

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК
(ИПНГ РАН)

На правах рукописи

КУТУКОВА НАТАЛЬЯ МИХАЙЛОВНА

**Реконструкция геологического строения, условий формирования и прогноз
углеводородных скоплений рифейских отложений Камовского свода
Байкитской антеклизы Восточной Сибири
(на примере Юрубчено-Тохомского месторождения)**

25.00.12 - «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений»

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
Шустер В.Л.
Доктор геолого-минералогических наук

г. Москва – 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОЙ ЗОНЫ	10
1.1. Краткая история изучения карбонатных пород позднего рифея южной части Сибирской платформы	10
1.2. Стратиграфическая характеристика осадочного чехла Камовского свода	16
1.3. Основные черты тектоники Камовского свода Байкитской антеклизы	34
1.4. Нефтегазоносность Камовского свода Байкитской антеклизы	41
ГЛАВА 2. НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ПРОГРАММА ИЗУЧЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ РИФЕЙСКОЙ ЗАЛЕЖИ ЮТМ	47
2.1. Проблемы оценки нефтегазоносности рифейского природного резервуара ЮТМ	49
2.2. Научно-методическая программа исследований карбонатного резервуара рифейской залежи ЮТМ	52
ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 2	62
ГЛАВА 3. ЛИТОЛОГИЯ И ТИПЫ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА РИФЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОЙ ЗОНЫ (<i>защищаемое положение №1</i>)	64
3.1. Литологическая характеристика рифейских отложений	65
3.2. Вторичные преобразования рифейских карбонатных отложений	88
3.3. Типы пустотного пространства рифейских отложений	112
ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 3	128
ГЛАВА 4. УТОЧНЕНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЮРУБЧЕНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ЮТЗ (<i>защищаемое положение №2</i>)	131
4.1. Построение модели разломов в рифейских отложениях Юрубченской залежи ЮТЗ	131
4.2. Оценка степени раскрытости трещин в рифейском природном резервуаре Юрубченской залежи ЮТЗ	145
ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 4	151
ГЛАВА 5. ПРОГНОЗ ЗОН ВЫСОКОЙ ПРОДУКТИВНОСТИ УГЛЕВОДОРОДОВ ЮРУБЧЕНСКОЙ ЗАЛЕЖИ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ (<i>защищаемое положение №3</i>)	152
ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 5	163
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	164
СЛОВАРЬ СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	166
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ	167

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	169
СПИСОК РИСУНКОВ	176
СПИСОК ТАБЛИЦ	181

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования.

Снижение прироста запасов и как следствие добычи углеводородов в традиционных песчано-алевритовых коллекторах на территории Российской Федерации заставляет все большее внимание уделять поиску и разведке месторождений нефти и газа в карбонатных отложениях. Одним из таких перспективных районов является Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления и в частности карбонатных отложений Юрубчено-Тохомского месторождения (ЮТМ). Для успешного освоения углеводородных ресурсов рифея в пределах ЮТМ необходимо проведение комплексных литолого-петрофизических исследований для выявления закономерностей строения рифейского природного резервуара и разработки концептуальной модели строения резервуара.

Степень разработанности темы исследования.

Неоценимый вклад в исследования геологического строения рифейских отложений внесли ученые и геологи В.В. Харахинов, С.И. Шленкин, К.И. Багринцева, О.В. Постникова, И.В. Вараксина, А.Э. Контрович, О.В. Гутина, Краевский Б.Г., Кригин В.А., Поздняков В.А., Трофимук А.А., Хабаров Е.М., Шенфиль В.Ю. Изначально считалось, что емкость рифейского пласта обеспечивается вертикальными трещинами с развитыми по стенкам пустотами выщелачивания. При получении новых данных в 2010-2012 годах, а именно керн со 100% выносом, данная модель не подтвердилась. Фактический материал, в том числе керн, передовые методы его исследования, современные методы обработки 3D сейсморазведки, бурение горизонтальных скважин, комплексная систематизация имеющегося геолого-промыслового материала, а также привлечение трудов известных геологов позволили создать новую концептуальную геологическую модель рифейских отложений ЮТЗ, определить модель коллектора.

Объект исследования.

Рифейские отложения Камовского свода Байkitской антеклизы Сибирской платформы.

Цель исследования.

Целью диссертационной работы является выявление закономерностей геологического строения, реконструкция условий формирования и определение критериев продуктивности рифейских отложений Камовского свода Байkitской антеклизы (на примере Юрубчено-Тохомского месторождения)

Фактический материал.

Автором проведен визуальный анализ 7942 погонных метров керна по 103 скважинам (количественная оценка параметров трещин и каверн). Также проанализированы шлифы в количестве 1150 по 23 скважинам. Привлечены результаты исследований фильтрационно-емкостных свойств пород продуктивного пласта: пористость (6668 определений из 67 скважин), проницаемость (4108 определений из 63 скважин), по ГИС (пористость - 108 скважин). На основе результатов изучения оптическими, электронно-микроскопическими, дифрактометрическими методами исследований, а также специальных методов (микротомографии, катодолюминисценция, стереомикроскопия, растрово-электронная микроскопия) проведен системный анализ пустотного пространства изучаемых отложений. Результаты анализов и привлеченных методов сопоставлены друг с другом, после чего автором сделаны аналитические выводы. Петрофизические исследования, выполненные в разное время в различных лабораториях ОАО «ТомскНИПИнефть», ВНИИГИС (г. Октябрьский), ВНИИГИК (г. Тверь), СНИИГГиМС (г. Новосибирск), ОАО НПЦ «Тверьгеофизика» (г. Тверь), ООО ЭКОГЕОС ЛТД (г. Москва), РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина (г. Москва), объединены впервые в единую базу. В диссертационной работе использованы геолого-промысловые данные компании-недропользователя АО «Востсибнефтегаз» (гидродинамические исследования, результаты работы скважин), а также материалы совместной интерпретации ГИС специалистами ПАО «НК «Роснефть» и ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть». В работе использовались результаты освоения горизонтальных скважин - 56 скважин, ГДИС - 105 скважин (в том числе, разведочные скважины), гидропрослушивания - 28 исследований. Также для выполнения поставленных задач привлекались данные по трещиноватости, полученные при сканировании стенок скважины акустическими и электрическими методами (50 имиджерей), данные космоснимков и сейсморазведки МОГТ-3D (3040 км²). Результаты интерпретации 3D сейсморазведки предоставлены ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть».

Методы исследования.

Использованы современные методы и технологии:

- составлена и реализована научно-методическая программа по изучению рифейских карбонатных отложений ЮТЗ;
- проведен литолого-фациальный анализ на материалах керна новых скважин и шлифов, который позволил реконструировать новую концептуальную модель рифейского природного резервуар ЮТЗ;
- уточнено современное положение дизъюнктивных нарушений глубокозалегающих толщ рифея и связанных с ним зон повышенной трещиноватости на основе детальной корреляции разрезов скважин с привлечением данных сейсморазведки МОГТ-3D. Корреляция

выполнена в программном обеспечении «Petrel» - в работе используются современные методы геологического моделирования и построения цифровых моделей.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

1. Изучение литологической характеристики рифейских отложений.
2. Изучение влияния вторичных процессов на рифейские отложения
3. Типизация пустотного пространства рифейских отложений и выявление условий его формирования.
4. Анализ трещиноватости исследуемых отложений.
5. Уточнение разломной модели рифейских отложений Юрубченской залежи ЮТЗ.
6. Прогноз зон максимальной продуктивности в рифейских отложениях Юрубченской залежи ЮТЗ.

Личный вклад автора:

1. Уточнена концептуальная геологическая модель рифейских продуктивных отложений Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения, на основе которой выделены две зоны, различные по фильтрационно-емкостным свойствам, что объясняет различие в продуктивности скважин в этих зонах.
2. Описан керн (7942 м, выезд в кернохранилище, подбор коллекции на исследования, выбор методов исследования), выполнена детальная корреляция 84 скважинных разрезов, проведено описание петрографических шлифов в количестве 1150 штук, подготовлены литологические колонки (23 скважины) с выделением 11 литотипов, в основу выделения положены структурно-текстурные признаки пород.
3. Уточнена зональная тектоническая модель рифейских продуктивных отложений Юрубченской залежи ЮТЗ на основе детальной корреляции скважинных разрезов и результатах интерпретации сейсморазведки МОГТ-3D.
4. Изучены закономерности и построены карты распространения литотипов, окремнения, глинистости, трещиноватости, кавернозности, карты продуктивности, карты разломов и тектонических нарушений рифейского пласта Юрубченской залежи ЮТЗ, которые послужили основой для подготовки итоговой прогнозной карты (карта вероятности успеха) для планирования эксплуатационного бурения.
5. Предложена специальная научно-техническая программа по изучению карбонатных отложений, включающая интеграцию разномасштабных геолого-геофизических исследований.

Научная новизна:

1. В результате комплексирования литологических и петрофизических исследований по предлагаемой автором методике впервые установлены закономерности распространения щелевидных пустот в интракластовых доломитах, как основного типа емкости продуктивного коллектора. Даны количественные характеристики различных типов пустотного пространства.
2. Впервые уточнено положение дизъюнктивных нарушений глубокозалегающих толщ рифея и связанных с ними зон повышенной трещиноватости Юрубченской залежи месторождения, что позволило научно обосновать выделение зон с максимальной трещиноватостью рифейских продуктивных отложений.
3. Впервые определены тектонические и литологические критерии продуктивности рифейских отложений, такие как наличие интракластовых доломитов, степень окремнения и глинистости, наличие повышенной трещиноватости. С помощью выявленных критериев обоснованы закономерности распределения нефтегазоносности в пределах ЮТЗ. Это дало возможность для эффективного прогнозирования начальных дебитов в новых скважин.

В работе защищаются следующие научные положения:

1. Емкостное пространство карбонатных отложений рифейского нефтегазоносного комплекса представлено шестью основными типами пустот: щелевидные горизонтальные (межслоевые), конседиментационные межкристаллические (матричные), катагенетические внутрикаркасные (первичное выщелачивание), вторичные по каркасу стилолитов (вторичное выщелачивание), вторичные по катагенетическим пустотам (унаследованное выщелачивание), микропустотность в кремнистых прослоях. Основная эффективная емкость рифейских отложений связана с щелевидными пустотами, развитыми в окремненных интракластовых доломитах.
2. Формирование разломов и зон трещиноватости рифейского резервуара ЮТМ обусловлено надвиговыми деформациями. Разрывные нарушения контролируются расположением триасовых интрузий в венд-кембрийских отложениях. Трещины северо-западного простирания имеют большую раскрытость по сравнению с трещинами северо-восточного простирания.
3. Созданная концептуальная модель Юрубченской залежи углеводородов включает в себя прогноз распространения интракластовых доломитов, кавернозных интервалов, зон и участков окремнения, трещиноватости, глинистости и является основой для выделения высокоперспективных зон. Высокая продуктивность рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения связана с участками одновременного развития окремненных интракластовых доломитов и зон интенсивной трещиноватости.

Практическая значимость работы.

Основные положения диссертационной работы использовались при составлении дополнения к технологической схеме разработки Юрубчено-Тохомского месторождения (2016г) и подсчета запасов (2019г). В результате проведения комплексных работ и увязки между собой результатов широкого спектра разномасштабных геолого-промысловых исследований автором даны рекомендации по оптимальному направлению горизонтальных скважин в слабопродуктивной зоне. На основе созданной концептуальной модели автором рекомендована стратегия проводки горизонтальных стволов. Данные рекомендации использованы при формировании текущих годовых и полугодовых геолого-технологических мероприятий по АО «Востсибнефтегаз». Основные положения диссертационной работы в части разработки концептуальной модели легли в описание Юрубчено-Тохомского месторождения во всемирной базе месторождений-аналогов C&C Reservoirs.

Благодаря уточнению концептуальной модели рифейских продуктивных отложений ЮТЗ автором были предложены рекомендации по корректировке проводки горизонтального ствола скважины в продуктивном пласте, что позволило получить запускные дебиты нефти в 2,5 раза выше, чем планировалось.

Степень достоверности и апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались автором на международных научно-практических и межрегиональных конференциях: на IV Межрегиональной конференции молодых специалистов ПАО «НК «Роснефть» (г. Москва, 2009 г.); на 8-ой Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности» (г. Москва, 2009г.); на XVIII Губкинских чтениях (г. Москва, 2009 г.); на 4-й Международной научно-практической конференции и выставке при поддержке EAGE «К новым открытиям через интеграцию наук» (г. Санкт-Петербург, 2010 г), на научно-практической конференции ЕАГО «Сочи-2011. Проблемы геологии и геофизики нефтегазовых бассейнов и резервуаров» (г. Сочи, 2011 г); на научно-практической конференции, посвященной 25-летию ОАО «ТомскНИПИнефть» (г. Томск, 2011г.), на школе-семинаре «Петрофизическое моделирование осадочных толщ» (г. Санкт-Петербург, 2013г.); на третьей тематической конференции ЕАГО «Карбонатные резервуары - 2017» на базе РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина (г. Москва, 2017); на 72-ой международной молодежной научной конференции «Нефть и газ - 2018» при поддержке РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина (г. Москва, 2018) и на XXV Международной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Ломоносов» на базе МГУ им. М.В. Ломоносов (г. Москва, 2018); на 6-ой научно-практической конференции при поддержке EAGE «Тюмень 2019» (г. Тюмень, 2019); на 4-ой научно-практической конференции EAGE «Геостатистика в нефтяной геологии» (г. Флоренция,

Италия, 2019); на 4-ой научно-практической молодежной конференции «Росгеология. В поисках новых открытий» (г. Иркутск, 2019). Всего 13 конференций.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 20 работ, включая 10 статей в изданиях, входящих в перечень рецензируемых журналов, рекомендованных ВАК РФ.

Структура и объем работы. Диссертационная работа содержит введение, пять тематических глав и заключение, список литературы из 87 наименований. Объем работы составляет 181 страниц, в т.ч. 109 рисунков и 14 таблиц.

ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОЙ ЗОНЫ

1.1. Краткая история изучения карбонатных пород позднего рифея южной части Сибирской платформы

Территория исследования располагается в западной части Сибирской платформы на Камовском своде центральной части Байкитской антеклизы (рисунок 1). Юрубчено-Тохомское месторождение открыто в 1982 году поисковой скважиной Юр-2, при испытании которой получен приток газа. Первый приток нефти дебитом в $367 \text{ м}^3/\text{сут}$ на месторождении получен в 1984 году в скважине Юр-5. На настоящий момент времени в пределах Юрубчено-Тохомской зоны пробурено около ста поисково-разведочных скважин и 47 эксплуатационных скважин.



Рисунок 1. Тектоническая карта нефтеносных провинций Сибирского Федерального округа с нанесением расположения объекта исследования – Юрубчено-Тохомское месторождение (по Старосельцеву В.С., 2015). С дополнениями автора.

Первые отрывочные сведения о некоторых общих чертах геологии южной части Сибирской платформы были получены академическими экспедициями во второй половине XVIII в. Геологические исследования в этой области производились как маршрутные несколькими крупными экспедициями в самые малоизвестные районы, так и более детальные в

отдельных местностях. Было выявлено, что здесь залегают вблизи дневной поверхности очень древние осадочные породы. Первые маршрутные геологические исследования на территории Сибирской платформы начались лишь в последней трети XIX века в связи с образованием Геологического комитета (ГЕОЛКОМА) России. Новые экспедиции организовывала не только Академия Наук, но и Русское географическое общество, сибирские отделы, открытые – первый в 1851 г. в Иркутске и второй в 1877 г. в Омске. Из крупных экспедиций отмечаются в хронологическом порядке: Забайкальская экспедиция Ахте, главным деятелем которой был Н.Г. Меглицкий, изучавший Верхоянский хребет, берега Байкала, Удский край и хр. Становой, в последней участвовали горный инженер М.И. Кованько, топограф С.В. Крутиков, чертежник А.А. Аргунов и шихтмейстер Иван Дудин, также собиравшие геологические данные. Сибирская экспедиция, организованная Географическим обществом, изучала Амурский и Уссурийский края и о. Сахалин, в ней участвовали астроном Л.Э. Шварц, топографы И. Крыжин, А.Ф. Усольцев. Отмечаются экспедиции Чекановского на Нижнюю Тунгуску, Оленек и низовье р. Лены, совершенные по поручению Географического общества, и Лопатина на Подкаменную Тунгуску от Академии Наук. Северозападная часть области, примыкающая к р. Енисею, была изучена преимущественно экспедициями – И.А. Лопатина и Ф.Б. Шмидта в низовья Енисея, Чекановского по всему течению Нижней Тунгуски, Лопатина по Подкаменной Тунгуске. В результате этих исследований были сделаны крупные успехи. Особый вклад внесли А.Л. Чекановский и И.Д. Черский, установившие юрский возраст угленосных отложений, и экспедиции на севере, охватившие в общих чертах строение обширных бассейнов, ранее почти или совершенно неизвестных, как бассейны нижней и Подкаменной Тунгуски, Оленека и Вилюя, в которых также были собраны фауна и флора.

Маршрутные геологические исследования Сибирской платформы, начатые в конце XIX века, были продолжены в начале XX века. Систематическое геологическое изучение южной части Сибирской платформы развернулось в 30-х годах, а в послевоенный период вся ее площадь была закартирована в масштабах 1:1000000 и 1:200000. На материале 200000-ной геологической съемки Сибирской платформы были стратифицированы разрезы докембрия. Здесь были открыты и разведаны многие месторождения рудных, нерудных и горючих ископаемых.

В изучение рифейских и вендских образований Сибирской платформы, начатое в первые десятилетия XX в. В. А. Обручевым и М., М. Тетяевым, значительный вклад внесли И. Н. Крылов, М. А. Семихатов, Б. С. Соколов, В. В. Хоментовский, И. Н. Чумаков, Б. Р. Шпунт. Важное значение для их расчленения и датирования имели исследования строматолитов и микрофоссилии, а также результаты радиоизотопных определений абсолютного возраста пород [48].

В современный период основное развитие изучения геологического строения Сибирской платформы связано с поисками и разведкой скоплений нефти и газа. Основными методами для изучения являются сейсмические работы и бурение разведочных скважин. Таким образом, с позиции изучения нефтегазоносности качественно новый этап начался в начале 70^{-х} годов с созданием треста «Красноярскнефтегазразведка» (ныне ОАО «Енисейнефтегаз» и ОАО «Енисейгеофизика»). В 1974-1975 годах Верхнетохомским отрядом треста в междуречье Ангара и Подкаменной Тунгуски (бассейны р.р. Тохомо, Левое и Правое Камо) проводились структурно-поисковые работы масштаба 1:100 000 (Желудков В.И.). По их результатам было уточнено структурно-тектоническое строение района, детализированы Верхнетохомское поднятие, Манкурский купол, выявлены Бугарикская брахиантиклиналь, Большепитский структурный нос, Нюрюндинская мульда.

