - Ольховское	471 - Поснокортское
387 - Назымское	484 - Западно-Ружниковское
407 - Ружниковское	519 - Красноленинское

Рисунок 6 – Фрагмент «Тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты», составленной под редакцией Шпильмана В.И., Змановского Н.И., Подсосовой Л.Л. в 1998 г.

Строение складчатого фундамента осложнено серией древних тектонических нарушений северо-западного и северо-восточного простирания. Морфологически они выражены сложной системой глубинных грабенов и сопредельных поднятий. Наряду с крупными (региональными) разломами развита целая система мелких разломов, которые подчеркивают локальную блоковую структуру фундамента.

В разрезе изучаемой площади выделяется три структурных этажа: нижний – нерасчлененный складчато-метаморфический протерозой-палеозойский, средний – промежуточный триасовый комплекс и верхний – мезозойско-кайнозойский осадочный чехол.

Нижний структурный этаж – нерасчлененный протерозойско-палеозойский складчатый комплекс, претерпевший как минимум две коллизии и складчатости, главная из которых произошла в позднем палеозое (герцинская складчатость).

В составе сложнометаморфизованных древних вещественных комплексов установлены гнейсы, гранито-гнейсы, кварциты, кристаллические сланцы и амфиболиты, насыщенные интрузиями ультраосновного, среднего и кислого состава, осложненные глубинными разломами.

Отложения палеозоя сохранились в основном в пределах наиболее погруженных участков, одним из которых является Пальяновский прогиб. Область их распространения хорошо выделяется по результатам сейсморазведки. Породы доюрского основания, к кровле которого приурочен отражающий горизонт «А», как правило, изменены процессами корообразования.

Средний этаж называют промежуточным или параплатформенным, определяя временное место комплекса после консолидации континентальной платформы и до формирования плитных (ортоплатформенных) осадков. Он представлен осадочно-вулканогенной толщей, вулканиты которой кислого и основного составов.

Нижний и средний структурные этажи объединяются в доюрское основание. Согласно схеме геологического строения доюрского основания,

составленной В.Г. Крыночкиным (рис. 7), на площади Рогожниковского 5 ЛУ доюрское основание имеет блоковое строение. В его составе выделяются образования триаса, нерасчленённые девон-нижнекаменноугольные, верхнепротерозойские.

Доюрский нефтегазоносный комплекс на территории Рогожниковского 5 ЛУ включает в себя толщи палеозоя с участием пород коры выветривания. В южной части площади доюрские образования пронизаны интрузией гранитов, преимущественно лейкократовых, палеозойского возраста. Максимально мощность доюрских образований, вскрытых глубокими поисково-разведочными скважинами, достигает 550 метров. К кровле доюрских толщ приурочен отражающий сейсмический горизонт «А».

Сложное строение фундамента оказало существенное влияние на формирование верхнего структурного этажа – осадочного чехла, сопровождающееся унаследованными тектоническими движениями блоков фундамента, а также молодыми подвижками и тектоно-гидротермальными активизациями [17].

Отложения осадочного чехла с размывом и угловым несогласием залегают на породах доюрского основания и представлены породами от юрских до четвертичных включительно. В разрезе рассматриваемого района выделяются: среднеюрский, верхнеюрский, нижнемеловой (неоком-нижнеаптский), апт-альб-сеноманский, верхнемеловой-кайнозойский, тектоно-седиментационные комплексы.

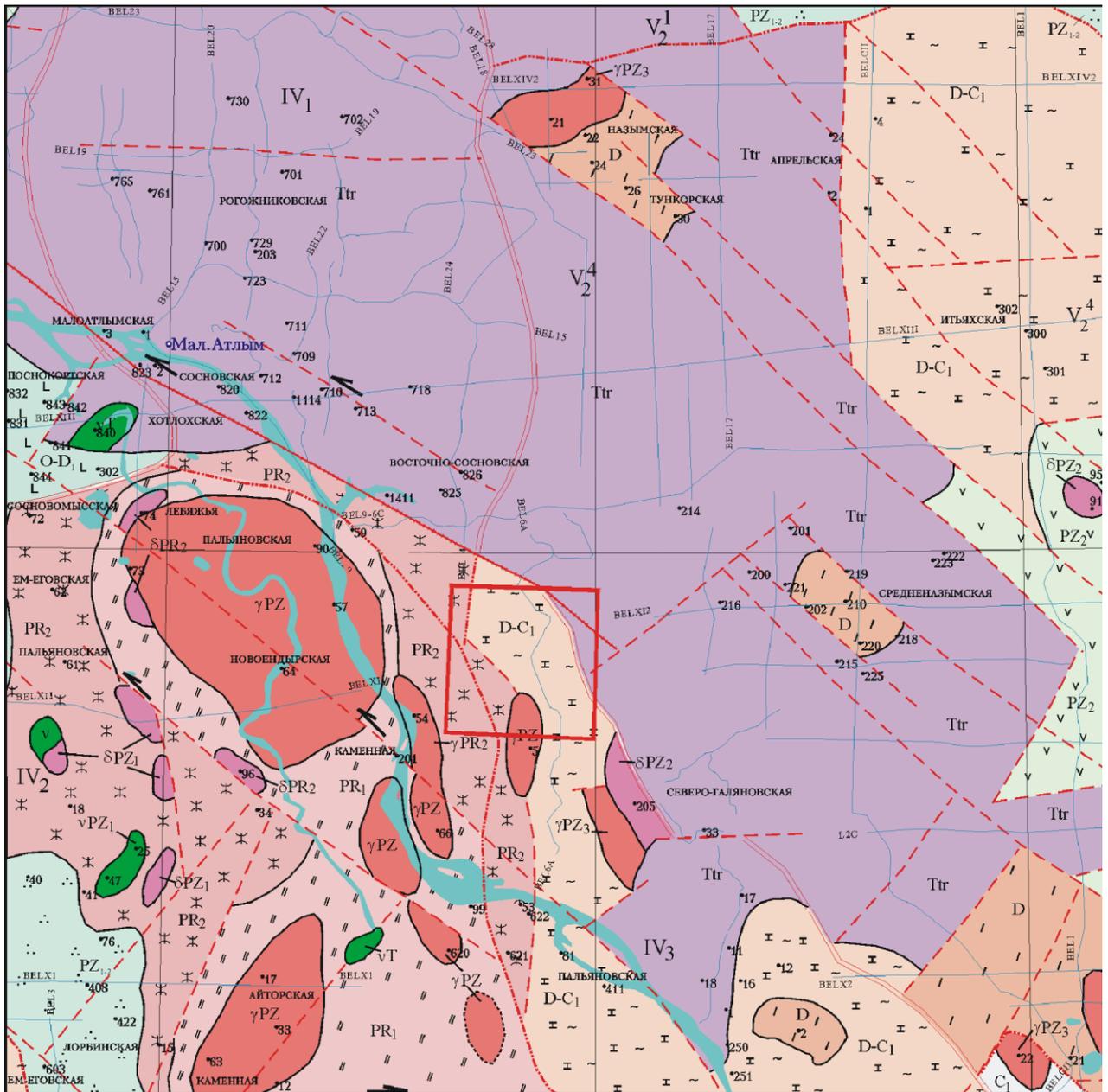


Рисунок 7 – Выкопировка из «Схемы геологического строения доюрского основания» (Криночкин В.Г. 2003 г.) Масштаб 1:1 000 000

Условные обозначения к рисунку 7

Стратиграфические образования

Ttr	Триасовая система. Туринская серия. Базальты и их туфы, терригенные породы, участками - кислые эффузивы
C ₁	Каменноугольная система, нижний отдел. Известняки, углеродистые сланцы, редко эффузивы среднего или кислого составов
D-C ₁	$1^{\wedge} \wedge 2^{\text{v}} \vee 3^{\text{v}} \sim$ Девонская система - каменноугольная система, нижний отдел, нерасчлененные: вулканические породы преимущественно базальт-андезит-риолитовой формации (1); карбонатные и вулканические породы (2); карбонатно-песчано-глинистые отложения (3)
D	$1^{\text{T}} \text{T} 2^{\text{v}} \vee$ Девонская система. Вулканические породы преимущественно трахибазальтовой (1) или риолитовой (2) формаций
O-D ₁	$1^{\text{v}} \sim 2^{\text{v}} \vee$ Ордовикская система - девонская система нижний отдел нерасчлененные. Преимущественно кремнисто-глинисто-сланцевые образования (1); породы базальтовой и андезито-базальтовой формаций (2)
PZ ₂	$1^{\text{v}} \vee 2^{\text{v}} \vee$ Средний палеозой. Терригенно-вулканогенные породы невыясненной формационной принадлежности (1); вулканические и карбонатные породы (2)
PZ ₁₋₂	$1^{\text{v}} \sim 2^{\text{v}} \vee$ Нижний-средний палеозой нерасчлененные. Вулканические и терригенно-сланцевые (1), преимущественно терригенно-сланцевые (2) ассоциации
PR ₁	$\# \# \#$ Нижний протерозой. Гнейсы, гранито-гнейсы, кристаллические сланцы
PR ₂	$\text{v} \text{v}$ Верхний протерозой. Метаморфические сланцы

Интрузивные породы

T	PZ	PZ ₃	PZ ₂	PZ ₁₋₂	PZ ₁	PR ₂	Возраст	Породы
		λγ						Гранит-порфиры, риолит-порфиры
γ	γ	γ						Граниты преимущественно лейкократовые
	γδ		γδ					Гранодиориты, плагрограниты
			ξγ					Грано-сиениты, сиениты
	δ		δ	δ	δ	δ		Диориты, тоналиты, кварцевые диориты, монцодиориты
v			v	v	v			Габбро (v), габбро-диориты (vδ)
σ					σ			Перидотиты, дуниты, гарцбургиты (σ), серпентиниты (ψ)

Прочие обозначения

	Границы разновозрастных стратиграфических и нестратиграфических подразделений	$\begin{matrix} \text{a} \\ \text{б} \end{matrix} \begin{matrix} \rightarrow \\ \leftarrow \end{matrix}$	Сдвиги: а) правый, б) левый
	Границы геоблоков земной коры	V_2^6	Блоки фундамента
	Границы крупных областей внутри геоблоков	BELX2	Региональные профили МОГТ
	Границы блоков фундамента, отвечающие, как правило, зонам крупных разломов	УТЛОРСКАЯ '60	Разведочные площади и буровые скважины, вскрывшие доюрские образования
	Крупные разломы, осложняющие строение фундамента и низов орточехла	Мал. АТЛЫМ	Населенные пункты
	Крупные разломы		ЛУ Рогожниковский-5

Результаты определения возраста метаморфических пород района исследования

При определении абсолютного возраста (по образцам двуслюдяного сланца и гнейса) были выявлены цирконы разного возраста и генезиса: новообразованные, магматические, ксеногенные и детритовые [104] (рис. 8). Возраст ксеногенных и детритовых цирконов составляет более 630 млн. лет (от 630 ± 40 до 2500 ± 40 млн. лет). В то же время несколько цирконов магматического происхождения в ортометаморфитах датированы поздним кембрием ($496,9 \pm 6,3$ млн. лет). Возраст новообразованных цирконов насчитывает 300 ± 50 , 470 ± 20 и 630 ± 10 млн. лет и интерпретируется как время проявления метаморфических преобразований пород. Датировка 630 ± 10 млн. лет отражает время раннего метаморфизма, соответствующее времени проявления байкальской складчатости [104]. Именно это время можно считать временем консолидации блока описываемых пород. Полученные данные свидетельствуют о присутствии в фундаменте Западной Сибири докембрийских пород, наличие которых считалось недоказанным [41]. Возраст 470 ± 20 млн. лет скорее всего связан с зафиксированным на данной площади магматизмом ($496,9 \pm 6,3$ млн.лет).

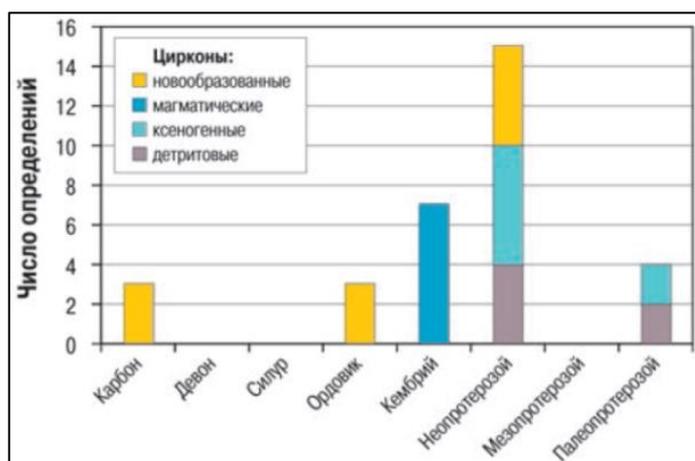


Рисунок 8 – Распределение датировок цирконов разного генезиса из метаморфических пород (С.В. Шадрин, 2014)

Подтверждающие результаты о возрасте данного метаморфического блока были получены В.С. Бочкаревым с соавторами [18] при исследовании

лейкократовых гнейсов и гранито-гнейсов. Здесь же выявлен более молодой возраст цирконов, свидетельствующий о тектоно-гидротермальной активизации участка.

2.2 Геолого-геофизическая характеристика и нефтегазоносность района исследования

Нефтяное месторождение расположено в пределах Красноленинского нефтегазоносного района Красноленинской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (рис. 9).

На ближайшем Рогожниковском месторождении промышленно продуктивны пласты: $ВК_1$ (верхи викуловской свиты), $ЮК_0$ (отложения тутлеймской свиты – трудноизвлекаемые «баженовские продуктивные отложения»), $ЮК_1$ (абалакская свита – трудноизвлекаемые «абалакские продуктивные отложения»), $ЮК_{2-3}$, $ЮК_4$, $ЮК_5$ (отложения тюменской свиты – трудноизвлекаемые «продуктивные отложения тюменской свиты»), TR (породы триаса), PZ (породы палеозоя).

В процессе поисково-разведочных работ в пределах лицензионного участка (ЛУ) Рогожниковский 5 получены промышленные притоки нефти из отложений пласта $ВК_1$ викуловской свиты, пластов $ЮК_{2-5}$ тюменской свиты, пород кристаллического фундамента и коры выветривания (объект PZ). Месторождение открыто первой пробуренной на ЛУ поисковой скважиной №921П в 2009 г., давшей промышленный приток нефти из пород кристаллического фундамента и коры выветривания.

С 2009 по 2014 год в пределах Рогожниковского 5 ЛУ пробурено 8 поисково-разведочных скважин, в их числе 6 поисковых и 2 разведочные. Краткие сведения о проведенных сейсморазведочных работах и пробуренных поисково-разведочных скважин на площади Рогожниковского 5 лицензионного участка отражены на схеме геолого-геофизической изученности (рис. 10).

Поисковое бурение на Рогожниковском 5 ЛУ началось в сводовых частях поднятий. Здесь в 2009 году пробурена скважина №921П, явившаяся первооткрывательницей месторождения и залежи объекта PZ. В ней из объекта

PZ (интервал а.о. 2441.7–2460.7 м) получен фонтанный приток безводной нефти на 4 мм штуцере. Дебит нефти составил 43.2 м³/сут. Скважина находится в сводовой части Юго- Восточной залежи объекта PZ.

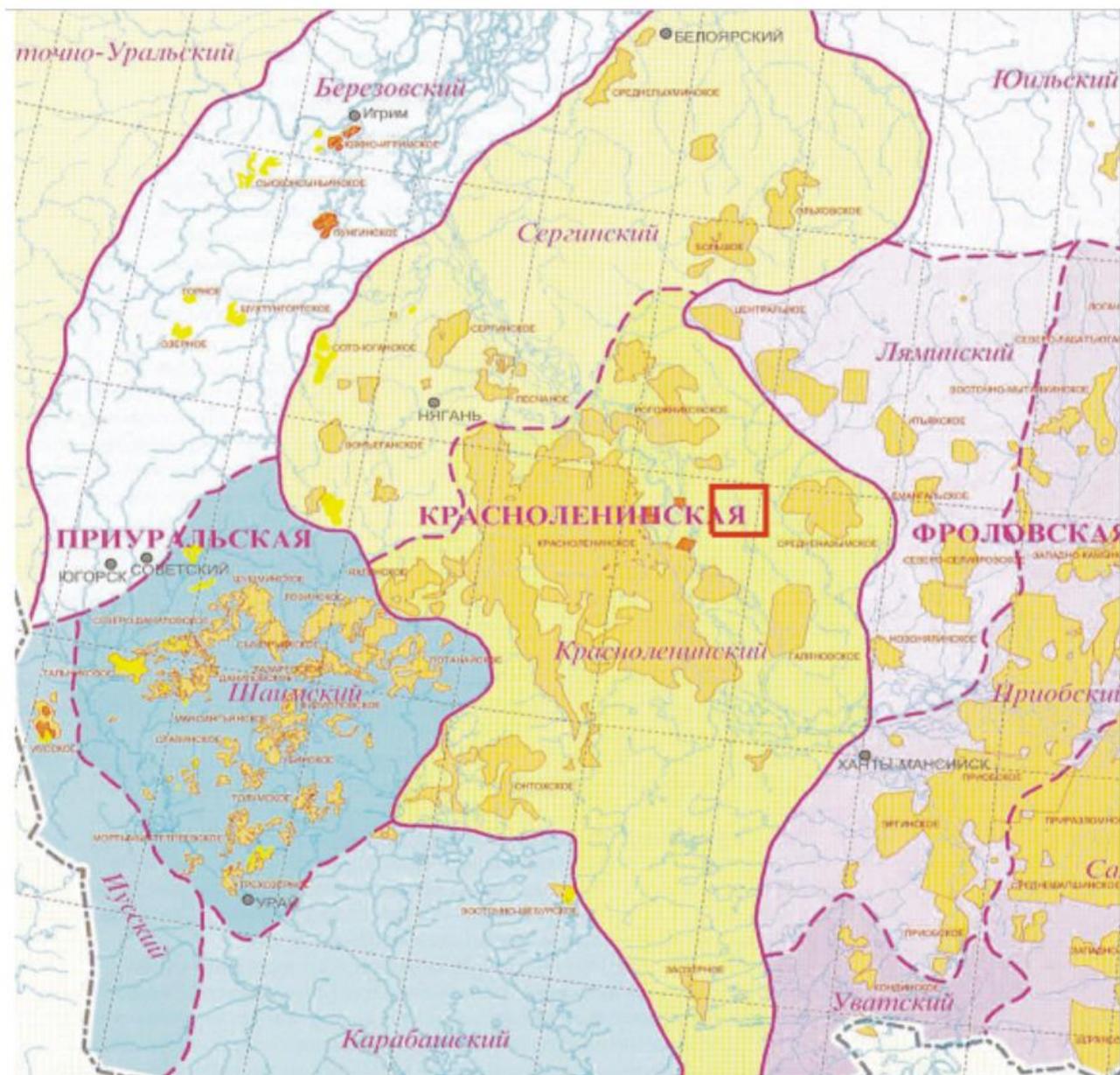


Рисунок 9 – Выкопировка из карты нефтегеологического районирования территории Ханты-Мансийского автономного округа (под редакцией А.В. Шпильмана, Г.П. Мясниковой) 2001 г.

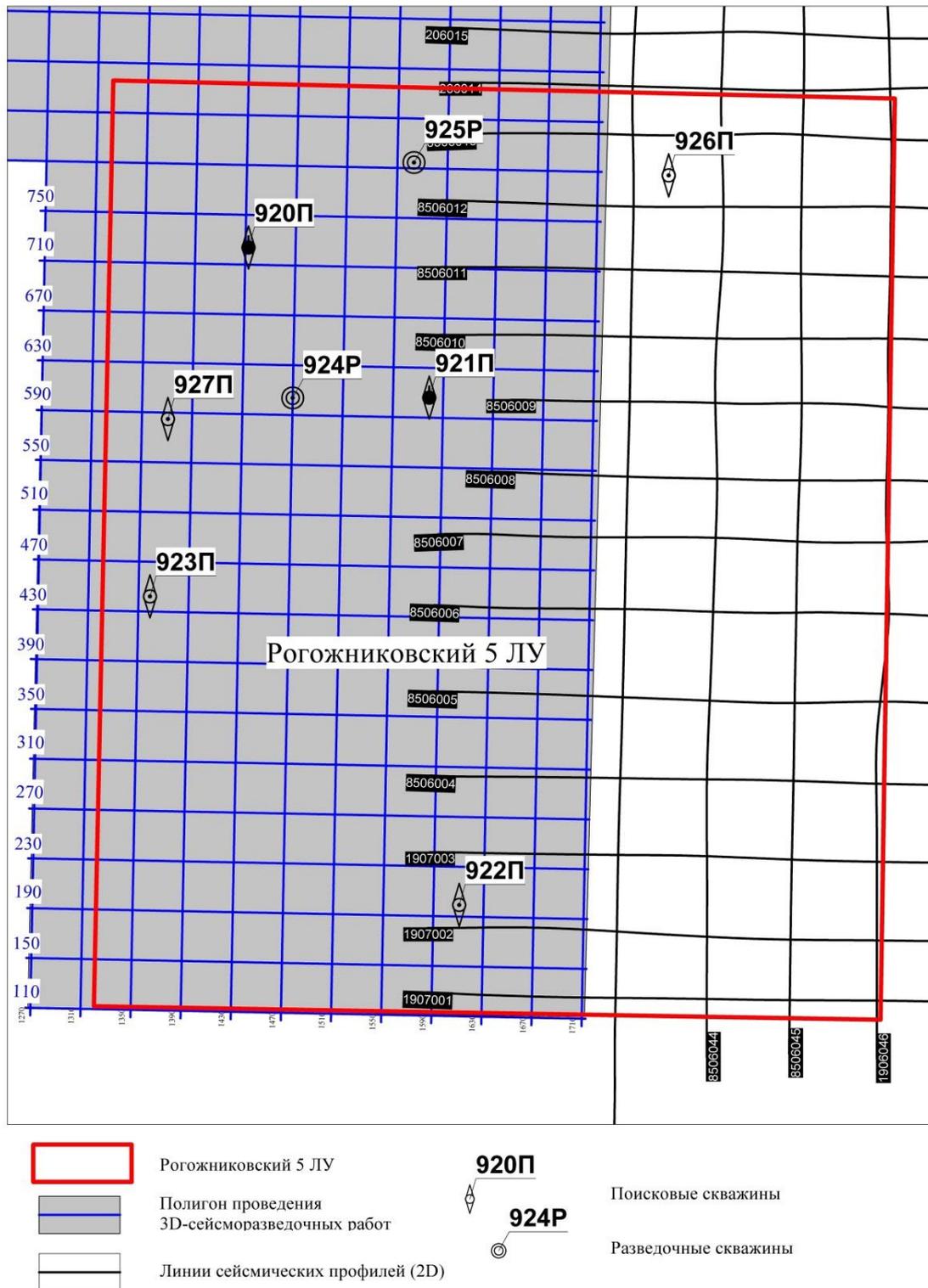


Рисунок 10 – Схема геолого-геофизической изученности Рогожниковского 5 ЛУ (по материалам ТО «СургутНИПИнефть», составила А.И. Цепляева, 2014)

В 2010 году в сводовой части другого поднятия (Северная залежь объекта PZ) в северо-западной части ЛУ пробурена поисковая скважина №920П. В скважине №920П из интервала перфорации а.о. 2485–2580.9 м объекта PZ на 12 мм штуцере получен также фонтанный приток безводной нефти дебитом 288 м³/сут.

В 2011 году с целью опоискования южной и западной окраин ЛУ на малоамплитудных поднятиях пробурены поисковые скважины №922П и №923П. С 2013 года перед испытаниями отложений тюменской свиты в колонне начали проводить гидроразрыв пласта (ГРП). Результатом явилось получение из этих отложений промышленных притоков нефти.

Первой скважиной с ГРП тюменской свиты стала скважина №924Р, заложенная на отдельном малоамплитудном поднятии между Северной и Юго-Восточной залежами объекта PZ. При испытании в колонне объекта PZ притока пластового флюида не получено, что явилось причиной разделения залежи объекта PZ на две: Северную и Юго-Восточную. В 2014 году пробурена поисковая скважина №927П, которая дала промышленные притоки нефти из пласта ВК₁. Общая характеристика залежей представлена в таблице 1. В таблице 2 приведены принятые условные обозначения поисково-разведочных скважин Рогожниковского 5 ЛУ.

Палеозойский фундамент (объект «PZ»)

Выявленные залежи в пределах верхней части палеозойских образований и коры выветривания приурочены к двум локальным высокоамплитудным выступам доюрского основания, осложняющий северо-восточный склон Красноленинского малого свода [76].

Размеры локального выступа, к которому приурочена северная залежь, по отражающему горизонту «А» (кровля доюрского комплекса) по замыкающей изогипсе – 2560м, составляют 6.1х 2.2 км с амплитудой 120м. Поднятие представляет собой брахиантиклиналь, выполненную сочетанием двух направлений складок – меридионального и северо-западного простирания,

осложненную множеством разрывных нарушений, ориентированных вдоль основных осей складок.

Таблица 1 – Общая характеристика залежей

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи, км*км	Площадь залежи, тыс.м ²	Абсолютная отметка (интервал изменения), м	Абсолютные отметки контактов (по объекту РЗ принят условно), м
Пласт ВК ₁		Пластово-сводовая	8*11	62868	1460.3-1488.2	-1495
Группа пластов ЮК ₂₋₅	Основная	Пластово-сводовая, литологически-ограниченная	9*11	56446	2370.7-2489.5	-2493.7
	Район скв.№926П	Пластово-сводовая, литологически-ограниченная	2*3	4254	2562.3	-2590.5
Объект РЗ	Северная	Массивная с элементами тектонического экранирования	2*5	8543	2435.5-2526.5	-2545.4
	Юго-Восточная	Массивная с элементами тектонического экранирования	2*4	9612	2400.7-2527.2	-2545.4

Таблица 2 – Принятые условные обозначения поисково-разведочных скважин

Номер скважины	Номер скважины (условный)
920П	01Р
921П	02Р
922П	2Р
923П	3Р
924Р	4Р
925Р	5Р
926П	6Р
927П	7Р

Юго-восточная залежь приурочена к локальному поднятию, ось которого вытянута в северо-восточном направлении, и также осложнена множеством

разрывных нарушений северо-восточного и северо-западного простирания. Размеры поднятия по замыкающей изогипсе – 2560м по отражающему горизонту «А» составляют 4.1x1.7 км с амплитудой 130м.

Залежи массивного типа тектонически экранированные (рис. 11). Водонефтяной контакт на площади месторождения не вскрыт. Водонасыщенных интервалов в фундаменте не встречено также на сопредельных к месторождению площадях.

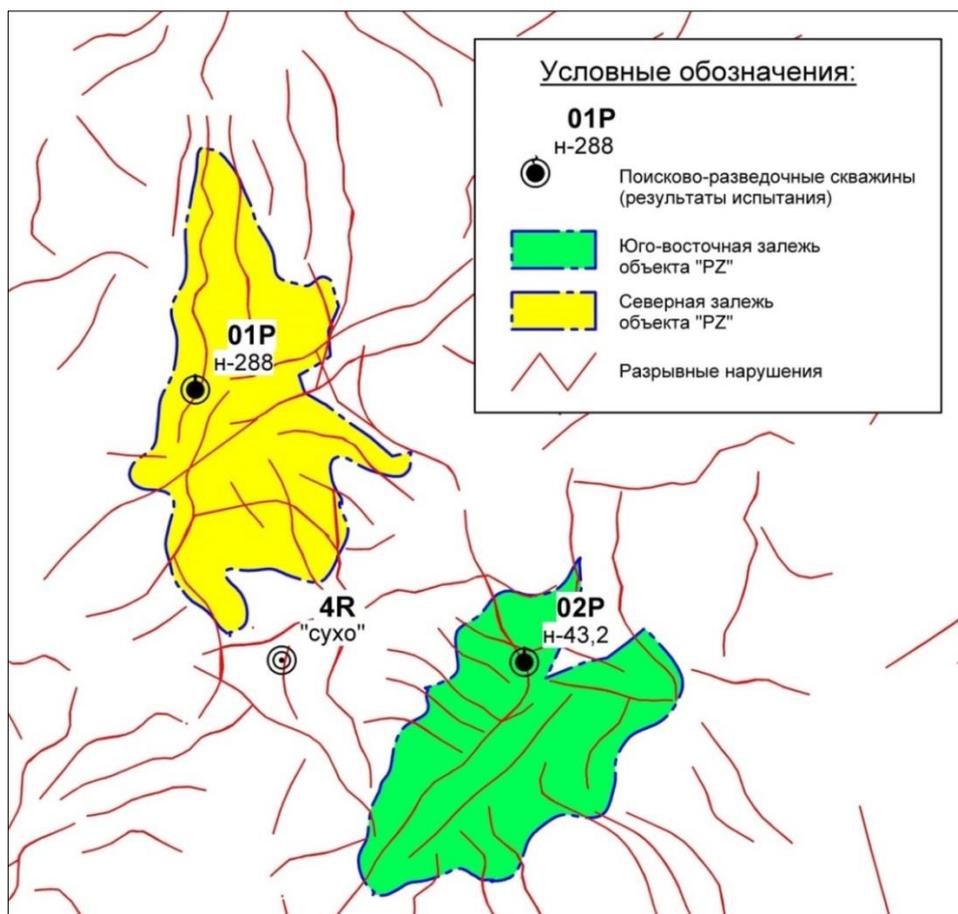


Рисунок 11 – Схема залежей объекта «PZ»
(А.И. Цепляева, 2014)

Условный уровень подсчета запасов принят по подошве коллектора по ГИС и работающих интервалов по ПГИ, вскрытых перфорацией на отметке - 2545.4 м. Плотность нефти, пересчетный коэффициент, газосодержание приняты по данным исследований 15 глубинных и 20 поверхностных проб нефти, отобранных из трех скважин. Средние значения основных геолого-геофизических параметров залежей объекта «PZ» приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Геолого-геофизическая характеристика залежей объекта «PZ»

№ п/п	Параметры	Размерность	Значения
1	Тип залежи		массивная с элементами тектонического экранирования
2	Тип коллектора		порово-трещинный, трещинный
3	Средняя глубина залегания кровли	м	2568
4	Площадь нефтеносности	тыс.м ²	12674
5	Средняя общая толщина	м	86.80
6	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	11.00
7	Коэффициент пористости	доли ед.	0.06
8	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0.52
9	Проницаемость	мкм ²	0.004
10	Коэффициент песчанистости	доли ед.	0.24
11	Расчлененность	ед.	13.40
12	Начальная пластовая температура	°С	117.00
13	Начальное пластовое давление	МПа	30.00
14	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	0.31
15	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	0.63
16	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	0.82
17	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1.61
18	Содержание серы в нефти	%	0.32
19	Содержание парафина в нефти	%	3.69
20	Давление насыщения нефти газом	МПа	19.70
21	Газосодержание	м ³ /т	212.00
22	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	0.25
23	Плотность воды в поверхностных условиях	г/м ³	1.01
24	Сжимаемость		
25	нефти	1/МПа*10 ⁻⁴	25.10
26	воды	1/МПа*10 ⁻⁴	4.70
27	породы	1/МПа*10 ⁻⁴	3.80
28	Коэффициент продуктивности	м ³ /сут*МПа	10.93

2.3 Сейсмогеологическая характеристика района исследования

По данным сейсморазведочных работ на изучаемой территории в разрезе можно выделить следующие сеймостратиграфические комплексы: палеозойский фундамент, промежуточный структурный этаж, нижнеюрский, среднеюрский, верхнеюрский, нижнемеловой и верхнемеловой. Отложения осадочного чехла с размывом и угловым несогласием залегают на породах доюрского основания, представлены породами от юрских до четвертичных включительно.

Для волнового поля палеозойского комплекса характерны хаотический рисунок сейсмической записи и слабовыраженные отражения вплоть до их полного отсутствия в интрузивных зонах. Скорость продольных волн в пределах комплекса не определена, но по различным оценкам может достигать в 5.5 – 6.9 км/сек. Экспериментально установлено [19], что метаморфиты имеют повышенные скорости сейсмических волн – до 6,6 км/сек.

Комплекс пронизан тектоническими нарушениями, проникающими из фундамента. ОГ «А», выделяемый в подошве осадочного чехла, характеризуется прерывистой сейсмической записью и отражениями высокой амплитуды [81]. Комплекс характеризуется отрицательными магнитными и гравиметрическими аномалиями.

В пределах обобщенного куба МОГТ 3D сп 20/13-14 и 11/11-12 разломы хорошо прослеживаются как по горизонтальным слайсам сейсмического куба, так и по его вертикальным сечениям. Трансформация сейсмических данных 3D в объемные кубы когерентности ESP (Event Similarity Prediction), полей извлеченных путей разломов (AntTracking), кубов структурных атрибутов (Dip, Azimut, Curvature, Roughness), RMS (амплитуд), относительное изменение амплитуд по X и по Y (Relative Amplitude Change in X/Y) и др., подбор определенных параметров цветовой палитры для визуализации полученного результата, позволил вычленивать из общей массы линий неоднородности сейсмических трасс наиболее протяженные по простиранию и глубине

проникновения в осадочный чехол тектонические нарушения. В интервале доюрских и юрских отложений на горизонтальных сечениях сейсмических кубов «Ant Tracking» и когерентности фиксируются разломы северо-западного и юго-восточного простирания.

Характерной особенностью тектонического строения изучаемой площади является наличие ряда малоамплитудных тектонических нарушений, в основном, без смещения. На рисунке 12 приведены примеры прослеживания тектонических нарушений по кубам полей извлеченных путей разломов «Ant Tracking» и кубов когерентности (ESP), характеризующих области низкой корреляции сейсмотрасс.

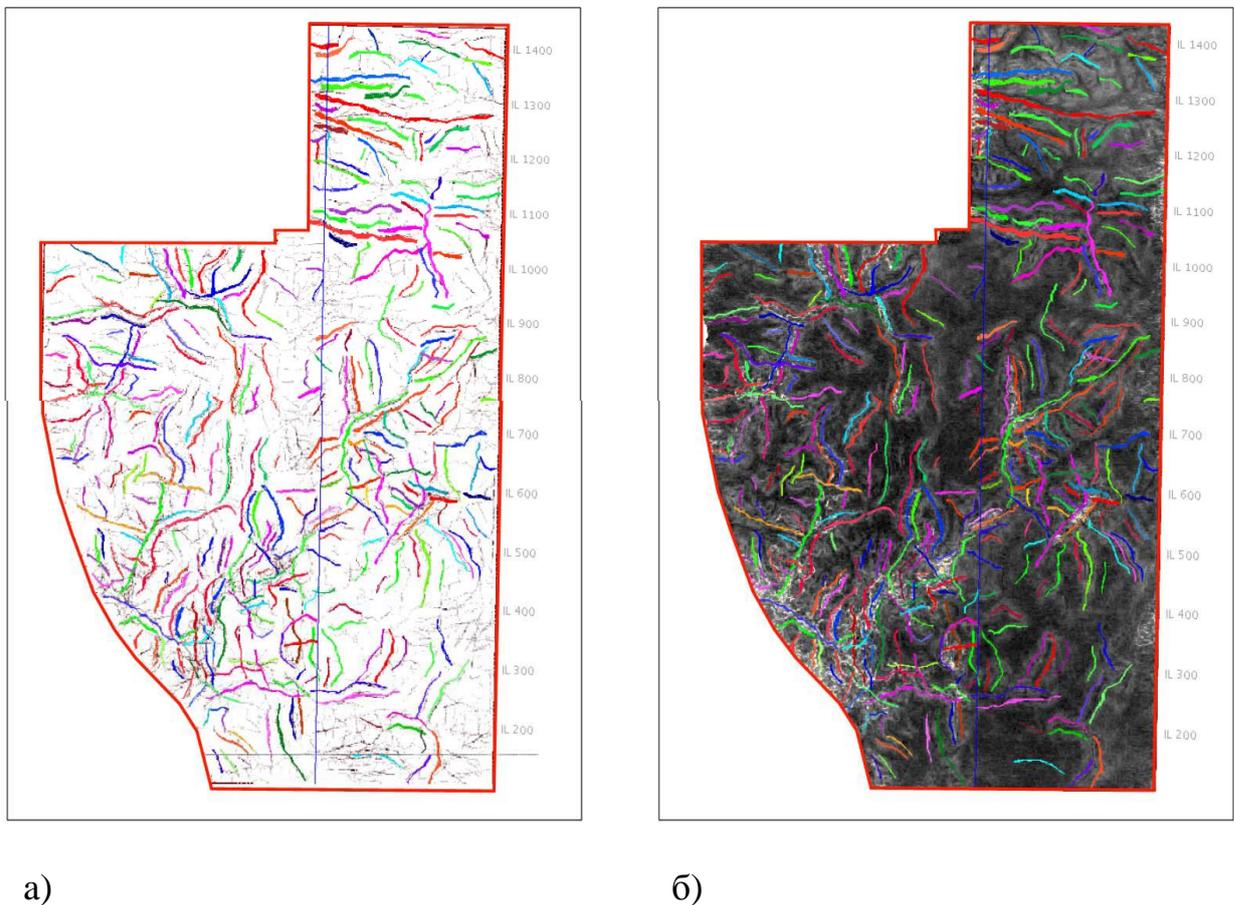


Рисунок 12 – Выделение тектонических нарушений по кубу полей извлеченных путей разломов «Ant Tracking» ОГ «А» , 2050 мс (а) и по кубу когерентности ESP (Event Similarity Prediction) (б) (по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

Выводы ко 2 главе

1. Площадь работ характеризуется сложным тектоническим строением. Тектоническим дислокациям подвержены породы фундамента, юрские и меловые отложения. Палеозойская и юрско-меловая системы разломов генетически связаны между собой. Зонам крупных разломов в палеозое соответствуют крупные зоны разломов в юрско-меловых отложениях. Дизъюнктивная тектоника площади унаследована от фундамента.
2. Открытые залежи нефти объекта «PZ» приурочены к верхней части фундамента. Залежи протерозой-палеозойского комплекса массивного типа с элементами тектонического экранирования, сложенные метаморфическими породами. Мощность вскрытых глубокими поисково-разведочными скважинами достигает 550 метров.
3. Многочисленные разрывные нарушения, осложняющие залежи нефти, уверенно выделяются по материалам 3D-сейсморазведки. Наличие системы трещиноватости и ее связь с многочисленными прослеженными разрывными нарушениями предопределило неоднородность распределения продуктивности скважин объекта «PZ» по площади месторождения.
4. Промышленные притоки нефти на площади месторождения – от первых десятков до первых сотен тонн в сутки по поисково-разведочным скважинам. Водонефтяной контакт не вскрыт.

ГЛАВА 3 КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ДАННЫХ 3D-СЕЙСМОРАЗВЕДКИ, ГИС И КЕРНА

3.1 Анализ результатов исследований керна

Керновый материал отобран в 8 поисково-разведочных и 3 эксплуатационных скважинах. Проходка по породам фундамента меняется в широких пределах от 11 до 365 метров. Проходка с выносом керна от общей проходки по породам фундамента составляет в среднем 20%.