В 1974-1981 годах в рассматриваемом районе велось структурно-колонковое бурение. Работы проводились в три этапа: Верхнетохомская площадь (В.Г. Васильев, 1976 г), Тохомская площадь (С.В. Носковский, 1978 г), профиль Тохомо-Куямба (Г.Т. Дербенко, 1982 г).

Западная часть Сибирской платформы является одной из наименее изученных сейсморазведкой геологических регионов России. Весьма сложные поверхностные и глубинные сейсмогеологические условия, труднодоступность этой территории существенно сдерживают развитие здесь сейсмических исследований и обуславливают в некоторых случаях низкую их эффективность. Имеющиеся представления о глубинном геологическом строении этого региона базируются в основном на результатах интерпретации гравитационных и магнитных аномалий, нередко носят гипотетический характер и требуют проверки более точными методами исследования (сейсморазведкой, бурением). СНИИГГиМСом совместно с трестом «Красноярскнефтегазразведка» летом 1971г. были выполнены сейсмические исследования по р. Подкаменной Тунгуске на участке Полигус — Байкит — Ошарово (рисунок 2).

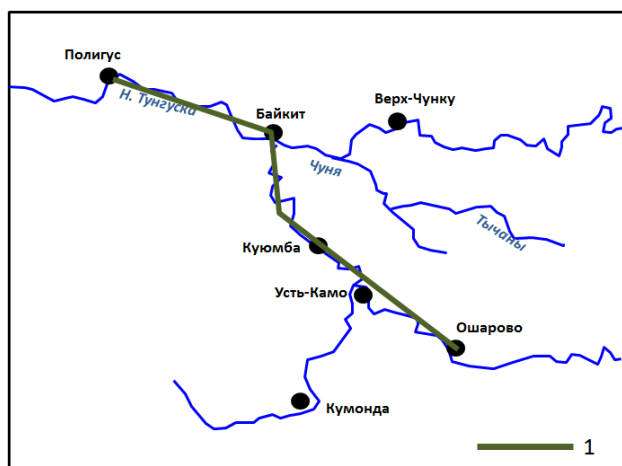


Рисунок 2. Схема расположения сейсмических профилей в районе исследования: 1 — линия профиля [Кутукова, 2008].

Эти исследования, как часть планируемых многолетних сейсмических работ, направлены на разработку методики изучения границ фундамента и уточнения имеющихся представлений о глубинном геологическом строении западной части Сибирской платформы. Здесь выполнены аэромагнитные и гравитационные среднемасштабные и детальные съемки, данные которых послужили основой для построения ряда вариантов карт и схем строения кристаллического фундамента [4].

Проведенные исследования показали достаточно высокую эффективность использованных методических приемов сейсморазведки, направленных на изучение границ фундамента в западной части Сибирской платформы. В этом время получены новые сведения, уточняющие представления о глубинном строении исследованного района. Определена глубина залегания предполагаемой поверхности кристаллического фундамента, изменяющаяся по профилю от 5 до 10 км, установлен блоковый характер строения фундамента, намечены зоны дизъюнктивных нарушений. Именно тогда отмечено четкое отображение блокового строения фундамента, по данным сейсмических зондирований, в естественных геофизических полях. Подробные для рассматриваемой территории структурные карты поверхности фундамента составлялись Н.Н. Дашкевичем, А.П. Четверговым и В.И. Яскевичем, Т.Н. Спижарским, Л.Я. Проводниковым, В.К. Пятницким, Д.Б. Тальвирским, Ю.А. Трапезниковым и Э.М. Яганцевым. Составленные этими исследователями геолого-геофизические структурные карты легли в основу существующих схем тектонического районирования.

К настоящему времени на территории западной части Сибирской платформы (Камовского поднятия или свода) помимо различных съемок пробурено около 300 скважин. Первая параметрическая скважина Юр-1 в пределах Камовского поднятия забурена в апреле 1981 года. Скважина оказалась в зоне отсутствия рифейских отложений. В 1982 году в южной части поднятия началось бурение поисковой скважины Юр-2. При испытании этой скважины в интервале 2210-2251 (-1952 ÷ -1993) метра, охватывающего оскобинскую свиту венда и верхнюю часть рифея, получен приток газа дебитом 226 тыс.м³/сут через диафрагму 13,5 мм. Поисковые скважины Юр-3 и Юр-4, бурение которых началось в 1983 году, не были доведены до проектной глубины из-за поглощений в рифейских отложениях, сопровождавшихся интенсивными газопроявлениями [31, 33].

В октябре 1984 года в поисковой скважине Юр-5 при испытании открытого ствола в интервале 2285-2295 (-2040 ÷ -2050) метров получен приток безводной нефти дебитом 367,4 м³/сут через штуцер диаметром 15 мм. По итогам геологических работ 1984 года месторождение поставлено на Государственный баланс под названием Юрубченское. Открытая зона была названа Юрубчено-Тохомская зона (ЮТЗ) нефтегазонакопления [23].

Активное разведочное бурение на Юрубченском месторождении начато в 1986 году. Начиная с 1987 г., работы велись в соответствии с «Комплексной программой оптимизации региональных, поисковых и разведочных работ в Юрубчено-Тохомской зоне нефтегазонакопления», выполнение работ растянулось до 1992 года, и в полном объеме они так и не были выполнены.

В соответствии с принципом адаптивности Комплексной программы в 1989 г. было составлено дополнение к ней. Были дополнительно размещены поисковые скважины, изменены проектные глубины ряда поисковых и разведочных скважин. В 1992 г. составлено еще одно дополнение к комплексной программе, однако в связи с сокращением, а затем и полным прекращением работ в Юрубчено-Тохомской зоне реализация этого дополнения практически не проводилась.

После 2000-х годов разведочное бурение было продолжено, пробурено 12 разведочных скважин. В скважинах отбирался керн по новым технологиям, которые обеспечили 100% вынос керна, что в свою очередь позволило сформировать концептуальную модель рифейского природного резервуара. Кроме того, начиная с 2010 года, пробурено порядка 50 эксплуатационных скважин с горизонтальным окончанием в разных частях месторождения.

Огромную важность имело бурение скважин Мдр-156, Юр-110, Юр-30, Юр-69, вскрывших рифейские отложения на значительную (от 649 до 1790 м) глубину. В результате бурения этих скважин удалось получить принципиально новую информацию о строении рифея внутренних районов Сибирской платформы, составить сводный разрез и схему корреляции рифейских отложений Юрубчено-Тохомской зоны, решить многие проблемы, связанные со стратиграфией рифейских отложений.

Так как на месторождении с 1980 года велась активная фаза разведочных работ и пробурено относительно большое количество разведочных скважин, то изучение рифейского карбонатного керна было всегда актуальной задачей. В общем в решение проблем изучения карбонатных пород (литология, пустотность, проницаемость) – коллекторов нефти и газа внесли свой огромный вклад А.И. Конюхов (1976), Е.М. Смехов (1974, 1985), Ф.И. Котяхов (1977), К.И. Багринцева (1965, 1977, 1982, 1986), Я.Н. Перькова (1966, 1986, 1985), Л.П. Гмид (1968, 1970, 1985), Ю.И. Марьенко (1978, 1986), Г.Е. Белозерова (1979, 1986), В.Н. Киркинская (1981), Б.К. Прошляков, В.Г. Кузнецов (1981), А.Н. Дмитриевский (1982, 1986, 1992), Т.Т. Клубова (1986). Литология рифейских пород широко освещена в работах Е.М. Хабарова. В работах этого исследователя детально рассмотрены состав, структура, обстановки формирования рифейских строматолитовых построек [71, 72, 73, 74]. Большой вклад в изучении литологии рифейских пород внесли В.Г. Кузнецов и Н.М. Скобелева [34, 35, 58].

В работе использовались труды зарубежного исследователя Т.Гольф-Рахта [10] по изучению раскрытости трещин, изменению емкости их в образце и в пласте, выявлению наличия открытых трещин различной ориентировки.

Также стоит отметить неоценимый вклад в изучение литологии рифейских пород и определению трещинной емкости методом насыщения люминофором образцов керна работы К.И. Багринцевой [2], в настоящем исследовании также учитывались результаты этих работ и увязывались с другими видами исследований.

1.2. Стратиграфическая характеристика осадочного чехла Камовского свода.

Существенный вклад в разработку стратиграфии Сибирской платформы внесли О.Н. Андреева, М.А. Жарков, И.П. Карасев, В.С. Карпышев, Е.П. Марков, В.П. Маслов, С.П. Микуцкий, С.В. Обручев, М.А. Семихатов, Ю.Л. Сластенов, Б.С. Соколов, Д.С. Сороков, Н.П. Суворова, Ю.И. Тесаков, М.М. Тетяев, Л.Ф. Тыщенко, Н.Н. Урванцев, Г.С.Фрадкин, В.В. Хоментовский, Л.М. Шорохов и др. [55, 56, 78, 79].

Осадочный чехол, залегающий на поверхности кристаллического фундамента архей-протерозойского возраста, сложен породами рифейского, венд-кембрийского, ордовикского и четвертичного возраста.

Архей-протерозой – Ar-Pt

Кристаллический фундамент

Породы, относимые к фундаменту, вскрыты в пределах северной части Юрубчено-Тохомской зоны скв. Юр-1, 6, 9, 66, 67, 112. Они представлены красновато-серыми, розовато-серыми, розовато-коричневыми, мелко- и среднекристаллическими гранитами и гранито-гнейсами. Абсолютный возраст этих пород, определенный Rb-Sr методом [13], по образцам, отобраным в скважинах Юр-66, 67, составил 2,2-2,4 млрд. лет, что позволяет датировать эти образования ранним протерозоем.

Рифей

Наибольший вклад в обоснование стратиграфических схем рифея внесли Краевский Б.Г., Гутин О.В., Кригин В.А., Наговицин К.Е. и другие [4, 14, 27, 28, 29, 32]. Несмотря на высокую степень разбуренности Байкитской антеклизы до сих пор нет четкого и однозначного понимания последовательности залегания рифейских толщ, их мощности и корреляции. Главной причиной этого является то, что рифейские отложения перекрываются различными свитами венда с угловым и стратиграфическим несогласием, и в разных частях Юрубчено-Тохомской зоны скважинами вскрываются разные уровни рифея. Полный разрез рифейских отложений в едином пересечении не вскрыт.

Среди других факторов, затрудняющих корреляцию рифейских отложений, можно отметить:

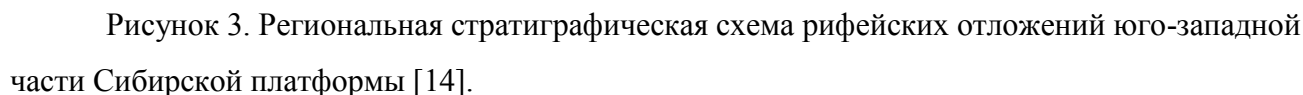
- наличие в разрезе рифея толщ, сложенных близкими по литологическому составу и структуре породами, что отчетливо видно на примере разрезов скважин Мдр-156 и Юр-110;
- неоднозначность решения вопроса о масштабах фациальных замещений в отложениях рифея;

- наличие в рифейском структурном ярусе разрывных нарушений, характеризующихся значительной амплитудой.

Еще 10 лет назад был сделан вывод о существенных различиях условий седиментации в разных частях рифейского бассейна ЮТЗ [14, 24] и необходимости выделения фациальных зон разного типа. Сейсмические исследования МОГТ-3D конца 90-х - начала 2000гг. на площади Байkitской антеклизы позволили подойти к этому вопросу с другой стороны. При анализе временных разрезов [25] выяснилось, что рифейский комплекс значительно меняет свою мощность - от 1,5 км и возможно до 15 км, образуя серию палеопрогибов и поднятий. В наиболее приподнятых участках, подвергшихся интенсивной эрозии, от него остаются лишь маломощные фрагменты или на предвендскую поверхность выходят породы фундамента. Представляется, что при районировании рифейских отложений следует по возможности учитывать не только литолого-фациальные особенности, но и мощности осадков, их стратиграфический объем, тектонику. Необходимо отметить, что все разрезы скважин, на которых базируются стратиграфические схемы рифея, приурочены к относительно приподнятым блокам.

По результатам сейсморазведки и анализу данных бурения наиболее приподнятой частью ЮТЗ является ее западный сегмент, который выделен в качестве Тохомской фациальной подзоны (рисунок 3). Здесь мощность рифейского комплекса минимальна как за счет срезания верхних толщ рифея предвендской эрозией, так и за счет уменьшенной мощности нижних частей разреза. Эти данные убедительно свидетельствуют о том, что Тохомская фациальная подзона в палеоструктурном плане представляла собой интенсивно приподнимавшийся участок, который, видимо, занимал наиболее возвышенное положение в период рифейской седиментации [13].

Восточная половина ЮТЗ, которая выделена под названием Мадринская фациальная подзона, обладает более значительной мощностью как всего рифейского разреза, так и, в особенности, нижних горизонтов (рисунок 3). Мощность довольно резко увеличивается от восточной границы Тохомской подзоны к востоку, северо-востоку и юго-востоку. Это устанавливается путем прослеживания отражающего горизонта R4 в низах рифейского разреза. На площади Тохомской фациальной подзоны горизонт располагается в верхней части вэдрешевской свиты, то есть вблизи подошвы вышележащей юрубченской свиты, а в Мадринской подзоне в скв. Мдр-156 фиксируется на расстоянии не менее 500 м ниже основания той же юрубченской свиты (Краевский, 2006). В целом мощность подъюрубченского интервала разреза в Тохомской подзоне составляет величину порядка 300 м, а в Мадринской подзоне - не менее 900 м.



Тохомская фациальная подзона.

В качестве типового для рифейских отложений Тохомской фациальной зоны принят разрез скв. Юрубченская-30, расположенный в среднем течении р. Тохомо, левого притока р. Камо (бассейн р. Подкаменной Тунгуски). Типовой разрез рифея Тохомской подзоны складывается следующими свитами или толщами (снизу вверх): делингдэкэнской, вэдрешевской, юрубченской, каланской, чавичинской.

Делингдэкэнская (зелендуконской) толща (свита) представлена розоватыми мелкозернистыми кварцевыми и полевошпатово-кварцевыми песчаниками, в которых, судя по шламу, имеются горизонты темно-серых аргиллитов. Стратотипический разрез ее вскрыт в самых низах скв. Юр-30 (3208-2940 м). Названа по р. Делингдэкэн (Зелендукон).

Взаимоотношение толщи с подстилающими образованиями здесь не установлено, однако из материалов сейсморазведки, выполненной разными методами (МОГТ, КМПВ), следует, что забой скв. Юр-30 располагается вблизи поверхности кристаллического фундамента. Делингдэкэнская толща, возможно, представляет собой не самые нижние слои рифея в этом районе. На Юрубченской площади (скв. Юр-9) вскрыт непосредственный контакт рифея и фундамента, при этом на гранитогнейсах фундамента залегают розоватые плитчатые кварцитовидные песчаники (24 м), перекрытые отложениями вендского возраста. В 14 км восточнее, в скв. Юр-6, на кристаллическом фундаменте залегает 0,6-метровый пласт крупногалечных конгломератов с галькой, представленной вышеупомянутыми песчаниками; цементирующая масса сложена бурыми полимиктовыми песчаниками и алевролитами. Выше залегают бурые, темно-бурые аргиллиты и алевролиты. Эти породы также перекрываются вендскими отложениями. Можно полагать, что бурые песчаники, алевролиты и аргиллиты представляют собой делингдэкэнскую толщу, при формировании которой западная часть площади являлась областью денудации, где размывались кварцитовидные песчаники. Последние в этом случае и есть древнейшие горизонты рифея ЮТЗ. Пока что материалов для выделения подделингдэкэнских отложений в самостоятельное подразделение недостаточно, и на стратиграфической схеме они не показаны.

Вскрытая мощность свиты 215 метров без учета прорывающих ее долеритов (47 метров).

Делингдэкэнские песчаники в стратотипическом разрезе скв. Юр-30 перекрываются глинистыми породами с подчиненными прослоями карбонатных пород (инт. 2940-2825 м), выделенными здесь как **вэдрешевская толща или свита** (по р. Вэдрэше). Помимо скв. Юр-30 она вскрывается в скв. Юр-69, Юр-45 и Юр-6. Разрез ее по керну, шламу и данным ГИС имеет следующий вид (снизу вверх):

Таблица 1. Описание керна в скв. Юр30 Делингдэкэнская (зелендуконской) толща (свита).

Литология	Мощность, м
Аргиллиты коричневые, темно-зеленые, черные, включающие 10 - метровый горизонт карбонатных пород	45
Известняки красновато-коричневые, строматолитовые, с линзами и неправильными включениями коричневых аргиллитов	30
Глинисто-карбонатная пачка, слабо охарактеризованная керном. Судя по материалам ГИС, она представлена чередованием пластов (1-3м) аргиллитов и карбонатных пород. Нижние 10 метров состоят преимущественно из аргиллитов буро-коричневых, зеленых и темно-серых с сантиметровыми слойками доломитов и известняков, а также алевропесчаников	40

Таким образом, по составу эта толща преимущественно глинистого состава с подчиненным количеством карбонатов.

С глубины 2860 м (скв. Юр-30) М.Ш. Файзуллиным определены микрофоссилии: *Leiosphaeridia crassa* (Naum.), *L. Obsulata* (Naum.), *Leiominuscula minuta* Naum., *Protosphaeridium densum* Tim., *P. Scorbidium* Tim., *Cyanonema* sp, *Eomycetopsis* sp. [82].

Суммарная мощность **вэдрэшевской толщи (свиты)** 115 м.

Юрубченская толща (свита) (по р. Юрубчен) вскрывается в многочисленных скважинах северной части Тохомской фациальной зоны. Наиболее полный разрез ее известен также в скв. Юр-30 (инт. 2825-2290 м). **Юрубченская толща (свита)** залегает на вэдрэшевской и перекрывается стратиграфическими аналогами **каланской толщи (свиты)**. Менее полный разрез юрубченской толщи изучен в скв. Юр-69. В нижних горизонтах толщи распространены песчаные кремневые доломиты с прослоями песчаников. По-видимому, мощность этой части разреза и степень насыщенности ее терригенными породами по простиранию существенно меняются. В скважинах 30 и 69 мощность составляет около 75 м, а в скв. Юр-49 - более 100 м, при этом в последней наблюдаются пласты песчаников до 20 м. Средняя часть **юрубченской толщи (свиты)** представлена пластово-строматолитовыми доломитами с прослоями кремней. В верхней части наряду с фитогенными доломитами присутствуют в большом количестве

фитогенно-обломочные, обломочные, иловые и глинистые разности, местами с прослоями аргиллитов, линзами и включениями кремней. Мощность юрубченской толщи 550 м.

В составе толщи В.А. Шипицыным определены многочисленные микрофитолиты: *Vermiculietes homogenous* Milst., *V. Tortuosus* Reitl, *V. Anfractus* Z. Zhur., *Vesicularities eniseicus* Milst., *Nubecularites plachinosus* Milst., *N. uniformis* Z. Zhur., *N. Palmipedalus* Yaksch., *N. Deformis* Yaksch., *Oncostroma kaizassensis* (Posp.), *Radiosus crustosus* Milst., *R. ravidis* Z. Zhur. [81].

Каверново-трещинные доломиты юрубченской свиты, выходящие на предвендскую эрозионную поверхность, являются важнейшими продуктивными горизонтами Юрубченского и Терского нефте-газоконденсатных месторождений.

Каланская толща (свита) названа по руч. Калан, левому притоку р. Чавичины. Такое наименование получила толща, залегающая на юрубченской свите на площади Юрубчено-Вэдрешевского блока. Она вскрывается практически во всех пробуренных здесь скважинах. Одним из оснований выделения каланской свиты (толщи) в 1993 г. было ее соответствие долгоктинской свите Мадринской подзоны. Поэтому за стратотип первой принят разрез скв. Юр-100, расположенной ближе всего к полю распространения второй свиты. Каланская свита вскрыта в инт. 2270 - 2361 м. Она сложена иловыми и глинистыми доломитами с редкими прослоями аргиллитов. Свита прослежена от восточной окраины Юрубчено-Вэдрешевского блока до его центральной части на основе корреляции по характерным каротажным реперам на кривых ГК [14].

В указанном направлении на протяжении 40 км свита существенно меняет свой облик. В типичном виде (скв. Юр-100 и Юр-44) она представляет собой тело глинисто-доломитового состава, четко обособляющееся от подстилающих отложений благодаря в среднем высокому уровню значений ГК. При прослеживании в западном направлении, в частности в районе скв. Вэдрешевской-2, она теряет свои особенности: уменьшается глинистость, снижается средний уровень значений ГК, в ее составе появляются в значительном количестве строматолитовые доломиты. В центральной части Юрубчено-Вэдрешевского блока она становится практически неотличимой от подстилающих преимущественно фитогенных карбонатов юрубченской и перекрывающей чавичинской свит.

Чавичинская толща (свита) названа по р. Чавичинэ, левому притоку р. Камо. Стратотип ее, как и стратотип каланской свиты, установлен в 1993 г. в скв. Юр-100, инт. 2177 - 2270 м [14]. Сохранившаяся от предвендского размыва незначительная по мощности ее часть представлена фитогенными, глинистыми, иловыми, обломочными доломитами. В связи со сказанным выше об изменении по простиранию состава каланской свиты четкость обособления чавичинской свиты по площади тоже меняется.

Каверново-трещинные доломиты каланской и чавичинской свит, выходящие на эрозионную поверхность рифея, местами являются продуктивными на Юрубченском и Терском месторождениях.

Таким образом, мощность типового разреза рифея Тохомской фациальной подзоны Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления составляет от 885 до 1170 м.

Мадринская фациальная подзона.

В качестве типового литофациального стандарта рифейских отложений Мадринской фациальной подзоны приняты разрезы скв. Мадринской-156 и Юрубченской-110, дополняющие друг друга и расположенные по руч. Нижняя Мадра, левому притоку р. Камо. Типовой разрез рифея Мадринской подзоны складывается следующими свитами (снизу вверх): мадринской, шиктинской, долгоктинской, куюмбинской, копчерской, юктенской, вингольдинской, рассолкинской, токурской, ирэмэкэнской [14].

Мадринская толща (свита) (3732 - 4008 м) названа по руч. Нижняя Мадра. Она выделена как глинисто-доломитовое тело, залегающее в основании вскрытого разреза. Мадринская свита сложена темно-серыми глинисто-доломитовыми породами с переменным соотношением упомянутых компонентов с частыми прослоями аргиллитов, пачками сравнительно чистых доломитов, единичными пластами кремней, линзами сингенетичного пирита. Кривая гамма-каротажа свиты обнаруживает очень высокий фон средних значений. Вскрытая мощность ее 270 - 280 м. В работе К.Е. Наговицина (2001) для мадринской свиты приводится следующий список микрофоссилий: *Pulvinosphaeridium* sp., *Osculosphaera* sp., *Palaeovaucheria* sp., *Tasmanites* sp., *Ex gr. Cucumifora vanavaria* Mikh., *Octaedrixium truncatum* Rud., *Lophosphaeridium* sp., *Valeria lophostriata* Jank. По заключению этого автора среди перечисленных акритарх имеются формы, известные в отложениях лахандиния и венда, а также те, которые известны в отложениях древнее 1 млрд. лет. В целом приведенный список органических остатков позволяет относить данные слои к керпылию, то есть к верхней части среднего рифея согласно действующей стратиграфической шкале.

Обращаясь к вопросу о характере распространения свиты, выдержанности ее мощности и т.п., вкратце повторим то, что было сказано выше. Как следует из последних результатов геолого-геофизических исследований в противоположность Тохомской фациальной подзоне, представлявшей в рифее область относительного воздымания, Мадринская зона представляла в рифейское время область относительного прогибания, что выражается в значительном увеличении мощности синхронных отложений. Как уже говорилось, на стратиграфическом совещании 2005 г. в Новосибирске было предложено выделять терригенно-карбонатную толщу, слагающую нижнюю часть рифейского разреза ЮТЗ, в качестве самостоятельной тайгинской серии. Установленная по скважинам мощность

ее составляет около 1000 м, тогда как максимальная мощность аналогичных отложений в Тохомской подзоне 200 м. Предполагаемая мощность тайгинской серии в наиболее прогнутых участках 4 км. Отложения тайгинской серии формировались в сравнительно глубоководных условиях, местами в обстановке сероводородного заражения. Накопление алевритов и илов периодически сменялось образованием доломитов или же происходила карбонатно-терригенная седиментация. Для широкого развития строматолитов и других фитогенных образований обстановка была малоблагоприятной.

Выделенные и описанные вздрешевская и мадринская свиты представляют лишь части этого крупного подразделения. Ряд исследователей (Гутина и др., 1996; Конторович и др., 1996; Кошук и др., 1997) [14, 24] выделяют в сводной стратиграфической колонке рифея ЮТЗ в качестве самостоятельных подразделений и вздрешевскую, и мадринскую толщи, помещая вторую выше первой. Однако в реальности такой последовательности в опорных разрезах не устанавливается: в них наблюдается либо одна, либо другая толща. Поскольку обе они представляют собой литоконтакты в общем одного порядка (глинисто-карбонатные ассоциации с различным количественным соотношением указанных компонентов), логичнее рассматривать их в качестве фациальных и стратиграфических аналогов. Карбонатно-глинистая толща в низах разреза камовской серии отражает определенный этап в жизни рифейского бассейна, контрастируя с вышележащей, преимущественно чисто карбонатной, светлоокрашенной частью серии.

Шиктинская толща (свита) (3302 - 3702 м) выделена П.П.Скоробогатых в скв. Мдр-156 и названа по р. Шикте [57]. Она залегает на мадринской свите согласно через переходную глинисто-карбонатную пачку. В ее составе преобладают обломочные (гравелитовые, реже песчано-алевритовые) и микрофитолитовые доломиты. В подчиненном количестве присутствуют иловые, брекчиевидные и глинистые доломиты. В составе свиты содержится комплекс микрофитолитов, на основании которого ранее был определен ее верхнерифейский возраст [17]. Однако, исходя из того, что перекрывающая шиктинскую долгоктинская свита относится к лахандинию, рассмотренные отложения предпочтительней считать керпыльскими [57]. Мощность шиктинской свиты в стратотипическом разрезе около 430 м. Диагностировать эти отложения в других скважинах не удастся, за исключением скв. Юр-102, где также распространены обломочные доломиты.

Долгоктинская толща (свита) (по р. Далгокта) выделена в скв. Мадринская-156 (инт. 3302-3202 м) и представляет собой доломито-глинистое тело, разделяющее чисто карбонатные литоконтакты. Толща сложена иловыми, глинистыми и другими типами доломитов, с частыми прослоями аргиллитов и слоями кварц-доломитовых, местами глауконитсодержащих песчаников с редкими пластами доломитовых брекчий взламывания. Мощность ее 100м. В

аргиллитах толщи В.А. Рудавской обнаружены акритархи: *Pterospermella* (?) *simica* Jank, *Stictosphaeridium pectinale* Tim., *Leiosphaeridia* sp., *Trachyhystrosphaera* sp., *Satka elongate* Jank.

В долгоктинской толще в скв. Мадринская-156 выявлен горизонт обогащенных терригенным и глинистым материалом доломитов с прослоями глауконитсодержащих кварцевых песчаников (инт. 3200-3222 м). Абсолютный возраст, полученный К-Аг-методом при изучении монофракций глауконита, выделенного из этих песчаников, равен 1060 ± 20 млн лет (определения выполнены в лаборатории изотопных исследований ОИГГМ СО РАН, аналитик В.Н. Меленевский).

Куюмбинская толща (свита) (по р. Куюмба) выделена в скв. Мадринская-156 (инт. 3202-2728 м). Имеет чисто доломитовый состав, четко сменяя в разрезе глинисто-доломитовую **долгоктинскую толщу**. В составе **куюмбинской толщи** преобладают темно-серые и серые пластово-строматолитовые доломиты с четкой контрастной микроструктурой с послойными и секущими прожилками белого доломита. Помимо них в подчиненном количестве присутствуют строматолитовые доломиты с узорчатой структурой, иловые, глинистые, обломочные доломиты со слоями доломитовых брекчий, а также доломитовые мергели, пропластки аргиллитов, прослой кремней. Мощность толщи в стратотипическом разрезе около 470 м. Эта толща вскрывается во многих скважинах на одноименной площади. Максимальной мощности (480 м) она достигает в скв. Куюмбинская- 14. Аналоги куюмбинской толщи достаточно уверенно выделяются на Терском блоке в скв. Юр-105.

В составе **куюмбинской толщи (свите)** в скв. Мадринская-156 В.А. Шипицыным определены микрофитоциты: *Vermiculites tortuosus* Reitl., *V. Homogenous* Milst., *Vesicularites pussilus* Zabr., *V. Eniseicus* Milst., *Nubecularites plachinosus* Milst., *N. Uniformus* Z.Zhur.

Копчерская толща (свита) (по р. Копчера) установлена в скв. Мадринская-156 (инт. 2728— 2600 м). Она четко обособляется по составу и каротажной характеристике от подстилающих фитогенных доломитов и является, как и долгоктинская толща, маркирующим горизонтом в монотонном карбонатном разрезе. Толща сложена иловыми и глинистыми, отчасти фитогенными доломитами с частыми прослоями аргиллитов и глинисто-карбонатных пород. Характерны темно-серые, слабо-коричневые, слабо-зеленые, иногда светло-серые тона. Породам толщи свойственна мелковолнисто-линзовидная слоистость, реже отмечаются нечетко тонкослоистые и неслоистые разности. В верхней части толщи залегают мелко- и крупнообломочные брекчии с обломками доломитов и углито-глинистых пород. Видимая мощность толщи 128 м, а с учетом углов наклона слоев порядка 90—100 м.

Юктенская толща (свита) (по р. Юктен) через переходную пачку сменяет вышеописанную копчерскую, выделена она в скв. Мадринская-156 (инт. 2600-2216 м). Толща представляет собой в общем виде комплекс разнообразных по структурно-текстурным

признакам фитогенных доломитов (пластово- и столбчато-строматолитовых, узорчатых и прочих). Повсеместно, но в подчиненном количестве присутствуют микрофитолитовые (онколитовые) и обломочные породы, чаще всего песчано-гравелитовой размерности, брекчии с обломками строматолитовых построек. Встречаются интервалы тонкого (сантиметрового) ритмичного переслаивания маломощных строматолитовых образований и обломочных разностей. В резко подчиненном количестве присутствуют бесструктурные массивные доломиты, природа которых не вполне ясна. Породы кремовые и серые. В скв. Мадринская-156 отсутствует самая верхняя часть толщи. Последняя вскрывается в скв. Юрубченская-110 (инт. 3796-3400 м). Суммарная мощность юктенской толщи составляет 500 м. В ее составе В.А. Шипицыным определены микрофитолиты: *Glebosites glebosites Reith.*, *Osagia torta Milst.*, *Nubecularites plachinosus Milst.*, *N. Uniformis Z.Zhur.*, *Vermiculites tortuosus Reith.*, *Vesicularites enisicus Milst.* и некоторые другие формы.

Рассолкинская толща (свита), выделена в скв. Юрубченская-110 - инт. 3400-3180 м (Конторович и др., 1996), где она залегает на юктенских доломитах. Толща четко обособляется по гамма-каротажу. Судя по характеру кривой ГК, она представляет собой глинисто-доломитовое тело и является, таким образом, третьим снизу маркирующим горизонтом в монотонном карбонатном разрезе. В отличие от долгоктинской и копчерской рассолкинская толща менее насыщена глинистым материалом и содержит крупные интервалы (20—50 м) сравнительно чистых доломитов, среди которых по керну устанавливаются горизонты пластово-строматолитовых доломитов. Толща известна и в скв. Куюмбинская-10 (К-10). Сравнение разрезов двух скважин показывает, что по латерали в направлении с юга на север значительно сокращаются количество и мощность глинистых горизонтов и одновременно увеличивается в разрезе доля чистых карбонатов. Мощность толщи в скв. Юр-110 220 м. В скв. К-10 в связи с упоминавшимися латеральными изменениями мощность толщи оказывается менее 100 м.

Вингольдинская толща (свита) также выделена в скв. Юр-110 - инт. 3180-2525 м (Конторович и др., 1996). Она сложена преимущественно строматолитовыми доломитами. В стратотипическом разрезе толщи, а также в Куюмбинской скв. 10 возможно разделение ее на две части. При этом нижняя часть представлена в основном пластово-строматолитовыми и обломочными доломитами, перемежающимися в разрезе, а верхняя - главным образом доломитами с постройками столбчатых строматолитов, в самых верхах со значительным количеством запесоченных разностей и частыми прослоями аргиллитов. Граница между нижней и верхней частями проходит на глубине примерно 2750 м и сопровождается довольно резким пиком на кривой ГК. Суммарная мощность вингольдинской толщи в скв. Юр-110 составляет 655 м.

В.В. Хоментовский и К.Е. Наговицин (1998) [77, 78, 79, 80], а также некоторые другие исследователи считают выделение рассолкинской и вингольдинской толщ неправомерным, полагая, что первая соответствует копчерской, а вторая - юктенской. Разногласия связаны с различным подходом к сопоставлению разрезов скв. Мадринская-156 и Юрубченская-110 по материалам сейсмического профиля, приведенного в работе Е.П. Кошука с соавторами (1997). С точки зрения Конторовича А.А. [21], выделение двух охарактеризованных выше толщ достаточно обосновано фактическим материалом. Оно подтверждается тем, что обе эти толщи выделяются не только в скв. Юрубченская-110, но и в скв. Куюмбинская-10, разрез которой полностью аналогичен первой.

Токурская толща (свита) (по р. Токура) установлена в скв. Юрубченская-110 (инт. 2525—2410м). Она представлена преимущественно зелеными аргиллитами с редкими красноцветными прослоями. Довольно часты горизонты зелено-серых и зеленых доломитов (0,4-0,5 мм) или чередования доломитов и аргиллитов. Другой разрез, где известна токурская толща, вскрывается в скв. Усть-Камовская-20. Здесь ее мощность увеличена до 140 м, а в составе толщи более значительную роль играют доломиты, образующие пачки до 30 м.

Ирэмэкэнская толща (свита) (по р. Ирэмэкэн) так же, как и токурская, выделена в скв. Юрубченская-110 (инт. 2410-2200 м). Судя по характеру кривой ГК, она сложена в основном доломитами. Керном охарактеризованы верхние 100м толщи, представленные кремовыми, реже серыми и зеленовато-серыми доломитами. Среди них преобладают столбчато-строматолитовые разности, помимо которых встречаются фитогенно-обломочные брекчированные доломиты, а также доломитовые брекчии. Самые низы вскрытого интервала сложены зеленовато-серыми строматолитовыми доломитами, в которых В.Ю. Шенфилом определена *Inzeria tjomusi* Kryl. В составе толщи, судя по диаграмме ГК, имеются три пятиметровых пласта аргиллитов.

Разрез **ирэмэкэнской толщи (свиты)** в скв. Усть-Камовская-20 по характеру ГК существенно отличается от приведенного, в частности, разное положение занимают пласты аргиллитов в этих скважинах. Это свидетельствует о фациальных изменениях отложений по простирацию, что связано со взаимозамещением аргиллитов и доломитов. Полный объем этого подразделения остается неизвестным, поскольку выше него с перерывом залегают отложения венда.

Суммарная мощность рифейских отложений ЮТЗ, задокументированная по базовым скважинам, составляет около 3300 м. В то же время по данным сейсморазведки МОГТ-3D [52] в наиболее погруженных структурах она достигает 3500-3800 м. Следовательно, пока неизученная верхняя часть разреза составляет до 500 м.

В Байkitском фациальном районе выделены свиты: мадринская, шиктинская, долгоктинская, куюмбинская, копчерская, юктенская (скв. Мадринская 156), рассолкинская, вингольдинская, токурская, ирэмэкенская (скв. Юр-110). В пределах Тохомской фациальной площади выделены свиты делингдэкэнская, вэдрешевская, юрубченская (скв. Юр-30), а также каланская и чавичинская (скв. Юр-100). По материалам скважин Юр-30, К-204, Мдр-165 обосновано выделение тайгинской серии, слагающей нижнюю часть рифейского разреза Байkitского района [21].

Венд – V

По составу венд четко подразделяется на две крупных толщи: нижнюю, преимущественно терригенную, и верхнюю - преимущественно карбонатную.

Образования венда с угловым несогласием залегают на различных горизонтах рифейских отложений. В их составе выделяются ванаварская, оскобинская, катангская и собинская свиты.

Ванаварская свита - V_{vn}

Отложения ванаварской свиты зафиксированы на юго-западе и юге изучаемого участка.

Свита имеет двучленное строение.

Нижняя часть представлена пачкой красновато-коричневых аргиллитов, неравномерно песчанистых и алевроитистых, иногда переходящих в чистые алевролиты, часто слюдистые. Породы тонко- и мелкоплитчатые. Нередко они содержат в качестве примесей остроугольные обломки различных пород: доломитов, кремней, гранито-гнейсов, реже крепко сцементированных песчаников и алевролитов. Размер их варьирует от 1-2 мм до 2-3 см, в редких случаях до 10-12 см. Кроме того, в этой же пачке иногда присутствуют прослои (скорее всего - линзы) конгломерато-брекчий, состоящих из обломков и гальки названных выше пород. Преобладают в них кремнистые разности. Размер обломков в них колеблется от 1-2 мм до 1,5 см.

Верхняя часть свиты представлена преимущественно грубозернистыми, гравелитистыми песчаниками и гравелитами, иногда конгломератами (скв. Юр-18). Почти во всех разрезах этого уровня встречаются линзы и тонкие прослойки алевролитов и аргиллитов. В целом, толщина верхней пачки колеблется от 0,5-2 м до 15-30 м.

Песчаники появляются в разрезе свиты при достижении ее общей мощности 10-12 м.