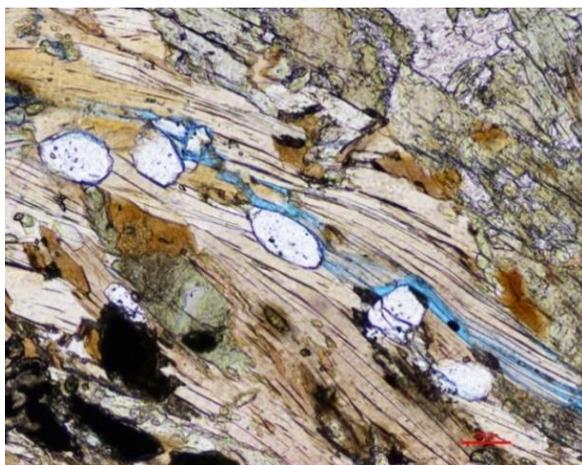
Минерало-петрографическая характеристика объекта. Объект сложен породами динамотермального метаморфизма средних температур, средних и высоких давлений. Горные породы представлены кристаллическими сланцами: двуслюдяными, амфиболовыми, биотит-амфиболовыми, пироксен-амфиболовыми, кварц-полевошпатовыми, а также амфиболитами и гнейсами двуслюдяного и кварц-полевошпатового составов, сменяющимися по разрезу друг друга в разном порядке. Редко в зонах повышенной проницаемости развиты хлоритовые сланцы. В ряде скважин вскрыты серпентиниты, которые на глубине сменяются кристаллическими сланцами. Серпентиниты замещаются тальком, в последующем развивается процесс карбонатизации с образованием карбонатов Fe-Mg (магнезит, брейнерит) и Ca-Mg составов (доломит). По макро- и микроисследованиям установлено, что в основном метаморфиты представлены параметаморфитами, среди которых были маломощные тела эффузивов, преобразовавшиеся в ортометаморфиты. Полосчатая и сланцеватая текстуры, совпадающие по направлению, имеют угол падения 30–45°, редко и на малых расстояниях – 70–90° [104].

В кровле метаморфических пород развита кора выветривания, полнота ее разреза на разных участках разная. В одних скважинах наблюдаются 20-25-метровые интервалы, сложенные каолинитовым структурным элювием, переходящим в дезинтегрированные слабоизмененные метаморфические породы, сменяющиеся неизменными породами. В других скважинах породы осадочного чехла залегают на брекчированных метаморфитах. Отмечаются также отложения перемещенной коры выветривания толщиной от 10 до 29 м,

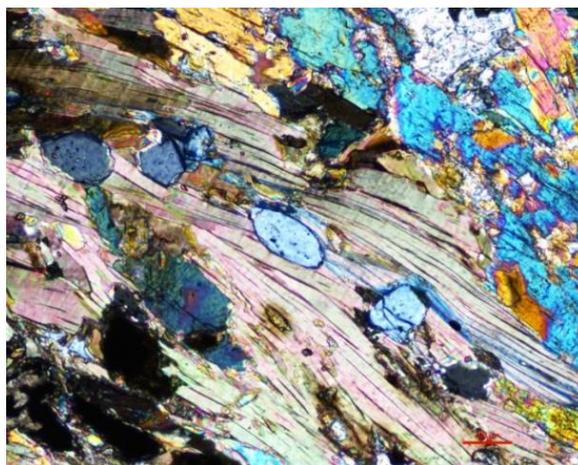
представленные кварцевыми брекчией и песчаником. Участки с дезинтегрированными метаморфитами находятся на более низких гипсометрических отметках. Эти наблюдения доказывают блоковое строение самой структурно-формационной зоны Рогожниковского 5 ЛУ, отдельные блоки которой характеризуются разной тектонической активностью [104].

При исследовании метаморфических пород под микроскопом установлены массивные, полосчатые, линзовидно-полосчатые, сланцеватые, брекчиевые текстуры и grano-, немато-, лепидобластовые, порфиробластовые структуры. Основным минералом в амфиболовых сланцах является обыкновенная роговая обманка. В переменных количествах присутствуют моноклинный пироксен, представленный диопсидом, и амфибол, представленный тремолитом (максимальное объемное содержание каждого минерала – 15%), плагиоклаз среднего состава (до 30%), биотит (до 30%), кварц (до 5%), кальцит (до 5%). Амфиболиты на 90% сложены роговой обманкой. Плагиоклаз совместно с кальцитом в амфиболитах выполняет промежутки между зернами амфибола. Кварц-полевошпатовые сланцы и гнейсы почти полностью состоят из кварца и полевых шпатов, представленных среднекислым плагиоклазом и редко калиевым полевым шпатом. Слюдистые минералы – мусковит и коричневый биотит – образуют в них отдельные листочки либо их скопления (рис. 13). Среди акцессорных минералов наблюдаются циркон, сфен, гранат (розовый), турмалин (бурый), рутил, апатит, эпидот, клиноцоизит.

По петро- и геохимическим особенностям состава пород, слагающих разрез метаморфического блока, выделяется несколько типов протолитов осадочного и магматического генезиса. Магматические породы изначально были основного состава, впоследствии изменились до амфиболитов. В юго-восточной части площади отмечается процесс натриевого метасоматоза пород с развитием мигматитового плагиогранита и метасоматита альбит-биотитового состава.



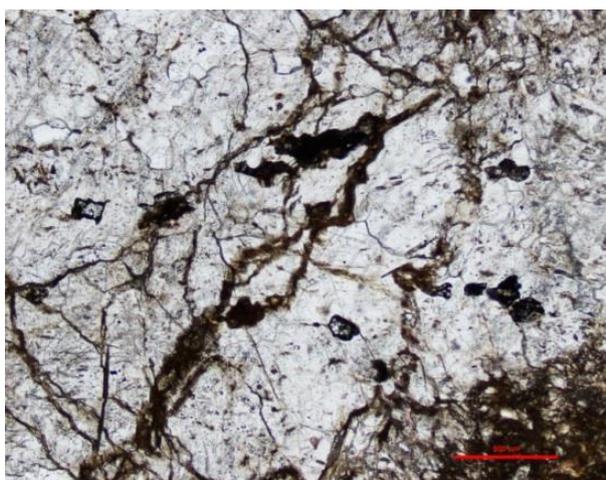
а)



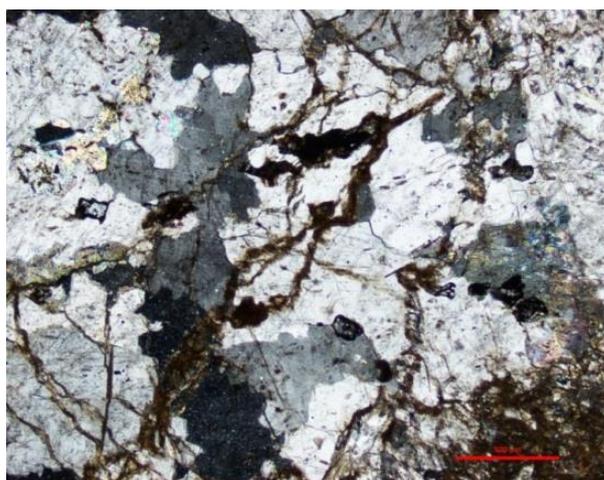
б)

Рисунок 13 – Биотит-амфиболовый парасланец. Увеличение десятикратное. Растрескивание листочков биотита по спайности в результате роста зерен апатита (белые). Фотографии при одном (а) и двух (б) николях (по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

Горные породы разбиты сетью трещин, наблюдается несколько систем, порой со смещением: параллельно, перпендикулярно сланцеватости и ветвящиеся, извилистые трещины. Трещины в основном залечены кварцем, кальцитом или выполнены перетертым материалом породы (рис. 14). По трещинам развивается пиритизация, гематизация.



а)



б)

Рисунок 14 – Карбонатизированный серпентинит. Увеличение десятикратное. Трещины, выполненные карбонатом и тальком. Фотографии при одном (а) и двух (б) николях (по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

Нефтенасыщение отмечается в терригенных и метаморфических породах (в двуслюдяных сланцах, кварц-мусковит-биотитовых, полевошпат-кварц-биотитовых, полевошпат-амфиболитовых сланцах, в серпентините). В терригенных породах, перекрывающих породы фундамента, углеводороды пропитывают цементирующую массу. В породах фундамента, представленных кристаллическими сланцами углеводороды отмечаются по трещинкам, пропитывают гидрослюдистую массу, развивающуюся по полевым шпатам, образуют пленки на стенках пор выщелачивания либо полностью выполняют их.

В карбонатизированном серпентините нефтенасыщение наблюдается по границам новообразованных карбонатов, в малоизмененном серпентините характер насыщения – пятнистый. Углеводороды присутствуют в доломит-тальковом агрегате, выполняющем трещины, пропитывая тальк и придавая ему черный цвет (рис. 15). Нефтенасыщение отмечается по нитевидным трещинкам, сохранившимся как реликты петельчатой структуры серпентинита.



а)

б)

Рисунок 15 – Серпентинит карбонатизированный, слабо нефтенасыщенный.

Увеличение десятикратное. Система разнонаправленных трещин со смещением. Фотографии при одном (а) и двух (б) николях (по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

Керн, отобранный в интервале палеозойского фундамента одной из разведочных скважин, расположенной в юго-западной части района исследования, представлен плотной, крепкой магматической породой темно-серого, серо-зеленого цветов с разнонаправленными трещинами, заполненными кальцитом. Изменение первичных гарцбургитов до серпентинитов сопровождалось автобрекчированием, что привело к развитию разнонаправленных трещин (рис. 16).



Рисунок 16 – Серпентинит темно-зеленого до черного цвета брекчиевидной текстуры. Разнонаправленные трещины, залеченные кальцитом и белым серпентином (по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

Внедрение тела серпентинитов вызвало развитие множества зеркал скольжения в самом теле и дробление серпентинитов на куски величиной 6-15 см по керну (рис. 17).



Рисунок 17 – Серпентинит темно-зеленой окраски трещиноватый, брекчиевидной текстуры. Трещины разнонаправленные, под углами 70-80° к оси керна (по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

В районе северной залежи во всем интервале разреза наблюдаются многочисленные зеркала скольжения, идущие под углом 45° к оси керна. В верхней части разреза наблюдаются филлитизированные песчаники и собственно филлиты. С повышением степени метаморфизма филлиты преобразуются в мусковитовые, двуслюдяные, графитизированные сланцы (рис. 18). В условиях более высоких температур образуются биотит-амфиболовые и амфиболовые сланцы. Гнейсы, эпизодически встречаемые по разрезу, фиксируют участки, испытавшие наиболее интенсивное воздействие стресса. Длина интервалов, сложенных гнейсами, по керну не превышает 1,5 м. Минералогический состав гнейсов в объеме вскрытого скважинами блока меняется, что связано разным составом протолита. Встречаются гранатовые, гранат-амфиболовые и биотитовые гнейсы.

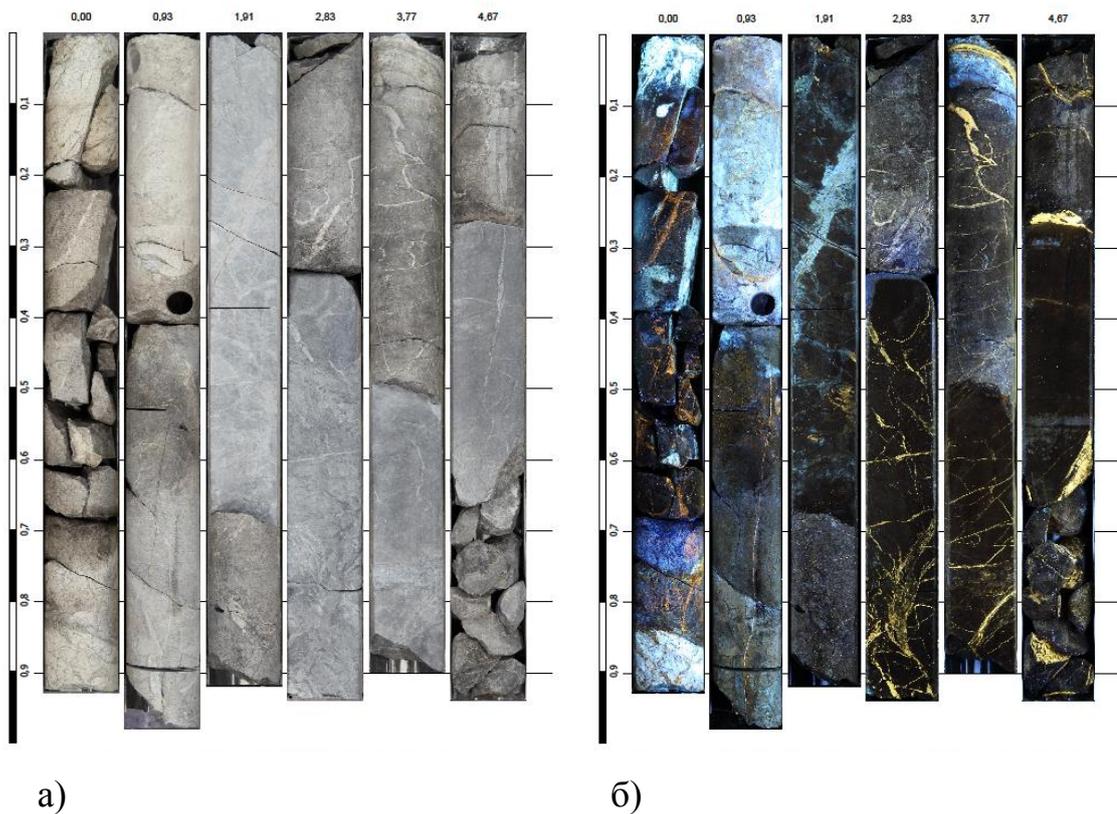
Максимальная амплитуда смещений, зафиксированная по керну, составляет 20 см. Ширина раскрытия трещин меняется от 1 до 18 мм. Сгущение трещин образует тектонические зоны брекчирования мощностью до 2 м. Трещины в основном залечены белым кварцем, реже кальцитом или выполнены перетертым материалом породы (рис. 19). Интенсивная дислоцированность блока подчеркивается широко развитыми зеркалами скольжения, идущими под углами $40-45^\circ$ к оси керна, реже 30° и $60-80^\circ$. По плоскостям зеркал скольжения развиты примазки белого кальцита и пластинчатый пирит.

В южной части рассматриваемой площади скважинами вскрыто тело серпентинитовой протрузии, степень измененности которой меняется по глубине. Верхняя часть ее изменена до кремнисто-карбонатной породы и представлена одним долблением с проходкой 3 м при выносе керна 2.6 м.

Карбонаты представлены в основном доломитом, несколько меньше распространен сидерит. Сидерит пелитоморфный, образует агрегаты изометричных сечений величиной 2-3 мм. Характерно развитие отдельных кристалликов цеолита (вероятно, сколецит) среди зерен карбоната и в виде их скоплений сечением до 3 мм.



Рисунок 18 – Метаморфическая порода, представленная биотитовыми и двуслюдяными кварцевыми сланцами (по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)



а)

б)

Рисунок 19 – Карбонатная порода по серпентиниту. Трещины выполнены карбонатом с примесью кварца. Фото керна в дневном (а) и мягком ультрафиолетовом свете (б) (по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

Порода рассечена многочисленными разнонаправленными трещинами, что определяет ее брекчиевидную текстуру (рис. 20). Трещины шириной до 2 мм залечены карбонатом и серпентином. Наблюдаются также сухие трещины, вдоль которых отмечается перекристаллизация карбоната с укрупнением зерен.

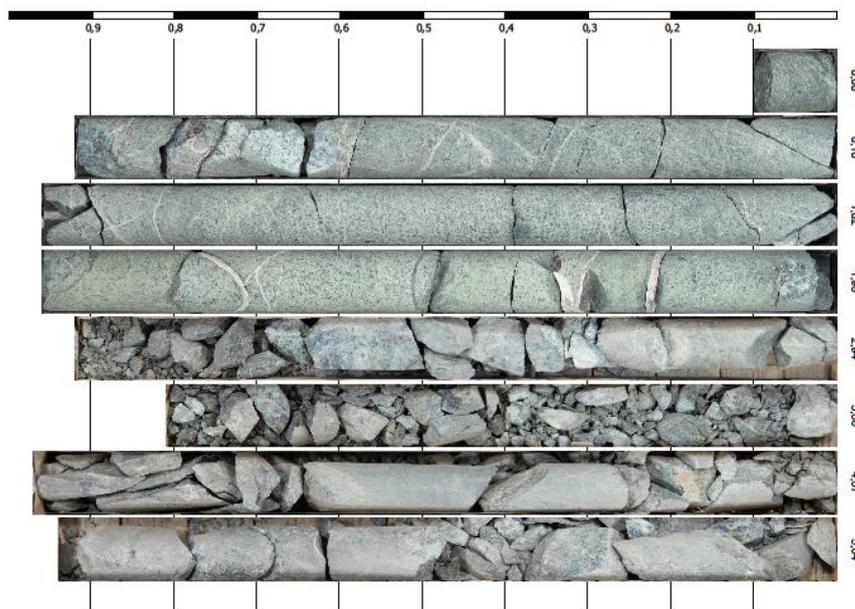


Рисунок 20 – Серпентинит с включениями магнетита. Порода рассечена трещинами под углами 70° и 45° к оси керна (по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

В нижней части разреза вскрыт серпентинит оталькованный, карбонатизированный. Оталькование охватывает 5-15% объема породы, карбонатизация - 10-30%. Развитие талька и карбоната неравномерное, пятнистое. С перерывом в 53 м наблюдается серпентинит значительно менее карбонатизированный (5-15%). Особенностью серпентинита данного интервала являются его текстуры - тонкопористая и пятнистая. Последняя связана с развитием пластинчатой формы серпентина – антигорита, способствующего увеличению пористости породы.

Трещиноватость породы неравномерная, участки со сгущением разнонаправленных трещин чередуются с нетрещиноватыми участками.

Последние два интервала долбления представлены серпентинитом брекчиевидной текстуры. Интервалы с пятнистой и тонкопористой текстурами серпентинита составляют порядка 30% объема породы. Карбонат присутствует

в количестве от следов до 3%. Порода интенсивно трещиноватая. Трещины разнонаправленные, раскрытостью 1-2 мм, редко 5 мм, залечены серпентином, иногда кальцитом. Наблюдаются сколы и зеркала скольжения под углами 45° и 60° к оси керна.

Под микроскопом устанавливается развитие микрокливажа. В последнем метре вынесенного керна отмечается глубокая проработка пород гидротермальными растворами, что вызвало развитие глинистых минералов и потерю прочности породы – керн представлен мелкой крошкой с размером кусочков не более 1 см, единичные до 5 см.

Породы разбиты разнонаправленными многочисленными трещинками, порой образующими густую сеть, шириной 1-5 мм, залеченные карбонатами и серпентином. В кровле серпентиниты изменены до кремнисто-карбонатной породы. С увеличением глубины степень изменения серпентинитов уменьшается. Серпентиниты содержат пылевидный и тонкозернистый магнетит, образующий цепочки, поэтому породы обладают магнитными свойствами. Верхняя часть тела серпентинитов разрушена и пенепленизирована. Об этом свидетельствует отсутствие дезинтегрированных пород в кровле протрузии и наблюдаемый слой толщиной 1-2 см, залегающий в 6 см от кровли серпентинитов и представляющий черный шлик из зернышек магнетита и хромита, сцементированных карбонатом, образовавшийся при перемыве продуктов разрушения серпентинита и апосерпентинитовых пород.

Необходимо отметить, что процессы интенсивной тектоники – дизъюнктивные нарушения, сдвиги простые и с вращательной компонентой – продолжались и после внедрения протрузии.

На экранирующие способности разломных и сдвиговых зон в ряде случаев влияние оказывает не амплитуда смещения, а процессы, происходящие в породах во время формирования этих объектов (рис. 21).



Рисунок 21 – а) Скаполит-амфиболовый парасланец темно-серой до черной окраски сланцеватой текстуры. Трещины сдвигового типа, расположенные под углом 45^0 к оси керна (по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

б) Сдвиговая трещина, залеченная кальцитом (естественный аналог) [122]

Гидродинамический экран может образоваться в результате переориентации зёрен пластинчатых минералов (глин, слюд) вследствие динамических напряжений, возникающих в деформируемой породе – в зонах смещения они будут ориентироваться параллельно поверхности движения, заполняя трещины отрыва. Особенно ярко этот процесс может проявиться при деформации слабо консолидированных песчано-алевритовых пород с большим количеством намывов углисто – слюдисто - глинистого материала.

Кристаллические сланцы ранних стадий метаморфизма (биотитового, кварцевого и хлоритового состава) часто обладают излишней «плитчатостью» и отдельностью, в условиях приложения значительных механических нагрузок

расслаиваясь на отдельные фрагменты и препятствуя образованию систем протяжённых и сообщающихся между собой трещин.

Вариации процентного содержания тех или иных минералов также могут оказывать существенное влияние на изменение прочностных свойств кристаллических сланцев. Повышенное содержание биотита может приводить к значительному падению плотности, что также сказывается на акустической жёсткости (акустическом импедансе) и интервальных скоростях прохождения упругих волн [120]. В меньшей степени, аналогичный эффект провоцирует увеличение процентного содержания роговой обманки.

Наличие интервалов с контрастными физическими свойствами делает возможным выделение зон повышенной трещиноватости в разрезе палеозойского фундамента на основе изучения макро- и микроописания керна и применения геофизических методов исследований.

3.2 Анализ результатов петрофизических исследований и данных ГИС

Породы разреза можно объединить в восемь петротипов – слюдяные и амфиболовые сланцы, гнейсы, серпентиниты, карбонатные породы по серпентиниту, серпентиниты оталькованные, метагаббро и породы, представляющие кору выветривания.

Петрофизические свойства пород по керну. Средние значения петрофизических параметров пород фундамента приведены в таблице 4. Для пород фундамента можно выделить следующие особенности:

1. По результатам стандартных измерений на образцах керна значения открытой пористости для пород-коллекторов пласта PZ изменяются в пределах 0.1-14.1%, составляя в среднем 5.3%. Среднее значение коэффициента проницаемости равно $0.30 \cdot 10^{-3}$ мкм², предел изменения $0.001-4.9 \cdot 10^{-3}$ мкм²

2. Нефтенасыщение отмечается в образованиях коры выветривания, двуслюдяных сланцах и карбонатизированных серпентинитах.

3. Тип коллектора – порово-трещинный

Таблица 4 – Средние значения петрофизических свойств пород палеозойского фундамента

Аналитический параметр	Количество скважин	Число анализов	Минимальное значение	Максимальное значение	Среднее значение
Открытая пористость, %	11	288	0.1	14.1	5.3
Проницаемость, *10 ⁻³ мкм ²		204	0.001	36.2	0.4
Водоудерживающая способность, %		43	42.9	99.3	89.5
Плотность объемная, г/см ³		288	2.36	3.15	2.7
Плотность минералогическая, г/см ³		288	2.58	3.33	2.78

Анализ фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения по выделенным петротипам показывает отсутствие зависимости пористость-проницаемость-нефтенасыщение, что свидетельствует о существенном влиянии на проницаемость трещинной составляющей.

Проницаемость изученных образцов при пористости более 4 % увеличивается с ростом пористости (рис. 22). При меньшей пористости изменение проницаемости обусловлено как матричной пористостью, так и микротрещиноватостью [29]. Минералогическая плотность горных пород изменяется в широких пределах: от 2.6 г/см³ до 3.3 г/см³. На рисунке 23 выполнено сопоставление объемной плотности с пористостью для образцов коры выветривания и палеозоя.

На рисунках 24-25 приведено сопоставление коэффициентов объемной и минералогической плотности различных типов пород. Как видно на рисунке 24, коллекторы УВ (кварцитовые сланцы, серпентиниты и карбонатные метаморфические породы) отличаются пониженной плотностью и расположены в левой части кросс-плота.

Сланцы смешанного состава, гнейсы, метадолериты в основном представляют неколлекторы и характеризуются повышенной плотностью (рис. 25).

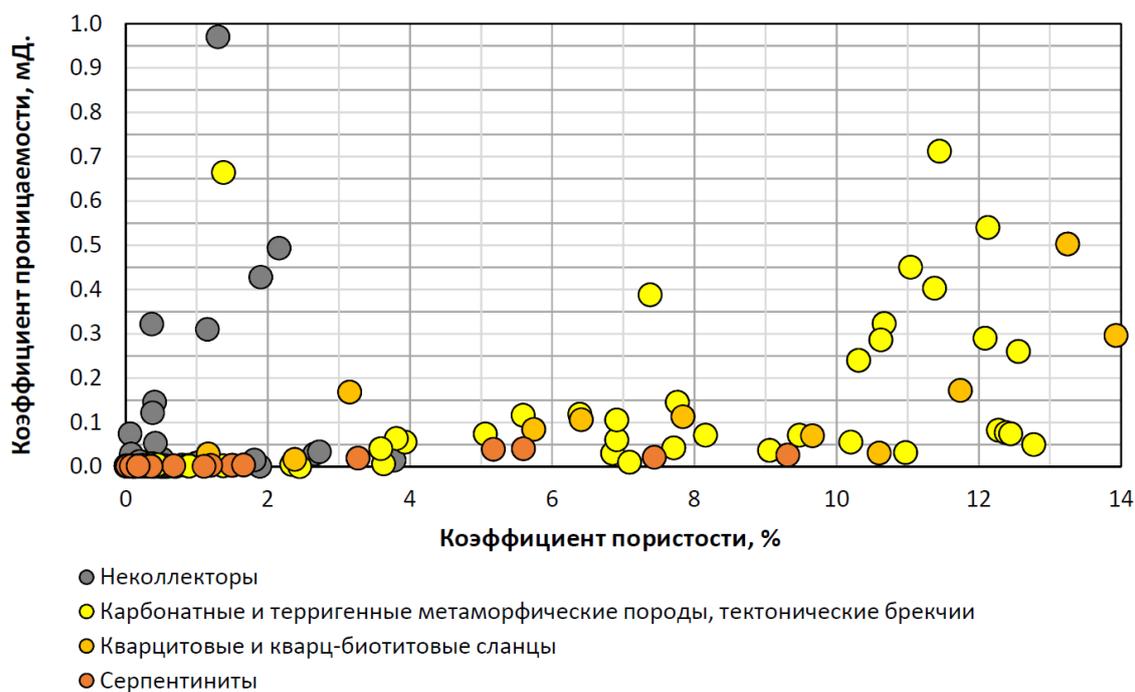


Рисунок 22 – Сопоставление пористости и проницаемости горных пород коры выветривания и палеозоя (по материалам ТО «СургутНИПИнефть», составила А.И. Цепляева, 2015)

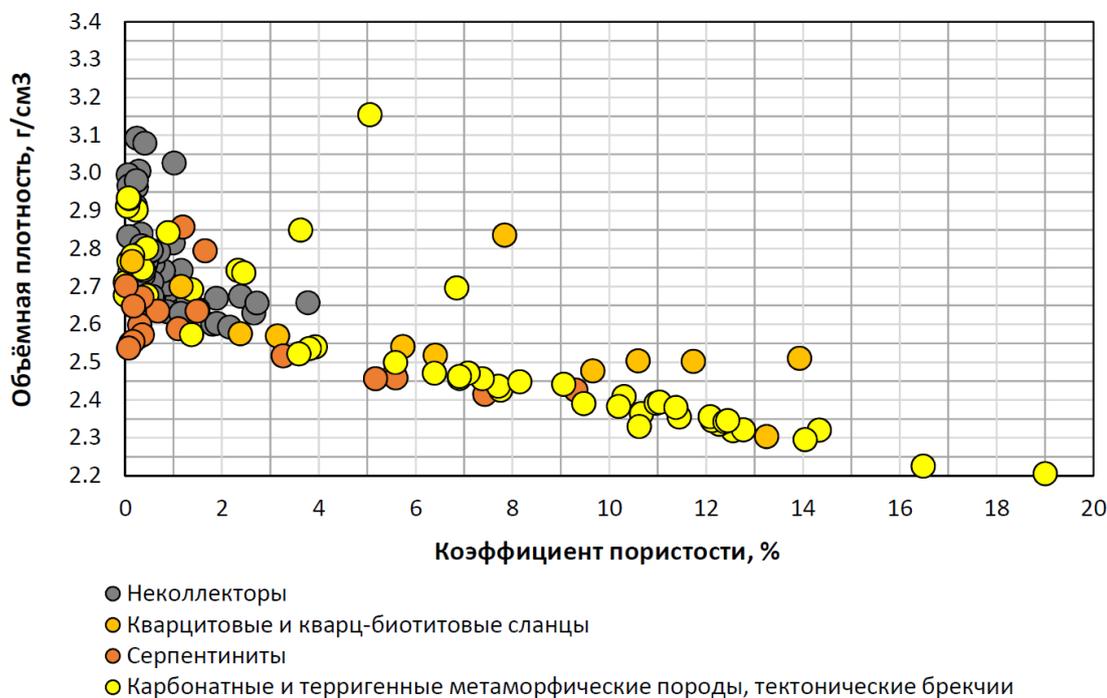


Рисунок 23 – Сопоставление объёмной плотности пород коры выветривания и палеозоя с пористостью (по материалам ТО «СургутНИПИнефть», составила А.И. Цепляева, 2015)

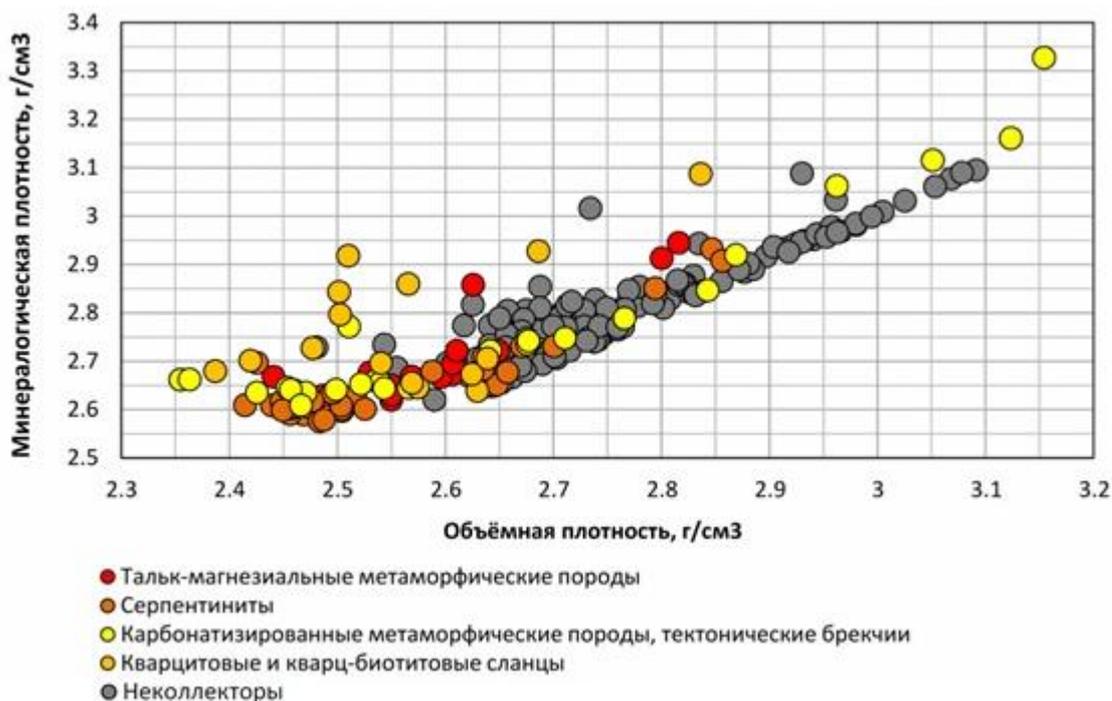


Рисунок 24 – Сопоставление объемной и минералогической плотности нефтенасыщенных пород коры выветривания и палеозоя (по материалам ТО «СургутНИПИнефть», составила А.И. Цепляева, 2015)

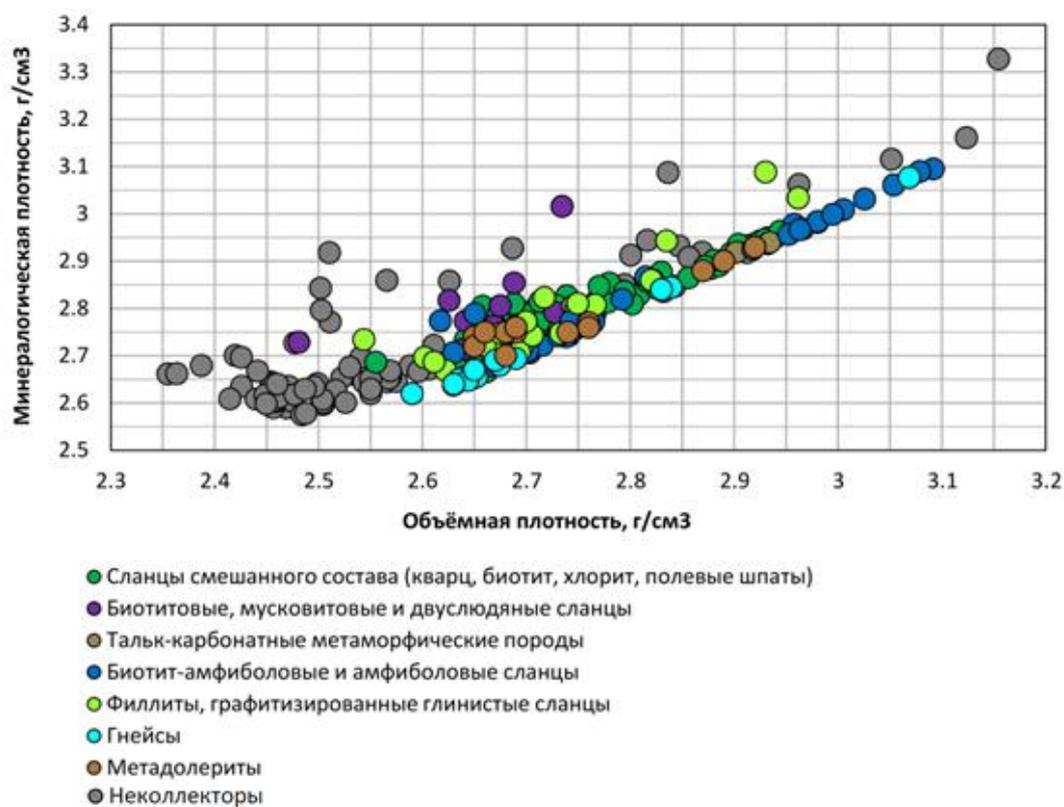


Рисунок 25 – Сопоставление объемной и минералогической плотности пород коры выветривания и палеозоя (по материалам ТО «СургутНИПИнефть», составила А.И. Цепляева, 2015)

Определение параметров коллекторов по результатам геофизических исследований скважин. В разрезе метаморфических пород выполнены измерения методами электротометрии - ПС, БКЗ, МКЗ, БК, МБК, ИК, ВИКИЗ, радиоактивными методами – ГК, СГК, 2ННК-Т, ГГК-П, акустический каротаж на продольных волнах, кавернометрия и микрокавернометрия и промыслово-геофизические исследования (ПГИ) на установление работающих интервалов и состава притока флюидов. Парные сопоставления геофизических параметров – плотности горных пород, измеренной ГГК-П, с водородосодержанием по 2ННК-Т (рис. 26а), интервального времени АК с водородосодержанием (рис. 26б); плотности горных пород с интервальным временем АК (рис. 26в) показывают широкий диапазон изменения параметров. Желтым цветом на сопоставлениях выделены точки работающих (отдающих) по ГИС-контролю интервалов.

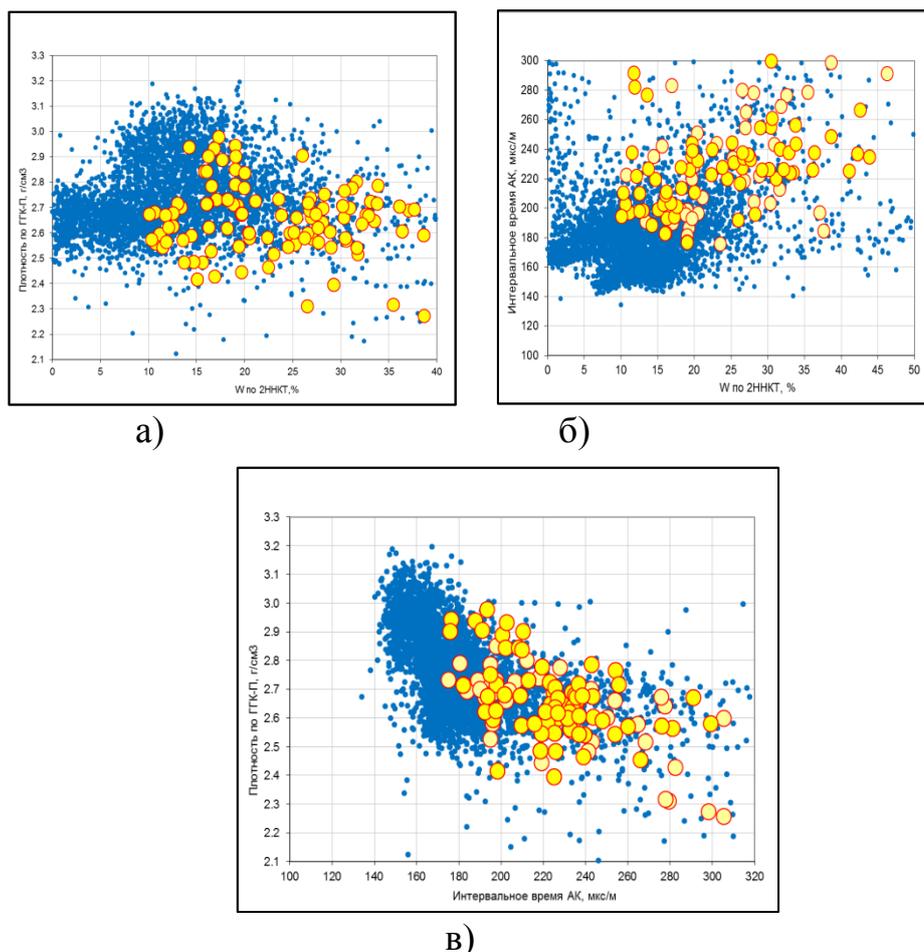


Рисунок 26 – Сопоставление геофизических параметров метаморфических пород (В.А. Ефимов, 2015)

Работающие интервалы характеризуются водородосодержанием более 10%, объемная плотность пород в этих интервалах изменяется от 2.3 до 2.85 г/см³, а интервальное время составляет более 175 мкс/м. По результатам лабораторных исследований керн работающие интервалы характеризуются низкой пористостью и вероятно наряду с матричной пористостью «работает» и трещинная составляющая.

Определение коэффициента общей пористости. В связи с полиминеральным составом метаморфических пород расчет коэффициента пористости по данным ГГК-П невозможен без знания значений плотности твердой фазы породы в каждом интерпретируемом слое (пластопересечении). Необходимо комплексирование методов ГИС на пористость и, в частности, ГГК-П и 2ННКТ. Показания этих методов с одной стороны не зависят от структуры пустотного пространства горных пород, а с другой - комплексирование методов ГГК-П и 2ННКТ позволяет учесть вариации петрофизических постоянных (в частности, плотности и водородного индекса) твердой фазы пород. Показания акустического каротажа осложнены влиянием структуры пустотного пространства и, в частности, трещиноватости.