Цвет песчаников серый, зеленовато-серый, розовато-серый. Состав полимиктовый. Толщина прослоев изменяется от 0 до 2-5 м.

Толщина свиты от 0 до 25 м.

Оскобинская свита - V osk

Оскобинская свита с размывом залегает на породах ванаварской свиты, а в зоне отсутствия последней - с угловым несогласием на различных толщах рифея.

Свита представлена неравномерно переслаивающимися алевролитами, песчаниками, доломитами, ангидритами, редко аргиллитами.

Алевролиты оскобинской свиты темно-зеленовато-серые, серые, темно-серые, иногда красновато-коричневые и светло-серые, полимиктовые, слюдистые, слоистые, неравномерно по разрезу глинистые, ангидритистые, песчанистые и доломитистые.

Песчаники серые, коричневатого-серые, темно-серые, иногда красновато-коричневые, зеленовато-серые и светло-серые, полимиктовые, мелко- и среднезернистые, плотные, глинистые.

Доломиты серые, темно-серые, иногда светло-серые и розовато-серые, тонко-, мелко- и среднезернистые, неравномерно по разрезу глинистые, песчанистые и ангидритистые, часто пятнистые за счет присутствия в них точечных включений, неправильных гнезд и линз ангидрита. Среди доломитов встречаются анкерит-доломиты.

Ангидриты серые, темно-серые, иногда светло-серые и белые, мелко- и среднезернистые, неравномерно глинистые и доломитистые. Аргиллиты зеленовато-серые, темно-серые, иногда красновато-коричневые, слоистые, неравномерно алевролитистые. Доломиты в различной степени перекристаллизованы.

Толщина свиты изменяется от 0 до - 66 м.

Катангская свита - V kt

Катангская свита со стратиграфическим несогласием (неравномерный размыв) залегает на породах оскобинской.

Свита сложена часто чередующимися аргиллитами, глинистыми доломитами, доломитами и ангидритами. Цвет пород серый, зеленовато-серый, темно-серый, иногда красновато-коричневый. Ангидрит присутствует в виде мелких линз, гнезд и тонких прослоек толщиной от 1-2 мм до 10 см.

Свита имеет двучленное строение. Нижняя ее часть (20-25 м) сложена преимущественно аргиллитами, а верхняя имеет преимущественно карбонатный состав.

Толщина свиты 60-86 м.

Собинская свита - V sb

Свита сложена доломитами с подчиненным развитием глинистых и ангидритистых доломитов. Цвет пород серый, коричневатого-серый и зеленовато-серый. Ангидрит присутствует в виде мелких включений пластинчатых кристаллов, мелких гнезд и тонких прослоек. В основании свиты встречается песчанистый материал. Породы плотные.

Собинская и катангская свиты разделены незначительным несогласием. Выражающимся в том, что одни и те же уровни собинской свиты ложатся на различные уровни катангской.

Толщина свиты 57-75 м.

Нерасчлененные венд - нижний кембрий V- ϵ_1

(верхняя граница с кембрием достоверно не установлена)

Тэтэрская свита - V- ϵ_1 tt

Свита сложена доломитами, глинистыми доломитами, доломитистыми аргиллитами и ангидритами. Фрагментами отмечается кавернозность и неравномерное засоление. Цвет пород серый, зеленовато-серый, иногда темно-серый и коричневатого-серый. Ангидрит присутствует в виде включений мелких кристаллов, гнезд и тонких прослоек. Породы плотные, редко трещиноватые.

Толщина свиты 44-53 м.

Палеозой - Pz

Кембрий - ϵ

Нижний кембрий - ϵ_1

Усольская свита - ϵ_1 us

Свита представлена чередующимися пластами и пачками каменной соли и доломитов, часто ангидритистых и глинистых, редко встречаются прослои ангидритов и доломито-ангидритов. По своему внутреннему строению свита разделяется на три неравноценных по толщине части: нижнюю галогенную подосинскую, среднюю карбонатную (осинский горизонт) и верхнюю карбонатно-галогенную.

Нижняя пачка состоит из 3-4 пластов каменной соли общей толщиной 35-40 м и из 2-3 прослоев ангидритистых и глинистых доломитов, иногда алевроитистых.

Осинский горизонт представлен доломитами, доломитизированными известняками и известняками, иногда водорослевыми, со стилолитовыми швами. В нижней части преобладают пласты известняков и ангидритистых известняков, в верхней части, помимо того, часто присутствуют прослои глинистых доломитов и доломитовых мергелей.

Цвет пород серый, темно-серый, коричневатого-серый, зеленовато- и светло-серый. Доломиты и известняки часто битуминозные с резким запахом углеводородов, иногда пористые, кавернозные и трещиноватые.

Толщина горизонта составляет 75-90 м.

Верхняя пачка усольской свиты сложена, в основном, пластами каменной соли с подчиненными прослоями доломитов, глинистых доломитов, ангидритов и их переходных разновидностей.

Каменная соль часто бесцветная, прозрачная, иногда белая и розовато-белая, крупнокристаллическая. Толщина пластов колеблется от 3 м до 45 м.

Доломиты, глинистые доломиты и ангидриты серые, светло-серые, темно-серые и зеленовато-серые, часто засоленные. Толщина прослоев изменяется от 0,5 до 10 м, в единичных случаях до 25-30 м.

Толщина верхней пачки 250-270 м.

Общая толщина усольской свиты 500-555 м.

Бельская свита - ϵ_1 bls

Свита четко подразделена на две подсвиты. Начинается толщей карбонатных пород, сложенной доломитами, доломитами глинистыми, ангидритистыми, доломито-ангидритами, известняками, с редкими и, как правило, редкими прослоями каменной соли. Верхняя часть свиты сложена переслаивающимися солями каменными и доломитами, доломитами ангидритистыми, глинистыми. Редко мергелями и аргиллитами известковистыми. Толщина свиты колеблется в пределах 445-580 м.

Булайская свита - ϵ_1 bul

Свита сложена серыми и темно-серыми доломитами средне- и мелкозернистыми, иногда известковистыми, массивными и слоистыми (водорослевыми). Для пород характерна неравномерная битуминозность и изредка кавернозность. Каверны мелкие, чаще всего изолированные, заполненные вторичными карбонатами и сульфатами, что придает породам мелкопятнистый облик.

Внизу разреза доломиты глинистые.

Толщина свиты 84-107 м

Нижний - средний кембрий ϵ_{1-2}

Ангарская свита - ϵ_{1-2} an

Свита сложена пачками и пластами каменной соли, доломитов, доломито-ангидритов и глинистых доломитов.

Доломиты серые, темно-серые и светло-серые, иногда коричневатые тонко- и мелкозернистые, неравномерно ангидритистые, массивные и слоистые, со стилолитовыми швами. Доломито-ангидриты серые и светло-серые, мелко- и среднезернистые, массивные, иногда глинистые. Глинистые доломиты серые, зеленовато-серые, светло-серые, неравномерно ангидритистые, слоистые. Каменная соль бесцветная, прозрачная, иногда белая и розовато-белая, крупнокристаллическая. Толщина пластов варьирует от 0,5 до 15 м.

Толщина свиты 190-370 м.

Литвинцевская свита - $\epsilon_{1-2} lt$

Свита сложена переслаивающимися пластами доломитов и каменной соли.

Доломиты серые, темно-серые, светло-серые, средне- и мелко-зернистые, неравномерно глинистые (до доломитовых мергелей), ангидритистые (до доломито-ангидритов), массивные, иногда со стилолитовыми швами. Среди них редко встречаются тонкие прослои (до 1 м) зеленовато-серых и красновато-коричневых аргиллитов, неравномерно доломитистых, засоленных.

Каменная соль прозрачная, бесцветная, белая и розовато-белая, крупнокристаллическая. Толщина пластов варьирует от 0,5 до 20 м.

Толщина свиты 160-210 м.

Верхний кембрий - ϵ_{2-3}

Эвенкийская свита - $\epsilon_{2-3} ev$

Свита сложена алевролитами с редкими прослоями доломитов, иногда известняков.

Алевролиты красновато-коричневые, пятнами и линзами зеленовато-серые, горизонтально- и волнистослоистые, тонкоплитчатые, неравномерно доломитистые. В породах часто встречаются тонкие прослойки, прожилки и гнезда розоватого гипса и ангидрита, внизу разреза - каменной соли.

Доломиты и известняки серые, темно-серые и зеленовато-серые, тонко- и мелкозернистые, неравномерно глинистые, иногда алевроитистые. Толщина свиты 290-604 м.

Ордовик - О

Нерасчлененные отложения нижнего отдела, усть-кутская, чуньская, байкитская свиты. Представлены известняками, доломитами, аргиллитами, песчаниками, мергелями с линзами конгломератов. Возможная суммарная мощность отложений ордовика в скважине 210 м.

Кайнозой (Kz)

Четвертичная система (Q)

Отложения четвертичной системы представлены глинами, суглинками, супесями с галечниками, валунами и обломками нижележащих пород.

Толщина четвертичных отложений - до 10 м.

Сводный литолого-стратиграфический разрез Байкитской антеклизы представлен на рисунке 4. Здесь мадринская свита залегает на вэдрэшевской, хотя как было сказано выше, в реальности такой последовательности в опорных разрезах не устанавливается: в них наблюдается либо одна, либо другая толща. На рисунке 5 показана корреляция рифейских скважинных разрезов.

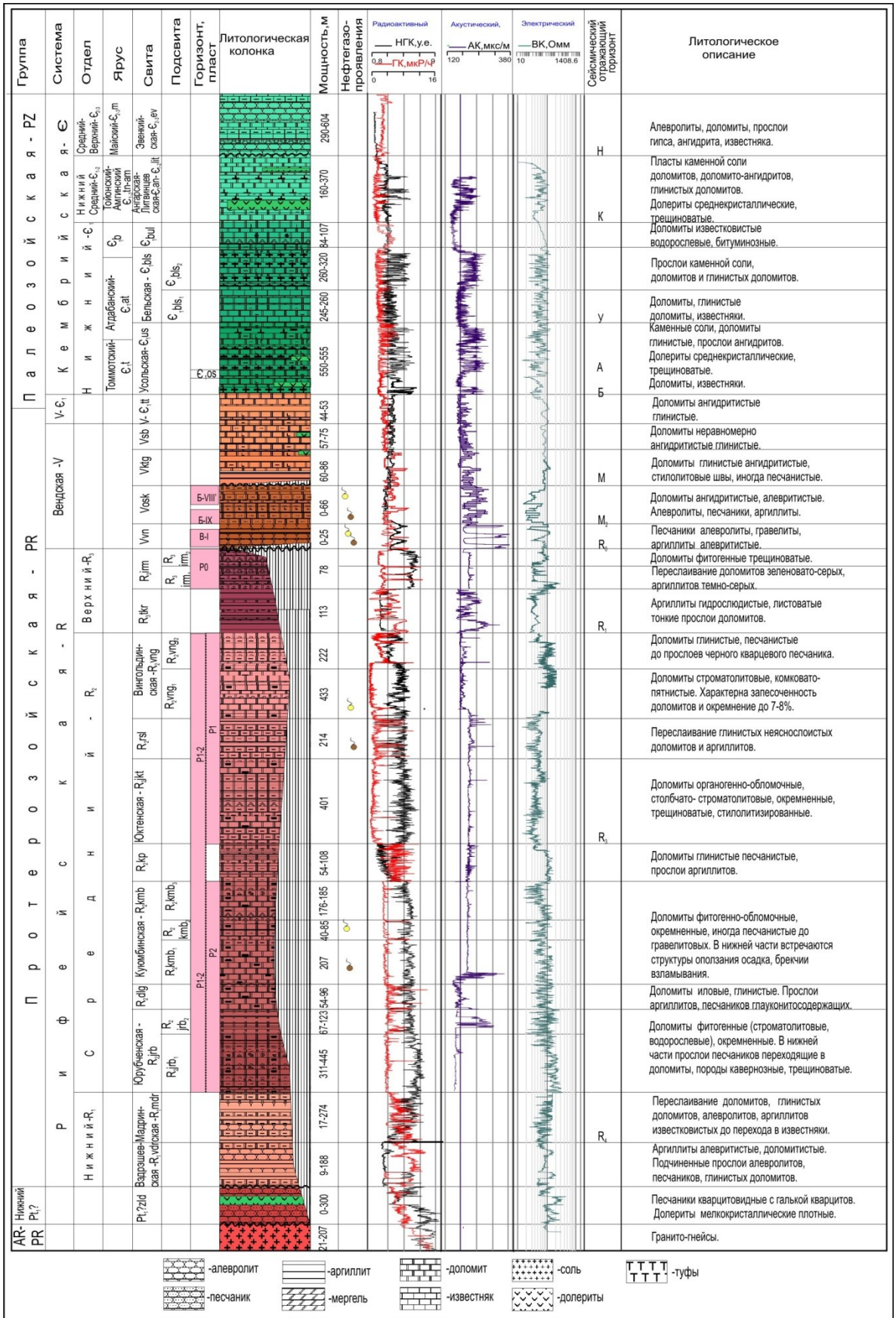


Рисунок 4. Сводный геолого-геофизический разрез Байкитской антеклизы [21].

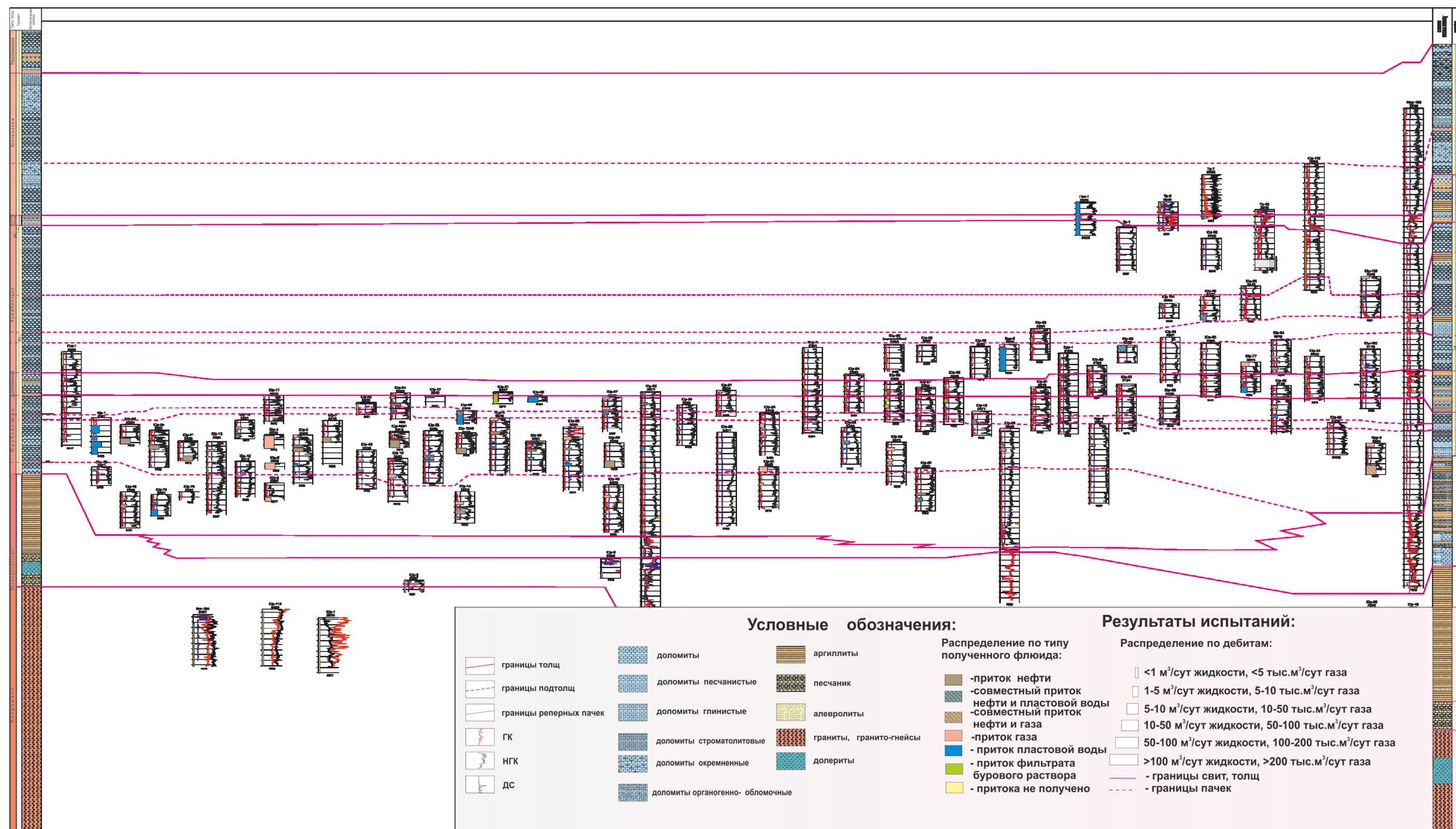


Рисунок 5. Схема корреляции рифейских отложений [21]

1.3. Основные черты тектоники Камовского свода Байкитской антеклизы.

Современные представления о тектоническом строении Байкитской антеклизы Сибирской платформы заложены в трудах В.А. Обручева, Н.С. Шатского, М.М. Одинцова, Н.С. Зайцева, В.Г. Васильева, Т.Н. Спизарского, П.Е. Офмана, Ю.А. Косыгина, К.В. Мокшанцева, К.А. Савицкого, С.А. Замараева, И.П. Карасева, Ю.А. Притулы, А.А. Трофимука и многих других ученых. Структурно-тектоническое районирование платформы отражено на изданных в последнее время картах под редакцией Л.И. Ровнина, В.В. Семеновича, А.А. Трофимука и др. (1976, 1982 гг.), Н.С. Малиновича, а также в монографиях коллективов СНИИГГиМС, ВостСибНИИГГиМС, ИГЯФСОАН СССР, РГУ нефти и газа им. Губкина и ОИГГиМС СОАН СССР [9]. Байкитская антеклизита расположена на юго-западной окраине Сибирской платформы и имеет в целом округлую форму, лишь на юге она значительно сужена. Структура оконтурена в основном по изолинии минус 2500 м, а с Катангской седловиной антеклизита граничит по изогипсе минус 2200 м. Южная и западная границы антеклизы проведены по зонам дизъюнктивных нарушений, ограничивающим на востоке Енисейский кряж, а на юге совпадающим с зоной Ангарских складок. При площади около 124 тыс. км² Байкитская антеклизита имеет амплитуду более 3500 м [75].

В разрезе Байкитской антеклизы выделяется два структурных этажа: кристаллический фундамент и осадочный чехол. В свою очередь осадочный чехол платформы подразделяется на два структурных яруса: рифейский и венд-девонский, разделенных угловым несогласием [21, 22].

В качестве исходной информации при структурных построениях использовались материалы сейсморазведочных работ МОГТ-3D разных лет. По сейсморазведочным данным Конторовичем А.Э. выполнены структурные построения по кровле тэтэрской свиты венд-нижнекембрийских отложений (рисунок 6), по поверхности кристаллического фундамента (рисунок 7).