Расчет пористости по комплексу методов ГГК-П+2ННКТ в разрезе метаморфических пород, включая отложения коры выветривания, производится отдельно из-за разного минерального состава этих пород. Для горных пород коры выветривания расчет пористости осуществляется по выражению:

$$K_{II} = 0,152 * W - 22.62 * \delta + 61.9 \quad (1)$$

Пористость собственно метаморфических пород, представленных полиминеральными сланцами, рассчитывается по формуле:

$$\lg(0.5 * K_{II} + 0.185) = 0.0244 * W - 1.868 * \delta + 4.63 \quad (2)$$

На рисунке 27 показано сопоставление пористости рассчитанной по формулам (1) и (2) с керновыми данными. Сходимость между расчетными и керновыми данными составляет ± 2.5 абс. %.

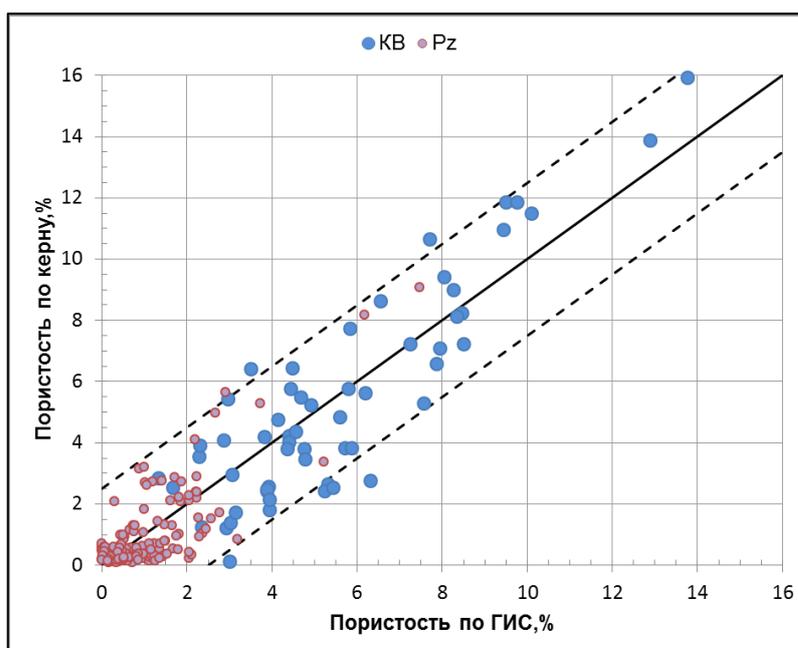


Рисунок 27 – Сопоставление пористости, определенной по комплексу ГГК-П+2ННКТ, с пористостью по керну для пород коры выветривания и собственно метаморфических пород (В.А. Ефимов, 2015)

Определение типа коллектора. Анализ выноса керна в интервалах отбора, его послойное описание и описание шлифов, а также сопоставление этих данных с результатами испытаний позволяют заключить, что в метаморфических породах развиты коллектора порового, порово-трещинного типа и трещиноватые породы. В разрезах скважин вынос керна изменяется от 10 до 70 % и меняется в зависимости от трещиноватости.

Выделению и оценке параметров трещиноватых пород по стандартному комплексу ГИС посвящено много работ [27-29, 44, 45, 123, 142, 144]. О наличии трещиноватых интервалов судят по сопротивлению отклонением структурного коэффициента « m » от 2.0 в меньшую сторону, по коэффициенту интенсивности трещиноватости (кавернозности), по коэффициенту объемной сжимаемости. Количественная оценка трещинной (кавернозной) емкости производится по электрическому сопротивлению, сравнению расчетных значений пористости по разным методам ГИС, по объемной сжимаемости, по различию акустической жесткости трещин и матрицы.

Для определения параметров порово-трещиноватой среды

метаморфических пород объекта PZ исследуемого месторождения был привлечён алгоритм, опубликованный В.А. Ефимовым (2015):

1. Рассчитанные по АК интервальное время твердой фазы и плотности твердой фазы по ГГК-П при известной пористости пород, определенной по 2ННКТ+ГГК-П, наносятся на график и сравниваются с закономерностью $\Delta T_{ТВ} = f(\delta_{ТВ})$ для минералов (справочными данными).

2. Если расчетные точки по скважине лежат в пределах поля рассеяния справочных данных, то горные породы характеризуются как горные породы с поровым типом пустотного пространства; если же расчетные точки располагаются выше справочной закономерности, то в горных породах имеет место трещиноватость; а если ниже - кавернозность. Такое поведение обусловлено физической природой поведения интервального времени в трещиноватых и кавернозных породах: в трещиноватой породе интервальное время продольных волн увеличивается, а в кавернозных, наоборот, уменьшается. На рисунке 28 приведен пример разделения метаморфических пород по структуре пустотного пространства.

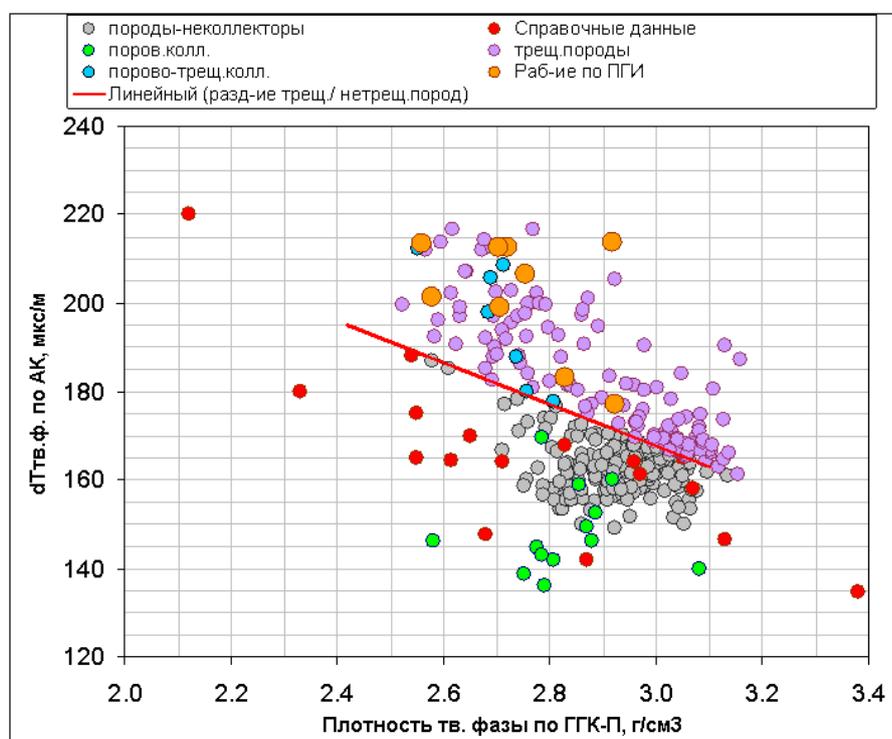


Рисунок 28 – Разделение пород палеозойского фундамента по структуре пустотного пространства (В.А. Ефимов, 2015)

На основе вышеприведённого алгоритма была проведена интерпретация данных ГИС по 14 поисково-разведочным и 24 эксплуатационным скважинам объекта «PZ». Выделенные проницаемые интервалы были сгруппированы в 3 основных типа, отражающих строение и геометрию пустотного пространства – поровый, трещинный и порово-трещинный. Полученные данные в виде таблиц результатов интерпретации ГИС (РИГИС) использовались в качестве исходных данных для построения литолого-фациальной модели изучаемого месторождения. Ниже приведено соотношение между эффективной мощностью коллекторов с различным типом пустотного пространства по скважинам северной (рис. 29) и южной (рис. 30) залежей объекта «PZ».

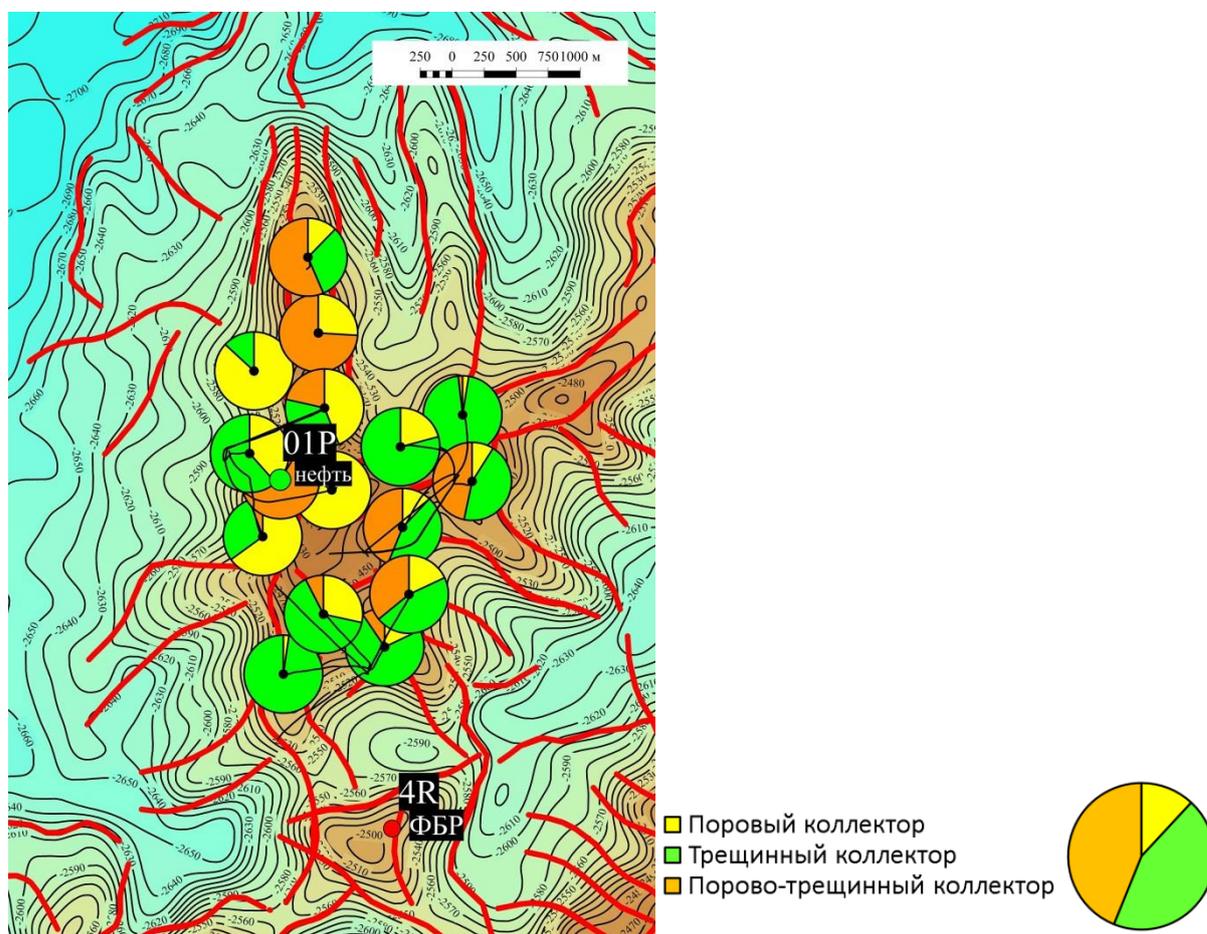


Рисунок 29 – Соотношение между коллекторами с различным типом пустотного пространства по скважинам северной залежи объекта «PZ»

(А.И. Цепляева, 2015)

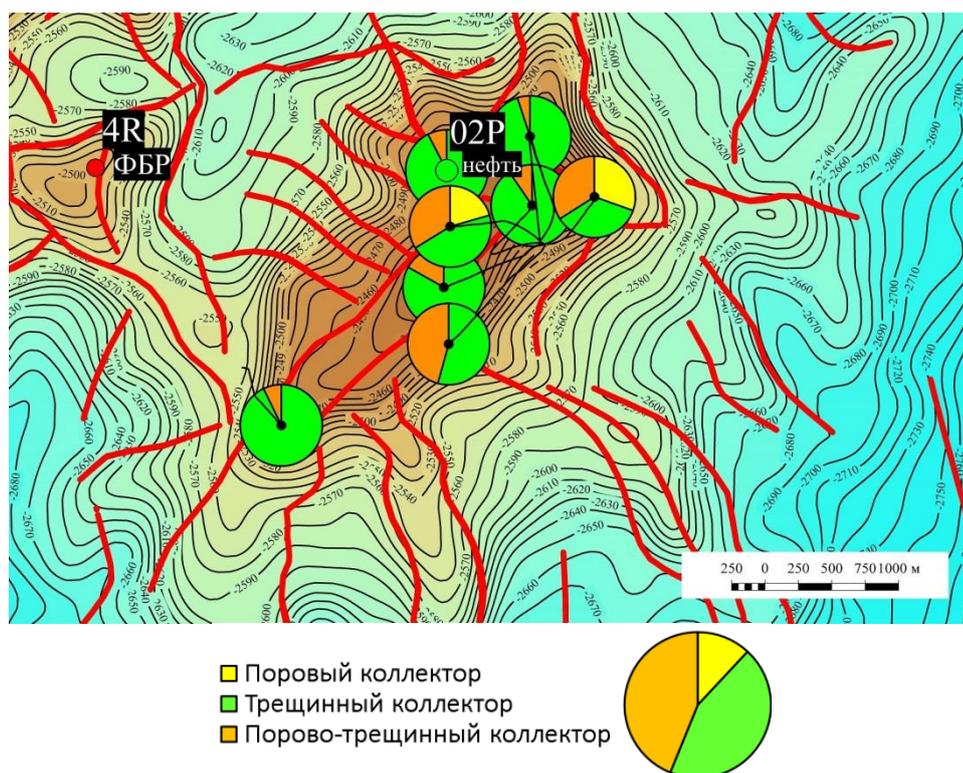


Рисунок 30 – Соотношение между коллекторами с различным типом пустотного пространства по скважинам южной залежи объекта «PZ»

(А.И. Цепляева, 2015)

3.3 Динамический анализ. Изучение трещиноватости объекта «PZ» по сейсмическим данным

Анализ петрофизических и фильтрационно-емкостных свойств пород доюрского комплекса позволяет сделать вывод о том, что ключевым фактором, определяющим формирование коллекторов как в вулканитах триасового эффузивного массива, так и в метаморфических породах палеозойского и допалеозойского фундамента, является естественная трещиноватость, имеющая различное происхождение [119].

Породы, обладающие высокой первичной пустотностью (пористостью), такие как туфы, кластолавы и перлитовые эффузивы, в сочетании с тектонической трещиноватостью, являются наиболее эффективными коллекторами для локализации залежей углеводородов [73]. В метаморфических породах – гнейсах и кристаллических сланцах,

углеводороды наблюдаются только в трещинах и на стенках пустот-каверн, образовавшихся в процессе перекристаллизации или выщелачивания породы [62], а также регионального метаморфизма.

Формирование трещин в отложениях коры выветривания, характеризующихся смешанным составом и представленными кварцевыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами, тальк-карбонатными метаморфическими породами, брекчиями и вторично сцементированными продуктами тектонического дробления, рядом авторов [118, 133] связывается с процессами серпентинизации и карбонатизации, протекающих в условиях сравнительно невысоких температур и сопровождающихся значительным (до 40%) увеличением объёма реагирующих компонентов, приводящих к возникновению естественного аналога процесса гидроразрыва (ГРП) [135].

Учитывая существенные трудности, связанные с неопределённостями геологического строения и необходимостью достижения установленных (проектных) значений коэффициента извлечения нефти (КИН), распространёнными в отечественной практике геологии нефти и газа, изучение и моделирование трещиноватости представляет собой один из наиболее эффективных способов оптимизации процесса управления разработкой месторождений [63]. В качестве основы для геологического моделирования на сегодняшний день широко применяются результаты обработки материалов 3D-сейсморазведки, существенно повысившие свою точность по сравнению с предыдущими этапами развития дистанционных геофизических методов [15, 32, 99].

В то же время, изучение трещиноватости природных резервуаров нефти и газа с помощью сейсмических данных является достаточно сложной задачей, поскольку масштаб и размеры большинства трещин, участвующих в фильтрации пластовых флюидов (метры и сантиметры), находятся вне разрешающей способности стандартной 3D-съёмки с регистрацией отражённых волн. Один из немногих прямых методов прогноза интенсивности и пространственной локализации трещинных систем на основе упругих

акустических волн заключается в применении специальных методик выделения рассеянной компоненты сейсмического поля - предполагается существенное рассеяние энергии сейсмических волн при встрече как с крупномасштабными разрывными нарушениями, так и участками с высокой плотностью субсейсмических трещин и каверн [59, 92, 125].

В группу прямых методов изучения трещиноватости также можно выделить сейсмическую инверсию, основной смысл которой заключается в преобразовании исходных кинематических параметров сейсмотрасс в набор величин, характеризующих физические свойства пород разреза. Наиболее часто применяется стандартная (акустическая) инверсия, в ходе которой куб сейсмических амплитуд преобразуется в куб акустического импеданса, представляющего собой произведение объёмной плотности и скорости продольных акустических волн (так называемый Р-импеданс). Более совершенная методика – упругая акустическая инверсия, включает восстановление профилей продольных и поперечных акустических волн, на базе которых рассчитывается набор упруго-механических свойств (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, параметр V_P/V_S , S-импеданс и т.д.), позволяющих прогнозировать петрофизические и коллекторские свойства пород разреза [109].

При использовании стандартного кинематического и динамического анализа для решения задач по прогнозу коллекторов трещинного типа специалисты опираются на различные геологические критерии, среди которых можно выделить литологический состав и особенности тектонического строения отложений продуктивных горизонтов, расстояние до наиболее высокоамплитудных и выраженных разрывных нарушений, интенсивность изгиба поверхности целевого горизонта (кривизна) и т.д. [91].

Сопряжённые системы трещин в пределах подвергающегося неупругим деформациям массива горных пород чаще всего располагаются параллельно, перпендикулярно или под углом (чаще всего – от 0 до 45°) к плоскости разлома. Среди недостатков описываемого подхода можно отнести присутствие

нескольких разноориентированных систем тектонических нарушений в условиях большинства мировых осадочных бассейнов, в связи с чем выделение объектов, обладающих наибольшим динамическим влиянием на вмещающие отложения, требует привлечения большого количества данных, что не всегда возможно, особенно на раннем этапе изучения залежей УВ и их подготовки к промышленной эксплуатации [85].

В качестве базового инструмента для анализа были использованы данные 3D-сейсморазведки, полностью охватывающей площадь исследования (рис. 31). После выполнения стандартных процедур коррекции, внесения поправок в исходные сейсмотрассы и временной миграции был получен итоговый сейсмический куб в интервале 2000 - 2500 мс. Структурная интерпретация по целевым горизонтам проводилась в ПК «Petrel» (компания Schlumberger). На данном этапе также был выделен набор основных тектонических нарушений в интервале от ОГ «М» (кровля викуловской свиты) до ОГ «А» (кровля фундамента).

Для вычленения зон неоднородности (трещиноватости) вдоль ОГ «А» (кровля доюрского комплекса) и в различных временных интервалах от него использовался набор структурных (геометрических) сейсмических атрибутов – «Variance», «Chaos», «Ant Tracking», «Local Structural Dip», «Local Structural Azimuth», а также амплитудная (объёмная) кривизна («3D-Curvature») и ряд её разновидностей – максимальная отрицательная кривизна («Most negative curvature»), максимальная положительная кривизна («Most positive curvature») и кривизна Гаусса («Gaussian curvature») [109, 114, 115].

В процессе анализа строения нижней части разреза дополнительно установлено наличие крупных дислокаций сдвигового типа, характерной особенностью которых является отсутствие заметного вертикального смещения (амплитуды) рассматриваемой группы разломов на уровне кровли кристаллического фундамента [84] (рис. 32).

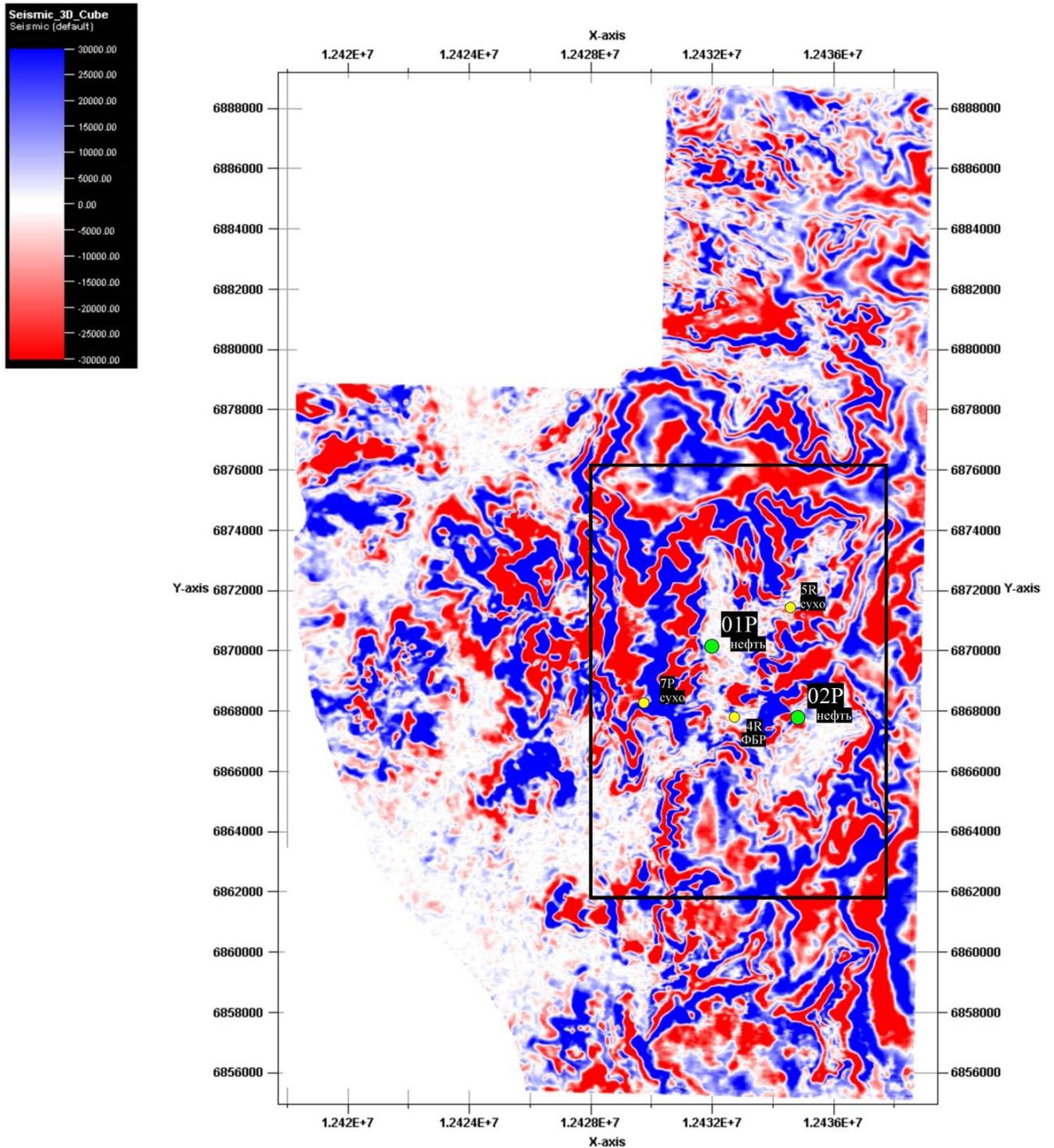


Рисунок 31 – Горизонтальный срез амплитудного сейсмического куба на уровне 2100 мс (отражающий горизонт «А» - кровля доюрского комплекса)
(А.И. Цепляева, 2015)

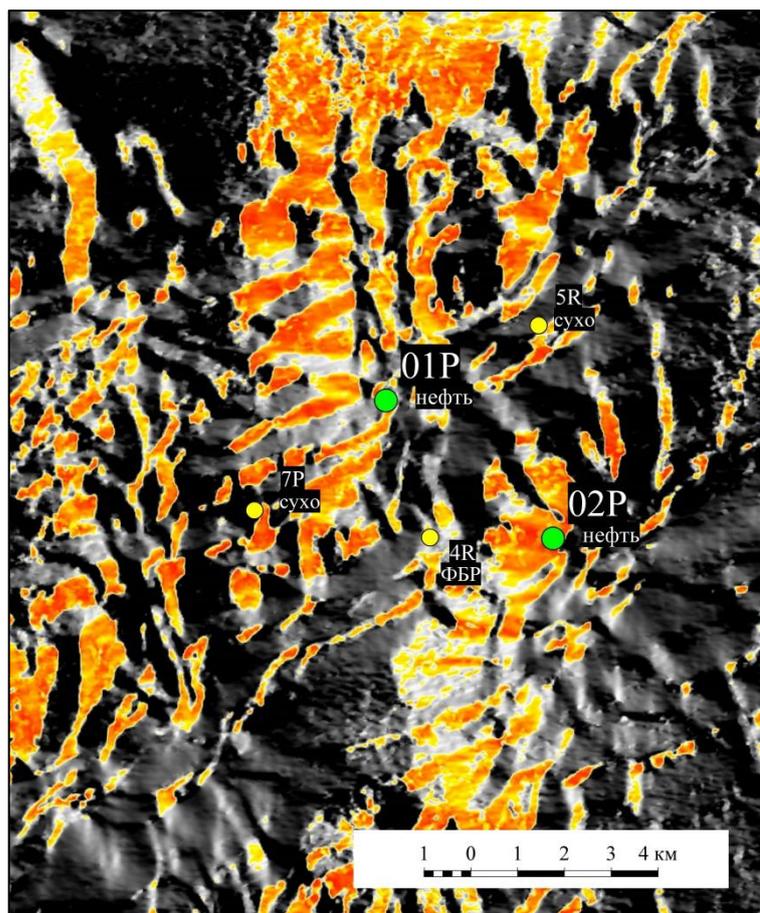


Рисунок 32 – Горизонтальный срез атрибута «Local Azimuth» (азимуты углов падения) на уровне 2100 мс с нанесёнными результатами испытания поисково-разведочных скважин (А.И. Цепляева, 2015)

На основании карт средних значений и интервальных срезов атрибута «Ant Tracking» была получена общая картина развития мелких тектонических нарушений и предполагаемая ориентация сопряжённых систем трещин в районе рассматриваемых залежей.

Для оценки достоверности выбранного подхода к определению направления и ориентации трещин были проанализированы отчёты о применении имиджера FMI («Formation Micro Imager» – электрический микросканер) [112] для оценки трещиноватости отложений доюрского комплекса в нескольких скважинах, расположенных на территории одной из соседних площадей (рис. 33).

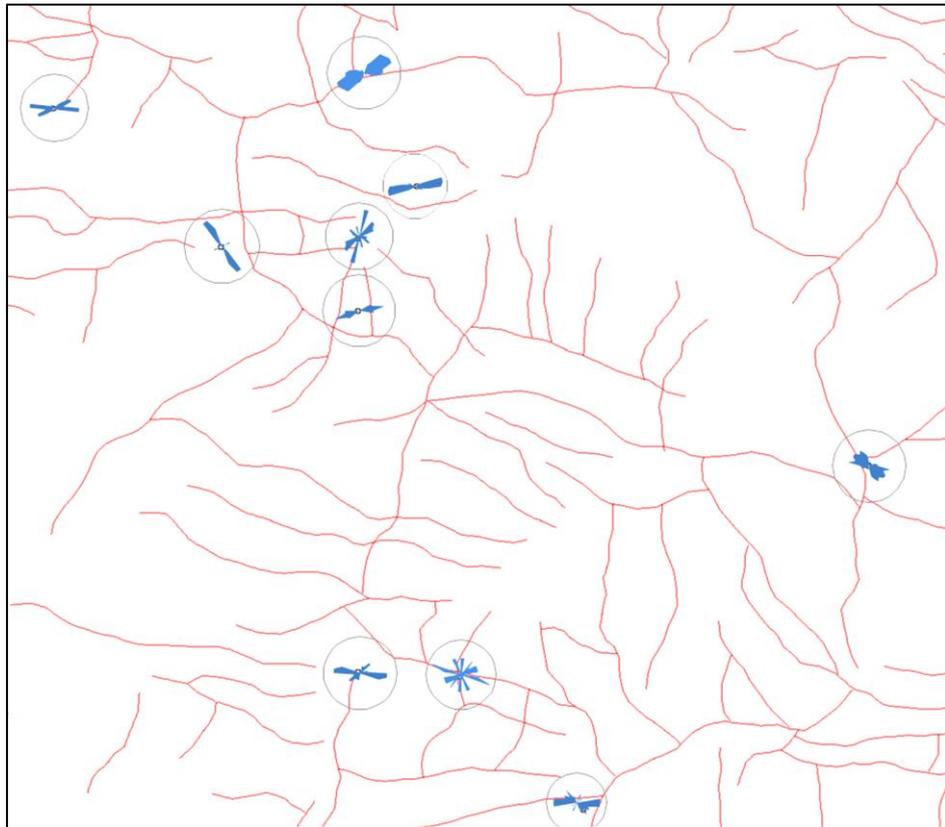


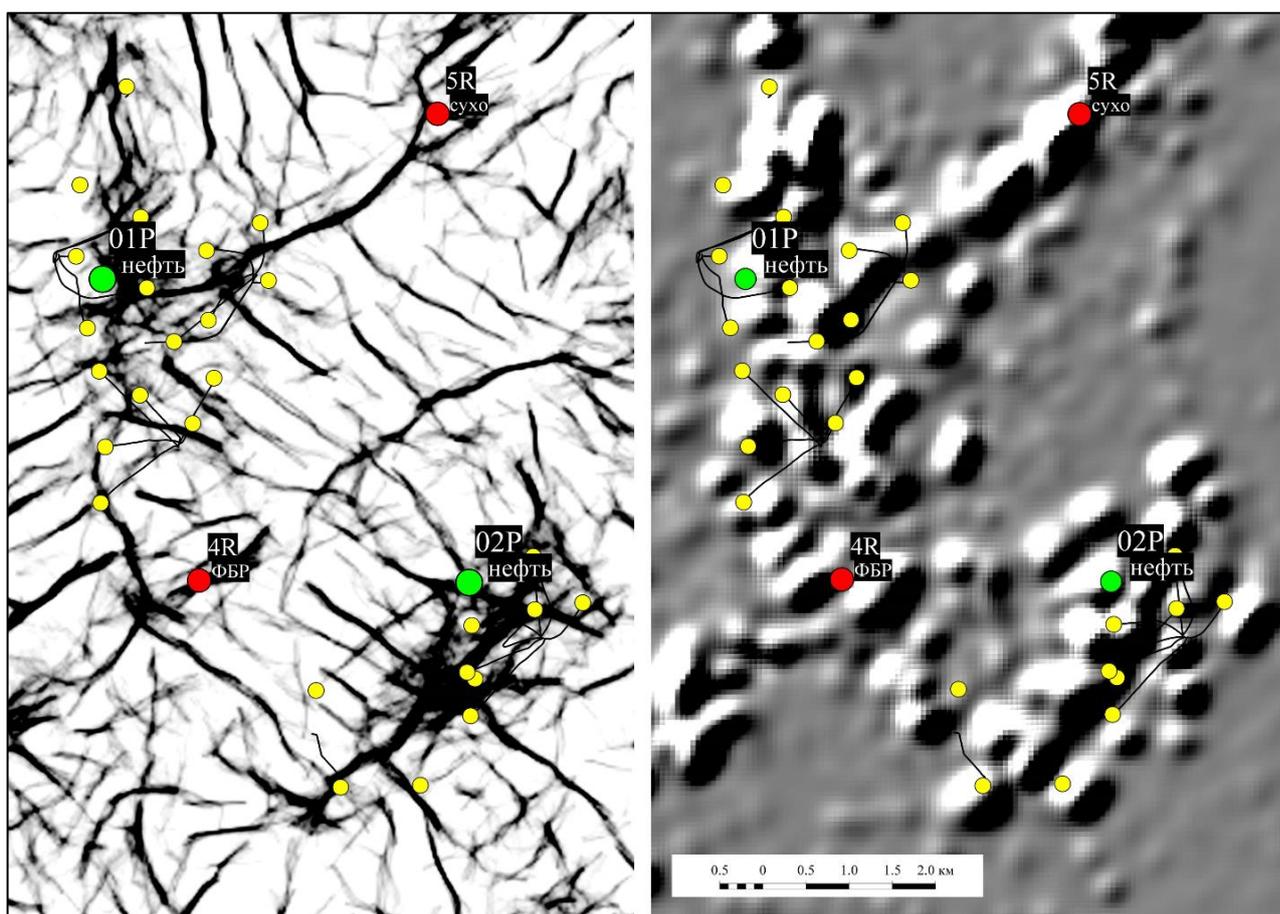
Рисунок 33 – Сопоставление ориентировки разрывных нарушений и естественных трещин, выделенных с помощью атрибута «Ant Tracking» и скважинных исследований имиджером FMI (А.И. Цепляева, 2015)

Несмотря на то, что литология пород существенно различается, ориентация трещин, пересечённых стволом скважин, имеет высокую сходимость с сетью разломов, выделенных с помощью атрибута «Ant Tracking» [136]. Таким образом, подтверждена возможность использования сейсмических атрибутов для картирования участков с наибольшей плотностью трещин, а также получения информации об изменении основных свойств (направление, интенсивность) всей системы трещин в межскважинном пространстве.

Участки скважин, в которых по результатам испытаний были получены промышленные притоки УВ, расположены в области пересечения и неоднократной активизации нескольких разломных систем (рис. 34а) и предположительно являются областями максимального воздействия тектонического стресса. Суммируя весь комплекс имеющихся данных, можно предположить решающее воздействие наиболее поздних по времени

проявлений геодинамической активности (разломы сдвигового типа), следствием которых является присутствие систем открытых (проводящих) трещин, в отличие от трещин ранней генерации, заполненных кварцем, кальцитом, битумом и другими вторичными образованиями.

Высокие значения нормализованной Гауссовской кривизны, обозначенные на рисунке 34 (б) чёрным цветом и зелёным цветом – на рисунке 35, выражают интегральный изгиб поверхности локальных выступов фундамента и характеризуют потенциальные зоны воздействия растягивающих напряжений, которые также могут ассоциироваться с участками максимальной трещиноватости [127, 137].



а)

б)

Рисунок 34 – Карты средних значений сейсмических атрибутов «Ant Tracking» (а) и «Gaussian curvature» (б) в интервале +20 мс и -20 мс от отражающего горизонта «А» (А.И. Цепляева, 2015)

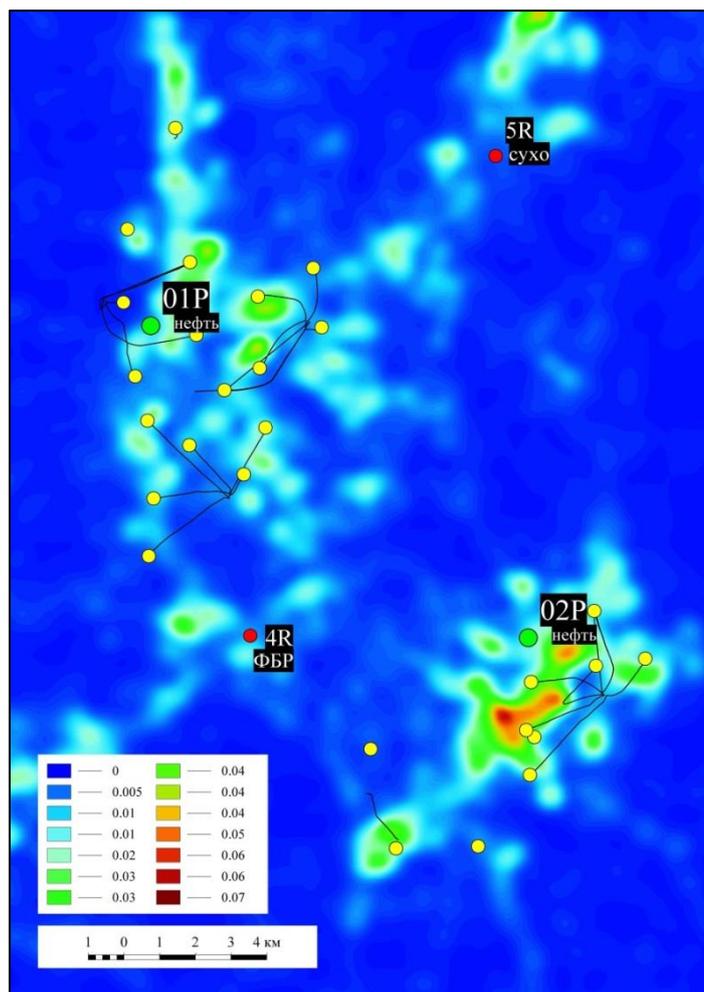


Рисунок 35 – Карта средних значений атрибута «Gaussian Curvature» (кривизна Гаусса) в интервале 2040 - 2060 мс (кровля фундамента - отражающий горизонт «А») (А.И. Цепляева, 2015)

Наличие участков пониженной плотности в массивах горных пород, связанных с проявлением разноуровневых деформационных процессов, приводит к ослаблению динамических характеристик сейсмических волн (амплитуда, скорость, частота, энергия и т.д.), благодаря чему формируются высококонтрастные объекты, на выделении которых основан так называемый «динамический» анализ сейсмических данных.

На следующем этапе были рассчитаны соответствующие объёмные («RMS», «Chaos», «Quadrature Amplitude», «Reflection Intensity») и поверхностные («Maximum&Minimum amplitude», «Average amplitude», «Mean amplitude» и т.д.) амплитудно-зависимые сейсмические атрибуты, позволяющие

подчеркнуть изменения волнового поля (рис. 36), связанные с предполагаемыми зонами присутствия коллекторов трещинного типа.

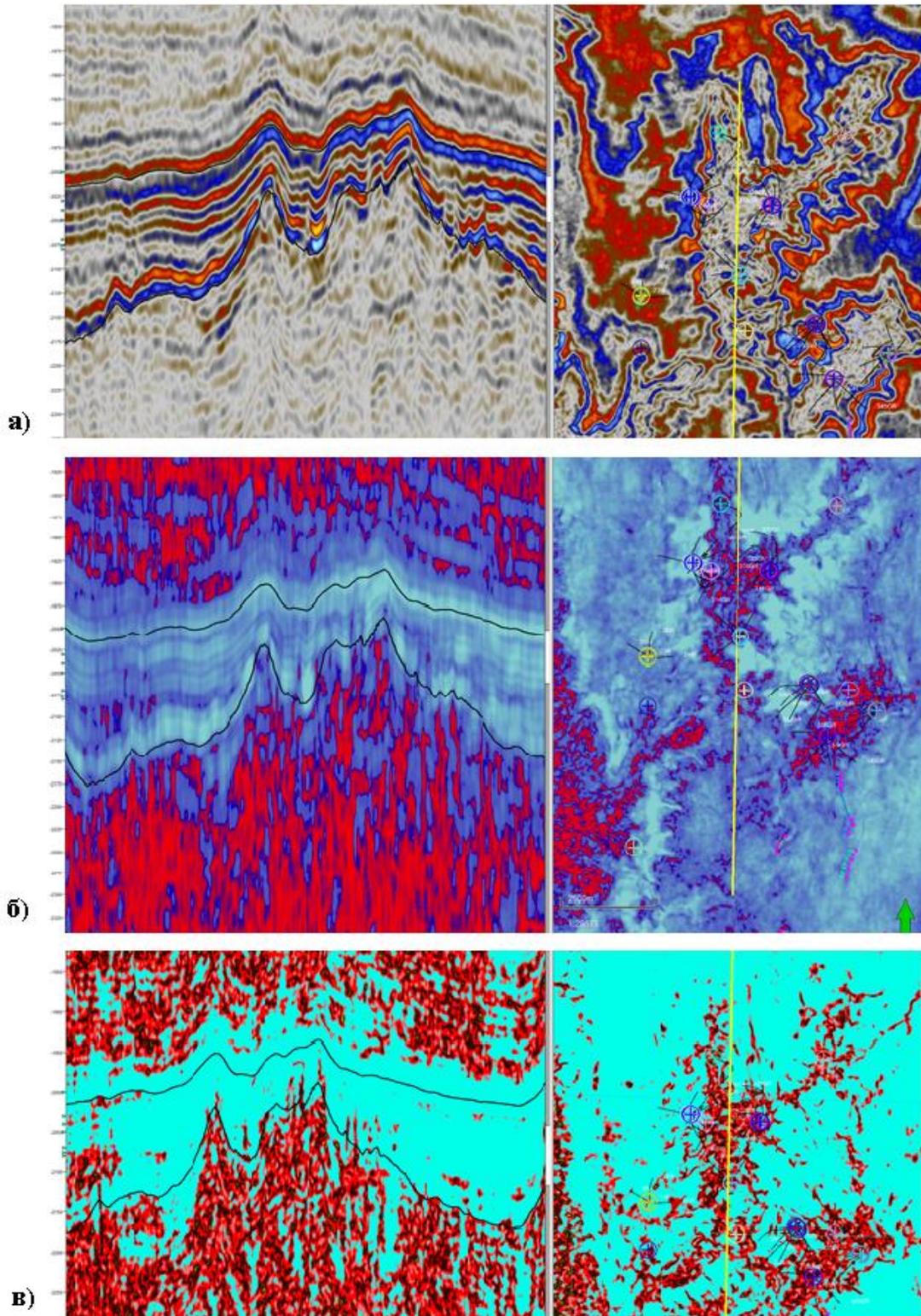


Рисунок 36 – Меридиональные разрезы сейсмического куба (а) и атрибутов «RMS» (б) и «Chaos» (в) по линии 1459 вдоль северной залежи объекта PZ (А.И. Цепляева, 2015)

При сопоставлении положения продуктивных скважин и аномалий атрибута «RMS» («Root Mean Square amplitudes» – среднеквадратичные амплитуды), характеризующего общую интенсивность отражения и среднюю энергию сейсмических волн (рис. 37-38), отмечается приуроченность перспективных участков к локальным поднятиям (выступам) поверхности фундамента, характеризующихся снижением амплитуд. Аналогичная зависимость прослеживается на территории соседних лицензионных участков, где выделенные залежи в верхней части фундамента в плане соответствуют участкам низкой интенсивности сейсмического сигнала (рис. 39).

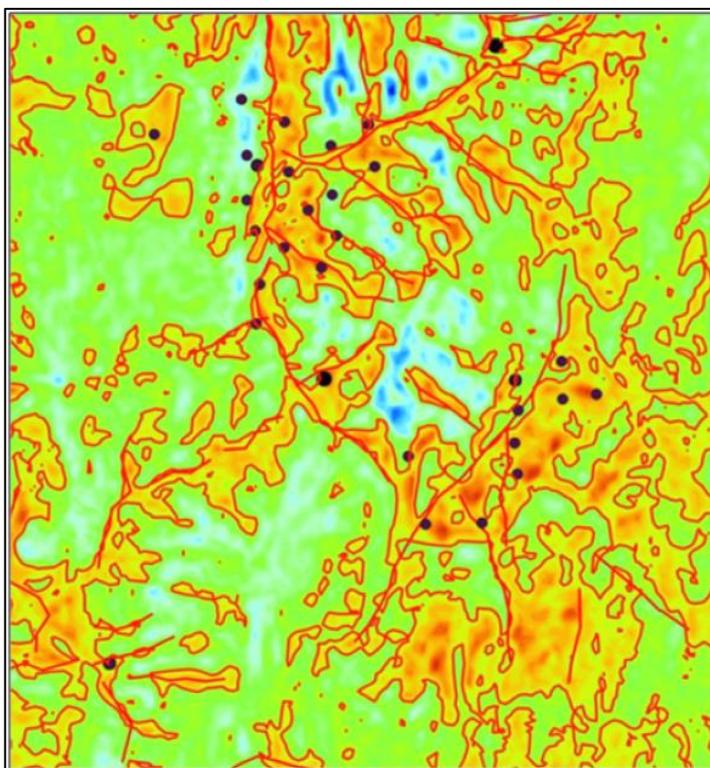


Рисунок 37 – Фрагмент схемы распределения среднеквадратичных амплитуд (RMS) во временном окне (0–70 мс) ниже ОГ «А» (продуктивные скважины отмечены чёрным цветом) [146]

Зоны ослабления амплитуды сейсмических волн в случае продуктивных скважин затрагивают не только доюрский комплекс, но и юрские отложения, в отдельных случаях распространяясь вверх по разрезу до уровня ОГ «Б» (баженовская свита) (рис. 40).

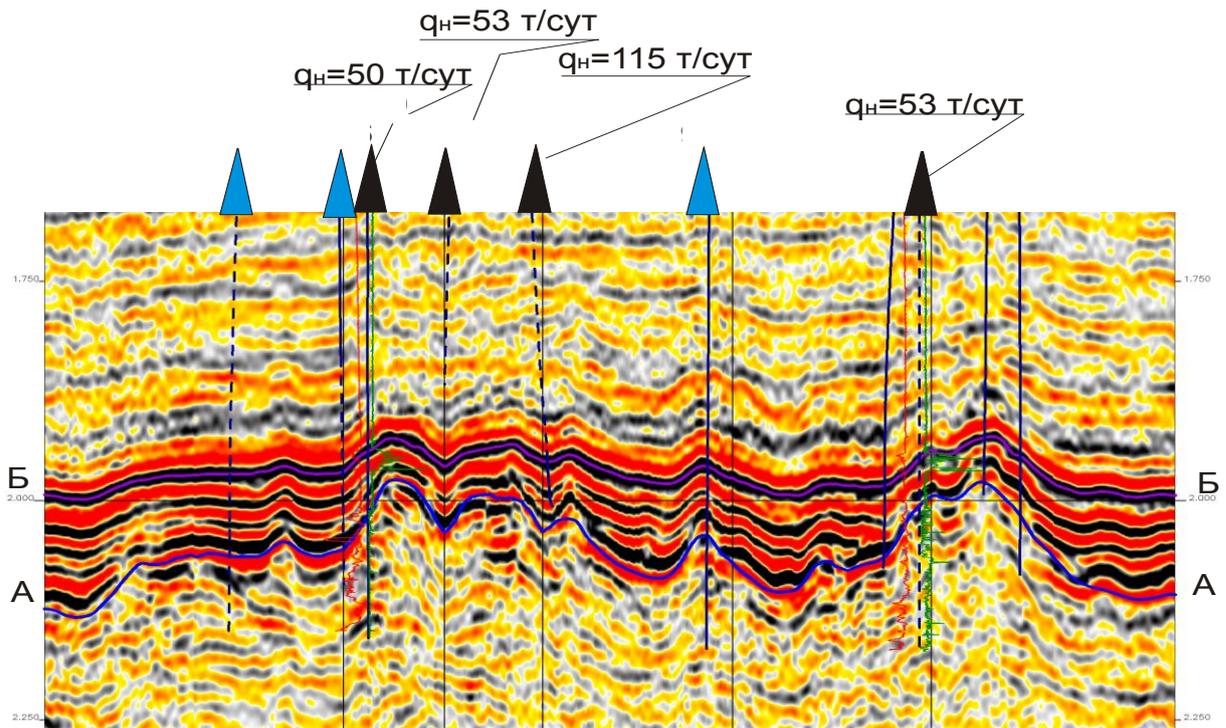
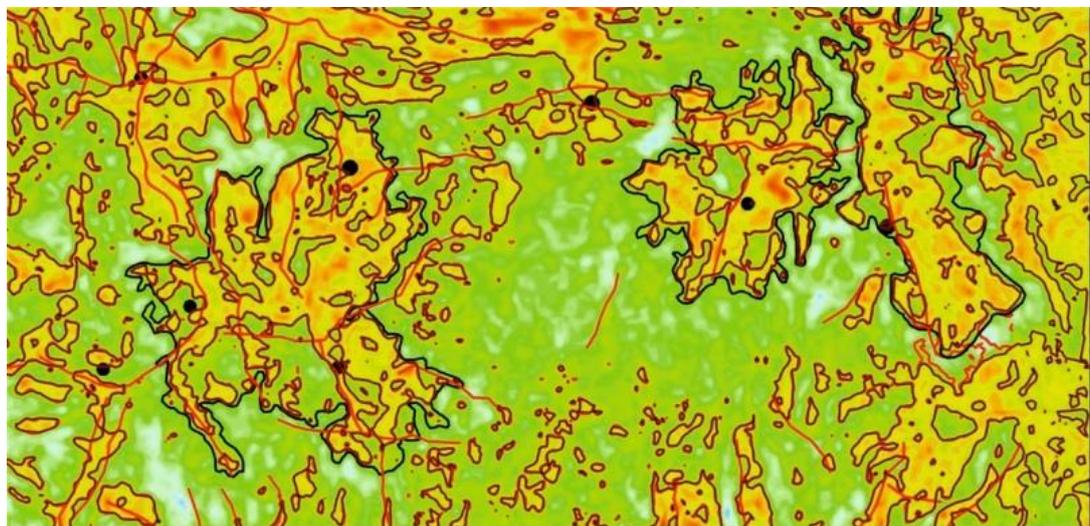


Рисунок 38 – Фрагмент временного разреза по линии поисково-разведочных и эксплуатационных скважин (С.Р. Бембель, А.И. Цепляева, 2015г.) [12]



 - предполагаемый контур залежи нефти в отложениях PZ, подтвержденный результатами опробования скважин

Рисунок 39 – Фрагмент схемы распределения среднеквадратичных амплитуд (RMS) во временном окне (0-70 мс) ниже ОГ «А» с контурами выявленных залежей нефти на соседнем месторождении (А.И. Цепляева, 2015)

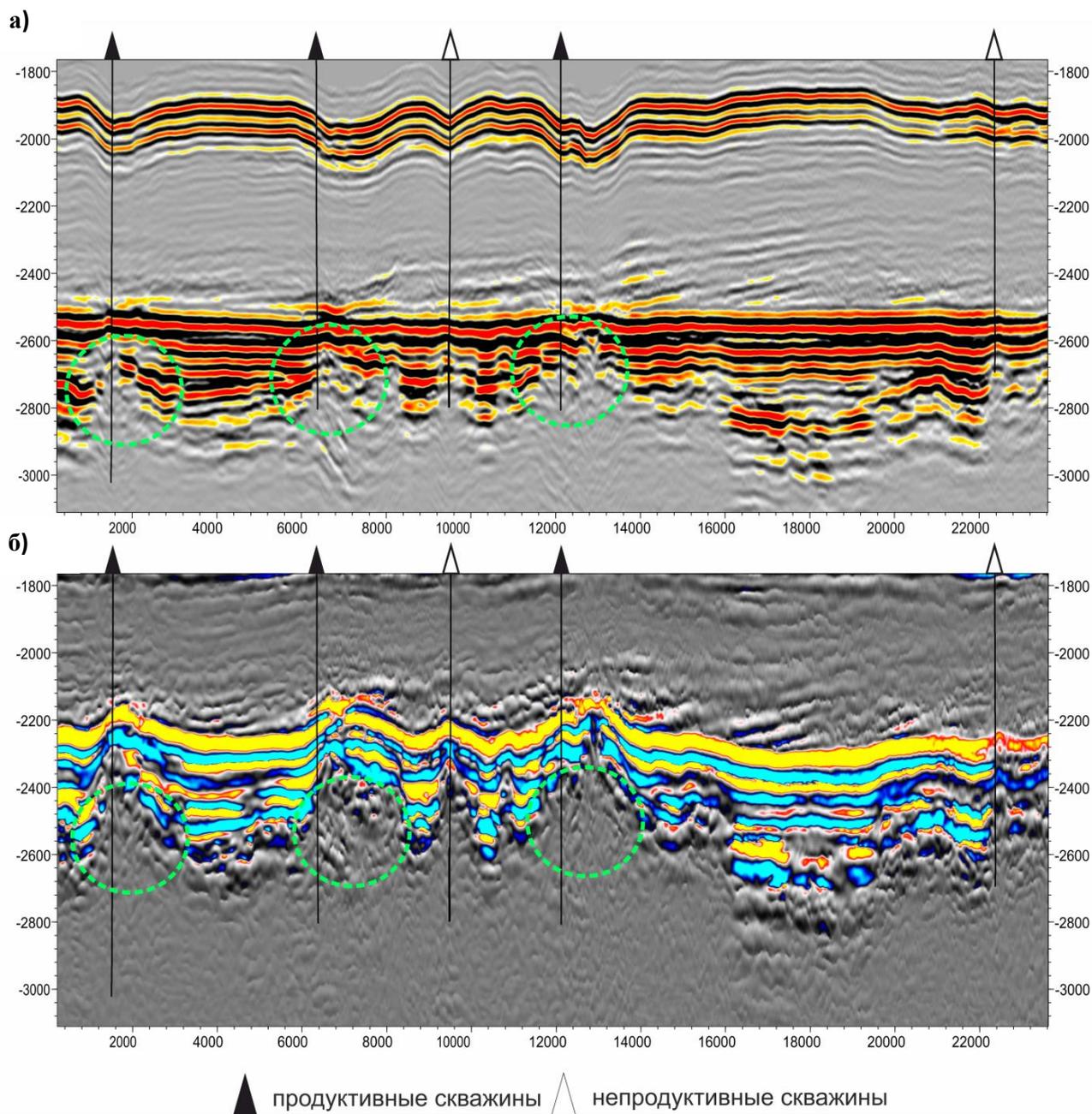


Рисунок 40 – Фрагмент временного разреза с выравниванием на ОГ «Б» (а) и фрагмент разреза атрибута «Envelope 1-st Derivative» (первая производная огибающей сейсмической волны) (б) в районе выявленных залежей нефти (участки предполагаемой повышенной трещиноватости и связанные с ними залежи нефти выделены зелёным цветом)

(А.И. Цепляева, 2015)

Вместе с этим, амплитуда сейсмического сигнала может зависеть от целого ряда дополнительных факторов, среди которых наиболее важными являются неоднородный литологический состав рассматриваемых отложений,

присутствие тектонической трещиноватости и различные погрешности сейсмических данных.

Приведённый в предыдущих разделах работы обзор лабораторных исследований и детального макроописания керна свидетельствует о том, что снижение изначальной высокой объёмной плотности метаморфических пород палеозойского комплекса является как следствием наличия открытой трещиноватости, так и прямым индикатором присутствия углеводородов (рис. 41).

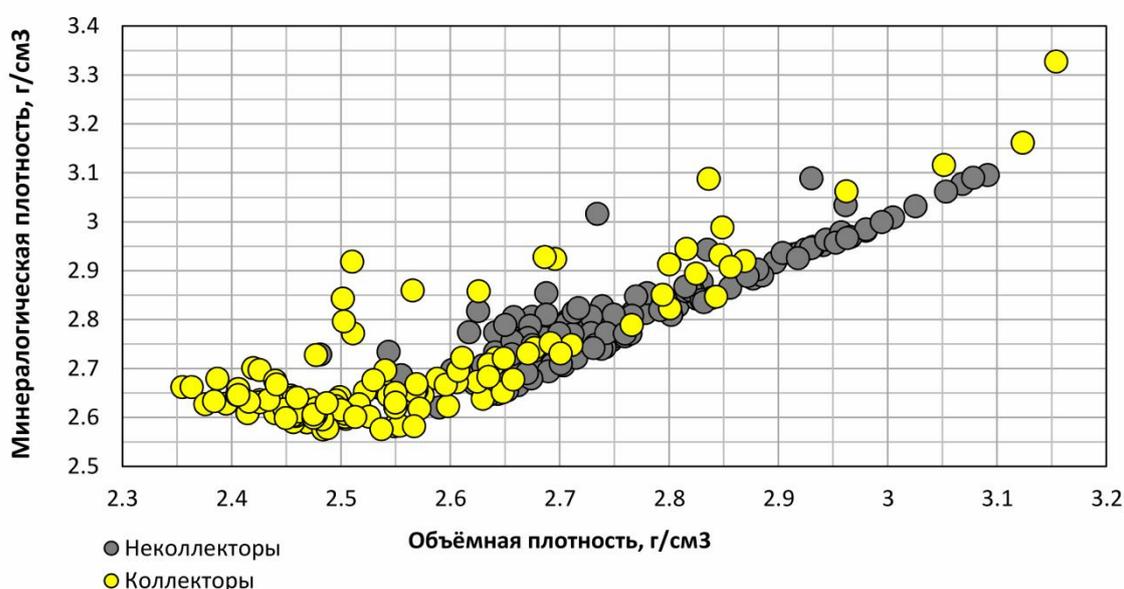


Рисунок 41 – Сопоставление объёмной и минералогической плотности пород палеозойского фундамента (по материалам ТО «СургутНИПИнефть», составила А.И. Цепляева, 2015)

На базе данного критерия были дополнительно проанализированы материалы сейсмической инверсии. Основной принцип сейсмической инверсии заключается в переходе от динамических характеристик сейсмических волн (амплитуда, частота, фаза) к параметрам, напрямую характеризующим физические свойства пород разреза (скорость продольных и поперечных волн, объёмная плотность и их производные – акустический и сдвиговый импедансы). В процессе работы была установлена зависимость между результатами испытания поисково-разведочных скважин и их положением

относительно зон пониженной плотности на картах акустического импеданса (рис. 42).

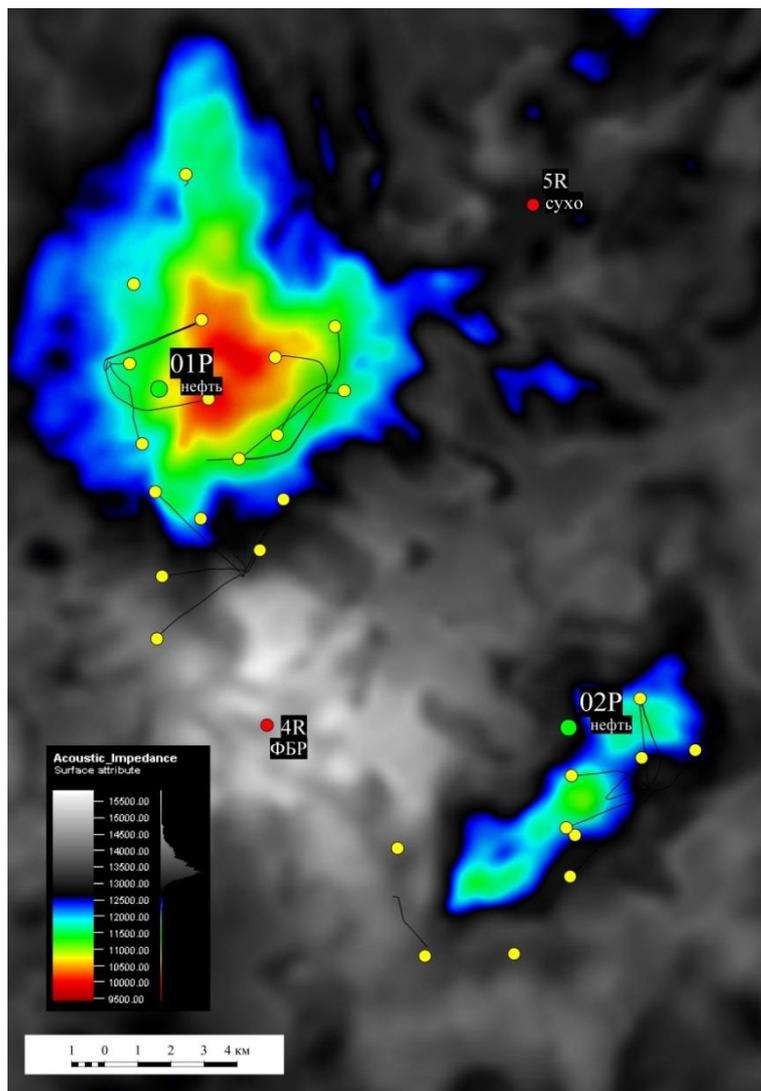


Рисунок 42 – Карта средних значений акустического импеданса во временном окне (0–70 мс) ниже ОГ «А» (А.И. Цепляева, 2015)

Проведенное сопоставление между промысловыми и сейсмическими данными показало, что совместное использование сейсмических атрибутов «RMS», «Ant Tracking» и «Chaos» позволяет выделять перспективные участки в верхней части палеозойского фундамента, связанные с повышенной трещиноватостью. Наиболее эффективным атрибутом при прогнозе коллекторских свойств пород палеозойского фундамента является акустический импеданс.

3.4 Сопоставление результатов атрибутивного анализа и фактических данных поисково-разведочного бурения

Основываясь на фактических данных, собранных и проанализированных в рамках диссертационной работы, в 2016 году были выданы рекомендации по доразведке залежей объекта «PZ», включающие бурение двух скважин (условно названных 27P и 23P) на территории одной из соседних площадей, схожей по геологическому строению с изучаемой.

Рекомендованные скважины расположены в области наиболее выраженных «выступов» фундамента и вскрывают поверхность отражающего горизонта «А» на максимальных абсолютных отметках (рис. 43).

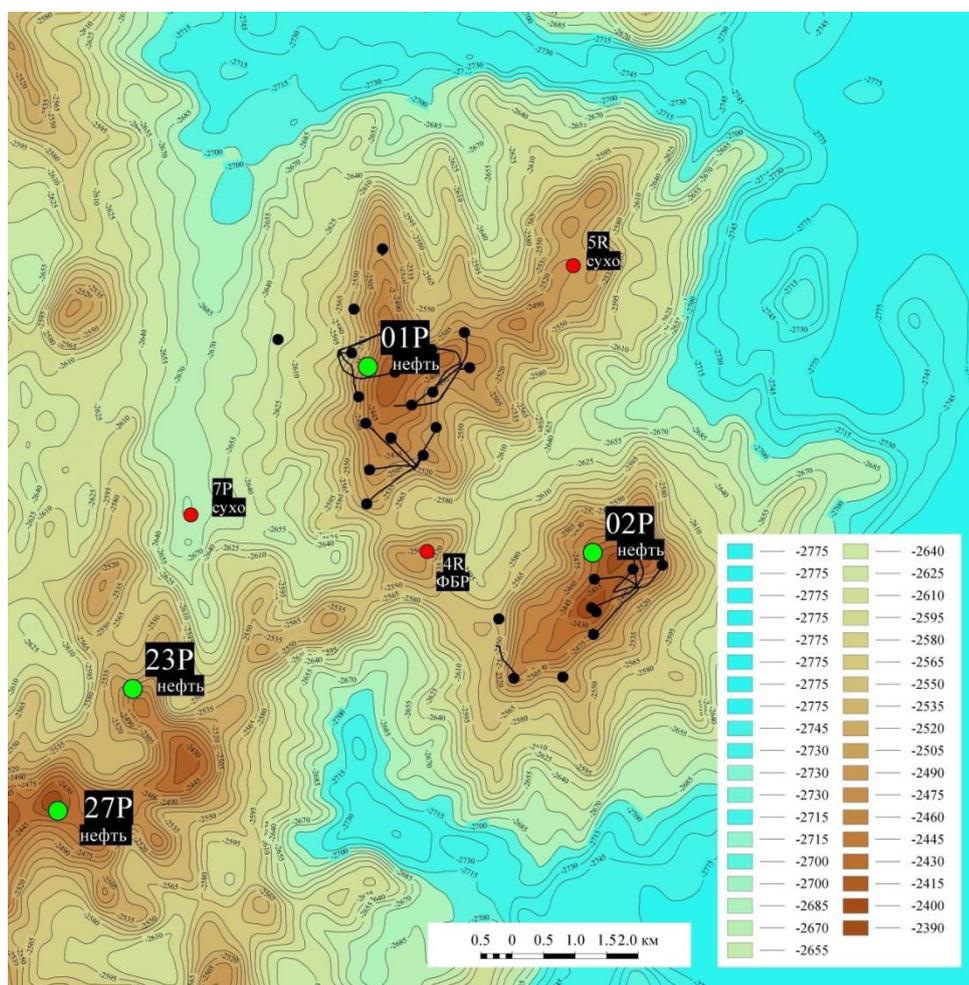


Рисунок 43 – Структурная карта по кровле палеозойского фундамента с нанесенными результатами испытания поисково - разведочных скважин

(А.И. Цепляева, 2016)

По результатам испытаний рекомендованных скважин были получены промышленные притоки нефти, что подтверждает актуальность использования описанной методики прогноза коллекторов в разрезе палеозойского комплекса.

Как видно на рисунках 44, 45 скважины 23P и 27P расположены в зонах максимальной трещиноватости по данным атрибута «Ant Tracking», которая также характеризуется пониженной плотностью на карте средних значений акустического импеданса, снятых в области верхней части палеозойского фундамента.

Полученные результаты демонстрируют практическую возможность поиска и картирования залежей нефти в верхней части палеозойского фундамента на базе атрибутного анализа сейсмических данных.

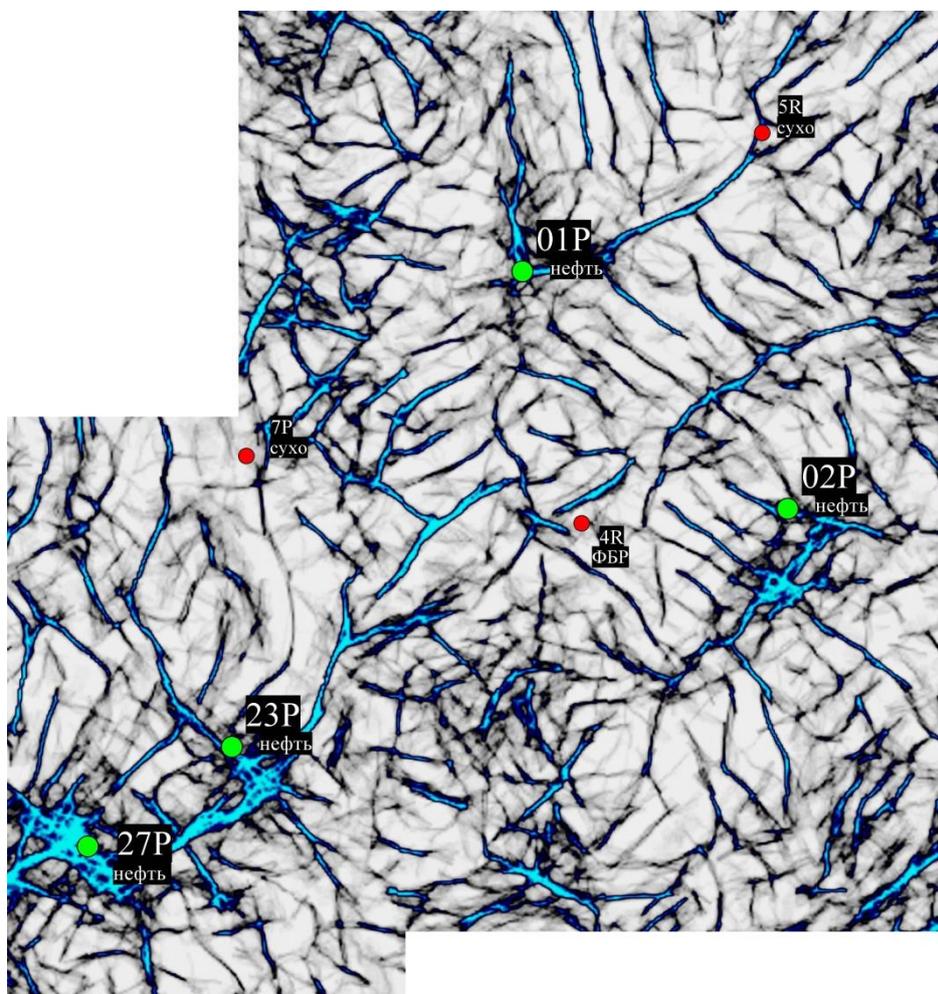


Рисунок 44 – Карта средних значений атрибута «Ant Tracking» во временном окне (0–70 мс) ниже ОГ «А»

(А.И. Цепляева, 2016)

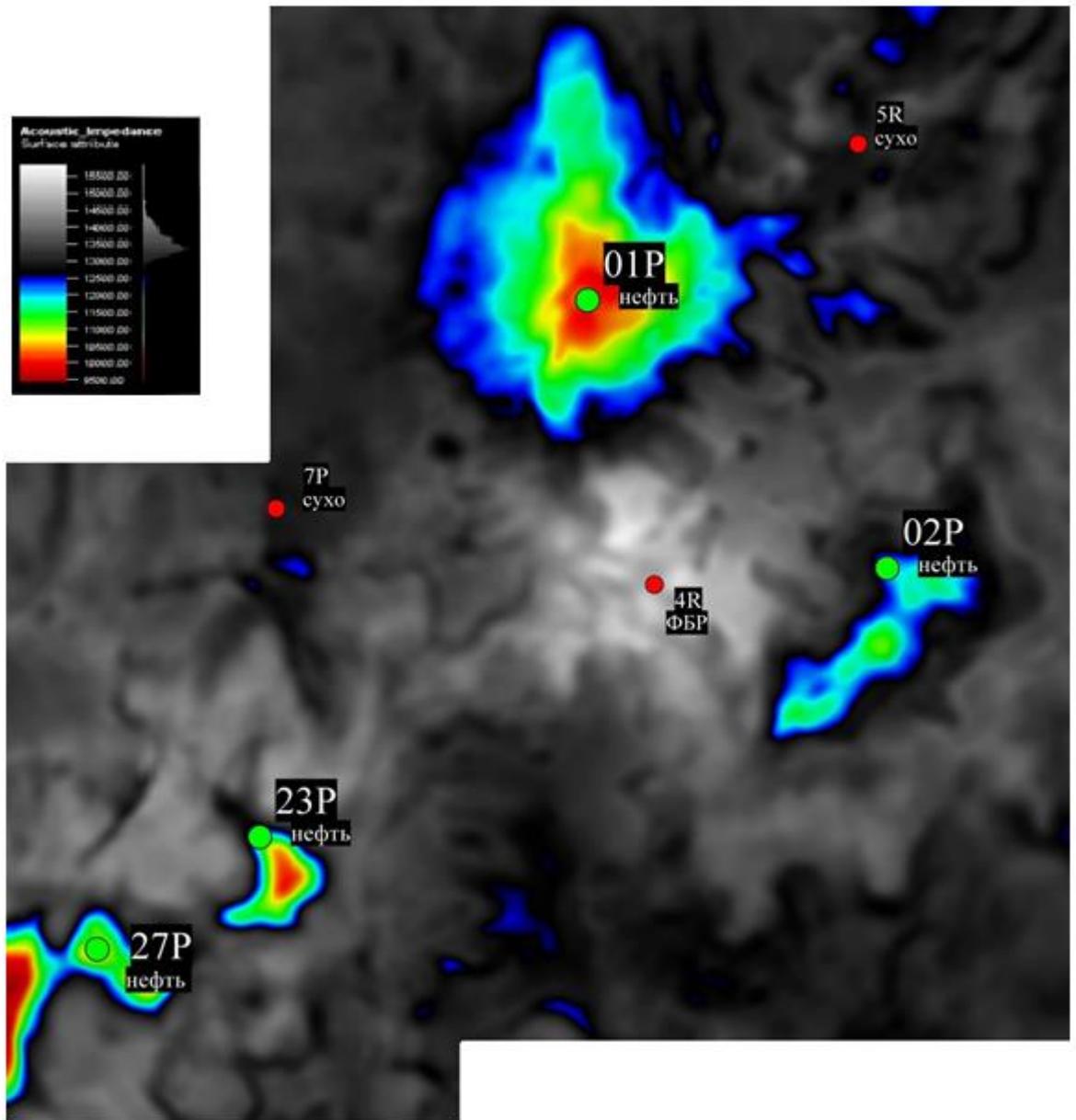


Рисунок 45 – Карта средних значений акустического импеданса
во временном окне (0–70 мс) ниже ОГ «А»
(А.И. Цепляева, 2016)

Выводы к 3 главе

1. Для успешного прогноза фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых коллекторов кроме изучения и создания новых методик интерпретации данных ГИС, керна и петрофизики, основным инструментом является применение результатов специальной обработки и атрибутивного анализа 3D-сейсморазведки.
2. Породы разреза можно объединить в восемь петротипов – слюдяные и амфиболовые сланцы, гнейсы, серпентиниты, карбонатные породы по серпентиниту, серпентиниты оталькованные, метагаббро и породы, представляющие кору выветривания. Открытая пористость пород-коллекторов объекта «PZ» в среднем составляет 5.3 %, средняя проницаемость – $0.4 \cdot 10^{-3}$ мкм². Существенное влияние на проницаемость горных пород оказала трещинная составляющая.
3. По результатам анализа керна и данных ГИС выполнена типизация коллекторов палеозойского фундамента по преимущественному типу пустотного пространства (поровый, порово-трещинный, трещинный).
4. Совместное использование сейсмических атрибутов «RMS», «Ant Tracking» и «Chaos» позволяет выделять перспективные участки в верхней части палеозойского фундамента, связанные с повышенной трещиноватостью. Наиболее эффективным атрибутом при прогнозе коллекторских свойств пород палеозойского фундамента является акустический импеданс, что подтвердилось при поисково-разведочном бурении на соседней площади.

ГЛАВА 4 НОВЫЕ ПОДХОДЫ К 3D-ГЕОЛОГИЧЕСКОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ, ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИХ ПРИ СОЗДАНИИ ПОСТОЯННО-ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

4.1 Существующие методы моделирования трещиноватых коллекторов

Трещиноватые и трещинно-поровые резервуары представляют собой объекты особого интереса, разведка, картирование и разработка которых требуют нестандартного подхода при их моделировании. Леворсен (Лос-Анджелес, март 1952 г.) отметил, что понятие «трещинная пористость» было введено геологом Е.Б. Эндрюсом, который в 1861 г. писал: «...если имеются многочисленные трещины вдоль простирания антиклинали, то это является одним из основных признаков существования условий для аккумуляции углеводородов». Он также указал на прямую зависимость между величиной добычи нефти и количеством трещин. Но только в начале 50-х гг. XX столетия появился повышенный интерес к залежам такого типа, развивались различные концепции в таких областях, как геология, геолого-промысловая характеристика коллектора, движение флюида к скважине, механизм извлечения нефти из пласта и т.д.

Трещины развиты практически во всех горных породах, кроме сыпучих. Они имеют разный генезис и различные системы проявления. Исследователи придерживаются разных концепций по поводу роли трещин в формировании коллекторских свойств горных пород [25, 129]. Во ВНИГРИ, являющемся пионером в вопросах изучения трещиноватости, разработки в этом направлении ведутся с 50-х гг. XX столетия. Под руководством Е.М. Смехова был создан сектор трещинных коллекторов, в который помимо геологов входили специалисты разного профиля. На основании полевых и экспериментальных исследований были разработаны методики по изучению трещиноватости (К.И. Микуленко, Е.М. Смехов, Т.В. Дорофеева) [8].

Для успешного прогнозирования геолого-физических свойств трещиноватых коллекторов требуется как изучение пород скважинными методами, так и применение передовых методов обработки и интерпретации данных сейсморазведки для предсказания распространения этих свойств в межскважинном пространстве [33]. За последнее десятилетие нефтегазовые компании все более успешно размещают скважины в продуктивных зонах трещинных коллекторов. Эти трещинные зоны зачастую слабо выражены в сейсмических данных, но недавние достижения технологий, связанных с сейсмическими атрибутами и визуализацией помогают геофизикам в их обнаружении и описании.

Опыт разработки трещиноватых коллекторов в традиционной Западно-Сибирской практике весьма ограничен. Наиболее часто встречающиеся проблемы, с которыми сталкиваются компании - это получение «сухих» или низкодебитных скважин в непосредственной близости от высокодебитных (например, бурение в плотные интервалы с отсутствием трещиноватости) и ранний прорыв воды в скважину. Такого рода проблемы в первую очередь говорят о необходимости улучшения качества геологических моделей [71].

Ключевой фактор, обеспечивающий эффективность разработки месторождения углеводородов на современном этапе развития геологии нефти и газа – наличие достоверной, так называемой «рабочей» (в производственной терминологии – «постоянно-действующей») геолого-гидродинамической модели, обладающей точностью и прогнозными способностями для обеспечения эффективного процесса планирования разработки и выдачи рекомендаций по проведению геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Основным объектом исследовательского интереса при изучении трещиноватых интервалов нефти и газа являются трещины тектонического происхождения, образование которых контролируется механическими напряжениями, возникающими в геологической среде под воздействием ряда факторов, основным из которых является геодинамическая активность Земли. В отличие от диагенетических трещин, в большинстве случаев залеченных

минеральными образованиями (кальцит, ангидрит, глинистые минералы) или битумом, и не принимающих активного участия в фильтрации пластовых флюидов, основная масса тектонических трещин сохраняет раскрытость.

Процесс моделирования трещиноватости в любом из вариантов (дискретном или непрерывном) начинается с построения структурного каркаса и выделения тектонических нарушений (рис. 46). Крайне важным является палеотектонический анализ, в результате которого должно сложиться представление о тектонических движениях в регионе и на месторождении и, соответственно, о распределении и направлении тектонического стресса, который напрямую влияет на процесс трещинообразования [98]. Изучение геомеханических свойств и анизотропии пластов добавляет ценную информацию о способности пород к трещинообразованию и позволяет судить о направлении и свойствах систем трещин [65, 149, 150].



Рисунок 46 – Последовательность работ при моделировании трещиноватости [16]

Детальная структурно-тектоническая модель с элементами геомеханики при изучении трещиноватости горных пород выступает в качестве аналога концептуальной модели, позволяющей выделить набор пространственных «трендов», контролирующих распределение и петрофизические свойства систем естественных трещин в пределах целевых горизонтов. Обязательным этапом её построения является необходимость определения условий и последовательности формирования существующей сети тектонических нарушений, что традиционно считается непростой задачей [34].

В зарубежной практике наиболее распространён подход, основанный на дискретном моделировании трещин (метод «DFN» – «Discrete Fracture Network»), выступающих в качестве отдельных физических объектов, обладающих индивидуальными элементами залегания (угол и азимут падения), а также набором механических и петрофизических свойств [105, 121].

Так как набор скважинных данных охватывает лишь небольшую часть моделируемых объектов, чаще всего применяется связь данные ГИС-результаты интерпретации сейсмических данных на основе динамического и структурно-кинематического анализа 3D-сейсморазведки. Определяется набор трендовых параметров, характеризующих связь между интенсивностью трещиноватости или ориентацией отдельных групп трещин, после чего производится распространение данных параметров в объёме геологической модели.