Венд-девонский структурный ярус

Отложения венд-девонского яруса залегают конформно, хотя существуют и некоторые отличия, обусловленные закономерным ростом разделяющих их мощностей венда в юго-западном направлении. Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в центральной части Камовского мегасвода – положительной структуры I порядка в составе Байкитской гемиантеклизы [69, 70].

Камовский мегасвод, ограничен изогипсой -2000 м кровли тэтэрской свиты и изогипсой -2450 по подошве вендских отложений. На востоке его граница проводится по крупному региональному разлому, имеющему амплитуду смещения до 400 м.

Положение данного разлома совпадает с границей Байкитской гемиантеклизы и Курейской синеклизы. Мегасвод имеет изометричную форму и вытянут в северо-западном направлении, его размеры 390x190 км.

В пределах Юрубчено-Тохомского месторождения отложения венд-девонского структурного яруса падают в юго-западном направлении, углы падения не превышают 1,5°. Выделено всего одно дизъюнктивное нарушение субмеридионального простираения, осложняющее залегание рассматриваемых отложений, амплитуда смещения по которому не превышает 10-15 м.

Камовский мегасвод осложнен большим количеством локальных поднятий, а в южной части двумя положительными структурами II порядка — Чадобецким куполовидным поднятием и Ильбокичским структурным мысом.

Чадобецкое куполовидное поднятие расположено в юго-восточной пережатой части Камовского мегасвода. Поднятие ограничено на глубине 1400 м, охватывает площадь около 3000 км², его амплитуда превышает 1900 м. Структура имеет округлую форму, в ней присутствует большое количество мелких разрывных нарушений.

Ильбокичский структурный мыс выделен в южной, как бы «отшнурованной», части Камовского мегасвода. В рельефе кровли вендских отложений он почти полностью оконтуривается изогипсой минус 2000 м. Площадь структуры составляет около 1800 км², амплитуда превышает 500 м. К югу от Камовского мегасвода выделены две отрицательные структуры II порядка, оконтуренные по большей части по изолинии минус 2200 м — Яркий и Среднеиркинеевский структурные заливы, разделенные Ильбокичским структурным мысом.

Ярский залив находится между Чадобецким куполовидным поднятием и Ильбокичским мысом Камовского мегасвода. Форма залива сложная, удлиненная в северо-западном направлении. Структура охватывает площадь более 3300 км², ее амплитуда составляет

около 900 м. Центральная, наиболее погруженная часть залива, может быть оконтурена как депрессия более высокого порядка.

Среднеиркинеевский структурный залив расположен к западу от Ильбокичского мыса, занимает площадь около 3200 км², несколько вытянут (в форме треугольника, острым углом ориентированного на северо-запад) в субмеридиональном направлении. Его амплитуда превышает 1300 м. К западу от Камовского мегасвода выделены две отрицательные структуры II порядка: Верхнетэринская и Вельминская котловины, оконтуренные по изогипсе минус 2200 и 2100 м соответственно.

Верхнетэринская котловина расположена вблизи Енисейского кряжа, вытянута в северо-западном направлении, охватывает площадь свыше 7200 км², ее амплитуда достигает 1000 м.

Вельминская котловина расположена в северо-западной части Байкитской антеклизы, вытянута субмеридионально. Площадь структуры составляет около 900 км². Котловина имеет простое симметричное строение, амплитуда ее менее 100 м.

Рифейский структурный ярус.

Рифейский структурный ярус в юго-западной части Сибирской платформы представлен терригенно-карбонатными отложениями мощностью от 0 до 7 км. При структурных построениях рифейского структурного яруса в качестве базового использовался отражающий горизонт R₄, приуроченный к отложениям вэдрэшевской толщи.

В рифейском структурном ярусе выделяются те же четыре надпорядковых элемента, характерных и для более молодых отложений, хотя их границы несколько смещаются. При выделении структурных элементов более низкого ранга районирование рифейского структурного яруса существенно отличается от районирования вышележащих отложений.

Согласно выполненным построениям Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в пределах юго-восточной части Юрубчено-Куюмбинского свода – положительной структуры второго порядка, осложняющей восточную часть Камовского мегавала, который выделяется в ранге структурного элемента первого порядка в составе Байкитской антеклизы.

Юрубчено-Куюмбинский свод имеет неизометричную форму. По подошве камовской серии он оконтуривается изогипсой –3600м. На западе мегасвод ограничен выходами архейско-протерозойских образований Енисейского кряжа, а на юго-востоке - серией дизъюнктивных нарушений. Его северное замыкание находится за пределами рассматриваемой территории. Свод ограничен изогипсой –3000 м и множеством дизъюнктивных нарушений. Наиболее крупное из них выделяется на юго-восточном ограничении свода, имеет субширотное простираие и амплитуду около 2000 м.

Размеры свода 115х150км, но форма далека от изометричной. Свод несколько вытянут в северо-восточном направлении и имеет амплитуду более 1000 м. В центральной части и северо-западной части свода отложения камовской серии размыты и на предвендскую эрозионную поверхность выходят образования фундамента (граниты и гранито-гнейсы).

Северо-западная часть Юрубчено-Тохомского месторождения по подошве камовской серии относится к Мадринско-Тычанскому мегазалivu – отрицательной структуре первого порядка, вдающейся в Байкитскую антеклизу со стороны Курейской синеклизы. В пределах участка мегазалiv граничит с Камовским мегавалом по изогипсе -3400м и субширотному разлому, амплитуда смещения по которому достигает 2000 м. В наиболее погруженной части мегазалива в ранге структуры третьего порядка выделяется Тычанская котловина. Котловина ограничена изогипсой - 5100 м и разрывным нарушением субширотного простираия, амплитуда которого изменяется от 200 м до более 400 м.

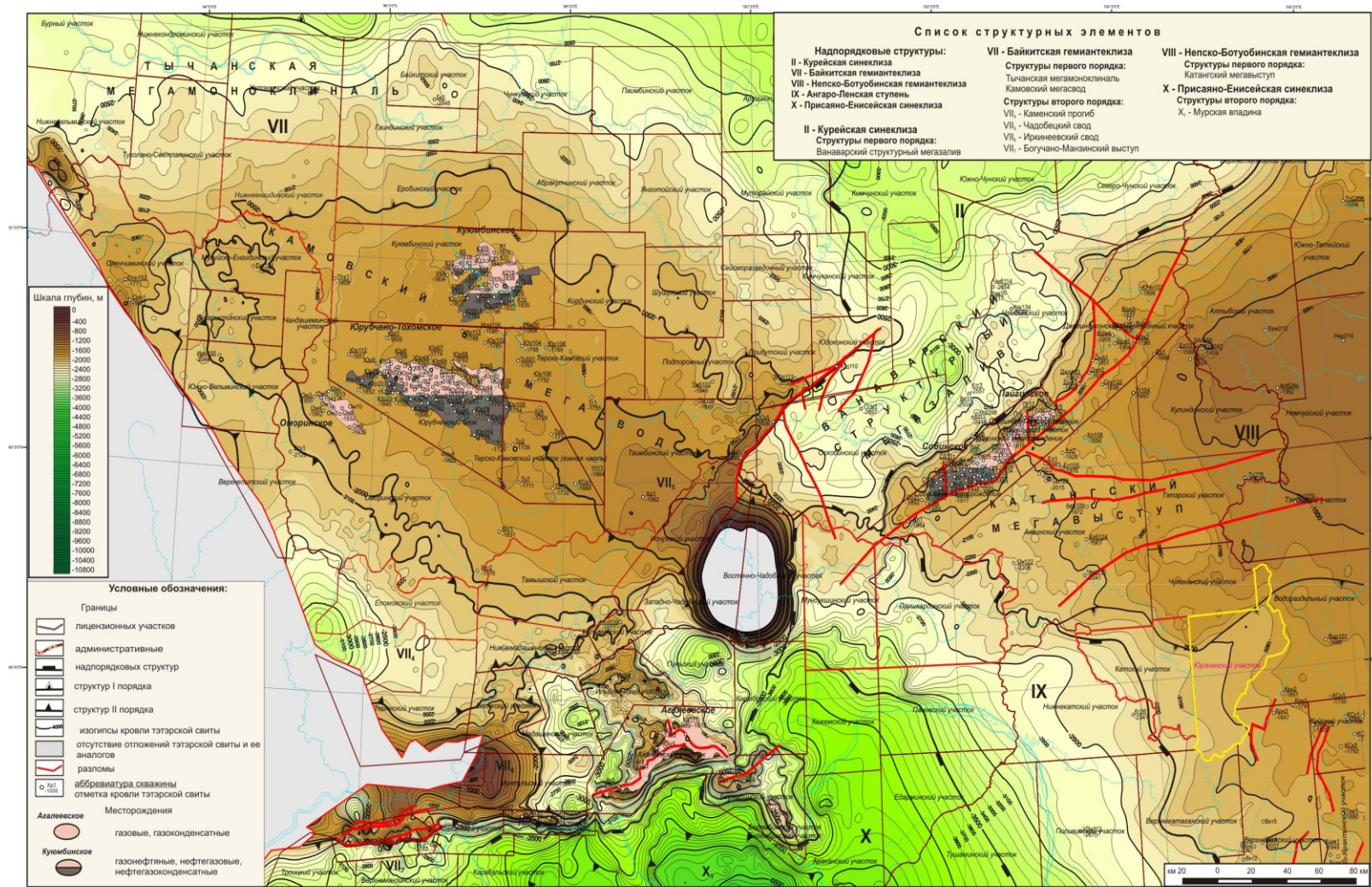


Рисунок 6. Выкопировка из структурной карты кровли тэтэрской свиты и ее аналогов [21].

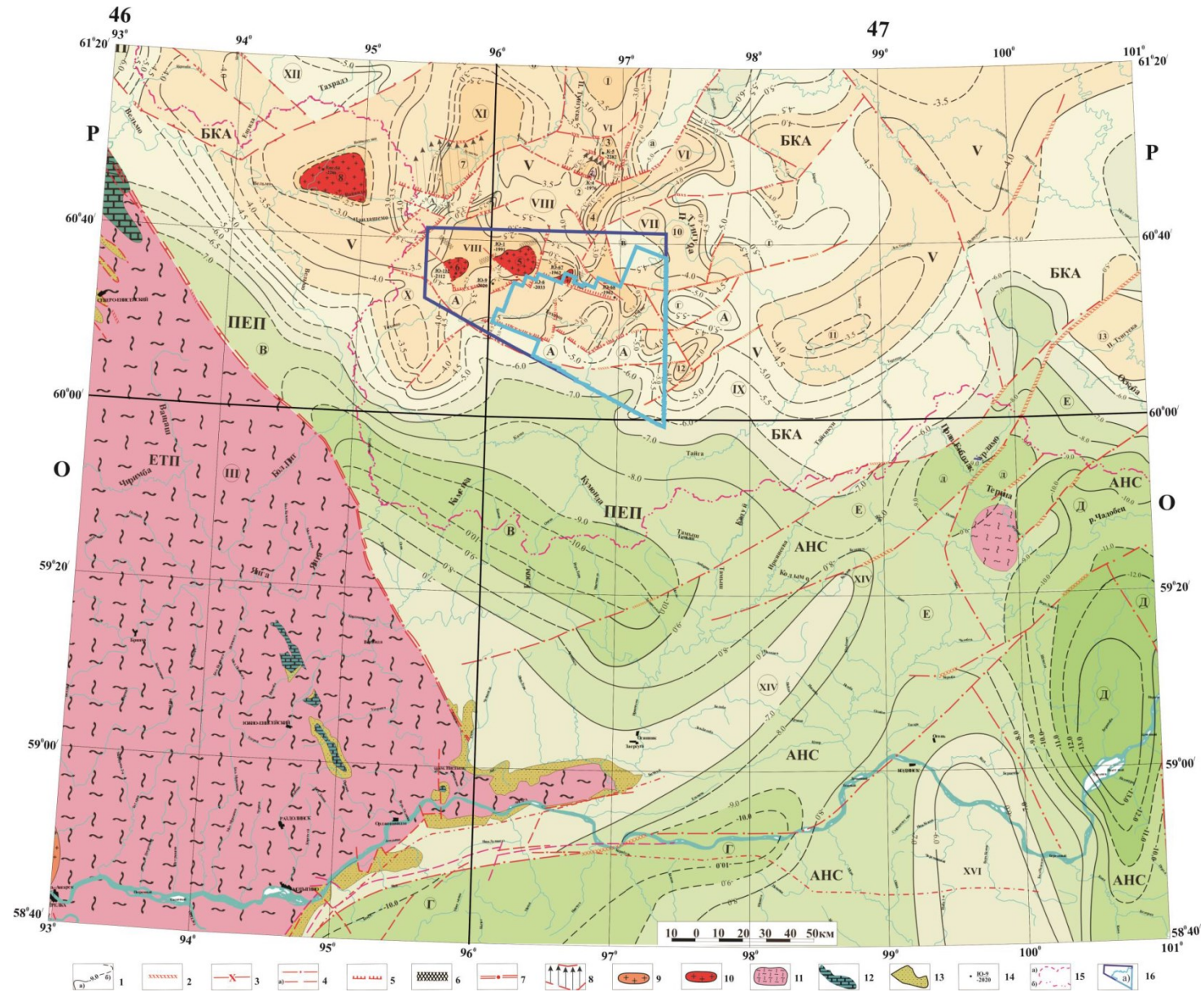


Рисунок 7. Структурно-тектоническая схема поверхности кристаллического фундамента [21].

Условные обозначения:

1-Изогипсы (км) поверхности кристаллического фундамента: а) - уверенные, б) - предполагаемые. Основные структурообразующие разломы кристаллического фундамента, выделенные по: 2 - материалам сейсморазведки ТЗ МПВ; 3 - комплексу геофизических данных (сейсморазведка МОГТ, ТЗ МПВ, гравиметрия); 4 - гравимагнитным данным, в т.ч. а) – данным геологической съемки и предполагаемые; 5 -ограничивающие тектонические пластины фундамента. 6 - зоны деформаций, выделенные по материалам сейсморазведочных работ ТЗ МПВ, отождествляемые с крупными межблоковыми разломами в кристаллическом фундаменте. 7 - граница Енисейского тектонического пояса. Выходы: 9 - архейско-нижнепротерозойских кристаллических образований на дневную поверхность; 9 – то же, под мезозойским платформенным чехлом; 10 - гранитоидных образований на предвендскую эрозионную поверхность; 11 – то же, под мезозойский платформенный чехол; 12 – нижнекембрийских преимущественно карбонатных отложений платформенного типа на дневную поверхность; 13 – верхнерифейско-вендских преимущественно терригенных отложений формаций краевых прогибов (островная, тасеевская серии и их аналоги) на дневную поверхность. 14 - Пробуренные скважины, вскрывшие образования кристаллического фундамента (числитель - номер скважины, знаменатель - абсолютная отметка глубины эрозионной поверхности фундамента, м). Границы: 15 -административные, в том числе субъектов РФ а) - Красноярского края и б) - Эвенкийского МР; 16 - Юрубченского лицензионного участка, в т.ч. площади отчетных работ (а).

Структурные элементы: надпорядковые: ЕТП (Енисейский тектонический пояс), ПЕП (Приенисейский мегапрогиб), БКА (Байкитская антеклиза), АНС (Ангарская синеклиза). I и (частично) II порядков (без разделения): положительные блоки фундамента: III - Енисейский кряж, V - Камовский свод, VII-Мадринский, VIII-Юрубченский, IX-Терский, X-Оморинский, XIV - Иркинеевский вал (частичо инверсировавший авлакоген), XV - Собинско-Катангский вал, XVI – Чуно-Бирюсинский свод; отрицательные блоки фундамента: А – Петимокско-Токурская система грабенообразных структур, Б - Тейско-Чапинская система прогибов, В - Терянский прогиб, Г - Приангарский прогиб, Д - Ковинский авлакоген, Е - Иркинеевский авлакоген, Ж - Ядунский прогиб. Локальные структуры: положительные: 5 - Юрубченская, 6 - Манкурская, 10 - Усть-Камовская, 11 - Усть-Тайгинская, 12 - Терская; отрицательные: б - Турамский прогиб, в - Мадринский прогиб, г - Токурский прогиб, д - Чадобецкая впадина, ж – Приангарский прогиб.

1.4. Нефтегазоносность Камовского свода Байкитской антеклизы.

Основная промышленная нефтегазоносность рифейских толщ к настоящему времени доказана в пределах Сибирской платформы – на Камовском своде Байкитской антеклизы (Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция).

В пределах Юрубчено-Тохомской зоны (ЮТЗ) нефтегазонакопления выделены Куюмбинское, Юрубченское, Вэдрэшевское, Мадринское и Терское локальные поднятия. Выделяются следующие нефтегазоносные комплексы: ниже-среднерифейский потенциально нефтегазоносный; непско-тирский (верхнерифей-вендский); даниловско-усольский (венд-кембрийский), бельский, булайско-ангарский (нижнекембрийские).

Основная нефтегазоносность, в пределах исследуемой территории, связана с рифейскими карбонатными отложениями верхнерифей-вендского НГК. К ним приурочены промышленные залежи УВ на территории Куюмбинского, Юрубченского и Терского месторождений [3].

Верхнерифей-вендский НГК в пределах района исследований имеет изменчивый стратиграфический объем. На склонах Байкитской антеклизы и прилегающих территориях его объем увеличивается за счет появления в разрезе отложений тасеевской серии и увеличения мощности рифейских и вендских отложений.

Вендские отложения

Продуктивность венда Юрубчено-Тохомского месторождения связана с отложениями оскобинской и ванаварской свит, в составе которых выделяются пласты Б-VIII1, Б-IX и В-I.

Пласт Б-VIII1 приурочен к реперной пачке оскобинской свиты, распространен в пределах центральной, южной и юго-западной частей Юрубчено-Тохомского участка и полностью выклинивается в северо-восточном направлении.

Пласт представлен переслаиванием алевролитов и песчаников общей толщиной от 0 до 4,4 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 0 до 3,6 м, составляя в среднем 2,1 м. Как правило, пласт представлен единым прослоем. В единичных скважинах количество прослоев увеличивается до двух-трех. На северо-западе и востоке Юрубчено-Тохомского месторождения, а так же местами вблизи линии выклинивания выделяются участки, где пласт сохраняется как геологическое тело, однако его литологический состав меняется. Здесь пласт представлен плотными песчаниками и алевролитами с крайне низкими коллекторскими свойствами. Кроме того, на востоке в его составе появляются в значительных объемах ангидриты, заполняющие поровое пространство. Тип коллектора пласта Б-VIII1 – поровый, возможно порово-трещинный.

Локальной крышкой для пласта Б-VIII1 является пачка алевролитов и аргиллитов общей толщиной от 0,6 до 2,0 м. Из пласта получены притоки газа и нефти.