На следующем этапе производится моделирование петрофизических свойств (пористость, проницаемость) и характера насыщения. Проницаемость в большинстве случаев распределяется исходя из зависимости между плотностью трещин или их раскрытостью.

Большинство существующих дискретных моделей трещиноватости характеризуются небольшими размерами – число скважин, использующихся в процессе моделирования, редко превышает несколько десятков. Важной задачей является достижение максимальной точности, с одной стороны, и

оптимального размера (объёма модели), а также скорости расчёта и настройки модели.

Другим подходом является способ так называемого непрерывного моделирования («CFM» - «Continuous Fracture Modelling», или «CFN» - «Continuous Fracture Network»), в рамках которого основным параметром, которым оперирует геолог при описании трещиноватости, является относительная или абсолютная плотность трещин на единичный объём горной породы (обычно – 1 м^3) [121].

На практике получил распространение альтернативный алгоритм моделирования трещинных коллекторов нефти и газа, основанный на выделении отдельных «литолого-фациальных» типов, соответствующих коллекторам с различным строением пустотного пространства (поровый, порово-трещинный, трещинный, трещиновато-кавернозный и т.д.) [33]. Можно отметить целый ряд публикаций отечественных [5, 9, 46, 64, 72, 74, 105] и зарубежных авторов [121, 132, 143], посвящённых описанию основных преимуществ и недостатков данного подхода, а также различных технических моментов, связанных с его реализацией на базе современных пакетов геолого-гидродинамического моделирования.

Ключевой особенностью «фациального» подхода является выделение и картирование только тех трещин, которые характеризуются эффективными коллекторскими свойствами. Таким образом, производится моделирование трещиноватости в пределах выделенных интервалов коллекторов трещинного и смешанного (трещинно-порового, трещиновато-кавернозного) типа. Системы трещин в подобных моделях охарактеризованы петрофизическими свойствами только в пределах участков, где они пересекаются скважинами. В связи с этим, количественный прогноз фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых пород в удалённых частях залежей на основе базовых параметров трещинных систем (густота, ориентация, раскрытость, сообщаемость) оказывается затруднённым, а зачастую и вовсе невозможен [90]. Достоверность геологической модели при использовании данной методики определяется точностью и

эффективностью применяемой методики обработки основного типа скважинных исследований - данных ГИС.

В рамках настоящей диссертационной работы для интерпретации результатов геофизических исследований скважин была применена специализированная методика, разработанная В.А. Ефимовым на базе анализа классических и современных подходов к выделению и оценке петрофизических свойств коллекторов трещинного и трещинно-порового типа [29]. Привязка результатов интерпретации к данным промыслово-геофизических исследований скважин (ПГИ) позволяет с большой долей уверенности выделять зоны присутствия систем проводящих трещин в разрезе палеозойского комплекса, соответствующие интервалам притока/приемистости по данным дебитометрии, механической расходомерии и других промысловых методов ГИС [27-28, 44-45].

Учитывая вышеприведённые особенности, в качестве основы для построения геологической модели залежей палеозойского фундамента был выбран именно «литолого-фациальный» подход к моделированию трещиноватости, как наиболее соответствующий имеющемуся набору исходных данных.

Точная настройка модели на геолого-промысловые данные и небольшой размер моделируемого объекта позволяет с достаточной точностью воспроизвести неоднородность его геологических свойств. При введении дополнительных переменных (раскрытость трещин и их преимущественная ориентация) значительно возрастает степень неопределённости, и, как следствие – существенно увеличивается время и трудоёмкость создания геологической модели [70].

Для решения данной проблемы на практике распространено применение стохастических (вероятностных) методов моделирования, позволяющих рассчитать несколько вариантов распределения трещин в разрезе. Далее следует этап настройки и адаптации совмещённой геолого-гидродинамической модели на исторические данные разработки, в процессе которого из общей

массы реализаций геологической модели выбирается оптимальный вариант. Критерием соответствия модели реальному геологическому строению является наилучшее совпадение расчётных и фактических геолого-промысловых показателей [33].

Существуют два основных подхода к решению задачи по воспроизведению особенностей фильтрации пластовых флюидов (нефть, газ, вода) в трещиновато-порово-кавернозной среде:

- модель одинарной среды (пористости)
- модель двойной среды (пористости/проницаемости).

Модель одинарной пористости, или единой эффективной среды, применяется в основном в моделях терригенных коллекторов порового типа и предполагает линейный характер фильтрации флюидов в продуктивном пласте. Скорость движения жидкости в данной модели определяется фильтрационно-емкостными свойствами пород и практически не зависит от влияния дополнительных факторов.

Модель двойной пористости для трещиноватых коллекторов впервые была предложена в 1960 г. Г.И. Баренблаттом и Ю.П. Желтовым [6,7] и в дальнейшем существенно развита и дополнена рядом зарубежных исследователей (де Сваан, Каземи, Поллард, Уоррен и Рут) [147]. Наиболее распространённой и часто используемой моделью является модель Уоррена-Рута.

В общем виде модель двойной пористости описывает пустотное пространство трещиноватого коллектора как среду, состоящую из двух систем: низкопроницаемой матрицы, обладающей большим поровым объемом и содержащей основную часть флюида, и высокопроницаемых трещин, объем флюида в которых относительно невелик [124, 147]. Согласно литературным данным [24, 129], пористость (относительная ёмкость) трещин в большинстве случаев не превышает 0.1-0.25%, в редких случаях достигая 0.5-1% (системы крупных тектонических трещин в карбонатных и интрузивных магматических породах). Вместе с этим, проницаемость систем трещин может достигать

величин от нескольких до нескольких десятков Дарси (тысячи и десятки тысяч миллидарси).

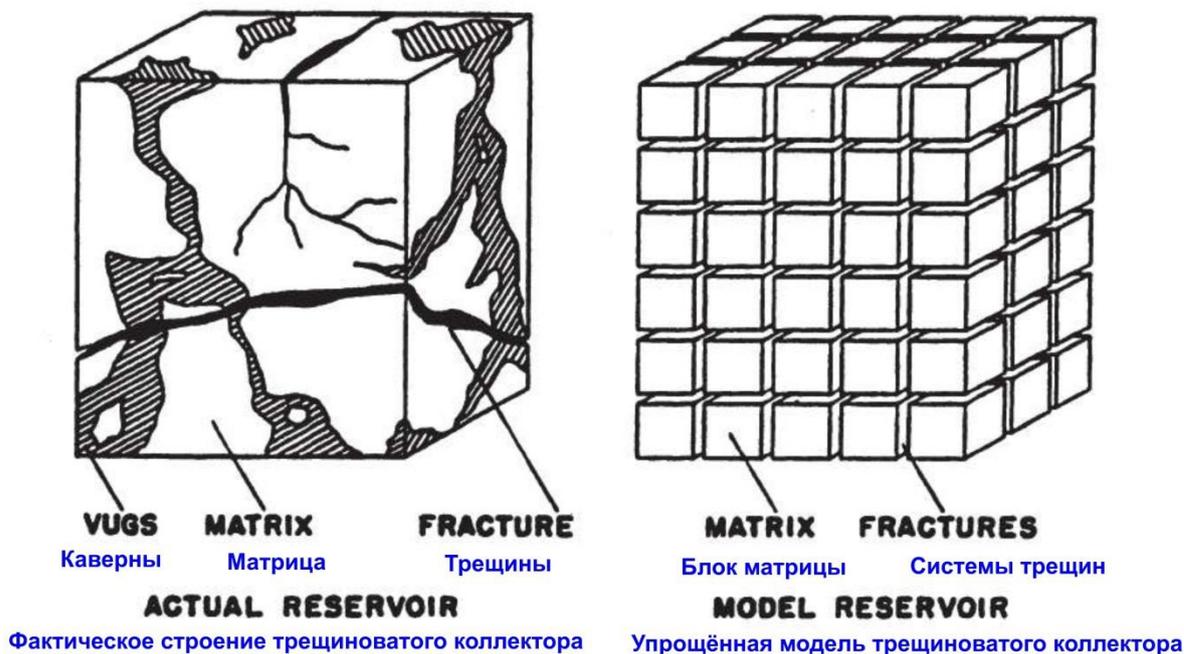


Рисунок 47 – Схематическое представление модели Уоррена-Рута [147]

Поскольку матрица трещиноватого коллектора зачастую представлена уплотнёнными слабопроницаемыми породами и обладает существенно более низкими фильтрационно-емкостными свойствами по сравнению с трещинами, основной акцент в классической модели «двойной пористости-проницаемости» делается на процессах массообмена между блоковой (матричной) и трещинной средами, которые описываются двумя основными параметрами:

- 1) Относительная ёмкость трещин (w) – отношение эффективного объёма систем трещин к общему эффективному объёму пустотного пространства коллектора. Данный параметр находится в диапазоне значений от 0 до 1. В случае, если весь содержащийся в пласте флюид находится в трещинах, относительная ёмкость трещин равна 1; если в матрице, то 0. Относительная ёмкость трещин представляет собой зависимый параметр, который изменяется под воздействием динамики пластового давления и величины эффективного давления (разница между пластовым и горным давлением).

- 2) Коэффициент перетока (λ) – параметр, определяющий скорость перетока флюида между двумя средами и характеризующий степень (интенсивность) взаимодействия между матрицей и трещинами. Коэффициент перетока в большинстве случаев находится в диапазоне значений от 10^{-3} (интенсивный переток флюида между трещинами и матрицей) до 10^{-9} (слабый переток).

Для проведения гидродинамических расчётов модели трещиноватых коллекторов всех существующих типов проходят процедуру ремасштабирования (Upscaling), основной целью которой является сокращение их начальной (зачастую высокой) продолжительности до приемлемого уровня. Свойства трещин в процессе ремасштабирования усредняются по размерам «блока», содержащего матрицу и трещины [33, 47, 121].

Для определения параметров системы «матрица-трещины» и оценки влияния трещин на фильтрационные свойства пласта на практике распространена интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на неустановившихся режимах фильтрации (КВД и КПД) - метод Хорнера, метод Полларда, метод типовых кривых и т.д. [91].

Обработка данных КВД (КПД) в пласте с естественной трещиноватостью позволяет определить его основные фильтрационные свойства, такие как эффективная проницаемость и гидропроводность, которые в дальнейшем используются для подбора оптимальных параметров систем трещин в геологических и гидродинамических моделях [95, 138].

На рисунках 48 приведён пример исходной кривой восстановления давления (КВД), записанной в интервале коллектора трещинного типа; на рисунке 49 – её обработки по методу Хорнера (Horner). Общим признаком наличия в пласте трещинной и матричной (блоковой) составляющих является характерный двунаправленный изгиб графика логарифмической производной давления, связанный с различными фильтрационными свойствами трещин и матрицы. На первом этапе записи кривой КВД происходит формирование режима линейного притока, при котором флюид поступает в скважину из

наиболее высокопроницаемых трещин. Дальнейший этап связан с перетоком флюида из матрицы в трещины (2) и достижением стадии радиального притока (3), в котором флюид равномерно движется скважине как из матрицы, так и из трещин.

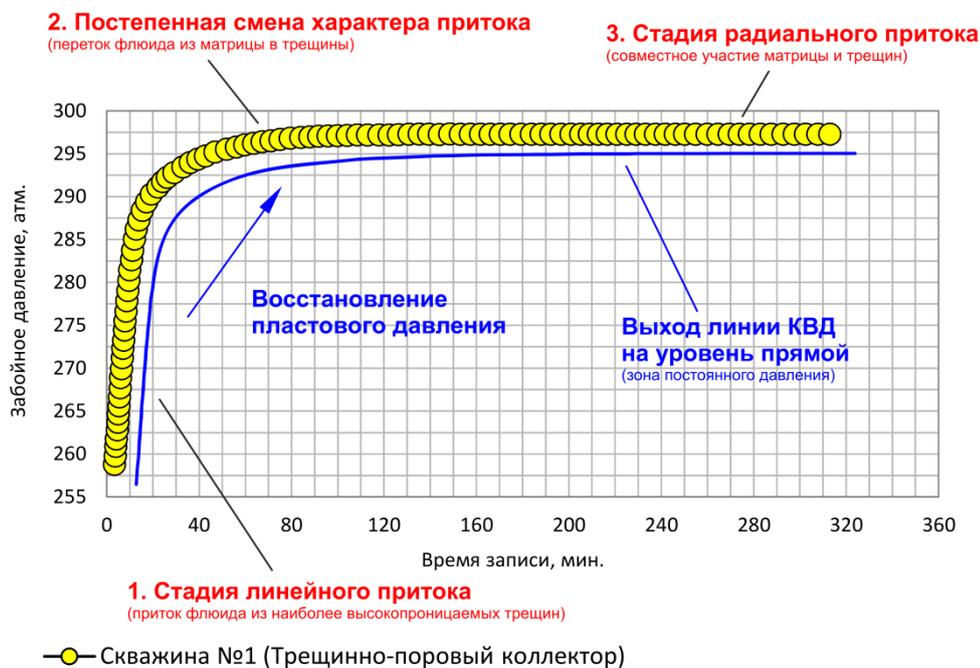


Рисунок 48 – Кривая восстановления давления, записанная в интервале коллектора трещинного типа (А.И. Цепляева, 2016)



Рисунок 49 – Обработка кривых восстановления давления объекта «PZ» по методу Хорнера (А.И. Цепляева, 2016)

Количественная разница в давлении между прямыми линиями, которые образует график КВД, перестроенный в координатах Хорнера (dP), выражает относительную ёмкость трещин, т.е. количество флюида, содержащегося в трещинах, по отношению к общему содержанию флюида в пласте.

Важное условие корректной интерпретации данных ГДИС заключается в необходимости использования достоверных исходных данных. Основным критерием качества кривых КВД и КПД является установление режима радиального притока, т.е. выход кривой давления на асимптоту, что означает полное восстановление пластового давления в прискважинной зоне.

При анализе кривых КВД, записанных в ряде разведочных и добывающих скважин объекта «PZ» наблюдается невосстановление пластового давления, связанное с недостаточным временем проведения исследования (рис. 50). Согласно литературным данным [24, 126, 129], время, необходимое для полноценного восстановления давления в скважине, вскрывшей продуктивный пласт, представленный низкопроницаемыми кристаллическими породами, может составлять от недели до нескольких месяцев.

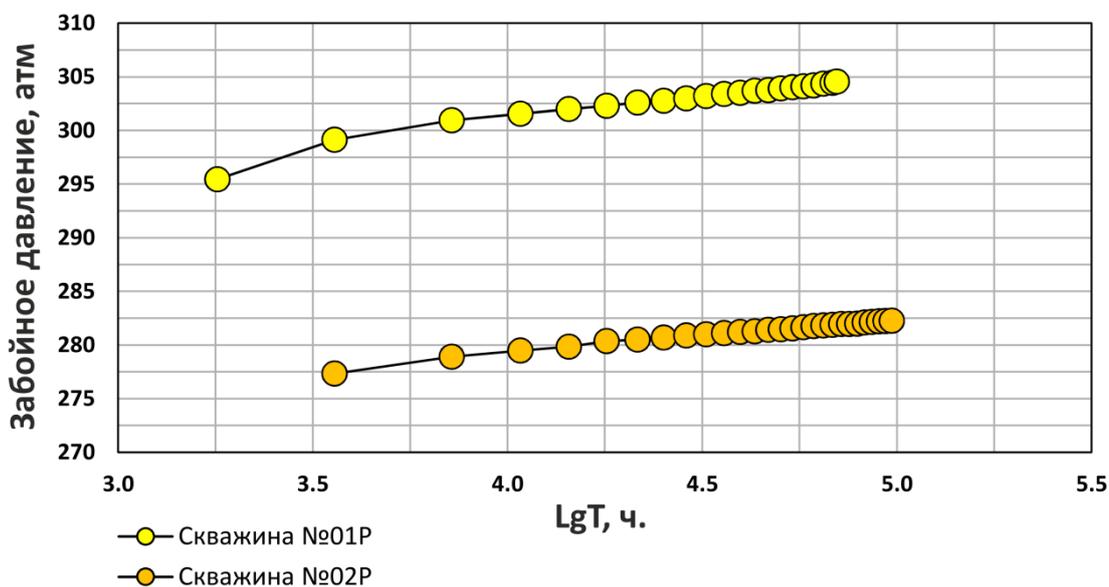


Рисунок 50 – Неполное восстановление пластового давления при записи КВД в низкопроницаемых интервалах с микротрещиноватым типом коллектора (обработка КВД по методу Хорнера) (А.И. Цепляева, 2016)

Таким образом, использовать основную массу замеров КВД, полученную по результатам краткосрочных исследований в открытом стволе и по данным пластовых испытателей (КИИ-146) для количественной оценки свойств трещин не представляется возможным. В таблице №5 приведены результаты обработки небольшого количества корректных исследований КВД, проведённых в поисково-разведочных скважинах 01Р и 02Р (рис. 51).

Таблица 5 – Результаты обработки данных КВД по скважинам №1 и №2

Скв.	Дебит нефти, т/сут	Депрессия, МПа	Продуктивность, м ³ /сут *МПа	Гидропроводность, 10 ⁻² мкм ² *м (мМПа*с)	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Скин-фактор
01Р	9.93	11.55	0.86	1.98	0.41	
	26.4	17.60	1.5	3.93	0.68	3.1
	288	8.97	32.12	104.90	14.81	5.2
02Р	40.8	4.08	10	19.03	9.07	-2.9
	43.2	5.09	8.49	17.30	8.24	1.1
	43.2	3.43	12.61	31.03	8.16	1.9

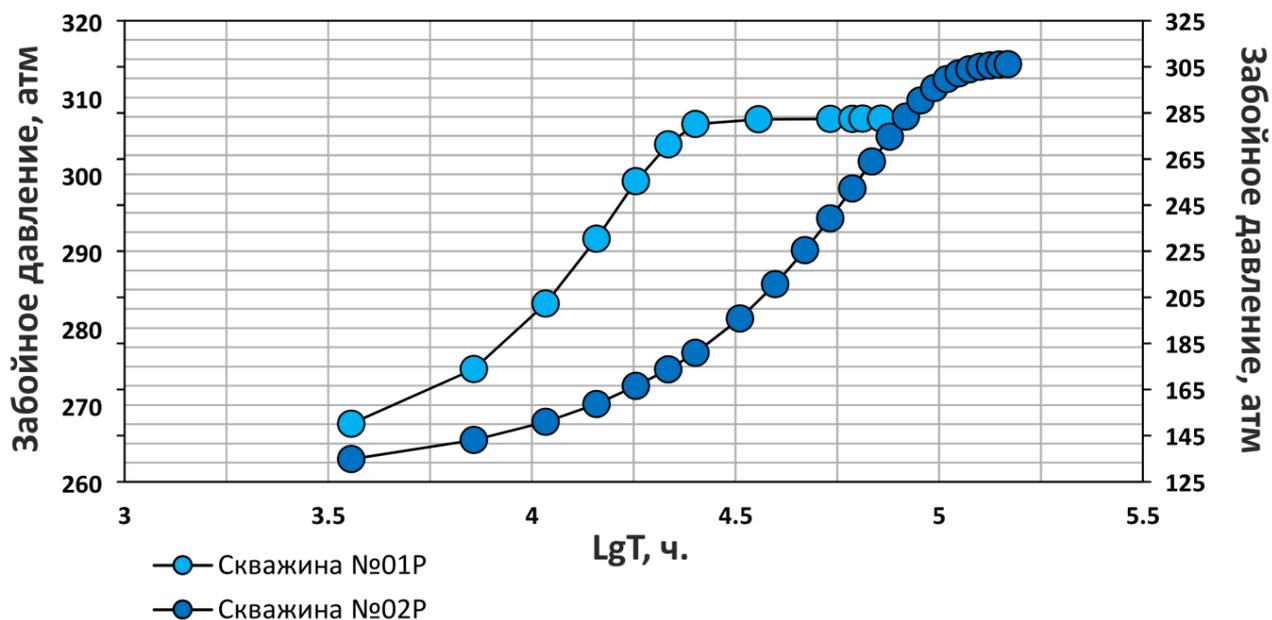


Рисунок 51 – Пример КВД с удовлетворительной степенью восстановления пластового давления (обработка КВД по методу Хорнера)

(А.И. Цепляева, 2016)

Важной информацией является отрицательный скин-фактор, определённый по результатам обработки КВД в скважине 02Р. Данный параметр, в первую очередь, свидетельствует о достаточно хорошей гидродинамической связи призабойной зоны и удалённой части пласта, а во вторую – служит косвенным индикатором присутствия значительной по объёму трещинной составляющей порового пространства.

Полученные фильтрационные коэффициенты (проницаемость, гидропроводность) были использованы в качестве ориентира для количественного описания свойств трещин на этапе геологического моделирования.

4.2 Методика создания трехмерной геологической модели палеозойского фундамента (на примере одного из месторождений Красноленинского свода)

Проблема создания цифровой геологической модели как основы проектирования разработки объекта на данной стадии геолого-геофизической изученности объекта заключается в недостатке априорной информации о распределении трещиноватых интервалов и отсутствии надежной методики их картирования [100-102].

Базой для изучения площадного распространения трещин в рамках данного диссертационного исследования являются данные сейсморазведки, отличающиеся хорошим качеством и высокой точностью, что выражается в небольших невязках структурных поверхностей с данными разведочного и эксплуатационного бурения.

Существует большое количество научных работ, посвящённых различным способам и методическим приёмам прогноза зон повышенной трещиноватости на основе сейсмических данных [72, 107, 109, 114, 115]. Одной из приоритетных задач при выполнении работ подобного типа является обнаружение малоамплитудных разломов со смещением не более 2-5 м,

которые часто оказываются пропущенными на этапе обработки сейсмических данных, обеспечивая при этом существенное улучшение фильтрационных свойств вмещающих пород за счёт образования сопряжённых систем тектонических трещин [79].

Использование различных вариантов современных сейсмических атрибутов позволяет существенно повысить возможности интерпретатора по анализу, выделению и трассированию тектонических нарушений [1, 109, 136, 137]. В то же время, без применения специальных методов скважинных исследований (пластовые микросканеры, наклонометры и приборы волнового акустического каротажа), прогноз ориентации и преимущественного направления трещин по данным сейсморазведки МОВ ОГТ 3D (метод общей глубинной точки) носит преимущественно качественный характер [59, 63, 112]. Более совершенные методы сейсморазведки, основанные на применении поперечных, рассеянных и дуплексных волн, пока что используются в ограниченном масштабе и требуют применения дополнительных технических средств регистрации [48, 59, 91, 92].

В связи с вышеуказанными факторами, в настоящей диссертационной работе, был применён косвенный метод картирования зон тектонической трещиноватости, основанный на качественном сопоставлении результатов атрибутивного анализа сейсмических данных и геолого-промысловых показателей скважин.

По результатам проведённого анализа имеющихся геолого-геофизических данных, представленного в главе №3 настоящего диссертационного исследования, был сделан вывод о том, что основная масса трещин в пределах рассматриваемых залежей фундамента имеет тектоническое происхождение и расположена вблизи крупных разрывных нарушений преимущественно субвертикального направления, пересекающих значительную часть палеозойского комплекса и затухающих в верхней части (750-1000 м) разреза.

Для создания концептуальной модели распределения и локализации трещиноватых интервалов в верхней части палеозойского комплекса были использованы сейсмические атрибуты «Ant Tracking», «Variance» и «Chaos», представленные в функционале модуля ПК «Petrel» (Schlumberger) и являющиеся аналогами когерентности – атрибута, физический смысл которого заключается в отображении зон неоднородности, чрезмерной прерывистости и низкой степени корреляции сейсмических волн, которые интерпретируются как участки присутствия тектонических нарушений [63, 114].

С использованием вышеперечисленных атрибутов были оконтурены предполагаемые зоны повышенной плотности трещин, которые в плане приурочены к тектоническим нарушениям, выделенным на этапе обработки и интерпретации данных сейсморазведки (рис. 52).

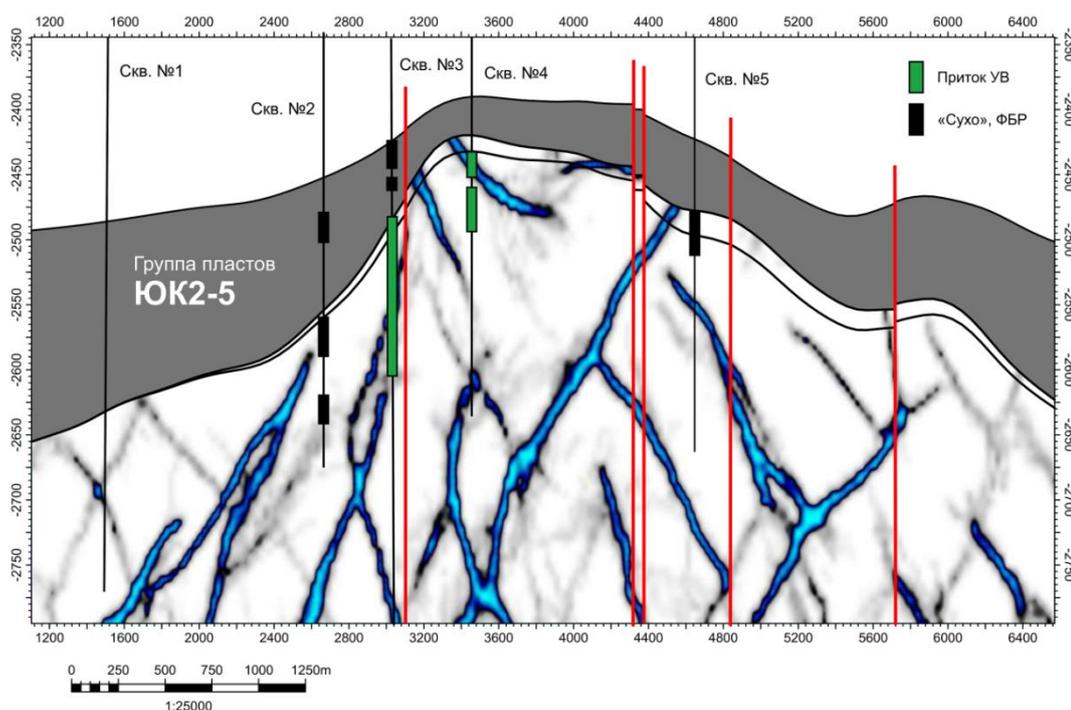


Рисунок 52 – Разрез по кубу сейсмического атрибута «Ant Tracking»,
осреднённого на сетку геологической модели
(А.И. Цепляева, 2015)

На рисунке 53 представлена упрощённая схема строения залежей палеозойского фундамента изучаемого района.

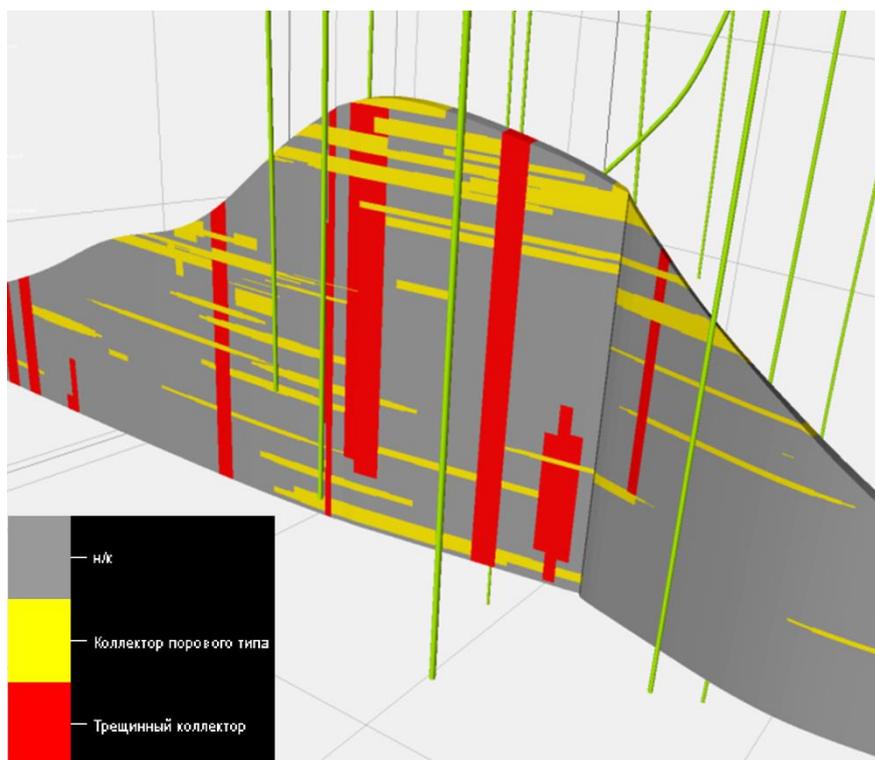


Рисунок 53 – Концептуальная модель строения залежи объекта «PZ» [145]

В качестве структурной основы для построения геологической модели залежей объекта «PZ» была использована карта изохрон по отражающему горизонту «А» (кровля палеозойского комплекса) (рис. 54а).

Каркас модели построен с размерностью сетки 50x50м, разбиение объекта PZ на слои осуществлялось параллельно кровле. Размер слоев, на которые разделялась сеточная область геологической модели, выбирался исходя из условий осреднения данных РИГИС на объемную сетку и составил 0,4 м.

При построении структурных поверхностей объекта «PZ», состоящего из отложений коры выветривания (КВ) и собственно палеозойских образований (PZ), были учтены данные по поисково-разведочным и добывающим скважинам, вскрывшим отложения доюрского комплекса; общее количество скважин составило 38 единиц. В процессе построения структурной модели объекта «PZ» было учтено 42 отдельных разлома (рис. 54б). Общий вид структурной модели представлен на рисунке 54в.

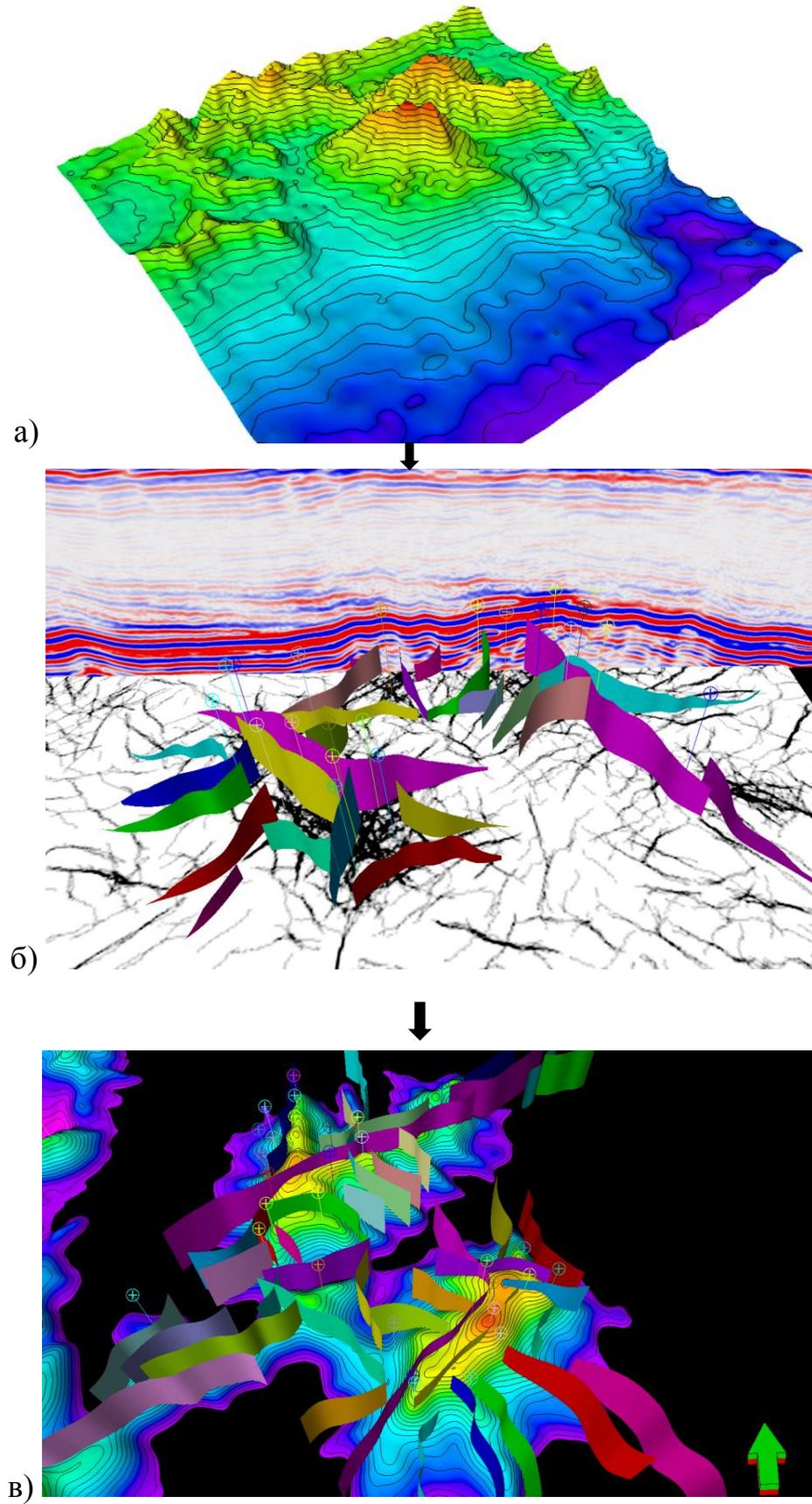


Рисунок 54 – Этапы построения структурной модели объекта «PZ»
(А.И. Цепляева, 2016)

На следующем этапе разломы были преобразованы в полигоны и включены в геологическую модель в виде дискретного параметра (рис. 55а). С помощью инструмента «Geometrical modelling» («геометрическое моделирование») был получен непрерывный куб, характеризующего расстояние до выделенных разломов (рис. 55б). На основе литературных данных [24, 33, 129], было принято, что плотность тектонических трещин максимальна в приразломной зоне (50-100 м.) и постепенно снижается при удалении от разлома. Таким образом, был получен трендовый параметр, являющийся индикатором плотности трещин в пределах 3D-сетки геологической модели.

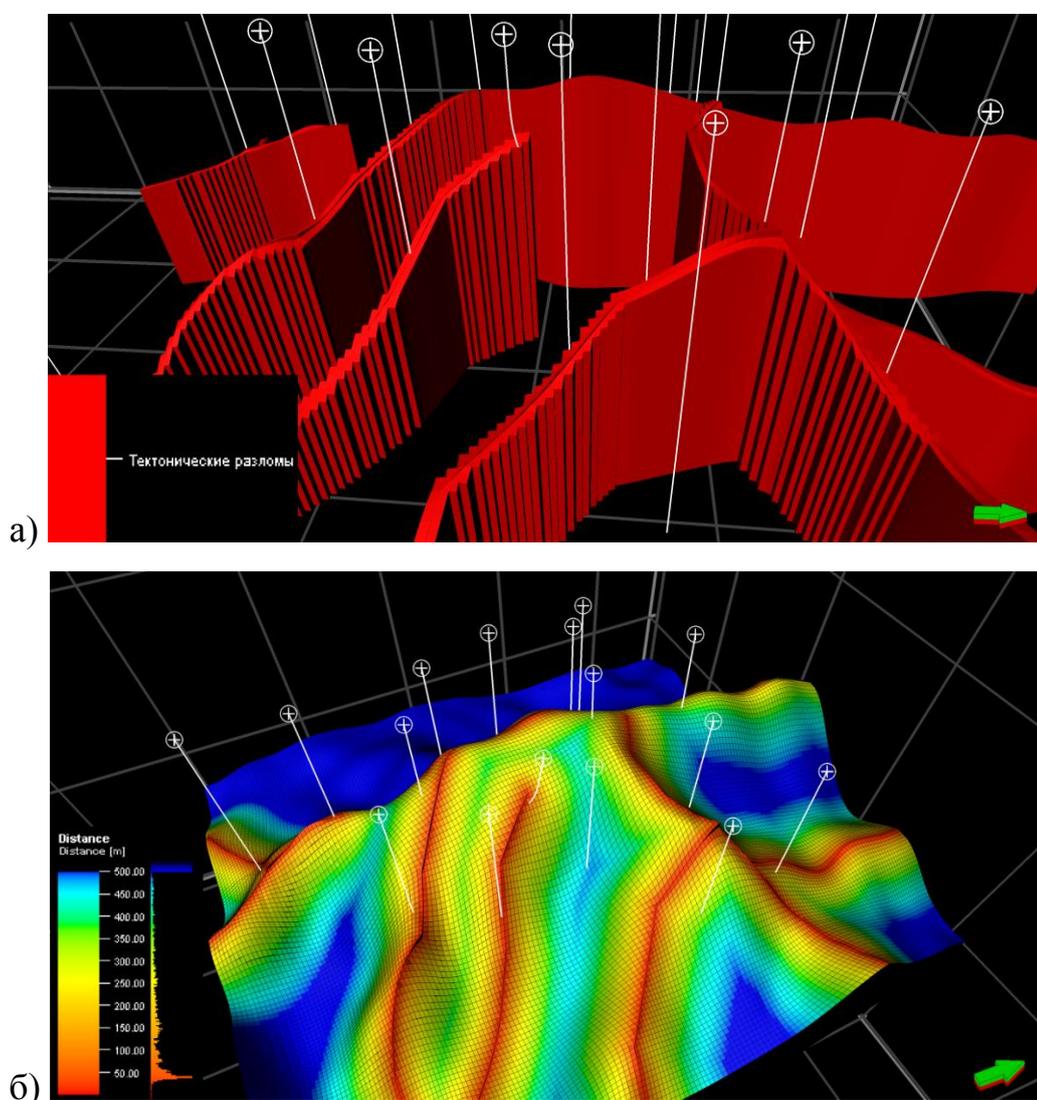


Рисунок 55 – Тектонические разломы в виде дискретного параметра (а) и трендовый куб расстояния до разломов (б) (А.И. Цепляева, 2016)

Чтобы учесть все трендовые зависимости и текущее концептуальное представление о строении залежей палеозойского фундамента, был разработан авторский алгоритм построения геологической модели, состоящий из нескольких основных этапов [93, 94].

Приоритет при построении модели отдаётся скважинным данным, с использованием дополнительных трендовых параметров, полученных на основе сейсмических данных [97]. В качестве основного тренда при построении литологической модели палеозойского фундамента используется куб акустического импеданса, так как ранее было установлено, что данный атрибут имеет наилучшую связь с коллекторскими свойствами палеозойских образований.

1. Подготовка исходных сейсмических данных. Расчёт геометрических трендов.

На первом этапе работы была произведена подготовка исходных сейсмических данных для моделирования. Предварительно рассчитанные кубы атрибутов «Ant tracking» и акустического импеданса переводились в глубинный масштаб и были ремасштабированы на 3D-сетку геологической модели.

Далее был рассчитан набор геометрических трендов:

- Расстояние до скважин, участвующих в построении модели («Well distance»)
- Абсолютная глубина ячеек сетки («Elevation depth»)
- Расстояние до тектонических разломов («Fault distance»)

Рассчитанные тренды в последующем были нормализованы, итоговые параметры принимают значения от 0 до 1.

Далее куб акустического импеданса преобразуется в тренд для моделирования коллектора. Для этого он предварительно нормализуется, затем из нормализованного куба вычитается 1. Таким образом, в исходном кубе высокие значения соответствуют породам с высокой плотностью, а в модифицированном кубе – породам с низкой плотностью, которые обладают повышенными коллекторскими свойствами (пористостью).