Пласт Б-IX приурочен к подошве оскобинской свиты, представлен преимущественно доломитами, с редкими прослоями алевролитов, песчаников, доломито-ангидритов. Коллектор пласта Б-IX представлен кавернозными доломитами серого цвета толщиной до 7 м. Тип коллектора – порово-трещинно-каверновый, каверны размером от 2 мм до 2 см, в основном, пустые, реже выполнены метаморфизованным битумом. За счет развитой кавернозности порода имеет ячеистый, сотовидный облик. Пласт имеет ограниченное распространение в пределах юго-западной части участка. В восточной части Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления происходит изменение литологического состава пласта Б-IX – существенную роль в нем начинают играть ангидриты, которые заполняют практически все пустотное пространство. Локальной крышкой для пласта Б-IX является пачка глинисто-сланцевых алевролитов толщиной от 1,5 до 4 м. Из пласта получены притоки нефти.

Пласт В-I приурочен к отложениям ванаварской свиты. Распространен в южной части Юрубчено-Тохомского месторождения и выклинивается в северном направлении. Сложен преимущественно разномасштабными песчаниками и гравелитами полимиктового, кварцевого и полевошпатово-кварцевого состава. Пласт-коллектор выделяется всего в шести скважинах ЮТЗ: Юр- 18, 20, 23, 53, 112 и Вдр-6. Толщина отдельных прослоев и линз песчаников в пласте В-I весьма изменчива, она варьирует от 1-2 см до 0,2-3,8 м, количество прослоев – от 1 до 9. Коллектор в пласте В-I порового типа.

Локальным флюидопором для коллекторов пласта В-I является пачка алевролитов и аргиллитов прикровельной части ванаварской свиты. Из пласта получен приток газа.

Рифейские отложения

Залежи рифейских отложений в Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления связаны с карбонатными горизонтами, разделяющимися глинисто-карбонатными отложениями долгоктинской и копчерской толщ (свит).

В практике нефтегеологических работ принято деление на продуктивные горизонты (рисунок 8). В пределах ЮТМ выделены два основных продуктивных горизонта Р1, Р2, включающие в себя шесть толщ и один второстепенный. Горизонты отделяются друг от друга копчерской и токурской, преимущественно, глинистыми толщами:

горизонт Р0, приуроченный к отложениям ирэмэкэнской толщи, крышка - базальные отложения венда, залегающие на эрозионной поверхности рифея;

горизонт Р1 охватывающий юктенскую, рассолкинскую и вингольдинскую толщи, крышка - аргиллиты токурской толщи, а там, где последняя размыта, вендские отложения;

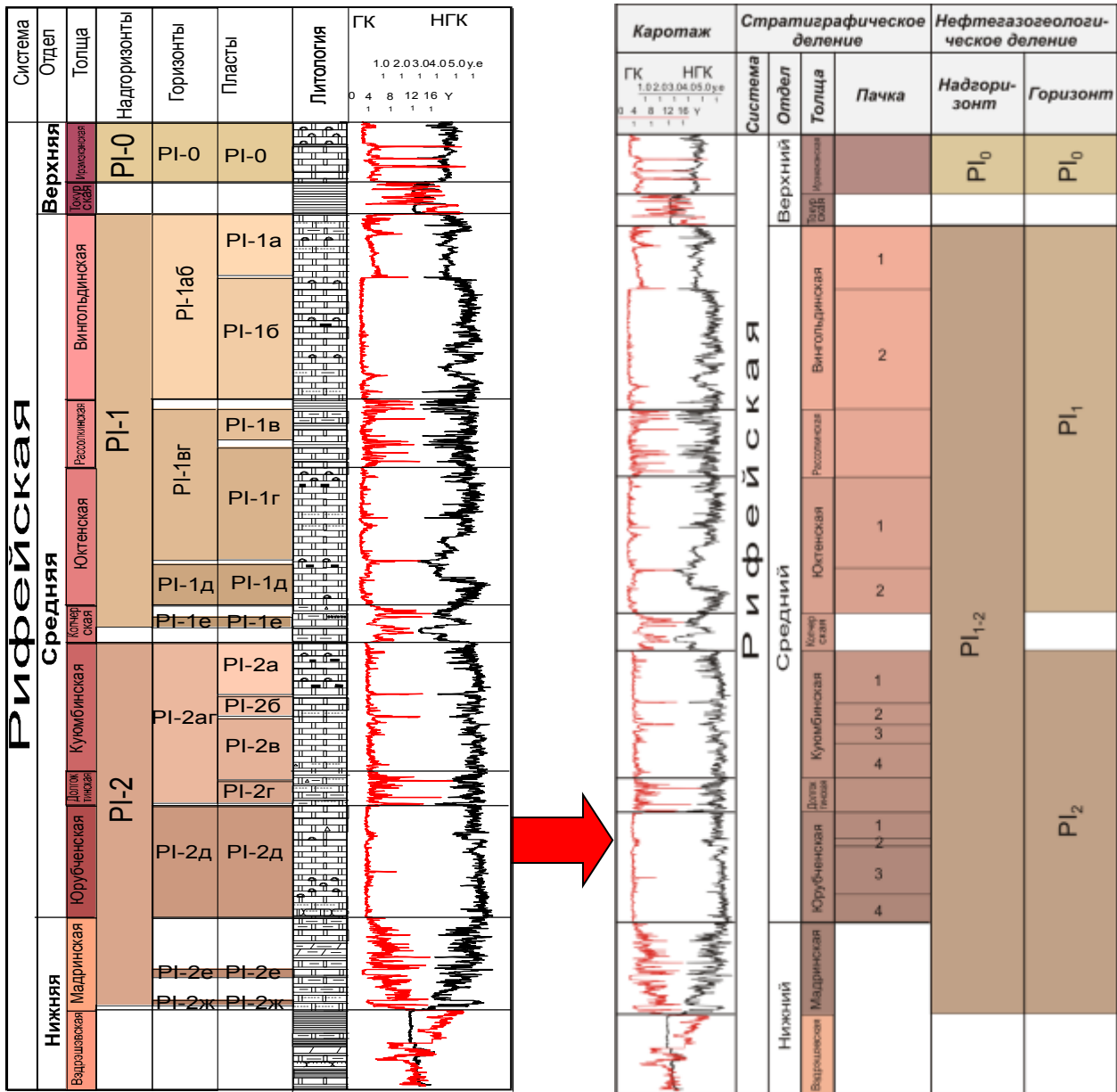
горизонт Р2 охватывающий мадринскую, юрубченскую, долгоктинскую и куюмбинскую толщи, крышка - отложения копчерской толщи, а в зонах отсутствия последней – базальные уровни венда.

Выделенные пласты имеют ограниченное распространение. Наименьшую площадь занимают пласты, связанные с отложениями верхнего рифея, сохранившиеся только в глубоко прогнутых частях. Наибольшую – пласт PI-2, приуроченный к доломитам Юрубченской толщи, в диссертационном исследовании именно этому пласту уделяется основное внимание. В таблице 2 даны характеристики выделенных горизонтов.

В настоящее время идут дискуссии про наличие и качество покрышек рифейского продуктивного горизонта. В одной из работ Чистякова В.Б. [84] проведен анализ высокопористых перекрывающих рифей глин. Главный вывод этой работы - рифейский резервуар не изолирован, и сообщаемость между вендскими и рифейскими комплексами пород значительна. Подтвердить гидродинамическую связь между рифейскими и вендскими пластами возможно будет только с помощью вертикального гидропрослушивания. Данное исследование рекомендовано автором к проведению, и включено ПАО «Востсибнефтегаз» в производственную программу в рамках дополнительных исследований.

Вопрос формирования рифейских залежей нефти носит до сих пор дискуссионный статус и данный вопрос – это отдельная большая научная работа, которая не входит задачи настоящего исследования. В последние годы новая поступающая информация свидетельствует о значительной, если не решающей роли эндогенных факторов в формировании залежей в рифее. Есть концепция ведущей роли глубинных процессов, флюидных плюмов в создании современных залежей нефти. Действуя как гидравлический фактор и как очаг вещества и энергии, они инициируют процессы нефтегазонакопления [75].

Широко признается приуроченность большинства месторождений к рифтам как к зонам высокой проницаемости литосферы и повышенного теплового потока и к системам глубинных разломов. Роль рифта – усиление процессов дегазации мантии и трансляции глубинных УВ в осадочные бассейны [75].



на 01.01.2010

на 01.01.2011

Рисунок 8. Выделение пластов и продуктивных горизонтов в разрезе камовской серии [21].

Таблица 2. Краткая характеристика продуктивных горизонтов камовской серии рифея ЮТЗ [21]

Гори зонт	Породы коллекторов	Тип коллектора	Кровля	Подошва	Свидетельства нефтегазоносности	
					В пределах Юрубченского участка	В других частях ЮТЗ
1	2	3	4	5	6	7
РЮ	Доломиты ирэмэкэнской толщи	Каверново- трещинный	Сульфатно-карбонатно- терригенные отложения венда	Аргиллиты токурской свиты	Притоки газа в скважине Юр-110	Отсутствует
РП1	Доломиты вингольдинской толщи	Каверново- трещинный	Аргиллиты токурской свиты, в зоне размыва последних – базальные уровни венда	Глинистый пласт в кровле рассолкинской толщи	Приток нефти в скважине Юр-110	Притоки нефти в скважине К-213
	Доломиты рассолкинской и верхней части юктенской толщ	Каверново- трещинный	Глинистый пласт в кровле рассолкинской толщи, в зоне размыва последнего – базальные уровни венда	Глинистый пласт в нижней части юктенской толщи	Отсутствуют	Притоки нефти и газа в скважинах К- 203, Юр-103
	Доломиты нижней части юктенской толщи	Каверново- трещинный	Глинистый пласт в нижней части юктенской толщи, в зоне размыва последнего – базальные уровни венда	Аргиллиты и глинистые доломиты верхней части копчерской толщи	Отсутствуют	Притоки нефти в скважине К-200, Тр-1
РП2	Доломиты долгоктинской и куюмбинской толщ	Каверново- трещинный	Аргиллиты нижней части копчерской толщи, в зоне размыва последних – базальные уровни венда.	Глинистый пласт в подошве долгоктинской толщи	Притоки нефти и газа в скважинах Юр-27, 31, 44, 53, 100	Притоки нефти и газа в скважинах Куюмбинского месторождения
	Доломиты юрубченской толщи	Каверново- трещинный	Глинистый пласт в подошве долгоктинской толщи, в зоне размыва последнего – базальные уровни венда	Глинисто- карбонатные породы верхней части мадринской толщи	Притоки нефти и газа в большой группе скважин	Отсутствуют

	Пласт доломитов и известняков в средней части мадринской толщи	Каверново-трещинный	Глинисто-карбонатные породы верхней части мадринской толщи, в зоне размыва последних – базальные уровни венда.	Глинисто-карбонатные породы средней части мадринской толщи	Отсутствуют. Предполагается выклинивание пласта в пределах Юрубченского участка.	Притоки газа в скважине К-305
	Пласт доломитов в нижней части мадринской толщи	Каверново-трещинный	Глинисто-карбонатные породы средней части мадринской толщи	Аргиллиты вэдрэшевской толщи	Отсутствуют	Притоки газа в скважине К-305

ГЛАВА 2. НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ПРОГРАММА ИЗУЧЕНИЯ РИФЕЙСКИХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ РИФЕЙСКОЙ ЗАЛЕЖИ ЮТМ

Для выполнения поставленной задачи - выявить закономерности строения, условий формирования и прогноз продуктивности рифейских отложений южной части Камовского свода Байкитской антеклизы (Юрубчено-Тохомской зоны) выполнен комплексный системный анализ результатов широкого спектра геолого-геофизических исследований: литологических, геофизических и промысловых. Интеграция разномасштабных исследований позволила разработать основные принципы построения и создать уточненную геологическую модель рифейского природного резервуара, на основании которой предложен авторский вариант прогноза фильтрационно-емкостных свойств и продуктивности рифейских карбонатных отложений ЮТМ.

Юрубченский продуктивный пласт, горизонт Р1-2 – это нефтегазоконденсатная залежь массивного типа размерами 60,5*39 км. В таблице 3 дана краткая геолого-геофизическая характеристика продуктивного пласта рассматриваемого объекта – Юрубченской залежи.

Таблица 3. Краткая геолого-геофизическая характеристика рифейских продуктивных отложений Юрубченской залежи ЮТМ.

Параметры	Значения
Тип коллектора	Каверново-трещинный
Средняя глубина пласта, а.о., м	-2040
Площадь нефтеносности, км ²	1122
Эффективная нефтенасыщенная толщина продуктивного пласта, м	43,8
Эффективная газонасыщенная толщина, м	43,9
Проницаемость, мкм ²	95,7*10 ⁻³
Пустотность, д.ед.	0,017

Физико-химические свойства флюидов	Рифей
Начальное пластовое давление, атм	219
Плотность нефти, т/м ³ (пластовые условия/стандартные условия)	0,699/0,821
Давление насыщения, атм	216
Газосодержание, м ³ /т	194
Объемный коэффициент нефти	1,38
Вязкость нефти, Па*с	$1,35 \cdot 10^{-3} / 8,17 \cdot 10^{-3}$
Содержание парафинов нефти, %	1,88
Содержание смол нефти, %	4,73
Содержание асфальтенов в нефти, %	0,18
Содержание серы в нефти, %	0,23

2.1. Проблемы оценки нефтегазоносности рифейского природного резервуара ЮТЗ.

Основные геологические особенности рифейского пласта Юрубченской залежи: это крайне низкие значения пористости, сопоставимые с погрешностью оценки приборами ГИС (1-2%), крайне низкая проницаемость матрицы (по керну – 0,01 мД), высокая сообщаемость между скважинами (по данным гидропрослушивания в скважинах достигается моментальная реакция в скважинах, расположенных на расстоянии до 5км) (рисунок 9). Как и для многих карбонатных резервуаров, для рифейского коллектора характерна неоднородность строения, высокая степень изменчивости фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), которая обуславливает резкие различия в продуктивности даже в рядом расположенных скважинах в десятки раз. Залежь нефти имеет массивную газовую шапку, сопоставимую по мощности с нефтяной зоной. Наличие в толще субвертикальных трещин увеличивает риск прорыва воды и газа в добывающие скважины, тем самым способствуя снижению дебитов нефти.

Положение межфлюидальных контактов Юрубченской залежи обосновано по имеющимся результатам испытаний разведочных скважин. Контакты приняты на а.о. в -2023 и -2072 соответственно.

Продуктивность в рядом расположенных скважин различается зачастую в десятки раз, например, продуктивность скважины Юр-5, определенная по гидродинамическим исследованиям, составила $122 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$, отличается от продуктивности скв. Юрп-5б, расположенной рядом с ней, в восемь раз. Только 20% всех исследованных скважин (разведочных) имеют продуктивность выше $10 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$, 80% всех скважин характеризуются продуктивностью меньше $10 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$ (рисунок 10).

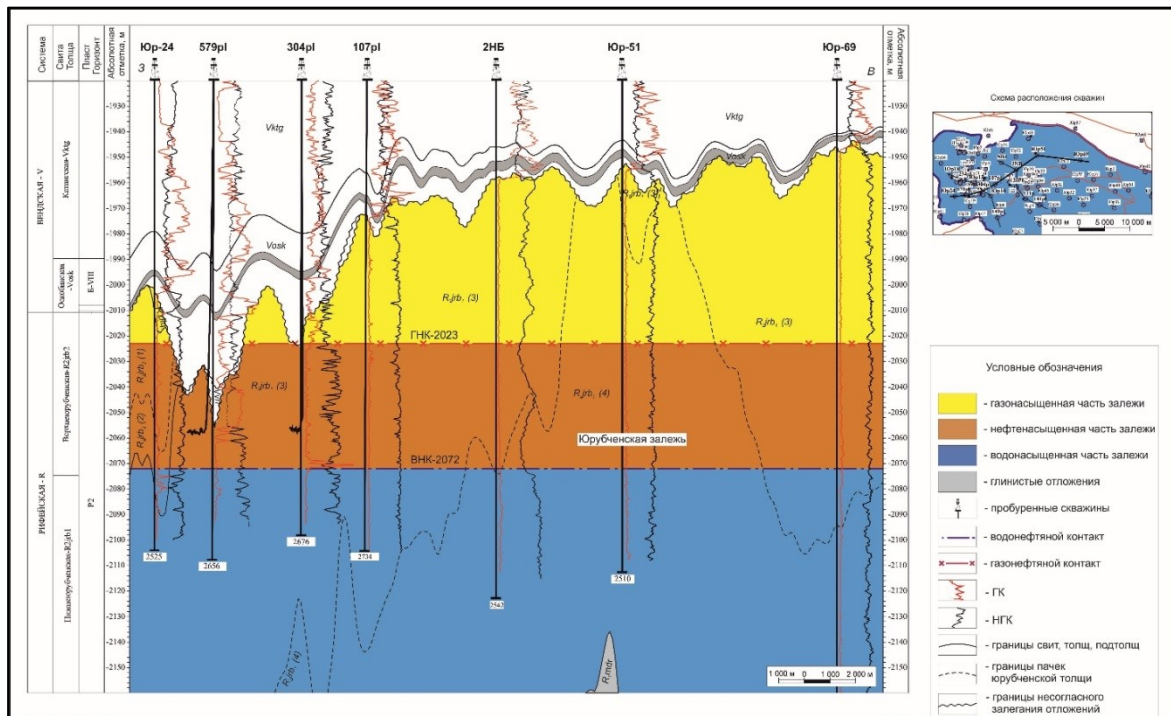


Рисунок 9. Схема строения рифейского резервуара Юрубченской залежи ЮТМ: сопоставление толщин газовой шапки и нефтяной оторочки [ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»].

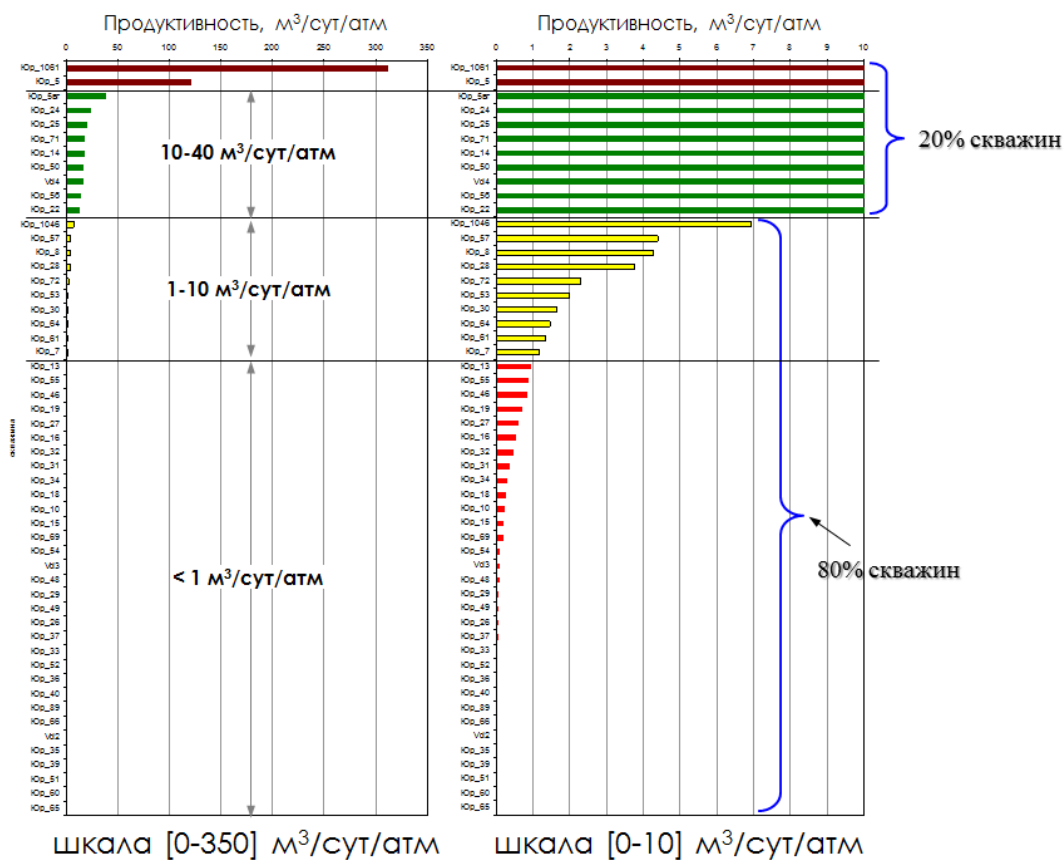


Рисунок 10. Распределение продуктивности скважин Юрубченской залежи [Кутукова, 2010-2011].

Отмеченные выше особенности геологического строения рифейских отложений Юрубченской залежи характеризуют проект освоения месторождения как высокорисковый, поэтому для эффективной разработки месторождения была разработана научно-методическая программа изучения Юрубченскрй рифейской залежи, предусматривающая ряд специальных исследований с применением передовых технологий и методик, которая включает:

1. Изучение литологической характеристики рифейских отложений.
2. Выделение типов разрезов рифейских продуктивных отложений и определение закономерностей их строения.
3. Типизация пустотного пространства и выявление условий его формирования.
4. Анализ трещиноватости и уточнение модели разломной тектоники Юрубченской залежи ЮТЗ.
5. Прогноз углеводородной продуктивности рифейских отложений ЮТЗ, выполнение количественной оценки.

Интеграция разномасштабных исследований позволила сделать ряд принципиальных выводов по геологическому строению месторождения, которые помогли оптимизировать решения по разработке. Результаты исследований по предложенной программе изложены в последующих разделах диссертации.

2.2. Научно-методическая программа исследований карбонатного резервуара рифейской залежи ЮТМ

К настоящему времени выполнено большое количество исследований рифейских отложений в пределах Юрубчено-Тохомского месторождения (петрофизические, литологические, сейсмические, промысловые исследования), в том числе с использованием самых передовых и современных технологий. Фильтрационно-емкостные свойства пород продуктивного пласта определены по результатам исследования керн: пористость (6668 определений из 67 скважин), проницаемость (4108 определений из 63 скважин), остаточная водонасыщенность (256 определений из 16 скважин), по ГИС (пористость – 108 скважин), по ГДИ (проницаемость – 32 определения в 24 скважинах). Но, несмотря на высокую степень изученности, за более чем 30-летнюю историю изучения ЮТМ специалисты так и не пришли к единому пониманию структуры пустотного пространства рифейского природного резервуара. Одной из главных причин такой ситуации являлось отсутствие представительных образцов с каверново-трещинной емкостью для петрофизических исследований вследствие недостаточно развитых технологий бурения в карбонатном разрезе. По 59-ти разведочным скважинам Юрубченской залежи, пробуренным в 1980-90-х годах, вынос керн составил в среднем 54%. При неизолированном отборе керн извлекались наиболее плотные разности, раскалывающиеся по плоскостям естественной трещиноватости таким образом, что последующие лабораторные определения давали не совсем корректные параметры фильтрационно-емкостных свойств рифейского природного резервуара. Керн из наиболее высокеемкой части резервуара не выносился и, соответственно, не был изучен.

В период с 2000 года по 2019 год на месторождении в целях уточнения геологического строения рифейских отложений пробурено семь вертикальных разведочных скважин (Юр-89, Юр-81, Юр-83, Тр-1, Тр-2, Тр-4, Тр-8, Тр-9, Тр-10) и 14 пилотных наклонно-направленных с применением современных технологий отбора керн, что обеспечило его практически 100% вынос. Применялись технологии изолированного отбора керн, что впервые позволило на месторождении получен уникальный представительный керновый материал.

До сегодняшнего дня принятой моделью коллектора ЮТМ для подсчета запасов являлась модель непроницаемых блоков, разбитых вертикальными трещинами с выщелачиванием по стенкам трещин и развитием вдоль них каверн [27] (рисунок 11). Однако при старте эксплуатационного бурения и появления новых материалов по работе скважин данная модель не подтвердилась. Скважина Юр89 вскрыла максимальное количество трещин – плотность до 5-6 тр/м. Несмотря на это, притока получено не было (рисунок 12).

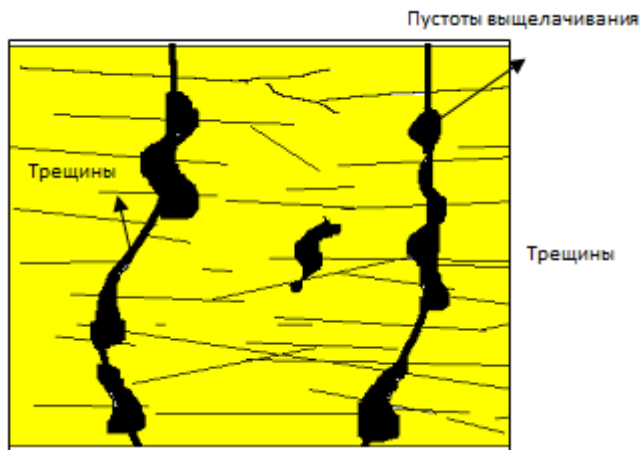


Рисунок 11. Принятая модель рифейского коллектора ЮТМ [21].



Рисунок 12. Тектонические трещины в скважине Юр-89.

Благодаря совершенствованию технологии отбора керна и получению 100% выноса керна удалось выявить новые принципиальные особенности строения рифейского резервуара. Это позволило создать концептуальную модель строения рифейского природного резервуара. Одной из основных особенностей предложенной автором научно-методической программы по изучению рифейских карбонатных отложений является системный анализ разномасштабных исследований, включающий анализ микроструктуры пород и изучение пространственных взаимоотношений крупных седиментационных единиц разреза в объеме резервуара. Преимуществом исследований над предшествующими работами является переход от качественной оценки к количественным характеристикам параметров и объединение всей разномасштабной полученной информации в единую количественную геологическую модель.

В основу работы положено исследование керна, включающее детальный седиментологический анализ керна, выявление текстурных и структурных особенностей пород, а также выявление и описание типов пустотного пространства. При описании керна особое внимание уделялось изучению трещинных характеристик пород – определению типов трещин, их углов падения и азимутов простирания. Трещинные характеристики оценивались при помощи инновационного измерительного прибора «Угломер Осипенко А.А.», который был специально разработан для описания трещинного карбонатного пласта [37, 47]. Для описания рифейского керна и трещинных характеристик автором совместно с представителями Компании Veisip Franlab и специалистами ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» разработана специальная форма единого описания керна (таблица 4). Керна по всем скважинам был обработан в едином ключе.

Таблица 4. Форма таблицы изучения карбонатного керна.

Параметр		ед. изм.
1		2
Стратиграфия		V/R
Долбление		№
Интервал отбора		От/до
Вынос, м		м
Вынос, %		%
Глубина по стволу		м
Глубина от начала долбления		м
Коробка		№
Угол слоистости (Угломер)		град
Условный азимут (Угломер)		град
Условный угол падения (Угломер)		град
Азимут скважины		град
Угол скважины		град
Азимут падения истинный		град
Угол падения истинный		град
Азимут простирания истинный		град
Бой		см
СТИЛОЛИТ		N
сцементированные (CEMENTED)		N
		см
частично-залеченные (PART. CEMENT.)		N
		см
открытые (UNCEMENTED)		N
		см
Морфология и характеристика трещин	Одиночная	N
	Система	N
	Сплошная	N
	Прерывистая	N
	Селективная	N
	Ровная	N

Параметр			ед. изм.
1			2
	Неровная		N
	S-образная		N
	Тонкая		N
	Грубая		N
Характеристика стенок трещин	Гладкая		N
	Неровная (щербинистая)		N
	Занозистая		N
Тип трещин (механический)	Отрыва		N
	Скола		N
	Клива ж	Межзерновой (стилолитовый)	S/м
Насыщение (битум)	Есть <u>Y</u>		N
	Не ясно <u>YN</u>		N
	Нет <u>N</u>		N
Толщина кавернозных слоев			см
Толщина глинистых слоев			см
Микротрещины (CRACKS)			N/см
Залеченность, вторичные изменения	Чистые, нет вторичных минералов		N
	Тектоническая глина		N
	Карбонатизация		N
	Ангидритизация		N
	Окварцевание (окремнение)		N
	Кавернозность выщелачивания		N
Размер каверн		см	
фото			
Примечания			

Помимо характеристик трещин описывались и диагностировались все иные макропустоты, также как кавернозные интервалы и единичные каверны, что имеет важное значение при определении модели коллектора Юрубчено-Тохомского месторождения. При отборе образцов керна для исследований максимально соблюдался принцип синхронности для того, чтобы структурно-вещественные характеристики пород были исследованы максимальным количеством методов на одном и том же образце. С целью получения представительного разреза плотность отбора образцов весьма высока, и составляла три образца на метр.

С целью изучения минерального состава и определения структурно-вещественных особенностей, рифейские отложения были изучены также с помощью оптических методов. Просмотрено под микроскопом около 1150 шлифов по 23 скважинам. Проведена типизация пород, в основу которой заложены различия текстурно-структурных признаков с количественной оценкой степени окремнения, процентным соотношением пустотности в объеме шлифа [39, 40, 41]. Набор тех или иных литотипов в разрезе скважин позволил

определить закономерности строения рифейского резервуара по вертикали и латерали. Синхронизация литологических и петрофизических методов исследований с результатами исследований специальными методами (томография, катодолюминисценция, стереомикроскопия, растрово-электронная микроскопия) позволила обосновать структурно-вещественную модель рифейских пород-коллекторов. Все полученные геологические параметры переведены в цифровой формат, благодаря чему построена серия карт: окремнения, глинистости, трещиноватости пород рифейского возраста, а так карта распространения строматолитовых построек.

Помимо изучения литологического строения карбонатных отложений (керна, шлифы) проведена аналитическая работа по обобщению геолого-геофизических материалов. Выполнена корреляция скважинных разрезов. Проведена переинтерпретация материалов ГИС с учетом кернового материала. Выполнен анализ результатов интерпретации материалов сейсморазведки МОГТ-3D с учетом новых данных по ГИС. На основе обобщения полученных результатов построена карта продуктивности рифейской залежи нефти с выделением продуктивных зон высокой и низкой продуктивности с использованием пакета геологического моделирования ПО «Petrel» (Шлюмберже).

Корреляция скважинных разрезов.

В связи с тем, что для Юрубчено-Тохомского месторождения трещиноватость играет важную роль в фильтрации флюидов, для выявления зон повышенной трещиноватости выполнена детальная корреляция разрезов скважин по материалам ГИС. В результате детальной корреляции венд-кембрийского разреза по данным ГИС и проведенного автором анализа распространения в разрезе интрузий удалось впервые выделить малоамплитудные разрывные нарушения, которые по данным сейсморазведки МОГТ-3D не были установлены [1]. После повторного анализа имеющихся сейсмических материалов нарушения, выделенные по данным ГИС, были подтверждены данными МОГТ-3D. Благодаря комплексному подходу к анализу материалов ГИС удалось впервые выделить на Юрубченской залежи УВ дополнительные дильюнктивные нарушения, которые позволили объяснить получение в соседних скважинах, пробуренных рядом с нарушениями, получение высоких значений обводненности и газового фактора.

При анализе преимущественного направления открытых трещин по скважинным имиджерам проведено сравнение результатов определения направления трещин в 34 скважинах с дебитами нефти, полученными в этих скважинах в целевом интервале, что позволило сделать принципиальный новый вывод о максимально эффективном азимуте определенной системы раскрытых трещин в пределах Юрубченской залежи ЮТМ.

Переинтерпретация материалов ГИС с учетом кернового материала.

Во всех разведочных и эксплуатационных скважинах ЮТМ проведен стандартный комплекс геофизических исследований скважин (ГИС): ГК, НГК, ГГК-п, кавернометрия, методы кажущихся сопротивлений, АК. Результаты исследования керна (ФЕС, минеральный состав, описание керна) тщательным образом были увязаны с данными ГИС с помощью привязочного гамма-спектрометрического каротажа на керне. Основные сложности при интерпретации материалов ГИС в условиях ЮТМ:

- низкие значения пористости, находящиеся в области погрешности определения методов ГИС;
- тонкослоистость разреза, когда по данным описания керна кавернозные интервалы могут составлять всего 5-40 см, что ниже разрешающей способности большинства методов ГИС;
- сложный и изменчивый минеральный состав пород;
- наличие трещиноватости.

Для построения геологической модели выбран вариант создания объемной петрофизической модели (рисунок 13) путем решения системы уравнений с использованием методов плотностного, нейтронного и акустического каротажей (ГГКп, НК и АК) [52]:

$$\begin{cases} \sigma = \sigma_{изв} V_{изв} + \sigma_{дол} V_{дол} + \sigma_{анг} V_{анг} + \sigma_{гл} V_{гл} + \sigma_v K_n; \\ W = W_{изв} V_{изв} + W_{дол} V_{дол} + W_{анг} V_{анг} + W_{гл} V_{гл} + W_n K_n; \\ \Delta t = \Delta t_{изв} V_{изв} + \Delta t_{дол} V_{дол} + \Delta t_{анг} V_{анг} + \Delta t_{гл} V_{гл} + \Delta t_n K_n; \\ J_\gamma = J_{\gamma изв} V_{изв} + J_{\gamma дол} V_{дол} + J_{\gamma анг} V_{анг} + J_{\gamma гл} V_{гл} + J_{\gamma в} K_n; \\ 1 = V_{изв} + V_{дол} + V_{анг} + V_{гл} + K_n. \end{cases}$$

где σ , W , Δt , J_γ - измеренные значения объемной плотности, водородосодержания, интервального времени и естественной радиоактивности пород, $V_{песч.}$, $V_{ал}$, $V_{изв}$, $V_{дол}$, $V_{анг}$, $V_{гл}$, K_n - объемные доли компонента в единичном объеме.

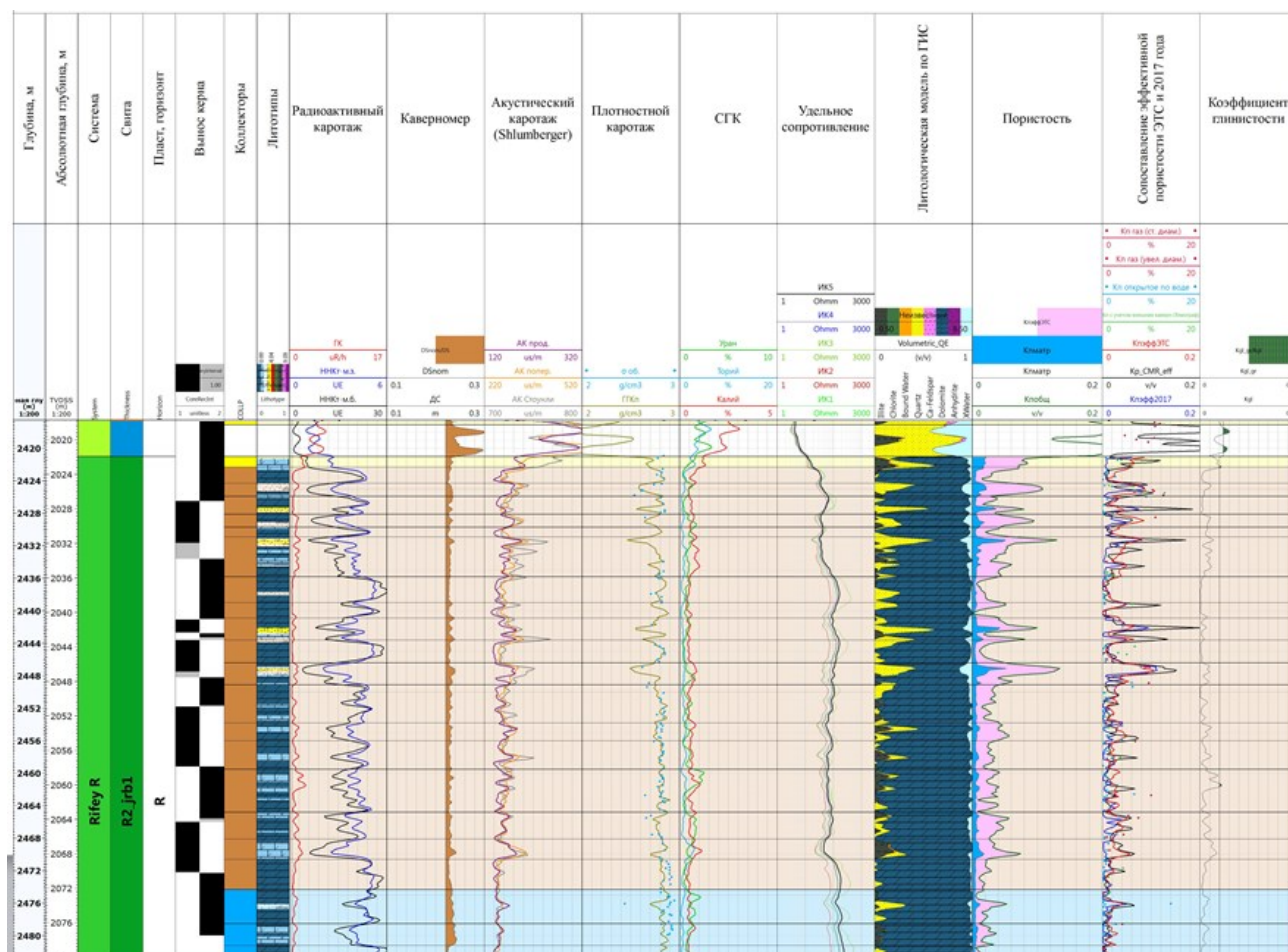


Рисунок 13. Планшет с примером интерпретации ГИС одной из скважин ЮТМ [ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»].