Модифицированный куб импеданса был умножен на тренд относительной (нормализованной) глубины и на куб расстояния до скважин. Итоговый трендовый куб характеризуется наиболее вероятные зоны развития коллектора, но вместе с этим снижается вероятность его появления при увеличении глубины залегания и при удалении от эксплуатационных скважин, что на этапе моделирования литологии позволяет избежать необоснованного завышения эффективных толщин в краевых частях залежи, а также избежать распространения коллекторов на большую глубину.

Разрез по трендовому кубу вероятности присутствия коллектора представлен на рисунке 56. Общий вид трендового куба коллектора представлен на рисунке 57.

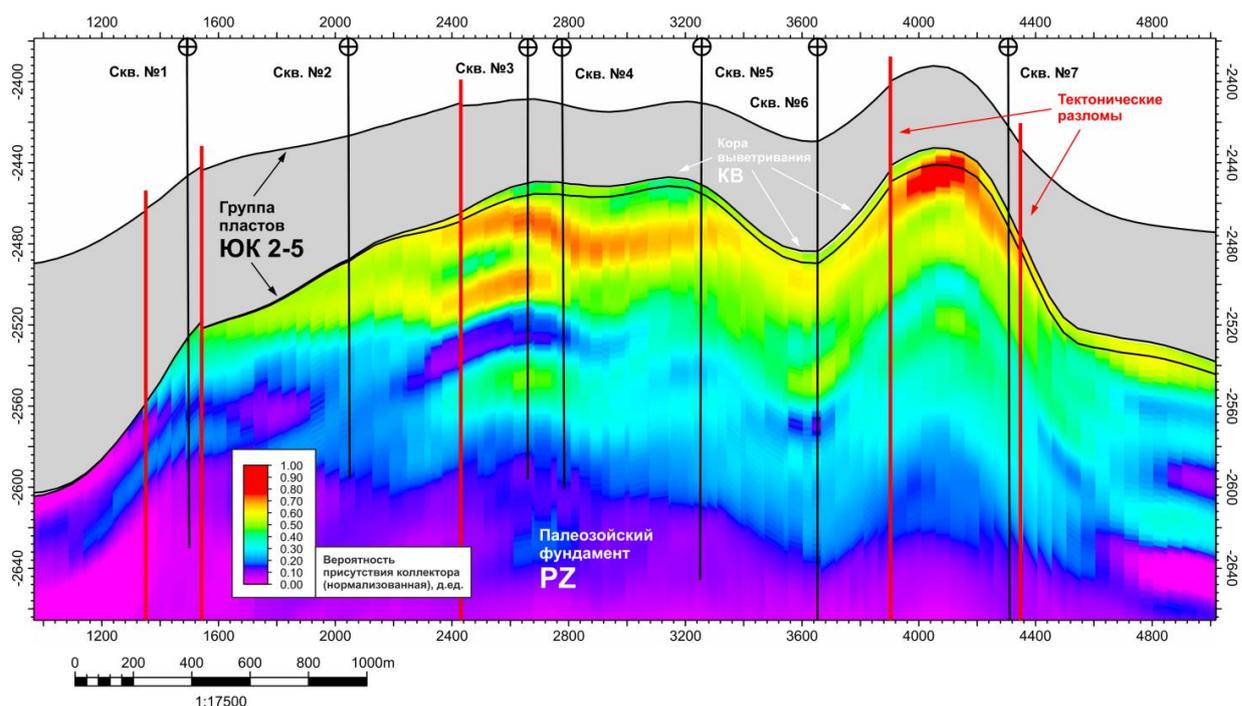


Рисунок 56 – Разрез по трендовому кубу нормализованного акустического импеданса (А.И. Цепляева, 2016)

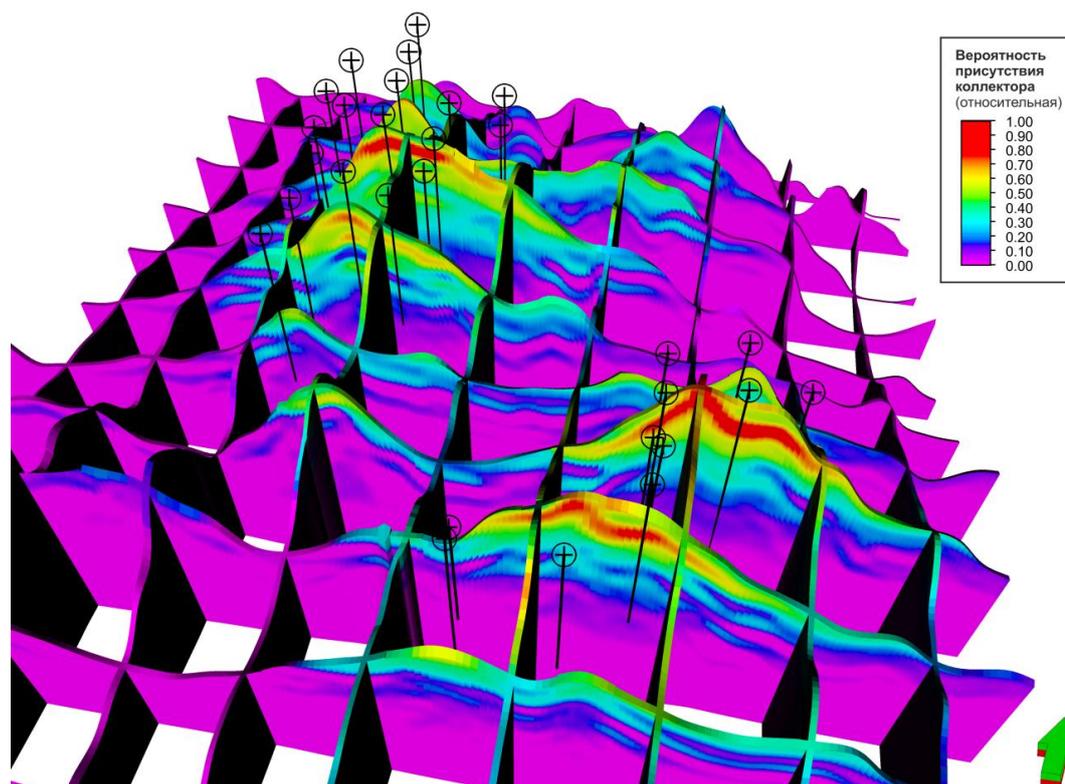


Рисунок 57 – Общий вид трендового куба коллектора с фильтром по осям I-J (А.И. Цепляева, 2016)

2. Литолого-фацциальное моделирование.

Исходные данные для построения куба литологии представлены в модели в виде кривых результатов интерпретации ГИС (РИГИС), характеризующих интервалы коллекторов палеозойского фундамента с различным типом пустотного пространства (поровый, трещинный и порово-трещинный).

Осреднение скважинных данных в модели (Scale up)

Скважинные данные в модели представляются в виде двух типов:

- дискретные кривые (Discrete Logs) – фации, литология, стратиграфия;
- непрерывные кривые (Continuous Logs) – все кривые методов ГИС, пористость, проницаемость, насыщенность.

Дискретные кривые имеют целочисленные значения (0, 1, 2 и т.д.). При их осреднении использовалась функция, учитывающая геометрический вес значений кривой, попавших в одну ячейку (рис. 58). Для осреднения непрерывных кривых пористости, проницаемости и нефтенасыщенности в

данной модели использовалось взвешивание на основе дискретной кривой литологии. Так как кривые непрерывны, то для осреднения применялся метод «Median».

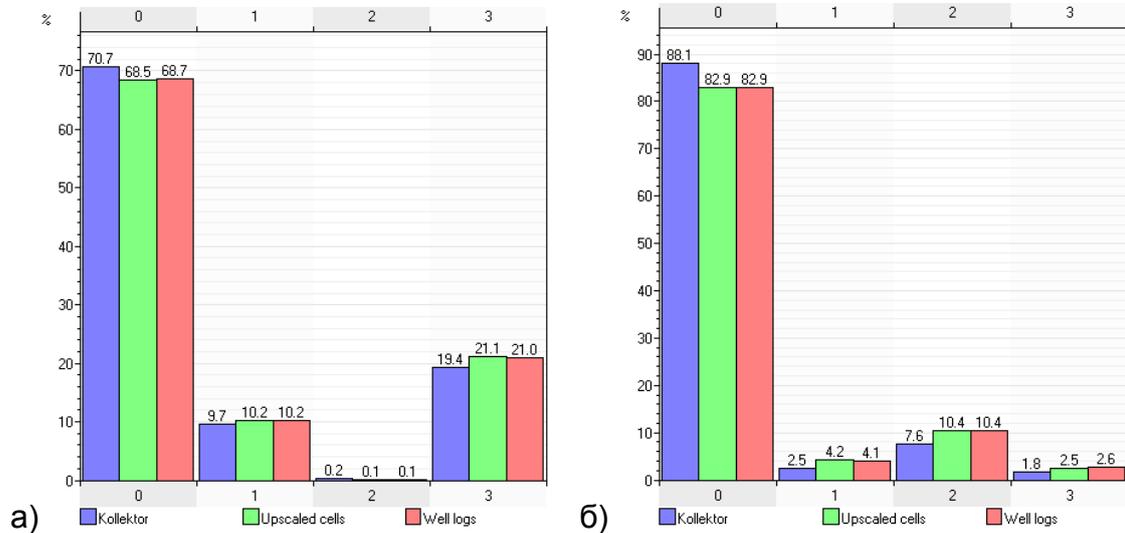


Рисунок 58 – Гистограммы осреднения литологии (а – кора выветривания, б – породы фундамента) (А.И. Цепляева, 2016)

Чтобы обеспечить лучшую связанность коллекторов в межскважинном пространстве, в калькуляторе свойств была рассчитана общая дискретная кривая литологии (принимает значения «0» – неколлектор, «1»-коллектор), которая далее была осреднена на сетку геологической модели методом «Most off» (максимальное значение, попадающее в ячейку). Далее проводится анализ данных и подбор оптимальных вертикальных и горизонтальных рангов вариограмм. Для того чтобы учесть высокую естественную анизотропию петрофизических и коллекторских свойств отложений палеозойского складчатого фундамента, область влияния каждой скважины (ранг вариограммы) ограничена зоной, распространяющейся на расстоянии 500 м.

В предлагаемом варианте построения геологической модели используется стохастический метод SIS (Sequential Gaussian Simulation), основанный на построении равновероятностных реализаций, в областях прохождения скважин соответствующих результатам интерпретации ГИС, а в межскважинном пространстве – зависящих от настроек алгоритма и подбора трендовых параметров.

При построении куба литологии рассчитывается 21 стохастическая реализация с трендом в виде модифицированного куба акустического импеданса. Полученные реализации осредняются в куб средних значений непрерывного типа, так называемый куб «NTG» («коэффициент песчаности»), принимающий значения от «0» до «1» и описывающий вероятность присутствия коллектора в каждой ячейке модели. Данный куб в последствии сглаживается; окно сглаживания подбирается в ручном режиме и обычно составляет 1-2 ячейки по латерали (ось X-Y) и 1 ячейки по вертикали (ось Z). По сглаженному кубу подбирается «отсечка», проводится проверка на соответствие между итоговым кубом литологии и скважинными данными.

«Отсечка» в практике геологического моделирования представляет собой фиксированное значение куба NTG, выше которого ячейка принимает значение «коллектор». Наиболее часто используются значения 0.4 и 0.5; в данном случае также использовано значение 0.4, при котором наблюдается лучшее соответствие между результатом моделирования и 2D-картой эффективных толщин, построенной на основе скважинных данных. Разрез по общему кубу литологии приведён на рисунке 59.

Далее в пределах полученного куба были распространены 3 типа коллектора: поровый, трещинный и порово-трещинный. Для каждого типа коллектора задавались индивидуальные ранги и статистические параметры вариограмм.

По аналогии с общим кубом литологии, рассчитывается 21 реализация куба типов коллекторов, которые впоследствии осредняются в непрерывные кубы вероятности фациальных типов (Facies probability) соответственно для порового, трещинного и порово-трещинного коллекторов. Далее с помощью калькулятора свойств рассчитывался итоговый куб литологии на основе фиксированной отсечки по каждому кубу вероятности (NTG).

Разрез по общему итоговому кубу литологии (с учетом типов коллекторов) приведён на рисунке 60, 61.

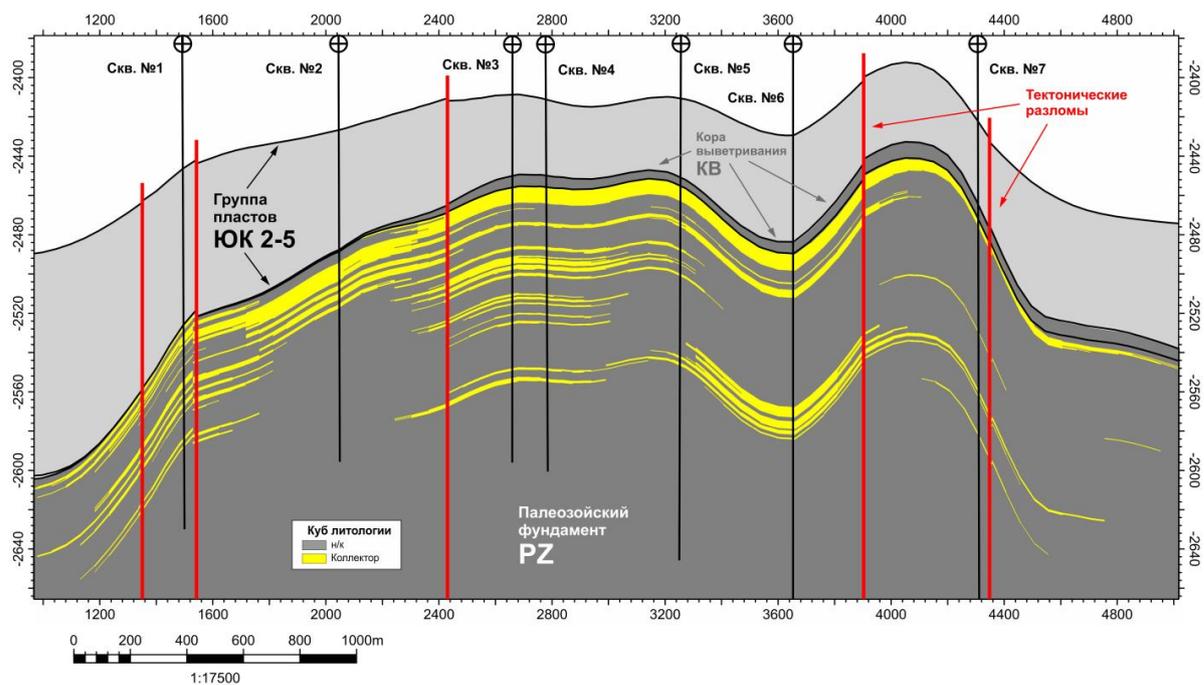


Рисунок 59 – Разрез по общему кубу литологии объекта «PZ»
(А.И. Цепляева, 2016)

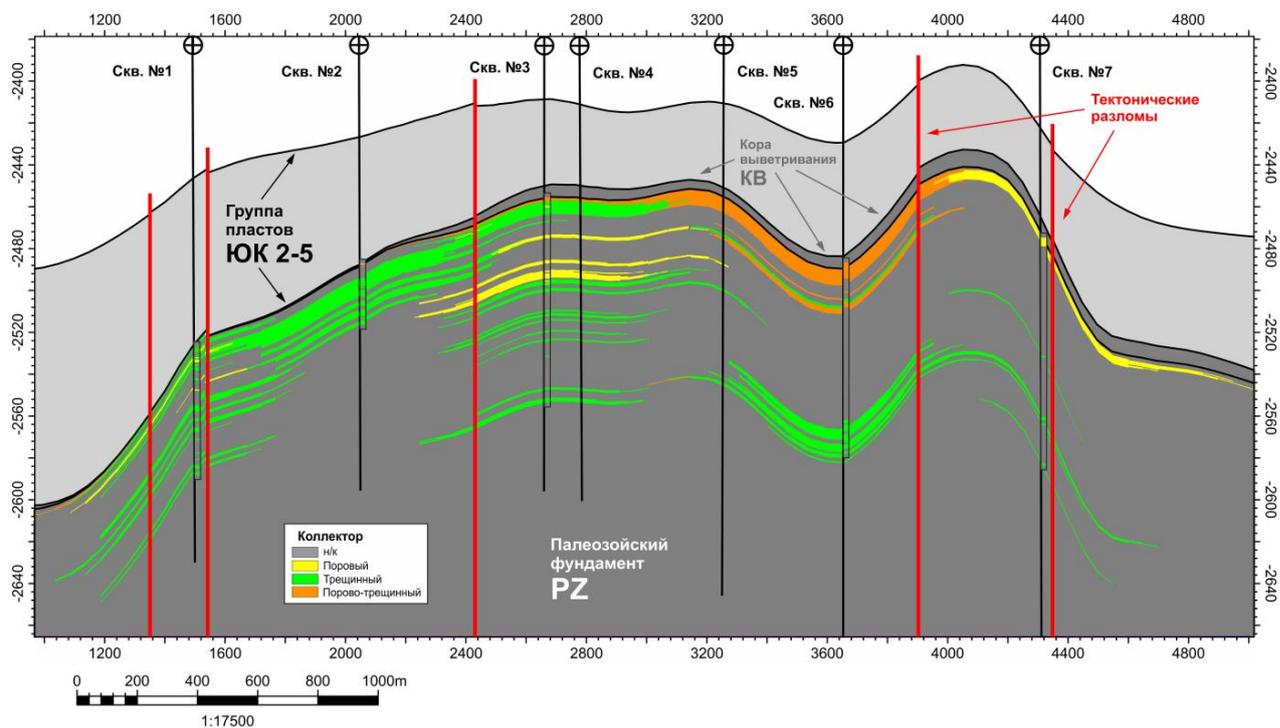


Рисунок 60 – Разрез по итоговому кубу литологии с учетом трех типов коллекторов (А.И. Цепляева, 2016)

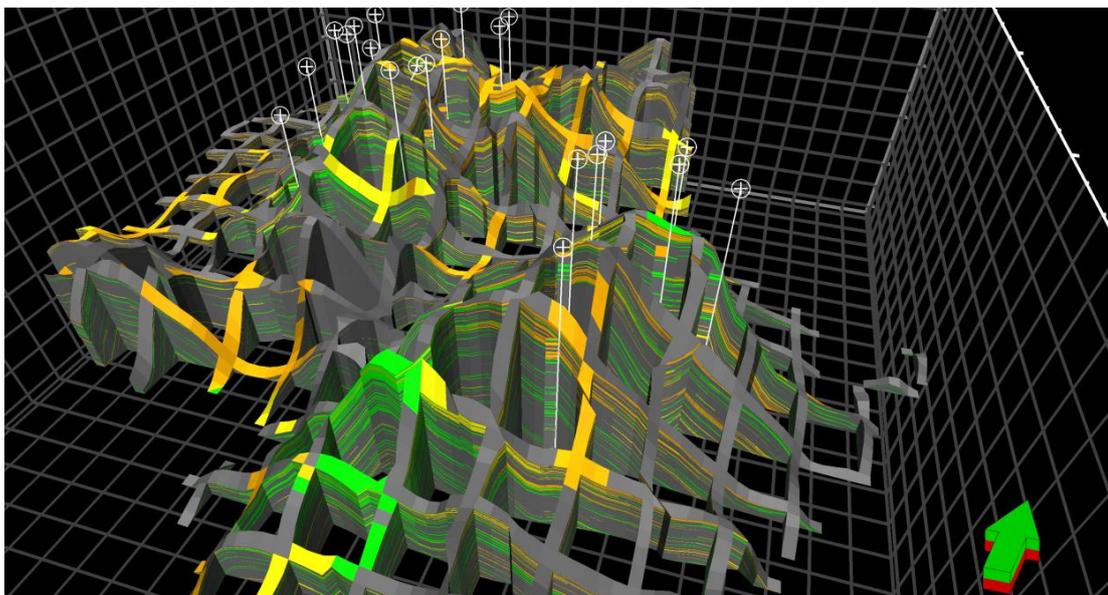


Рисунок 61 – Общий вид куба литологии геологической 3D-модели с фильтром по осям I-J (А.И. Цепляева, 2016)

3. Петрофизическое моделирование.

Этап петрофизического моделирования включает в себя построение непрерывных кубов пористости, проницаемости и нефтенасыщенности. В качестве исходных данных для построения модели фильтрационно-емкостных свойств были использованы кривые пористости матрицы, трещинной пористости и нефтенасыщенности матрицы, полученные в процессе послойной интерпретации данных ГИС в интервалах коллекторов. На рисунке 62 представлена блок-схема моделирования петрофизических свойств с использованием метода «двойной среды».

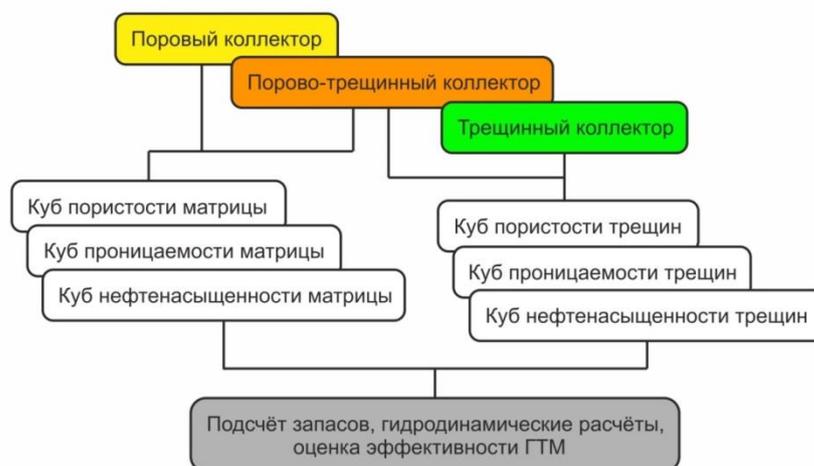
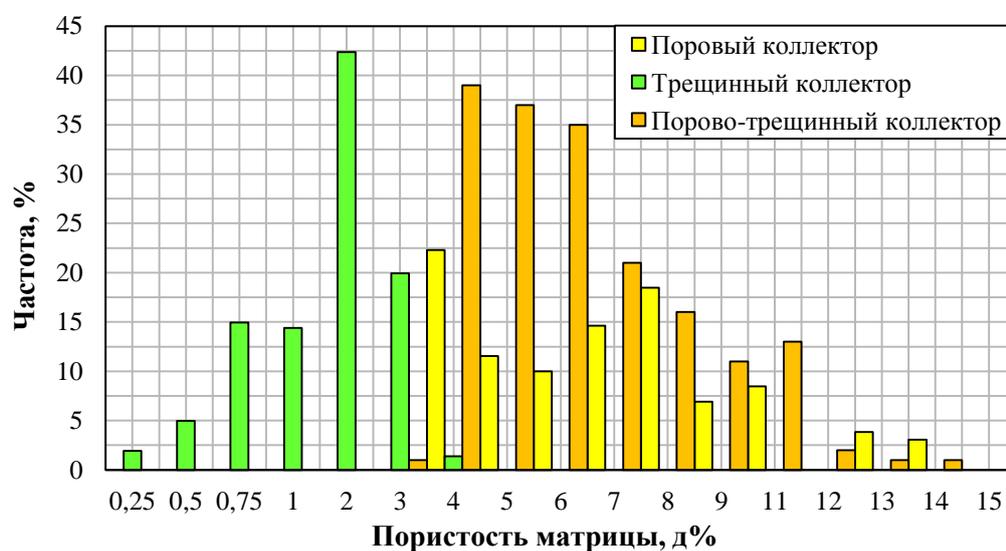
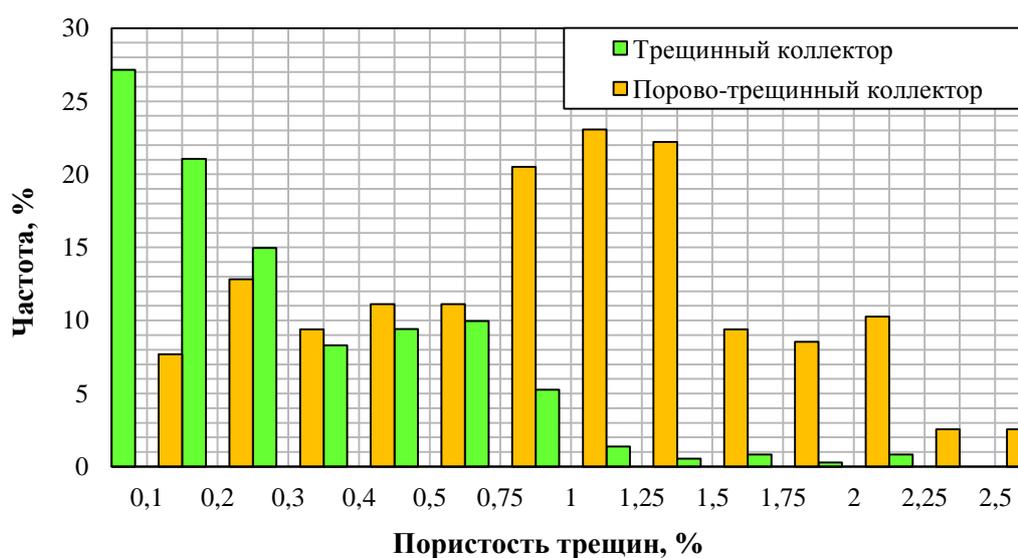


Рисунок 62 – Блок схема методики моделирования (А.И. Цепляева, 2016)

Пористость матрицы варьируется в пределах 2.95 - 13.5 % при среднем значении 5.77 %. (рис. 63а) Максимальная пористость матрицы характерная для коллектора порово-трещинного типа. Пористость матрицы в трещинном коллекторе в большинстве случаев не превышает 3-4 %. Трещинная пористость изменяется в пределах 0.1 – 2.5 % при среднем значении 0.5 % (рис. 63б). Высокий коэффициент трещинной пористости вероятнее всего связан с развитием каверн по трещинам при воздействии гидротермальных растворов (выщелачивание) [24].



а)



б)

Рисунок 63 – Гистограммы распределения а) пористости матрицы и б) пористости трещин по типам коллекторов объекта «PZ»

В процессе построения петрофизической модели высокие значения трещинной пористости могут привести к существенному завышению коэффициента проницаемости трещин. В связи с этим, в процессе построения петрофизической модели залежей палеозойского фундамента был рассчитан дополнительный нормализованный куб трещинной пористости, диапазон значений в котором составляет 0-0.5 %.

Для распределения пористости и нефтенасыщенности в прослоях коллекторов применялся инструмент «Petrophysical modeling» (петрофизическое моделирование) и метод «SGS» («Sequential Gaussian Simulation» – последовательное гауссовское моделирование) учитывающий скважинные данные и вариограммы.

Пористость матрицы была распространена во всех типах коллекторов (поровый, трещинный, порово-трещинный). Пористость трещин была распространена в трещинном и порово-трещинном коллекторе. Было рассчитано 15 реализаций кубов пористости матрицы и пористости трещин, итоговые параметры представляют собой кубы средних значений данных параметров и приведены на рисунках 64 и 65.

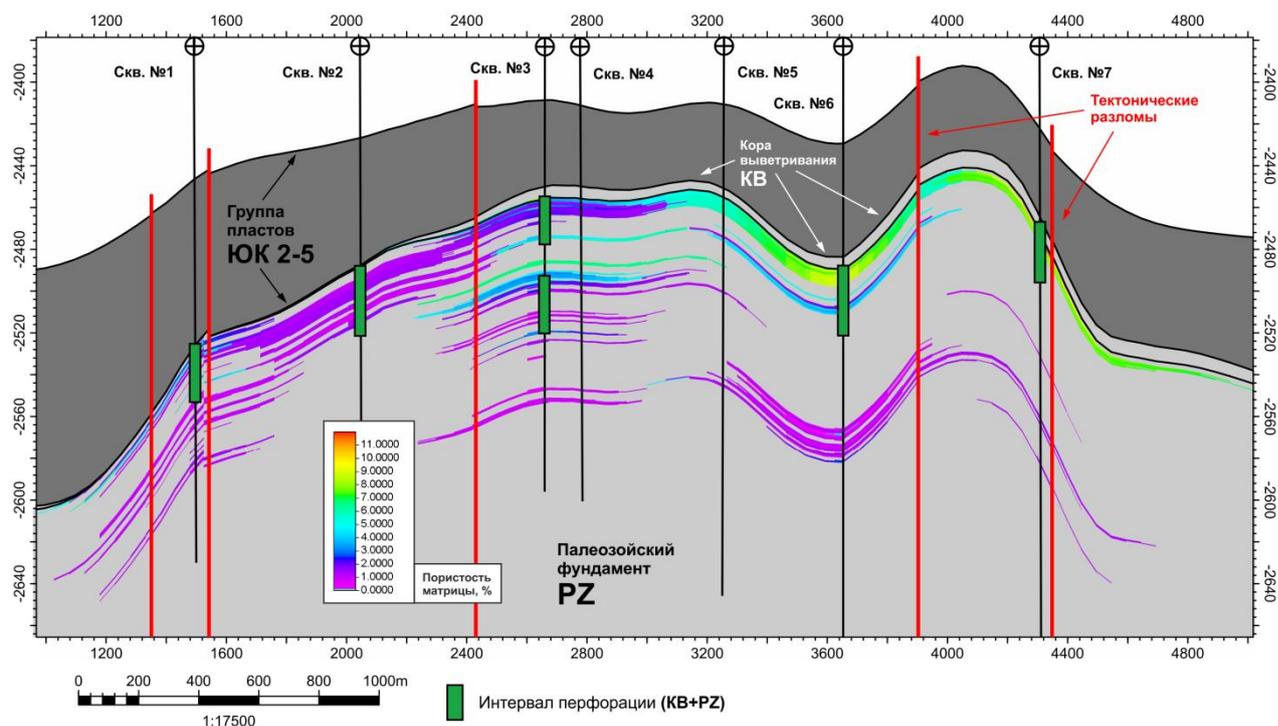


Рисунок 64 – Разрез по кубу пористости матрицы (А.И. Цепляева, 2016)

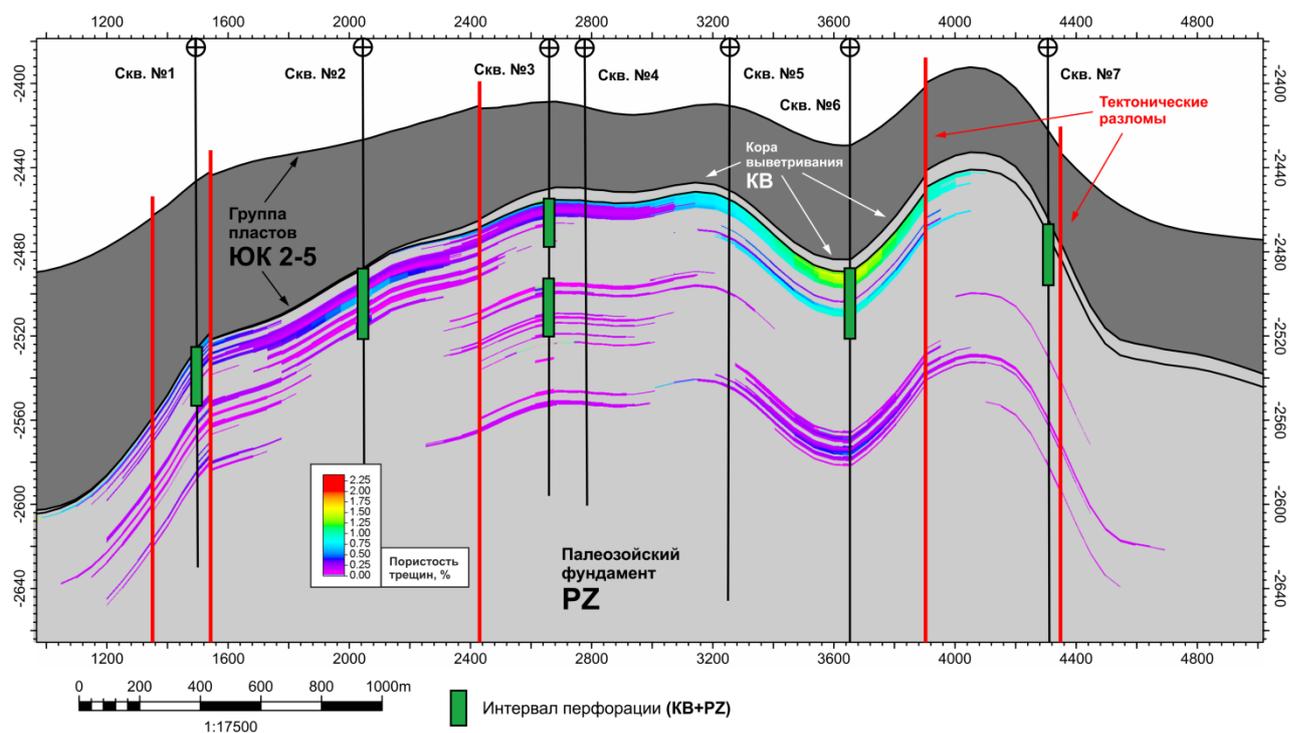


Рисунок 65 – Разрез по кубу пористости трещин (А.И. Цепляева, 2016)

Куб проницаемости матрицы построен путем пересчета по зависимости, полученной по керну (рис. 66):

$K_{пр} = 0,0102 * e^{0,3275 * K_{п}}$, где в качестве аргумента $K_{п}$ используется построенный ранее куб пористости матрицы. Разрез по кубу проницаемости матрицы представлен на рисунке 67.

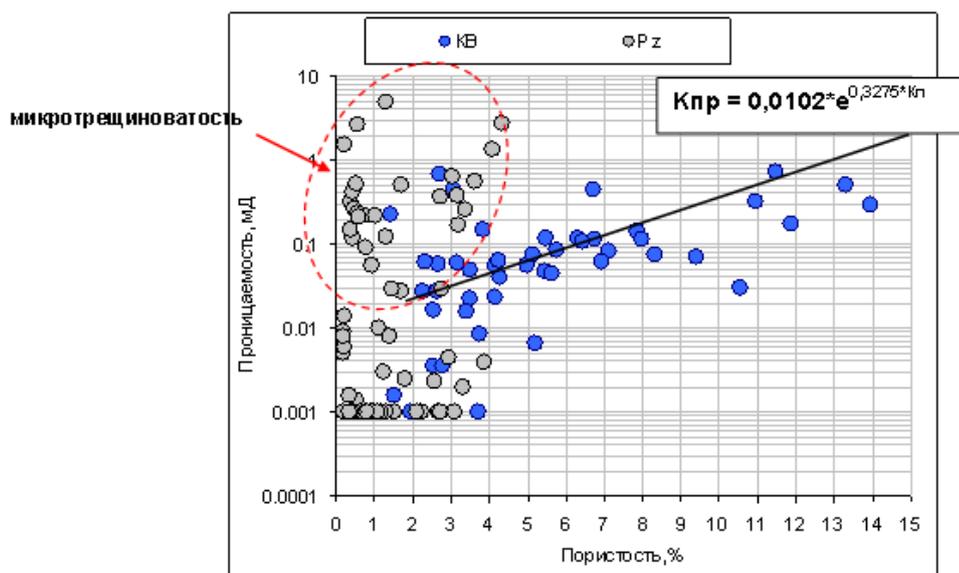


Рисунок 66 – Сопоставление пористости и проницаемости образцов горных пород фундамента (по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

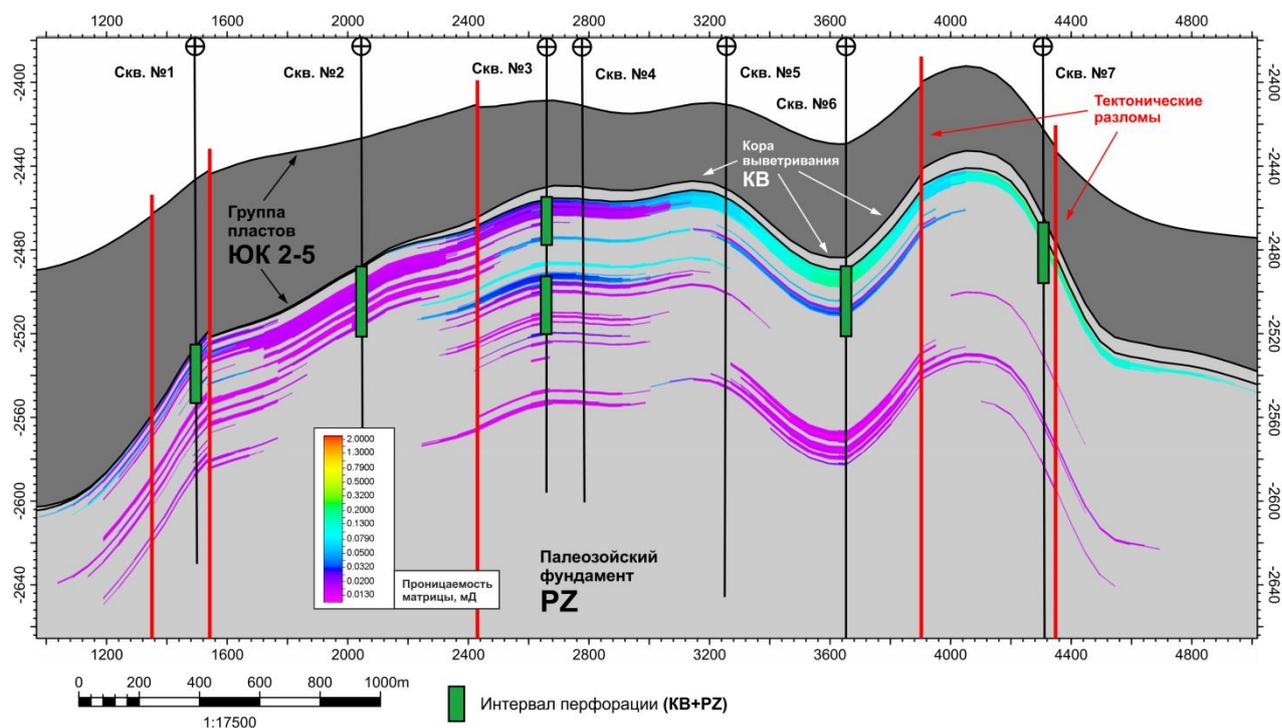


Рисунок 67 – Разрез по кубу проницаемости матрицы
(А.И. Цепляева, 2016)

В процессе анализа имеющихся геолого-геофизических данных было принято решение о моделировании трещиноватости в виде параметра, характеризующего интенсивность трещиноватости (плотность трещин) в пределах выделенных интервалов трещинного и трещинно-порового коллектора. Таким параметром в геологической модели является нормализованный куб расстояния до разломов (рис. 68).

Для того чтобы получить прогнозный куб плотности трещин, куб расстояния до разломов был нормализован, после чего из него вычтена «1». Далее с помощью калькулятора параметров все значения, находящиеся в пределах неколлекторов и коллекторов порового типа, были приравнены к «0». Разрез по кубу полученного параметра представлен на рисунке (рис. 69). Значения максимальной плотности трещин соответствует приразломным зонам и постепенно снижаются при движении к краевым частям залежи.

Было принято, что максимальная густота трещин в ячейке геологической модели размером 50x50x0.4 м. составляет 25 единиц. Таким образом, на завершающем этапе куб относительной плотности трещин был умножен на «25».

Куб проницаемости трещин (рис. 70) построен согласно формуле Т.Д. Голф-Рахт [24] для систем с хаотичным распределением трещин:

$$K_{пр} = K_{п.тр.}^3 / 29,6 * A_{г.тр.}^2, \text{ где:}$$

$K_{пр}$ – трещиноватая проницаемость;

$K_{п.тр.}$ – трещиноватая пористость;

$A_{г.тр.}$ – густота трещин.

В качестве аргументов в данном уравнении используются полученные ранее кубы соответствующих свойств.

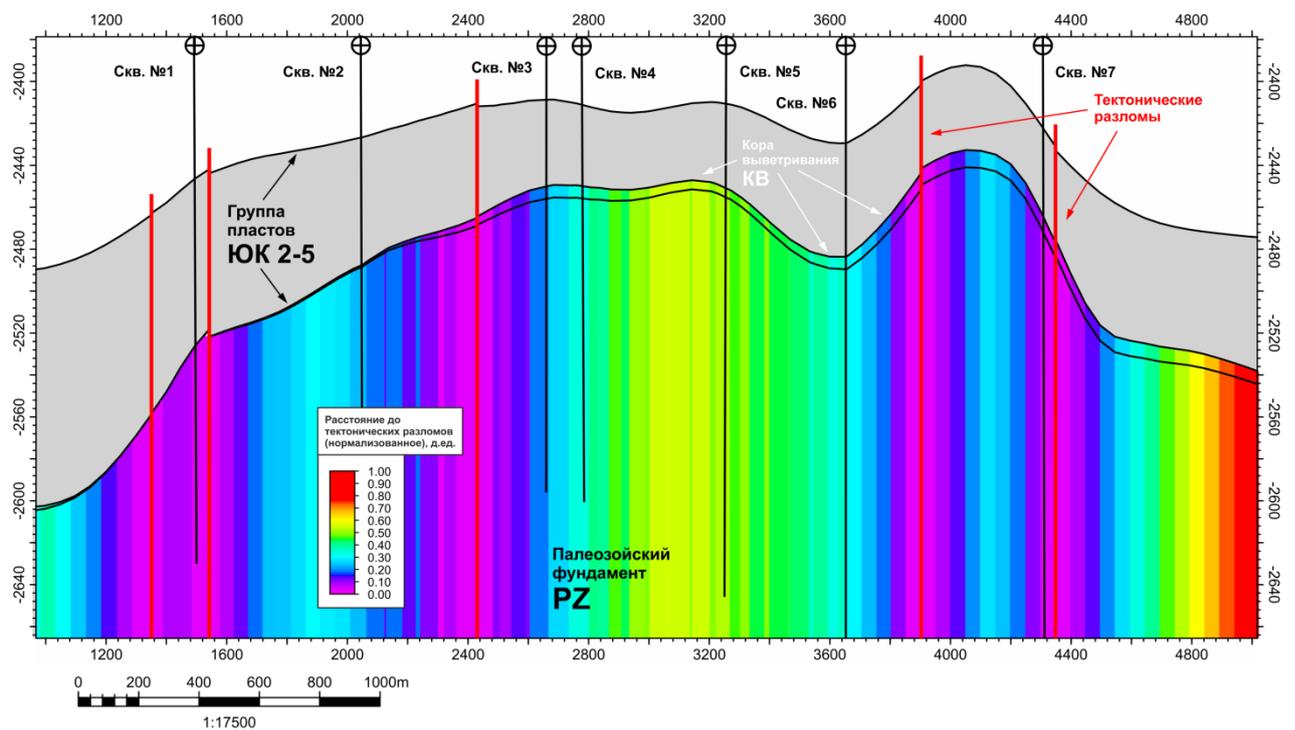


Рисунок 68 – Разрез по кубу расстояния до разломов

(А.И. Цепляева, 2016)

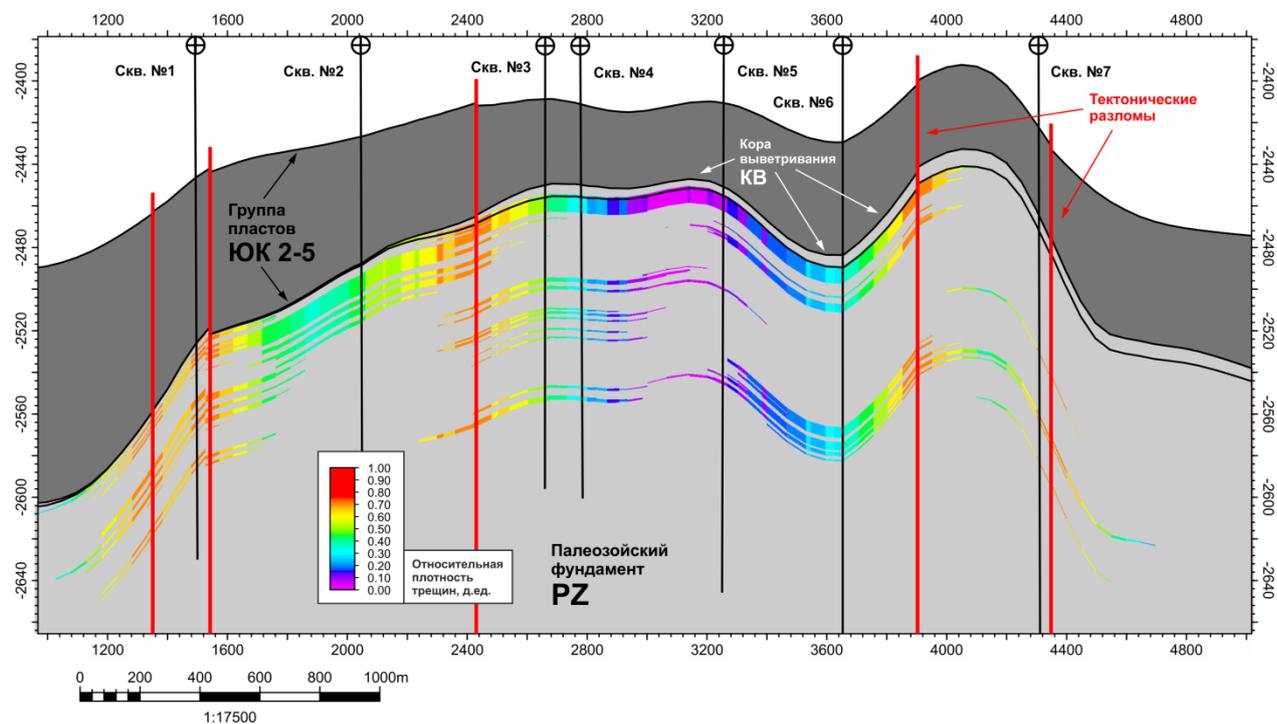


Рисунок 69 – Разрез по кубу относительной плотности трещин
(А.И. Цепляева, 2016)

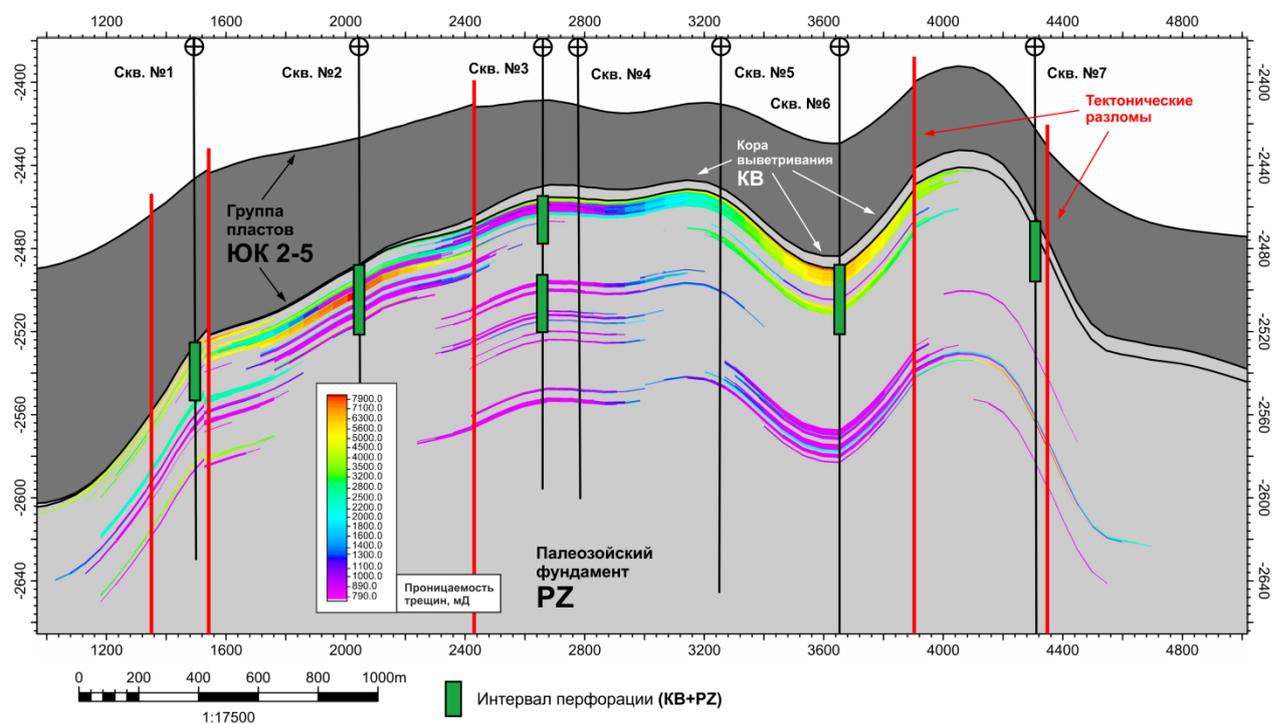


Рисунок 70 – Разрез по кубу проницаемости трещин
(А.И. Цепляева, 2016)

На завершающем этапе по прослоям коллекторов были распространены коэффициенты нефтенасыщенности матрицы и трещин. Нефтенасыщенность трещин распространялась в порово-трещинном коллекторе и трещиноватых породах и условно принята равной граничному значению коэффициента нефтенасыщенности пород фундамента (0.75). На рисунке приведён разрез по общему кубу нефтенасыщенности коллекторов палеозойского фундамента, в котором учтена нефтенасыщенность каждой моделируемой среды (матрица и трещины) (рис. 71).

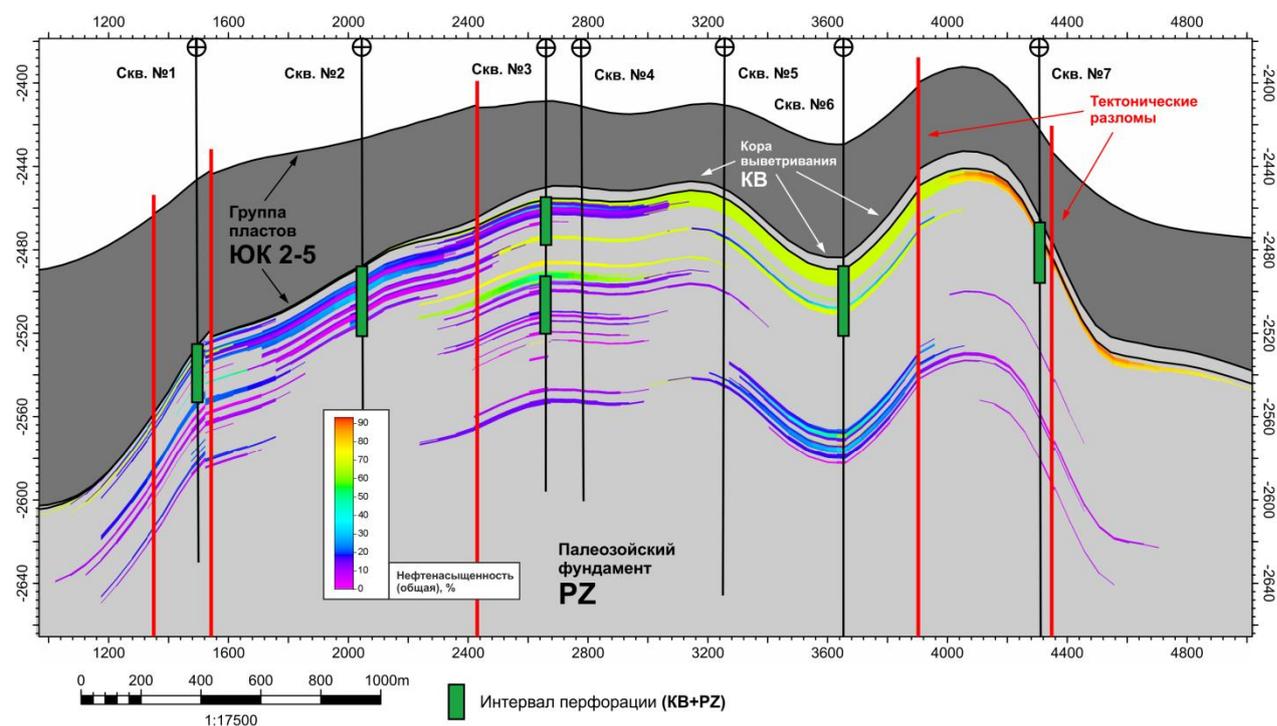


Рисунок 71 – Разрез по кубу нефтенасыщенности
(А.И. Цепляева, 2016)

В модели водонефтяной контакт (ВНК) принят условно по подошве нижнего нефтенасыщенного пропластка, выделенного по РИГИС. Контакт северной залежи принят на отметке -2535 м, южной залежи: -2580м.

Подсчёт начальных геологических запасов нефти производился на основе куба общей пористости, включающего пористость трещин и пористость матрицы, куба нефтенасыщенности матрицы и куба нефтенасыщенности трещин. Созданный подход позволил увеличить итоговую величину запасов нефти на 30% по сравнению со стандартной методикой моделирования.

4.3 Анализ результатов моделирования и применение методики моделирования при геолого-технологических мероприятиях

В процессе построения геологической модели была выделена характерная особенность залежей палеозойского фундамента, оказывающая большое воздействие на процесс разработки.

Нетрудно заметить, что поровый тип коллектора в модели характеризуется очень низкой проницаемостью (0.5-2 мД), а трещинный тип – низкой ёмкостью (0.1-2 %). В связи с этим, на этапе гидродинамических расчётов может возникнуть проблема адаптации модели (настройки на исторические данные разработки).

Однако на основании геолого-промысловых показателей и особенностей эксплуатации добывающих скважин можно сделать вывод о том, что соответствующее распределение фильтрационно-ёмкостных свойств в большой степени соответствует естественному строению моделируемого объекта.

Результаты испытания поисково-разведочных и эксплуатационных скважин объекта PZ показывают, что притоки УВ в большинстве случаев были получены после применения ГРП. Развитие трещиноватости в породах, обладающих слабой склонностью к проявлению процессов неупругой деформации (кристаллические сланцы, амфиболиты) приводит к формированию изолированных, слабо сообщающихся между собой участков коллекторов, которые невозможно эксплуатировать на основе применения стандартного подхода, предполагающий создание депрессии на продуктивный пласт путём снижения забойного давления в добывающих скважинах [95, 110, 113, 131].

В то же время, коллектора порового типа (карбонатизированные серпентиниты, брекчии, породы коры выветривания) обладают очень низкой естественной проницаемостью, что оказывает в целом аналогичный эффект на эксплуатацию залежей.

Таким образом, единственным рентабельным вариантом разработки залежей палеозойского фундамента является применение ГРП при выходе

скважин из бурения. Также распространены и повторные гидроразрывы, позволяющие поддерживать дебиты скважин на достаточном уровне. Создание искусственных трещин позволяет связать слабо сообщающиеся интервалы в случае коллекторов трещинного типа, а также сформировать высокопроводящие каналы фильтрации, обеспечивающие приток нефти из низкопроницаемой матрицы [128, 135].

Решение данной проблемы при геолого-гидродинамическом моделировании заключается в воспроизведении процесса ГРП с применением специальных технических средств, таких как широко распространённый плагин (программное расширение) «Easy-Frac» для ПК «Petrel», разработанный компанией «Schlumberger».

Общий фонд эксплуатационных скважин на месторождении составляет 24 единицы, по состоянию на 01.12.2017 на объекте PZ числилось 17 скважин (рис. 72). Способ эксплуатации добывающего фонда – механизированный (ЭЦН) и фонтанный.

По состоянию на 01.12.2017 суммарная накопленная добыча нефти по объекту «PZ» составляет 597.3 тыс.т нефти и 683.5 тыс.т жидкости (рис. 73).

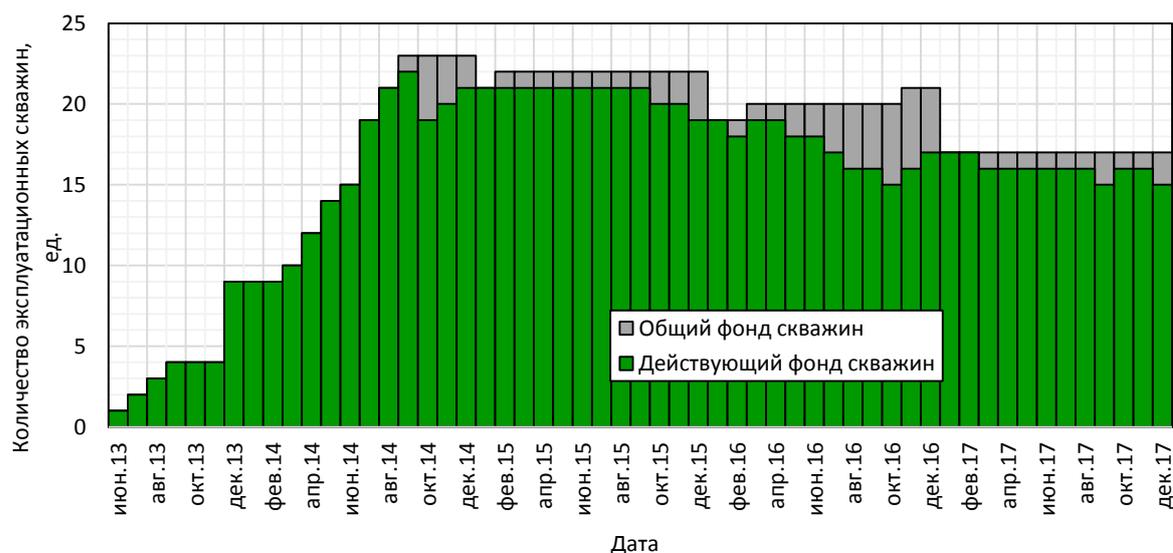


Рисунок 72 – Общий фонд скважин объекта PZ (А.И. Цепляева, 2017)

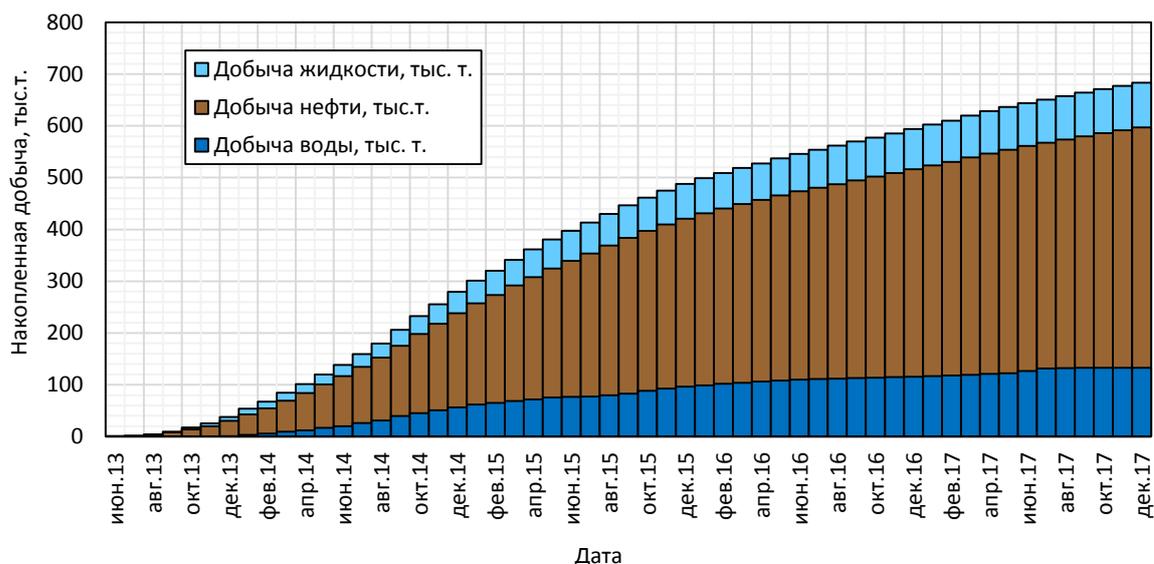


Рисунок 73 – Накопленные показатели скважин (А.И. Цепляева, 2017)

Следует отметить, что при отсутствии системы заводнения на текущий момент достигнут высокий уровень КИН- 0.35, при числящимся на государственном балансе - 0.3 (запасы нефти категории С1 и С2). Вероятно, для данного объекта естественный режим эксплуатации является наиболее эффективным с точки зрения выработки запасов.

В процессе мониторинга геологической модели были выделены определённые закономерности, связанные с преимущественным типом коллектора по результатам интерпретации ГИС и ПГИ и динамическими параметрами работы скважин.

На рисунке 74 приведены графики текущих эксплуатационных показателей по скважинам северной (а, б) и юго-восточной (в, г) залежей объекта «PZ». Скважины со смешанным типом (порово-трещинный, поровый и трещинный) характеризуются относительно стабильным уровнем добычи. Скважины с преимущественно трещинным типом коллектора – отличаются быстрым падением добычи.

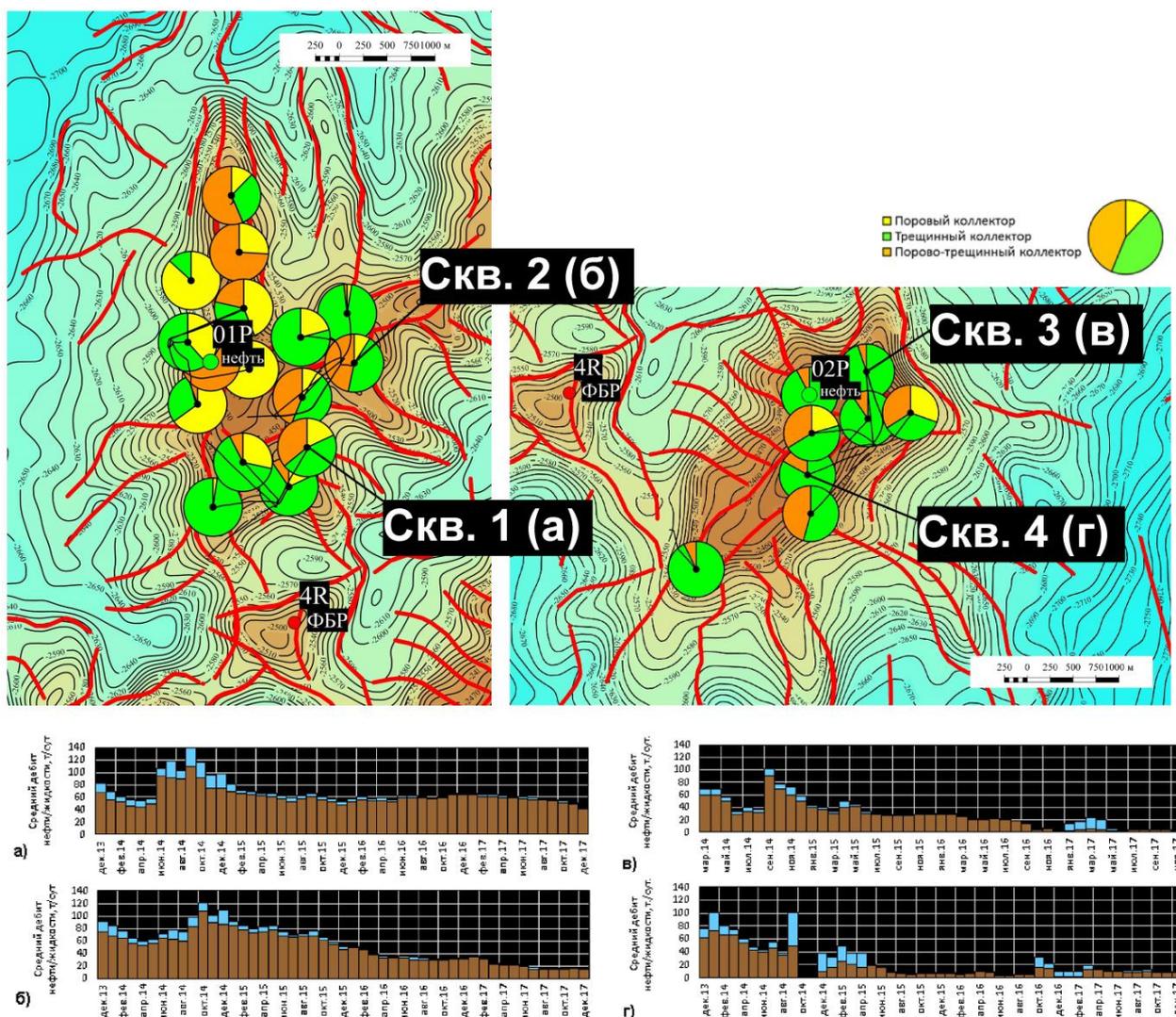


Рисунок 74 – Графики текущих показателей разработки эксплуатационных скважин объекта «PZ» (А.И. Цепляева, 2017)

При детальном анализе выделенных интервалов трещиноватости в разрезе нескольких скважин выделены участки для дополнительных операций по дострелу и проведению гидроразрыва пласта (рис. 75)

Промыслово-геофизические исследования после выполненных работ показали, что основной приток в скважине соответствует рекомендованному к дострелу интервалу (рис. 76) ниже ранее выполненных перфораций по всем скважинам. Проведенные по рекомендации автора мероприятия подтвердили достоверность выполненных геологических модельных представлений о распределении перспективных интервалов палеозойского фундамента. По результатам выполнения рекомендованных дострелов был уточнен условный уровень подсчета (ВНК).

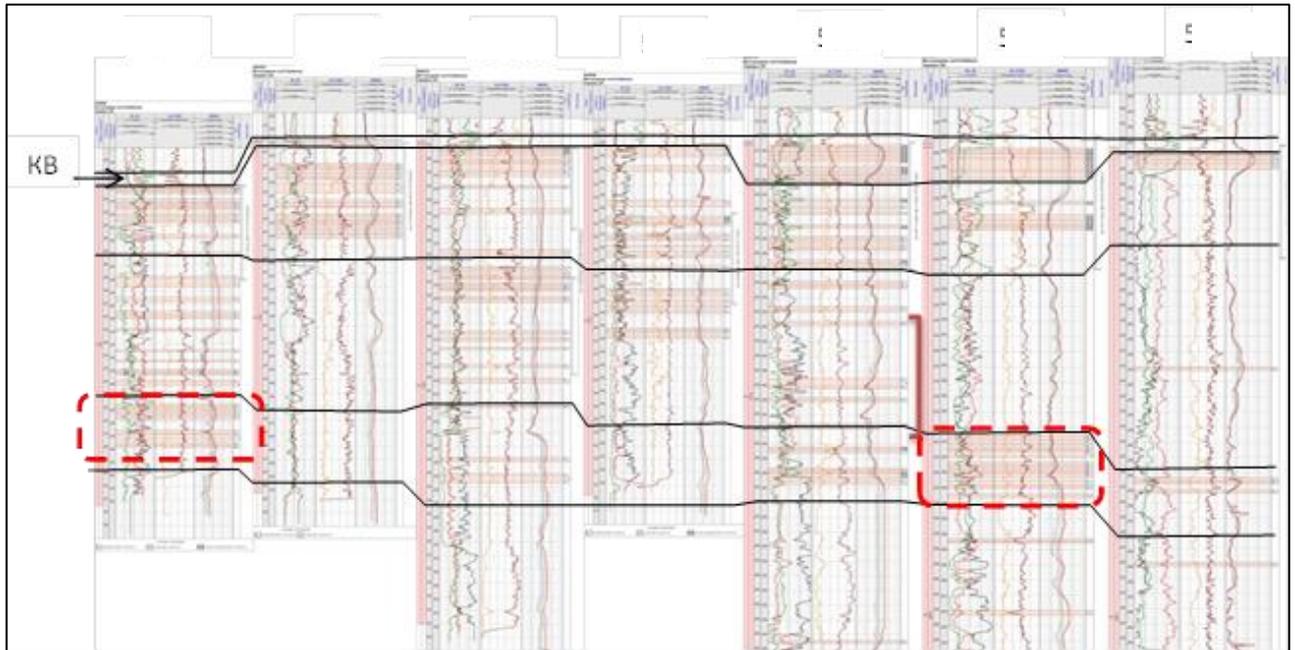


Рисунок 75 – Схема корреляции по линии эксплуатационных скважин с выделенными интервалами, рекомендованными к дострелу
(А.И. Цепляева, 2017)

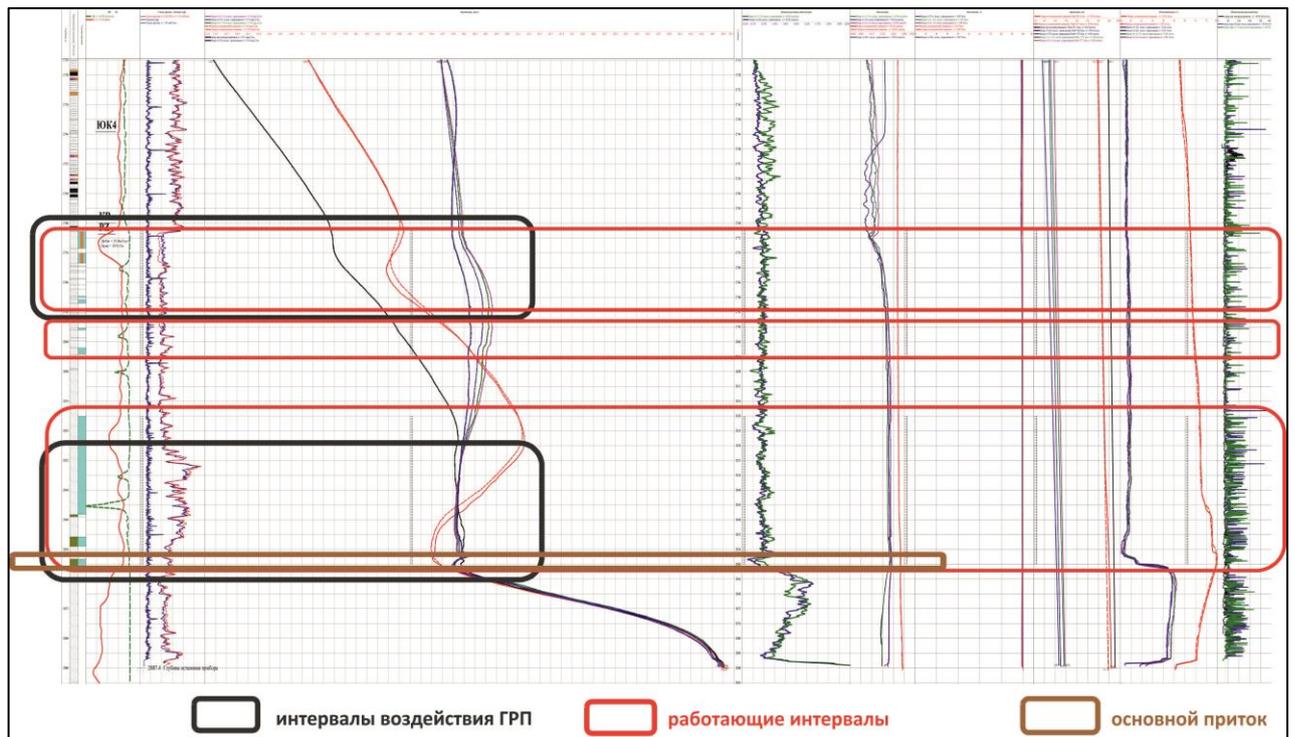


Рисунок 76 – Результаты определения работающих интервалов объекта PZ после проведения ГРП (по материалам ТО «СургутНИПИнефть» [52])

В обновленной модели контакт северной залежи принят на двух отметках -2545 и -2590 м. В южной залежи условный контакт принят на отметке -2580 м.

Ниже приведена схема обоснования условного уровня подсчета (рис. 77, 78).

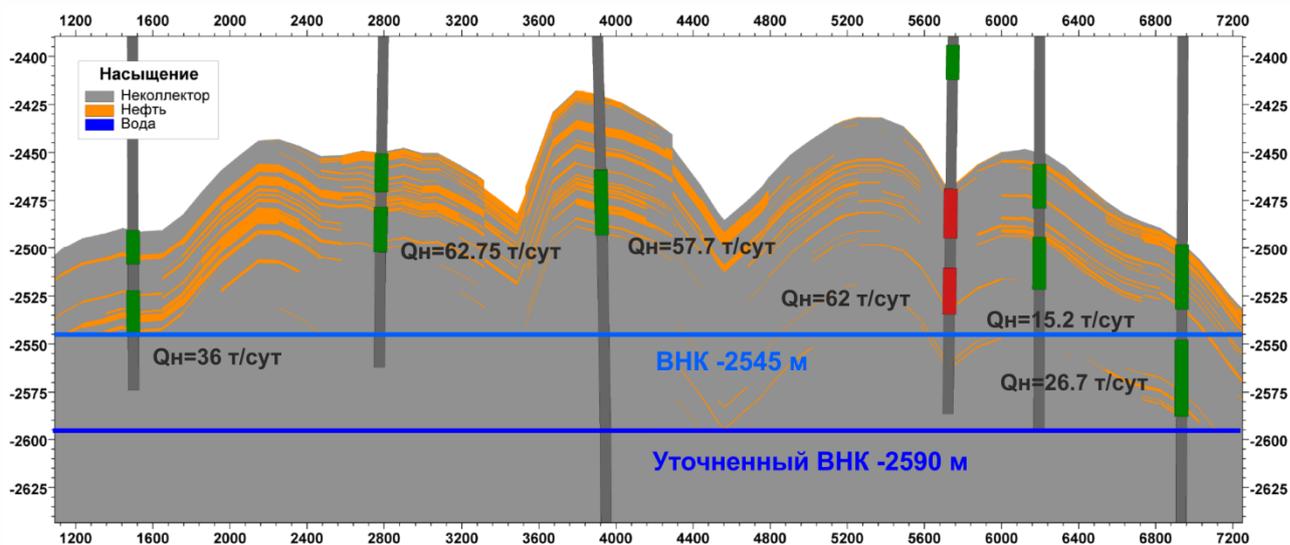


Рисунок 77 – Схема обоснования условного уровня подсчета (ВНК)
(А.И. Цепляева, 2017)

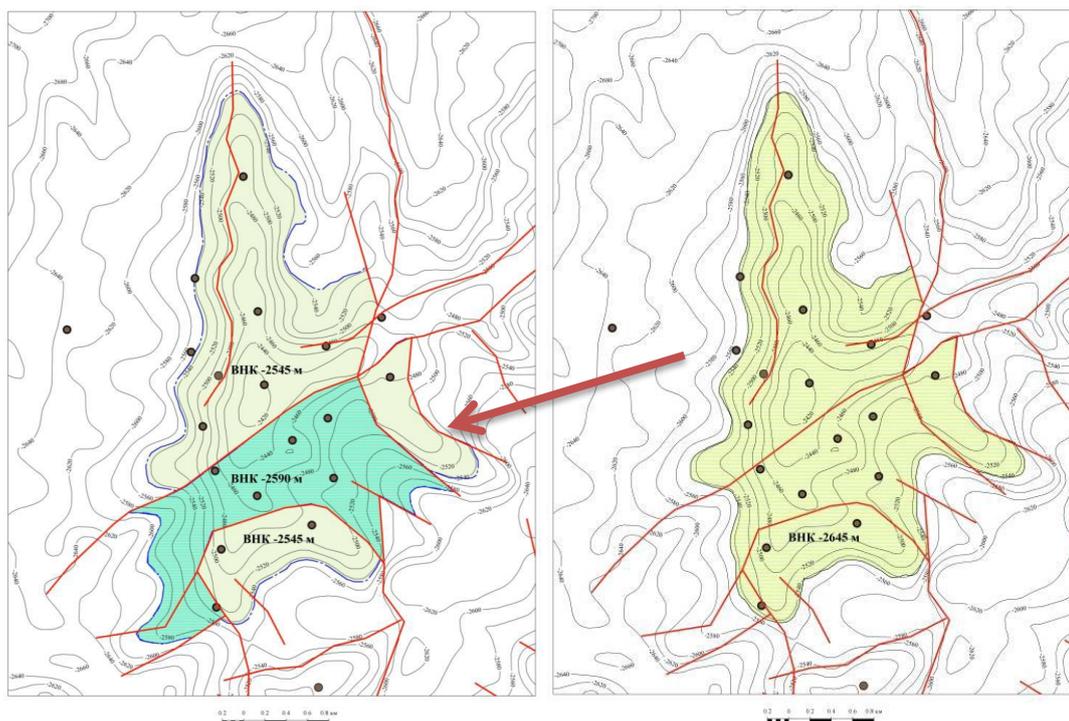


Рисунок 78 – Уточнение геологической модели объекта «PZ» с учетом выделения продуктивных интервалов в отдельном блоке [52]

Предложенная методика позволила создать достоверную трехмерную геологическую модель коллекторов палеозойского фундамента и рекомендуется к использованию для объектов со схожим геологическим строением.

Выводы к 4 главе

1. Разработана методика построения трехмерной геологической модели палеозойского фундамента, в которой пустотное пространство сложнопостроенного коллектора представлено «двойной средой», состоящей из низкопроницаемой матрицы и систем высокопроницаемых трещин.
2. Построение геологической модели с использованием «двойной среды» позволяет учесть естественную неоднородность фильтрационно-емкостных свойств пород палеозойского фундамента, связанную с развитием коллекторов в различных типах метаморфических пород и детализировать пространственную структуру запасов нефти.
3. Создание постоянно-действующей геолого-гидродинамической модели (ПГГМ) палеозойского объекта на основе предложенных автором подходов позволило выполнить прогноз величины начальных геологических запасов, уточнить местоположение текущих остаточных запасов при последующем гидродинамическом моделировании.
4. Разработаны рекомендации по дострелу выделенных продуктивных интервалов в эксплуатационных скважинах и предложения по геологоразведочным работам.
5. Результаты реализации авторских рекомендаций подтверждают их правомерность и перспективы дальнейшего использования созданной ПГГМ при разработке залежей объекта «PZ».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для достижения максимальной эффективности геологоразведочных работ и дальнейшей разработки месторождений необходимо применение соответствующих методик прогноза коллекторских свойств, адаптированных под специфику объекта исследования и позволяющих учитывать весь комплекс исходных геолого-геофизических данных.

В рамках настоящего диссертационного исследования была проведена разработка подобной методики применительно к метаморфическим породам палеозойского фундамента, расположенным на территории одной из площадей в восточной части Красноленинского нефтегазоносного района. Итогом работы является решение нескольких важных научно-практических задач:

1. На основе комплексного анализа материалов бурения, опробования и динамики работы скважин, исследований и описания керна, петрофизических и 3D-сейсмических исследований выявлены особенности распространения продуктивных участков верхней части палеозойского фундамента, к которым приурочены разрабатываемые залежи нефти на одном из месторождений Красноленинского свода.

2. По результатам анализа керна и данных ГИС выполнена типизация коллекторов палеозойского фундамента по преимущественному типу пустотного пространства (поровый, порово-трещинный, трещинный), которая подтверждается опробованием поисково-разведочных и эксплуатационных скважин.

3. Предложен подход к выделению и картированию нефтеперспективных зон в верхней части палеозойского фундамента с использованием сейсмических атрибутов, рассчитанных во временном окне ниже отражающего горизонта «А» (кровля доюрского основания): акустическим импедансом, среднеквадратичными амплитудами, аналогами когерентности (атрибутами «Chaos», «Variance» и «Ant Tracking»).

4. Выявлена приуроченность коллекторов трещинного и трещинно-порового типа к зонам разрывных нарушений, выделенных с помощью сейсмических атрибутов структурного типа и данных акустической инверсии.

5. Уточнено геологическое строение палеозойского фундамента района исследования. Разработанные автором подходы к созданию и уточнению геологических моделей трещиноватых коллекторов палеозойского фундамента начали успешно применяться на других месторождениях Красноленинского свода (Рогожниковско-Ляминской зоны).

Разработанная методика построения трехмерной геологической модели залежей палеозойского фундамента является достоверной основой для прогноза продуктивности эксплуатационных скважин и рекомендуется к использованию для объектов со схожим геологическим строением.

Полученные в ходе настоящего диссертационного исследования результаты используются на месторождении при проектировании разработки и проведении геолого-технических мероприятий. Приняты рекомендации по заложению поисково-разведочных и эксплуатационных скважин. Уточнено местоположение проектного эксплуатационного фонда скважин объекта «PZ» на соседней площади.

В дальнейшем перспективы развития выполненных исследований связаны с созданием надежной основы поисков, разведки и разработки участков продуктивности пород фундамента как в пределах Красноленинского свода, так и в целом по Западной Сибири.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ И ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абросимова О.О. Прогнозирование коллекторов в верхней части доюрского комплекса по сейсмогеологическим данным на территории восточного склона Краснолелинского свода / О.О. Абросимова, С.И. Кулагин // Известия Томского политехнического университета. -2006. - №5 (309). –С. 36-39.
2. Арешев Е.Г. Нефтегазоносность гранитоидов фундамента на примере месторождения Белый Тигр / Е.Г. Арешев, Ч.Г. Донг, Ф.А. Киреев // Нефтяное хозяйство. -1996. -№8. –С. 50-58.
3. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / Ред. Ахпателов Э.А., Волков В.А., Гончарова В.Н., Елисеев В.Г., Карасев В.И., Мухер А.Г., Мясникова Г.П., Тепляков Е.А., Хафизов Ф.З., Шпильман А.В., Южакова В.М. – Екатеринбург: Изд-во ИздатНаукаСервис, 2004. – 148 с.
4. Ахияров А.В. Проблемы и перспективы нефтегазоносности доюрского промежуточного комплекса в пределах юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Т. 1. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2010. –С. 89–106.
5. Ахметсафина А.Р. Стохастические методы в программе геологического моделирования / А.Р. Ахметсафина, И.Р. Миннихметов, А.Х. Пергамент // - Вестник ЦКР Роснедра. -№1. -2010. -С. 34-45.
6. Баренблатт Г.И. Об основных представлениях в теории неустановившихся течений в трещиноватых породах / Г.И. Баренблатт // Труды I всесоюзного совещания по трещинным коллекторам нефти и газа. –Л.: Изд-во Гостоптехиздат, 1961. - С.39-42.
7. Баренблатт Г.И. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа / Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. М.: Недра, 1972. -288 с.
8. Белоновская Л.Г. Трещиноватость горных пород и разработанные во ВНИГРИ основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа/ Л.Г. Белоновская // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2006. - №1. - С. 1-11.
9. Бланк А.М. Комплексное изучение трещинно-поровых коллекторов домеловых отложений Западно-Сибирского бассейна на примере Пальяновского месторождения / А.М. Бланк, М.Ю. Гостев, М.И. Куренко, Т. Морлэнд, Н.М. Свихнушин, А. Зеллоу, А.Г. Кнышенко // Нефтяное хозяйство. -2008. -№5-6.
10. Белкин В.И. Жильный тип ловушек нефти и газа / В.И. Белкин, Р.И. Медведский // Советская геология. -1987. -№9. -С. 25-29.
11. Бембель С.Р. Комплексный подход к вопросу геометризации залежей в доюрских образованиях, связанных с участками повышенной трещиноватости / С.Р. Бембель, А.И. Цепляева // Геосочи-2017.

- Нефтегазовая геология и геофизика: материалы Международной научно-практической конференции. - ООО «Издательство полипресс», 2017. - С. 211-216
12. Бембель С.Р. Особенности картирования и перспективы нефтегазоносности доюрских отложений в западной части / С.Р. Бембель, А.И. Цепляева // Нефтяное хозяйство. -2015. -№11. – С. 89-94.
 13. Бембель С.Р. Особенности проявления активной геодинамики и фрактальный характер нефтяных полей /С.Р.Бембель, А.И.Цепляева // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (Опыт, инновации): Материалы Девятой Международной научно- технической конференции / отв.ред. О.А. Новоселов.- Т.2. Геология, геофизика. Гидрогеология, геотермия и геокриология. Экология, промышленная безопасность. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2014.-с.102-106
 14. Бембель С.Р. Перспективы нефтегазоносности доюрских отложений на примере одного из месторождений Красноленинского свода/ С.Р.Бембель, А.И. Цепляева // «Геокрым-2015. Проблемы нефтегазовой геологии и геофизики»: материалы V международной научно-практической конференции. ЕАГО 18.05-22.05.2015. г. Алушта. - ООО «Изд. Герс», 2015. - С. 283-285.
 15. Бембель С.Р. Поиск и картирование залежей нефти и газа в доюрском комплексе западной части ХМАО-Югры комплексом геофизических и геохимических методов /С.Р. Бембель, А.И. Цепляева // Нефть и газ Западной Сибири: материалы международной научно-технической конференции. Т.1.,- Тюмень: ТюмГНГУ, 2015.- С.45-48
 16. Блехман В. Методика моделирования трещиноватых терригенных коллекторов в Западной Сибири [Электронный ресурс] / В. Блехман, М. Кренов, Л. Шмарьян, И. Приезжев // Технологии ТЭК. -2007. http://www.oilcapital.ru/technologies/2008/01/091102_118283.shtml
 17. Бочкарев В.С. Прогноз нефтеносности в ловушках выклинивания в триас-юрских отложениях восточного склона Нижневартовского свода и прилегающих районов / В.С. Бочкарев // Труды ЗапСибНИГНИ, вып.144, Тюмень, 1979. С. 95–99.
 18. Бочкарев В.С. Новые данные по определению абсолютного возраста пород фундамента Сибирского кратона и Западно-Сибирской платформы по цирконам на SHRIMP-II / В.С. Бочкарев, А.М. Брехунцов, С.А. Сергеев, С.П. Шокальский, Е.В. Алейников // Горные ведомости. -2013. - №9 (112). С. 38–62.
 19. Бочкарев В.С. Первые аналитические результаты определения скоростных характеристик пород доюрского фундамента Западно-Сибирской геосинеклизы / В.С. Бочкарев, М.Ю. Зубков // Горные ведомости. -2017. -№2 (150). С. 34–41.

20. Бочкарев В.С., Куликов П.К., Погорелов Б.С. Стратиграфия досреднеюрских отложений // Проблемы геологии Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. М.: Недра, 1968. С. 3–26.
21. Ванисов А.М.. Строение и прогноз нефтегазоносности доюрских образований Каменной площади [Электронный ресурс] / А.М. Ванисов, В.А. Ванин, Е.А. Морозова // Вестник недропользования ХМАО.- 2008. - №19. <http://www.oilnews.ru/19-19/stroenie-i-prognoz-neftenosnosti-doyurskix-obrazovani-j-kamennoj-ploshadi.shtml>
22. Воронов В.И. Доюрские комплексы Западной Сибири – актуальные нефтегазопроисловые объекты / В.И. Воронов, Л.В. Смирнов, Ю.А. Цимбалюк // «НЕФТЬГАЗТЭК»: материалы V Тюменского международного инновационного форума. – Тюмень, 2014.
23. Гаврилов, В.А. Гранитоидные коллекторы и нефтегазоносность южного шельфа Вьетнама / В.А. Гаврилов, В.Л. Гулев В.Л., Ф.А. Киреев Т. П. - М.: ООО «Издательский дом Недра», 2010. - 294 с
24. Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромышленной геологии и разработки трещиноватых коллекторов: Пер. с англ. Н. А. Бардиной, П. К. Голованова, В.В. Власенко, В. В. Покровского/Под ред. А. Г. Ковалева.— М.: Недра, 1986.-608 с.
25. Гритчина В.В. Особенности геологического прогнозирования и мониторинга разработки палеозойских коллекторов на примере месторождений Томской области (SPE-181995-RU) / В.В. Гритчина, И.С. Каешков, Э.Р. Низамов // Proceedings: SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, 24-26 October, Moscow, Russia. -2016.
26. Дедеев В.А., Наливкин Т.Н., Симоненко Т.Н. и др. Строение досреднеюрского фундамента Западно-Сибирской низменности в свете новых данных // Советская геология. 1963. № 7. С. 24–37.
27. Добрынин В.М. Петрофизика / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников. – М.: Недра, 1991. 368 с.
28. Добрынин С.В. Изучение пористости сложных карбонатных коллекторов / С.В. Добрынин // Геология нефти и газа. -1991. -№5. -С.30-34.
29. Ефимов В.А. О петрофизической интерпретации ГИС коллекторов метаморфических пород палеозоя / В.А. Ефимов // Материалы технической конференции SPE «Актуальные подходы при подсчете запасов и оценке ресурсов углеводородов», Тюмень, 11-12 февраля 2015г.
30. Жеро О.Г., Смирнов Л.В., Сурков В.С. Геологическое строение и нефтегазоносность палеозойских отложений Нюрольского бассейна. Тр. СНИИГГиМС. Вып. 255. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1977. С. 22–31.
31. Жуковская Е.А. Тектоно-седиментационная модель как основа прогноза зон распространения трещинных коллекторов в карбонатных палеозойских отложениях Западно-Сибирской плиты (на примере арчинского нефтегазоконденсатного месторождения) / Е.А. Жуковская, Е.Н. Главнова, М.А. Буторина // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории. Материалы

- VII Всероссийского литологического совещания (Новосибирск, 28-31 октября 2013 г.). Новосибирск:2013. –С. 311-314.
32. Заватский М.Д. Информативность геохимических показателей при поиске углеводородов в Западной Сибири / М.Д. Заватский, А.И. Цепляева // Естественные и технические науки.- 2016 .- №10 (100). – С. 70-73
33. Закревский К.Е. Особенности геологического 3D-моделирования карбонатных и трещинных резервуаров / К.Е. Закревский, А.С. Кундин. – М: ООО «Белый Ветер», 2016. – 404 с.
34. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование / К.Е. Закревский. - М.:ООО "ИПЦ "Маска", 2009 – 376 с.
35. Запивалов Н.П. Геолого-геофизическая модель Малоичского месторождения в Палеозое Западной Сибири и особенности его освоения / Н.П. Запивалов, О.О. Абросимова, В.В. Попов // Геология нефти и газа. - 1997. -№2.
36. Запивалов Н.П. Малоичское месторождение палеозойской нефти в Западной Сибири / Н.П. Запивалов, Г.Д. Исаев, Н.Ф. Столбова, Ю.М. Столбов // Геологическое и горное образование. Геология нефти и газа: материалы Международной научно-технической конференции. – Томск: Издательство ТПУ, 2001.
37. Запивалов Н.П. Новые данные по нефтегазоносности фундаментного палеозоя Западной Сибири / Н.П. Запивалов // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа. –М.: ГЕОС, 2004.
38. Запивалов Н.П. Органическая геохимия палеозойских отложений юга Западно-Сибирской плиты (под ред. акад. А.А. Трофимука) / В.С. Вышемирский, Н.П. Запивалов, Ж.О. Бадмаева и др. -Новосибирск: Наука, 1984. -192 с.
39. Зубков М.Ю. Перспективы нефтегазоносности доюрского комплекса Шаимского района / М.Ю. Зубков, О.Е. Васильев // Геология и нефтегазоносность триас-среднеюрских отложений Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМСа, 1991.
40. Зубков М.Ю. Вторичные коллекторы тектоно-гидротермального происхождения в кровельной части доюрского комплекса Западно-Сибирской плиты и способы их прогноза / М.Ю. Зубков // Геология нефти и газа. -2015. -№6 – С.78-95.
41. Иванов К.С. Новые данные о строении фундамента Западно – Сибирской плиты / К.С. Иванов, Ю.В. Ерохин, В.Б. Писецкий (и др.) // Литосфера.. – 2012. – №4. – С. 91–106.
42. Исаев Г.Д. Геологическая, палеогеографическая модели палеозоя Западно-Сибирской плиты и перспективы его нефтегазоносности / Г.Д. Исаев // Георесурсы. -№6 (48). -2012. -С. 24-30.
43. Исаев Г.Д. Геология и тектоника палеозоя Западно-Сибирской плиты / Г.Д. Исаев // Литосфера. -№10. -2010. -С. 52-68.

44. Итенберг С.С., Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов / С.С. Итенберг, Г.А. Шнурман. –М.: Недра, 1984. -256 с.
45. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин: Учеб. Пособие для вузов. -2-е изд., перераб. и доп. / С.С. Итенберг. – М.: Недра, 1987. -375 с.
46. Казакова А.С. Нетрадиционный коллектор фундамента: от методического подхода к изучению до прогнозирования на примере Северо-Варьёганского месторождения (SPE-187919-RU) / А.С. Казакова, М.В. Рыкус // Proceedings: SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16-18 October, Moscow, Russia. -2017
47. Кашников Ю.А. Гидродинамическое моделирование разработки участка Юрубчено-Тохомского месторождения на основе геолого-геомеханической модели / Ю.А. Кашников, Д.В. Шустов, С.Ю. Якимов, Н.Б. Красильникова // Нефтяное хозяйство. -2015. -№4.
48. Киричек А.В. Прогноз трещинно-кавернозных коллекторов в продуктивных породах Красноленинского свода по рассеянным волнам / А.В. Киричек, М.А. Зверев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. -2011. -№1. –С. 24-33.
49. Клещев К.А. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири / К.А. Клещев, В.С. Шейн. М.: ВНИГНИ, 2004. 214 с.
50. Ковешников А.Е. Ловушки нефти и газа в доюрских отложениях Западно-Сибирской геосинеклизы (Томская область) / А.Е. Ковешников // Известия Томского политехнического университета. -2011. -№1 (319). – С. 152-155
51. Ковешников А.Е. Вторично-катагенетические преобразования доюрских пород Западно-Сибирской геосинеклизы / А.Е. Ковешников, Н.М. Недоливко // Известия Томского политехнического университета. -2012. -№1 (320). –С. 82-86
52. Кондаков А.П. Уточнение геологической модели объекта PZ на основе анализа геолого-геофизической информации / А.П. Кондаков, С.Р. Бембель, А.И. Цепляева // Нефтяное хозяйство. – 2017. - № 4 – С. 26-30.
53. Конторович В.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений южной части Васюганской нефтегазоносной области / В.А. Конторович, С.А. Бердникова, С.В. Антипенко // Геология нефти и газа. - 2004. -№2.
54. Конторович А.Э., Иванов И.А., Ковешников А.Е., Краснов В.И., Перозио Г.Н. Геологические условия нефтегазоносности верхней части палеозойского разреза Западной Сибири (на примере Межовского срединного массива) / Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа: Сб. науч.тр. – Новосибирск: Наука. Сиб.отд-ние, 1991. – 240 с.
55. Корнев В.А. Разработка региональной сейсмогеологической основы для планирования и проектирования геологоразведочных работ по

- территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз». – ЗАО «Континентальная геофизическая компания». – ОАО «Хантымансийскгеофизика». - Центр по анализу геолого-геофизической информации (ЦАГГИ). - Тюмень. - 2001, 285 с.
56. Кошляк В.А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа / В.А. Кошляк. - Уфа: Тау. - 2002. - 256 с.
57. Куликов П.К. Геологическое строение и история развития Западной Сибири в палеозойскую эру в связи с проблемой нефтегазоносности. М.: Наука, 1968. 155 с.
58. Куликов П.К. Структурные этажи Западно-Сибирской плиты // Тектоника территории СССР. М.: Наука, 1979. С. 128–140.
59. Левянт В.Б. Прогнозирование разуплотнённых зон в кристаллическом фундаменте на основе использования рассеянной компоненты сейсмического поля // В.Б. Левянт, В.В. Моттль, А.С. Ермаков // Технологии сейсморазведки. -2005. -№1.
60. Лобова Г.А., Коржов Ю.В., Кудряшова Л.К. Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений по данным гравиразведки и геохимии (Тюменская область) // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 65– 72.
61. Марасанова Н.В., Нестеров И.И. Научная конференция «Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности» // Геология нефти и газа. – 2009. –№ 4. – С. 67–68.
62. Медведев Н.Я., Курьянов Ю.А., Карогодин Ю.Н., Кокшаров В.З. Пермотриасовые эффузивы – новый важный нефтегазоносный комплекс прироста запасов и добычи углеводородов Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Т. 1. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2006. –С. 147–157.
63. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчёта запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа / под ред. В.Б. Левянта. – Москва: ЦГЭ, 2010.
64. Миндигалеев А.С. Новые данные по нефтегазоносности карбонатных отложений палеозоя Томской области / А.С. Миндигалеев // - Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири. -1978. - вып.13. -с. 52-54.
65. Михайлова А.В. Геодинамические характеристики структур, образовавшихся в слое над активными разломами фундамента / А.В. Михайлова // Геофизика XXI столетия: 2006 год. Сб. трудов Восьмых геофиз. чтений им. В.В. Федынского. –М.: ГЕРС, 2007. С 111-118.
66. Мясникова Г.П. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доюрских отложений территории ХМАО / Г.П.

- Мясникова, Л.А. Солопахина, Н.Л. Мариненкова и др. // Сборник докладов конференции "Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО", 2005. -С. 148–163.
67. Нестеров И.И. Проблемы геологии нефти и газа второй половины XX века: Избранные труды / И.И. Нестеров; гл. ред. А.Э. Конторович. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2007. – 608 с.
68. Никонов В.Ф. Геотектоническое районирование фундамента и чехла в свете современных данных и закономерности распространения залежей нефти и газа Сургутского свода и прилегающих территорий / В.Ф. Никонов, В.П. Санин, Н.Я. Медведев, И.М. Кос // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (Материалы первой научно-практической конференции). - Ханты-Мансийск. - 1998. – 150 с.
69. Новиков Д.А. Перспективы нефтегазоносности доюрского комплекса пород Талинской площади / Д.А. Новиков // Геология нефти и газа. -2000. -№2. –С. 6-18.
70. Плынина А.В. Особенности построения гидродинамической модели залежи фундамента месторождения Дракон / А.В. Плынина // Нефтяное хозяйство. -2006. -№5. –С. 82-83.
71. Пинус О.В. Применение комплексного подхода для геологического моделирования трещиноватых коллекторов Западно-Сибирского фундамента (на примере Малоичского месторождения) / О.В. Пинус, Д.Ю. Борисенок, С.Ю. Бахир, Е.П. Соколов, А. Зеллоу // Геология нефти и газа». -2006. -№6. -С. 38-42.
72. Пыльник С.В. Создание геологической модели трещинных карбонатных коллекторов фундамента Западно-Сибирской плиты с использованием данных 3D-сейсморазведки (SPE-162036-RU) / С.В. Пыльник, С.Н. Шапоренко, В.Н. Бабов, М.Н. Штоколова // Proceedings: SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, 16-18 October, Moscow, Russia. -2012.
73. Пономарев В.С. Вещественный состав гранитоидов и их метаморфического обрамления из фундамента приуральской части Западно-Сибирского мегабассейна /Автореф. дисс. на соиск. уч. ст. канд. геол.-минерал. наук. Екатеринбург, 2011. – 22 с.
74. Поливахо, А. Комплексный подход к управлению разработкой нетрадиционного трещиноватого резервуара на примере нефтяного месторождения Паннонского бассейна (SPE-187779-RU) /А. Поливахо, М. Драгосавац, К. Ежов, Е. Харыба, И. Богатырёв, Л. Стулов, Т. Ольнева // Proceedings: SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16-18 October, Moscow, Russia. -2017
75. Пунанова С.А. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской платформы / В.Л. Шустер, С.А.

- Пунанова // - Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. -2012. -№ 6. -С. 20–26
76. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с., прил. 3 на 31 листе
 77. Ростовцев Н.Н. Некоторые вопросы тектоники Западно-Сибирской низменности // Геология и геофизика. 1966. № 1. С. 17–27.
 78. Ростовцев Н.Н., Симоненко Т.Н., Уманцев Д.Ф. К вопросу о строении складчатого фундамента Западно-Сибирской низменности // Тр. СНИИГГиМС. Вып. 1. М.: Гостоптехиздат, 1959. С. 11–18.
 79. Смоленцев Е.И. Алгоритм интегрированного прогноза продуктивности кавернозно-трещиноватых карбонатных рифейских коллекторов, (SPE-176742-RU) / Е.И. Смоленцев, А.А. Козяев // Proceedings: SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26-28 October, Moscow, Russia. -2015.
 80. Соболевская В.Н. Об этапах тектонического развития огражденных эпипалеозойских плит // Молодые платформы, их тектоника и перспективы нефтегазоносности. М.: Наука, 1965. С. 207–216.
 81. Судакова В.В. Тектоническое строение северной части Красноленинского свода по данным сейсморазведки 3D / В.В. Судакова // Нефтяное хозяйство. -2011. -№4. –С. 21-25
 82. Сурков В.С. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты // В.С. Сурков, О.Г. Жеро. – М.:Недра, 1981. -143 с.
 83. Тимурзиев А.И. Анализ трещинных систем осадочного чехла и фундамента месторождения Белый Тигр (Вьетнам) / А.И. Тимурзиев // Экспозиция Нефть Газ. -2009. №5 (11).
 84. Тимурзиев А.И. Сдвиговые деформации в чехле Западно-Сибирской плиты и их роль при разведке и разработке месторождений нефти и газа / А.И. Тимурзиев, Г.Н. Гогоненков // Геология и геофизика. -2010. -№5 (51).
 85. Трофимов В.А. Инновационные подходы к решению проблемы поисков углеводородов в глубокозалегающих горизонтах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / В.А. Трофимов, Е.Ю. Горюнов, И.А. Сабиров // Георесурсы. -2017. -№1 (10). –С. 59-68.
 86. Тугарева А.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доюрских отложений центральной части Западно-Сибирской плиты / А.В. Тугарева, Г.А. Чернова, Н.П. Яковлева, М.Л. Мороз // материалы Международной научно-практической конференции «Геосочи-2017. Нефтегазовая геология и геофизика» ООО Издательство полипресс, 2017.-С. 21-24.
 87. Усманов И.Ш. Перспективы нефтегазоносности доюрского фундамента западных участков Сургутского района / И.Ш. Усманов, Г.А. Куриленкова, Е.Г. Штепа // Нефтяное хозяйство. -2007. -№9. –С.30-33.

88. Фомин А.Н. Катагенез и перспективы нефтегазоносности юрских и доюрских отложений Красноленинского свода / А.Н. Фомин // Геология и геофизика. -1992. -№6. –С. 19-21.
89. Халимов Ю.Э. Промышленная нефтегазоносность фундамента в гранитоидных коллекторах // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2012. -Т.7. - №4.- http://www.ngtp.ru/rub/9/58_2012.pdf
90. Хватова И. Моделирование сложного карбонатного месторождения: сравнение модели двойной и одинарной среды на примере Харьягинского месторождения (SPE-160585-RU) / И. Хватова, А. Рено Г. Малютина, Г.Сансиев, И. Кузилов, Т. Миннибаева // Proceedings: SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, 16-18 October, Moscow, Russia. -2012
91. Хромова И.Ю. Гидродинамические исследования как инструмент обоснования сейсмической интерпретации в карбонатных трещиновато-кавернозных резервуарах / И.Ю. Хромова, Д.А. Метт // Геофизика. -2014. -№ 2.
92. Хромова И.Ю. Миграция дуплексных волн - метод картирования трещиноватых зон тектонического генезиса /И.Ю. Хромова // Геология нефти и газа. - 2008.- № 3. - С. 37-47
93. Цепляева А.И. Разработка методики трехмерного геологического моделирования для коллекторов палеозойского фундамента Западной Сибири / А.И. Цепляева // Известия вузов. Нефть и газ. - 2017. - №3. – С. 36-40
94. Цепляева А.И. Геологическое моделирование пород палеозойского фундамента на примере одного из месторождений Западной Сибири // Материалы V Международной конференции молодых ученых и специалистов памяти академика А. П. Карпинского [Электронный ресурс]. – Электрон. данные. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2017. - С.432-434.
95. Цепляева А.И. Особенности применения методов оценки текущего напряжённо-деформированного состояния для прогноза продуктивности залежей УВ палеозойского фундамента Западной Сибири (Красноленинский свод) / А.И. Цепляева, Е.А. Ромашев // Новые технологии - нефтегазовому региону: материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Т1.- Тюмень: ТИУ, 2017.- С.83-86
96. Цепляева А.И. Обзор месторождений, открытых в породах фундамента / А.И. Цепляева // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации): материалы Международной научно-технической конференции. Т.1.- Тюмень: ТИУ, 2016.- С.8-10.
97. Цепляева А.И. Построение геологической модели объекта, сложенного метаморфическими породами (на примере одного из месторождений Красноленинского свода) // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова - Том I;

- Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. –с. 432-434
98. Цепляева А.И. К вопросу о моделировании трещиноватых коллекторов в Западной Сибири // Новые технологии - нефтегазовому региону [Текст]: материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции. Т. 1; - Тюмень: ТюмГНГУ, 2015.- с 105-107
99. Цепляева А.И. Использование наземных геохимических полей в комплексе с результатами сейсморазведки как элемент поиска и картирования залежей нефти и газа / А.И.Цепляева // Вопросы естествознания – 2015 .- № 3 (7) - С.70-72
100. Цепляева А.И. Перспективы нефтегазоносности доюрских отложений на примере одного из месторождений Красноленинского свода / А.И. Цепляева // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией. Том I; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. –с. 307-308
101. Цепляева А.И. Геологические модели формирования локальных высокодебитных залежей ув на некоторых площадях западной сибирии / А.И. Цепляева // VII Сибирская научно - практическая конференция молодых ученых по наукам о Земле (с участием иностранных специалистов): Материалы конференции.- Новосибир. гос. ун-т. Новосибирск РИЦ НГУ, 2014. с.357-358
102. Цепляева А.И. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности на примере рогожниковско-ляминской группы месторождений западной части ХМАО-Югры / А.И.Цепляева // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (Опыт, инновации): Материалы Девятой Международной научно- технической конференции (посвященной 100-летию со дня рождения Протозанова Александра Константиновича) / отв.ред. О.А. Новоселов.- Т.2. Геология, геофизика. Гидрогеология, геотермия и геокриология. Экология, промышленная безопасность. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2014.-с.106-108
103. Харахинов В.В. Новые подходы к изучению нефтегазового потенциала доюрских отложений западно-сибирской нефтегазовой провинции / В.В.Харахинов, Н.М.Кулишкин, С.И.Шленкин, А.В.Олюнин // Геология нефти и газа. – 2015. – № 6. – С. 63–77.
104. Шадрина С.В. Новые данные о фундаменте северо-восточного обрамления Красноленинского свода / С.В. Шадрина, А.П.Кондаков // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 94–99.
105. Шалдыбин М.В. Моделирование трещиноватого коллектора на примере месторождения Томской области / М.В. Шалдыбин, В.Н. Бабов,

- М.Н. Штоколова, Б.А. Федоров // Нефтяное хозяйство. -2013. -№4. – С. 44-48.
106. Шустер В.Л. Нефтегазоносность кристаллического фундамента / В.Л. Шустер // Геология нефти и газа. – 1997. – № 8. – С. 17–19.
107. Шустер В.Л., Пунанова С.А., Самойлова А.В., Левянт В.Б. Проблемы поиска и разведки промышленных скоплений нефти и газа в трещинно-кавернозных массивных породах доюрского комплекса Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2011. – № 2. – С. 26–33
108. Яншин А.Л. Общие особенности строения и развития молодых платформ // Молодые платформы, их тектоника и перспективы нефтегазоносности. М.: Наука, 1965. С. 7–18.
109. Aarre, D. Seismic Detection of Subtle Faults and Fractures / V. Aarre, D. Astratti, T. N. A. Al Dayyuni, S. L. Mahmoud, Andrew B. S. Clark, Michael J. Stellas, J. W. Springer, B. E. Toelle, Ole V. Vejbaek, G. White // Oilfield Review. -2012. -№ 24 (2)
110. Barton, C. A. Fluid flow along potentially active faults in crystalline rock / C.A. Barton, M.D. Zoback, D. Moos // Geology. -1995. -Volume 23. - Issue 8.
111. Belkin, V.I. The structure and origin of highly permeable reservoir rocks in the basal beds of the Jurassic in the Tallinskoye field / V.I. Belkin, A.K. Bachurin // -Transactions of the USSR Academy of Sciences, Earth Science Sections. -1991. -v. 310. -P. 102–104.
112. Brown, J. Imaging: Getting the Picture Downhole / J. Brown, B. Davis, K. Gawankar, A. Kumar, B. Li, C.K. Miller, R. Laronga, P. Schlicht // Oilfield Review. -№3 (September). -2015. –P. 4-21.
113. Co, C. Towards a Better Understanding of the Impact of Fracture Roughness on Permeability-Stress Relationships using First Principles / C. Co, D. Pollard, R. Horne // PROCEEDINGS, 42nd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, February 13-15, 2017 Cox, C.T. Ant tracking seismic volumes for automated fault interpretation / C. T. Cox, K. Seitz // CSPG CSEG Convention. -2007. –P. 670-671
114. Chopra, S. Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization / S. Chopra, K.J. Marfurt. -2007. – 331 p.
115. Chopra, S. Curvature attribute applications to 3D surface seismic data / S. Chopra, K.J. Marfurt // CSEG Recorder. -2006. -№7 (31).
116. Cuong, T.X. Bach Ho field, a fractured granitic basement reservoir, Cuu Long Basin, offshore SE Vietnam: a buried hill play / T.X. Cuong, J.K. Warren // Journal of Petroleum Geology. -2009. -V 32. –No 2. –P. 129-156.
117. Dmitriyevskiy, A.N. Hydrothermal Origin of Oil and Gas Reservoirs in Basement Rock of the South Vietnam Continental Shelf // A.N. Dmitriyevskiy, F.A. Kireyev, R.A. Bochko, T.A. Fedorova // International Geology Review. - 1993. -Vol.35. -No.7. –P. 621- 630.

118. Evans, B.W. Serpentine: What, Why, Where? / B.W. Evans, K. Hattori, A. Baronnet // *Elements*. -2013. -Vol. 9. -P. 99-106.
119. Fomin, A.N., Maturity of organic matter and petroleum potential of Paleozoic deposits in the West Siberian basin / A. N. Fomin // *Russian Geology and Geophysics*. -2004. -№45 (7). -P. 833–842 (786–793).
120. Frost, B.R. Essentials of Igneous and Metamorphic petrology / B.R. Frost, C.D. Frost. New York: Cambridge University Press, 2014. -310 p.
121. Jenkins, C. Quantifying and predicting naturally fractured reservoir behavior with continuous fracture models / C. Jenkins, A. Ouenes, A. Zellou, J. Wingard // *AAPG Bulletin*. -№11 (93). -2009. -P. 1597–1608.
122. Harvey, P.K. Petrophysical properties of Crystalline Rocks / P.K. Harvey, T.S. Brewer, P.A. Pezard, V.A. Petrov (eds). Geological Society, London, Special Publications, 2005. -360 p.
123. Kiss, B. Well Log Interpretation of Metamorphic Hydrocarbon-Bearing Formations / B. Kiss, J. Toth // *First Break*. -1985. -Vol.3. -No.5. P. 24-31.
124. Kolesnik, V. Analysis of reservoir rock with dual porosity / V. Kolesnik, A. Tseplyaeva // *ABSTRACTS East Meets West International Student Petroleum Congress & Career Expo*. Krakow, Poland, 2013. -p.34
125. Khromova, I., Kunin, K. Exploration and Oil Discovery in Pre-Jurassic Section of a Field in Western Siberia – A New Idea for the Mature Basin. SPE-17622-MS, 2012.
126. Lee, W.J. Fracture Evaluation with Pressure Transient Testing in Low-Permeability Gas Reservoirs / W.J. Lee, S.A. Holditch // *Journal of Petroleum Technology*. -1981. -№09.
127. Lisle, R.J. Detection of zones of abnormal strains in structures using Gaussian curvature analysis / R.J. Lisle // *AAPG Bulletin*. -1994. –Vol. 78. –P. 1811-1818.
128. Nelson, E. J. The relationship between closure pressures from fluid injection tests and the minimum principal stress in strong rocks / E.J. Nelson, S.T. Chipperfield, R.R. Hillis, J. Gilbert, J. McGowen, S.D. Mildren // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. -2007. –Vol. 44. -Issue 5. –P. 787-801.
129. Nelson, R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs / R.A. Nelson. -Gulf Publishing Co., Book Division, 2nd Edition, 2001. -332 p.
130. Mai, H.Y. Attribute Illumination of Basement Faults, Cuu Long Basin, Vietnam (SEG-2008-0909) / Ha T. Mai, K.J. Marfurt // *Proceedings: 2008 SEG Annual Meeting, 9-14 November, Las Vegas, Nevada*. -2008
131. Mitchell, T. M. Experimental measurements of permeability evolution during triaxial compression of initially intact crystalline rocks and implications for fluid flow in fault zones / T.M. Mitchell, D.R. Faulkner // *Journal of Geophysical Research*. -2008. –Vol. 133.
132. Meza, O.E. Influence of Stress Field in the Productivity of Naturally Fractured Reservoirs in Metamorphic Basement: A Case Study of the San Pedro Field, Amotape Group (SPE-138946) / O.E. Meza, P. Peralta, E. Nunez

- // Proceedings: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 1-3 December, Lima, Peru. -2010.
133. O'Hanley, D.S. Fault-related phenomena associated with hydration and serpentine recrystallization during serpentinization / D.S. O'Hanley // Canadian Mineralogist. -1991. -Vol. 29. -P. 21-35.
 134. Pyatkov, M.I. Composition of vuggy and porous rocks of the Talin field and their relation to reservoir properties / M.I. Pyatkov, V.P. Pitkevich, T.Yu Kiseleva, R.I.Medvedskiy // Physico-lithological characteristics and reservoir properties of productive, deeply buried rocks of West Siberia. Tyumen: Russia, ZapSibNIGNI, 1988. P. 128–135.
 135. Preisig, G. Development of connected permeability in massive crystalline rocks through hydraulic fracture propagation and shearing accompanying fluid injection / G. Preisig, E. Eberhardt, V. Gischig, V. Roche, M. van der Baan, B. Valley, P. K. Kaiser, D. Duff, R. Lowther // Geofluids. -2015. –Vol. 1-2 (15).
 136. Pedersen, S. I. Automatic 3D Fault Interpretation by Artificial Ants / S.I. Pedersen, T. Randen, L. Sonneland, O. Steen // The 64-th Meeting, EAEG Expanded Abstracts, G037. -2002.
 137. Roberts, A. Curvature attributes and their application to 3D interpreted horizons / A. Roberts // First Break. -№2. -2001.
 138. Rezk, G. Analysis of Pressure Transient Tests in Naturally Fractured Reservoirs / G. Rezk // Oil & Gas Research. -2016. –Vol. 2. -Issue 3.
 139. Samoletov, M.V. Prediction of potential prospects in pre-Jurassic and Lower–Middle Jurassic rocks of the Krasnolenin arch, West Siberia / M.V. Samoletov, N.N. Nemchenko, Yu.A. Bartashevich, V.A. Taldykin // Geologiya Nefti i Gaza, -1989. -№4. P. 9–12.
 140. Sibbit, A.M. Quantifying Porosity and Estimating Permeability From Well Logs in Fractured Basement Reservoirs / A.M. Sibbit // Proceedings: SPE Petro Vietnam '95, Ho Chi Minh City, SR. Vietnam, 1st-3rd Mar. SPE-30157. -1995.
 141. Smith, J.E. Basement Reservoir of La Paz-Mara Oil Fields, Western Venezuela / J.E. Smith // AAPG Bulletin. -1956. -Vol.40. –P 380-385.
 142. Soewono, S. Application of the Dual Porosity Concept for Well Log Interpretation of Jatibarang Volcanic Tuff / S. Soewono // Proceedings: 16th Ann. Conv., Indonesian Petr. Assoc., Jakarta. -1987. -Vol.2. –P. 87-106.
 143. Sung, W.M. Characterization of Fractured Basement Using Statistical and Fractal Methods (SPE-90337-MS) / W.M. Sung, J.H. Park // Proceedings: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 26-29 September, Houston, Texas. -2004
 144. Tiab D. Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties / D. Tiab, E.C. Donaldson. – 4th ed. – Oxford: Elsevier, 2004. – P. 889

145. Tseplyaeva, A.I. 3D Geological modeling of the Paleozoic deposits: Krasnoleninsk arch case / A.I. Tseplyaeva // The 8th International Siberian Early Career GeoScientists Conference: Proceedings of the Conference: Novosibirsk. - 2016. - P. 332-333
146. Tseplyaeva, A. I. Perspectives of oil and gas presence in pre-jurassic sediments on the example of one west siberian deposit / A.I. Tseplyaeva // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 27 (2015) <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/27/1/012019>
147. Warren, J.E. The behavior of naturally fractured reservoirs / J.E. Warren, P.J. Root // -SPE Journal. -№3. -1963. P. 245-255.
148. Yolkin, E.A. Paleozoic facies megazones in the basement of the West Siberian geosyncline / E.A. Yolkin, A.E. Kontorovich, N.K. Bakharev, S.Yu. Belyaev, A.I. Varlamov, N.G. Izokh, A.V. Kanygin, V.A. Kashtanov, N.P. Kirda, A.G. Klets, V.A. Kontorovich, V.I. Krasnov, V.A. Krinin, S.A. Moiseev, O.T. Obut, S.V. Saraev, N.V. Sennikov, V.M. Tishchenko, Yu.F. Filippov, A.V. Khomenko, V.G. Khromykh // - Russian Geology and Geophysics. -№48. -2007. P, 491–504.
149. Zoback, M.D. Reservoir Geomechanics / M.D. Zoback. New York: Cambridge University Press, 2007. -504 p.
150. Zoback, M.D. Fracture permeability and in situ stress to 7km depth in the KTB Scientific Drillhole / M.D. Zoback, T. Ito // Geophysical Research Letters. -2000. -Vol. 27. -№7. -P. 1045-1048.