После получения представительных скважинных разрезов со 100% выносом зерна с целью минимизации ошибок интерпретации методами ГИС и определения наиболее вероятных значений пористости проведена тщательная увязка результатов исследования зерна эталонных скважин с результатами обработки материалов ГИС по приведенной системе уравнений. Оказалось, что вторичная емкость (каверны и трещины), определяемая с помощью существующей методики интерпретации данных ГИС, не соответствует данным исследований зерна: интервалам, где по керну наблюдался плотный доломит с пористостью 0,01% (газовольюметрический метод определения пористости и томография сплошной колонки зерна) соответствовали участки с пористостью до 1-1,5% по ГИС.

Для корректировки и настройки несовпадающих интервалов по керну и ГИС автором совместно со специалистами ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» применены уточнения, которые приведены в работе [52]. Объемная модель включает в себя такие составные компоненты, как глинистость, окремнение и содержание доломита. Константы (плотность, интервальное время пробега, водородный индекс) для каждого типа породы принимались по

справочным материалам, с последующей корректировкой для достижения максимального сопоставления с керновыми данными. При таком подходе существует вероятность получения различных комбинаций объемов минералов и пустотного пространства, обладающих едиными характеристиками ГИС (т.н. эквивалентность). Поэтому важным фактором являлся выбор критериев корректности модели. В исследуемом случае этими критериями являлась настройка модели на фактические данные керна - определения пористости и минералогический состав. На экспериментальной основе по скважинам со 100% выносом керна (скв. 272, 198) установлено, что доля точек с определениями пористости по ГИС на 20-30% может быть больше, чем доля точек с определениями пористости по керну (рисунок 14).

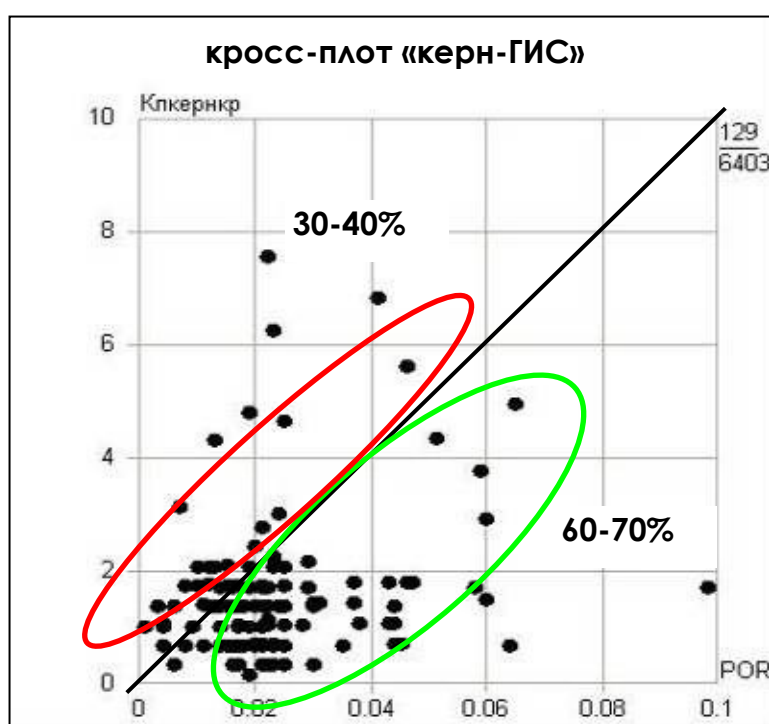


Рисунок 14. Кросс-плот сопоставления пористости по ГИС и керну [Кутукова, Роговцева, 2011].

Уточнение существующей методики интерпретации ГИС стало возможным благодаря комплексному интегрированному подходу к исследованиям керна последних десяти скважин со 100% выносом, пробуренным в высокопродуктивной зоне. Для дальнейшего усовершенствования методики интерпретации ГИС по разделению на каверновую и трещинную составляющие проводились специальные научные разработки с использованием расширенных программ исследования керна (химия пород, термогравиметрия, микротомография, томография, рентгенофазовые анализы, рисунок 15).

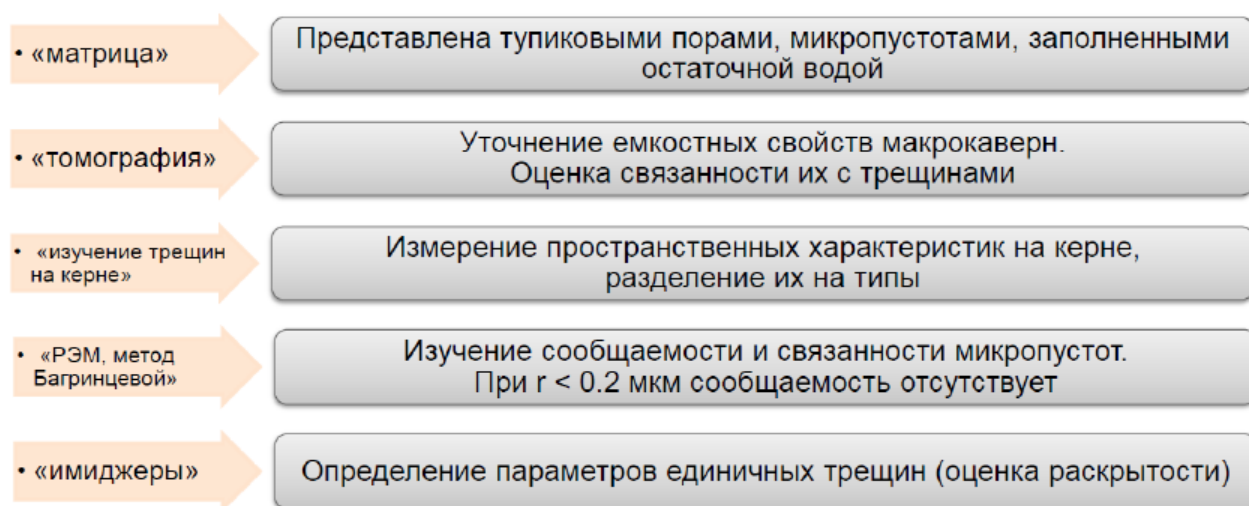


Рисунок 15. Уточнение емкостной модели рифейского коллектора с помощью специальных исследований керна [ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», Кутукова, 2014].

Разработаны автором в составе проектной группы ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» качественные критерии выделения эффективных кавернозных толщин:

- выделение трещиноватых и кавернозных интервалов по данным скважинных имиджеров (акустических/электрических);
- увеличение скорости проходки по механическому каротажу;
- наличие поглощений бурового раствора по данным ГТИ;
- повышение γ -активности за счет урановой составляющей СГК (отмечена связь интервалов интенсивной кавернозности с повышенным содержанием урана в битумах);
- приращения временных измерений ГК в укрупненном масштабе (в процессе бурения и при ГИС на кабеле);
- увеличение коэффициентов затухания упругих волн и уменьшения амплитуды волн;
- уменьшение согласованности (когерентности) колебаний поперечных волн по многозондовым данным АКШ;
- повышенные затухания и отражения волны Лэмба-Стоунли;
- увеличение анизотропии дипольных поперечных волн.

Выделенные кавернозные интервалы по керну сопоставлены с данными томографии и ЯМК. Достигнута хорошая сходимость между фактическими данными и ГИС, это подтверждает, что выбранный метод выделения кавернозных толщин приемлем. В таблице 5 представлены граничные значения использования методов ГИС для определения интервалов кавернозности.

Таблица 5. Граничные значения методов ГИС для определения интервалов кавернозности

Метод ГИС	Кривая	Интервалы, выделенные по керну		
		Монолит	Преимущественно монолит (единичные каверны)	Каверны
АК	dTp, мкс/м	<165	165<DTP<173	>173
ГГКп	σ , г/см ³	>2.72	2.68< σ <2.72	<2.68
НК	W, д.ед	<0.0067	0.067<W<0.087	>0.087
СУ	K _п ^{общ} , %	<0.035	0.035< K _п общ<0.065	>0.065
ЯМК	K _п ^{общ} , %	<0.030	0.030< K _п общ<0.051	>0.090

АК (dTp) – акустический каротаж (скорость продольной волны);

ГГКп – гамма-гамма-плотностной каротаж;

НК - нейтронный каротаж;

СУ – расчет пористости по системе уравнений;

ЯМК – ядерно-магнитный каротаж.

По результатам интерпретации материалов ГИС построены различные карты: эффективной пористости и суммарной толщины кавернозных интервалов.

Обобщение полученных геологических карт.

Закономерности изменения литологических характеристик рифейских отложений определялись по серии карт распространения литотипов, кремнения, трещиноватости, глинистости. Анализ распространения трещиноватости по разрезу и площади выполнялся с использованием как литологических данных по керну, так и петрофизических данных (насыщение образцов люминофором – метод К.И. Багринцевой). Космогеологические данные и данные специальных методов ГИС (UBI/FMI) позволили построить карту трещиноватости по всему месторождению в целом. Для картирования зон повышенной трещиноватости и построения разломной модели привлекались результаты дешифрирования космических снимков, результаты интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-3D и корреляции разрезов 100 скважин с картированием интрузивных тел в венд-кембрийском осадочном чехле. Анализ направления трещиноватости по скважинным имиджерам в сопоставлении с работой скважин позволил сделать новый принципиальный вывод о раскрытости трещин в пределах Юрубченой залежи ЮТЗ. До этого подобных оценок не проводилось.

Комплексирование перечисленных геолого-геофизических исследований и отображение их в итоговой прогнозной карте позволило решить задачи, поставленные в работе. Применение широкого спектра лабораторных, промысловых методов и научно-методических приемов,

тщательная увязка позволили создать концептуальную модель рифейского карбонатного резервуара, оценить степень раскрытости различных систем трещин, на основе чего определить наиболее эффективную стратегию разработки рифейского пласта Юрубчено-Тохомского месторождения.

ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 2.

Для выделения в рифейском разрезе пород-коллекторов использован широкий комплекс геолого-геофизических данных. Проведены литологические исследования керн, геофизические исследования скважин, петрофизические исследования. Выполнен анализ промысловых данных как по вертикальным разведочным скважинам, так и по новым горизонтальным скважинам, пробуренным на участке опытно-промышленной эксплуатации. По результатам анализа испытаний и истории работы скважин построена карта продуктивности по нефтенасыщенному интервалу Юрубченской залежи.

Разработанная автором научно-методическая программа для изучения пустотного пространства карбонатных каверно-трещинных пород представлена в таблице 6.

Таблица 6. Научно-методическая программа изучения рифейских карбонатных отложений Восточной Сибири.

<u>Метод изучения</u>	<u>Материал</u>	<u>Результат</u>	<u>Вид результата</u>
Методы изучения керна: А. Описание керна Б. Оптические методы исследования В. Томография, микротомография С. Петрофизические исследования	Керн до распиловки/после распиловки, шлифы, образцы	Литотипы	Результаты представлены в форме таблиц Excel, карты и файлы формата *.txt для загрузки в ПО "Petrel", карты распространения литотипов, фотографии
		Гистограммы распределения литотипов	Гистограммы и карты распределения описанных свойств и характеристик коллектора (строматолитовых построек, распространения литотипов и др.). Концептуальное строение пласта, модель коллектора (Глава 3).
		Типы пустотного пространства	
		Количественное описание типов пустотного пространства	
		Описание трещин с количественными характеристиками	
		Таблица с ФЕС	

<u>Метод изучения</u>	<u>Материал</u>	<u>Результат</u>	<u>Вид результата</u>
Методы изучения ГИС	Стандартный комплекс ГИС (ГК, НГК, ГГКп, АК, керн)	Файлы с расширением .las для загрузки в ПО «Petrel» с интерпретацией, таблица Excel	Параметры кавернозных интервалов, карта пористости, карта распространения кавернозности
	Расширенный комплекс ГИС (ЯМК, FMI, UVI)	Таблица с параметрами трещин	Карта плотности трещин, оценка раскрытости трещин, преобладающие направления трещин
		Наличие кавернозных интервалов	Подтверждение наличия кавернозных интервалов по имиджерам
Корреляция ГИС	ГИС (все методы)	Малоамплитудные разломы (30-60 м)	Модель разломов (карта + трехмерная модель в ПО «Petrel», тектоническая модель)
Данные сейсморазведки МОГТ-3D	Куб амплитуд SEG-Y	Амплитудные разломы (с амплитудой 80-150 м)	
Параметры работы скважин	ИК, ГДИС, шахматки	Коэффициент продуктивности	Карта продуктивности

ГЛАВА 3. ЛИТОЛОГИЯ И ТИПЫ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА РИФЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОЙ ЗОНЫ

Литологические особенности строения рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения ранее описывались в работах А.А. Трофимука, А.Э. Конторовича, К.И. Багринцевой, В.В. Харахинова, Хабарова Е.М., Семихатова М.А., Вараксиной И.В., О.В. Постниковой, В.Г. Кузнецова, Н.В. Мельникова, Скобелевой Н.М., Марковой В.Н., Кринина В.А., Савинского К.А., Серебрякова С.Н. и др [7, 55, 58, 59, 67, 68].

В ходе проведения исследования автором описан керновый материал по 24 разведочным скважинам и 14 пилотным стволам, при этом соотношение поднятого керна к длине пробуренного интервала составило 56% и 98% соответственно, а также сделана количественная оценка пустотности и выполнено описание 1150 шлифов. В некоторых скважинах плотность отбора шлифов составила 2 шлифов на метр.

При описании шлифов была дана количественная оценка содержанию кремнезема, плотности трещин на шлиф, их раскрытости, доле пустотного пространства, размеру пор, зерен. Такой количественный анализ каменного материала проведен впервые.

На рисунке 16 представлена карта фактического материала.

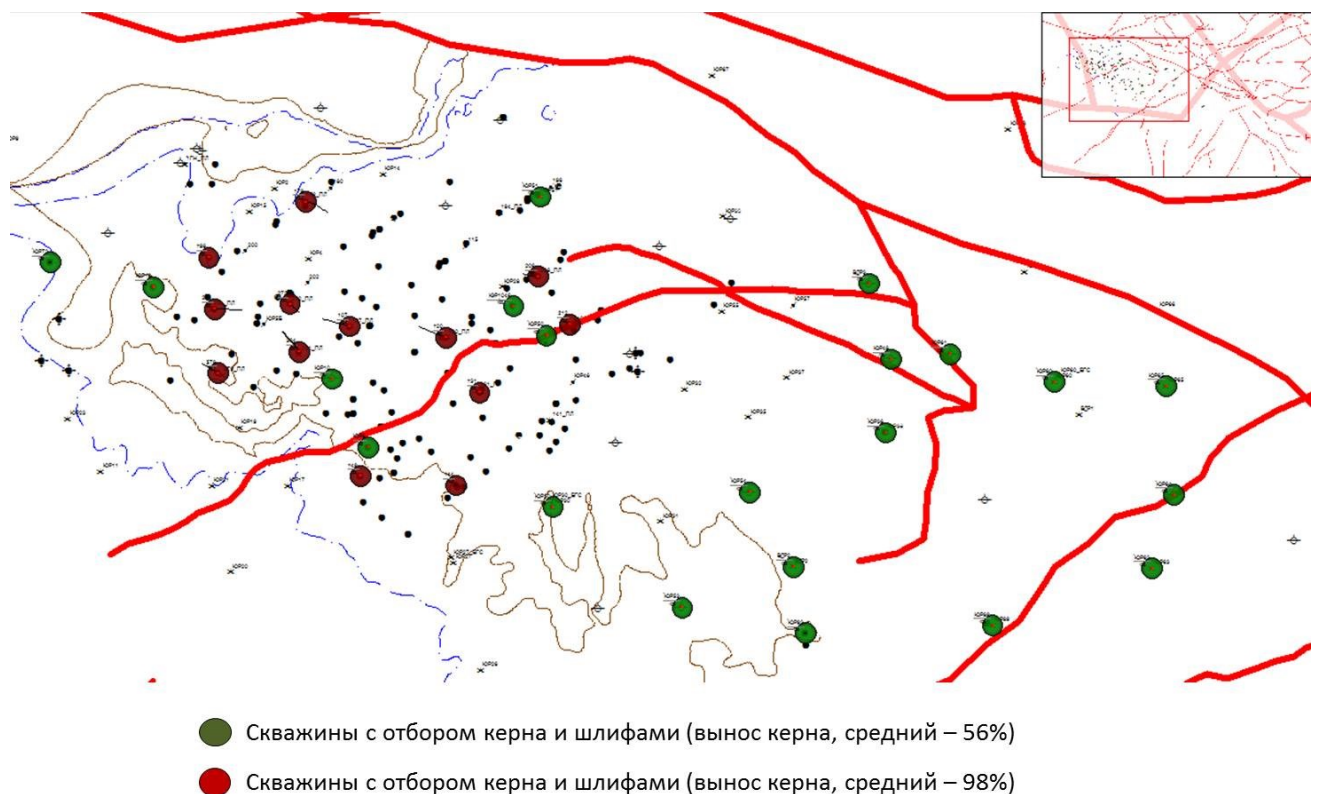


Рисунок 16. Схема с фактическим материалом [Кутукова, 2019].

3.1. Литологическая характеристика рифейских отложений.

Среди карбонатных пород рифея преобладают доломиты, значительно реже встречаются глинистые породы и песчаники. Глинистые породы представлены светло-зелеными аргиллитоподобными глинами. Минеральный состав пород изучался в шлифах с привлечением результатов трехкомпонентного карбонатного и рентгено-структурного анализов. Впервые по каждому шлифу при описании проведен количественный расчет размеров пор, каверн, в каждом шлифе считалось значение пустотности. В ходе исследования выделено 11 основных литотипов, различающихся между собой структурно-текстурными особенностями (рисунок 17):

- доломиты строматолитовые горизонтально-слоистые
- доломиты строматолитовые узорчатые или с реликтовой кружевной структурой
- доломиты микробиальные сгустково-комковатые (грейнстоун, grainstone – зернистая карбонатная осадочная порода, практически не содержащая илистых частиц в цементе. Формируется в обстановке высокоподвижной водной среды или за счет вымывания ила из первичного отложенного зернового карбонатного осадка)
- доломиты интракластовые (обломочный)
- доломиты желваковые
- доломиты разнокристаллические
- доломиты микрокристаллические
- доломиты крупнокристаллические
- ангидрито-доломиты
- песчаники
- карбонатно-кремнистая порода

Среди горизонтально-слоистых доломитов можно выделить подтипы: тонко-слоистые (ламинитовые), комковато-слоистые, горизонтально-слоистые с кружевной структурой, неяснослоистые доломиты.

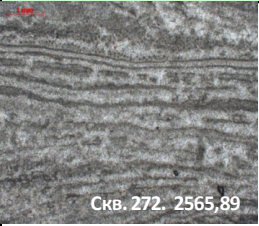
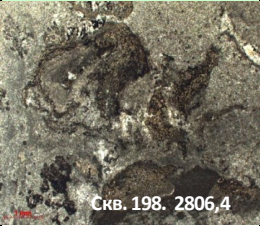
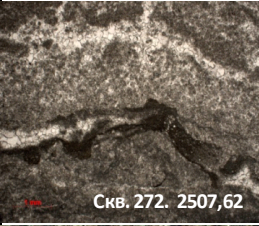
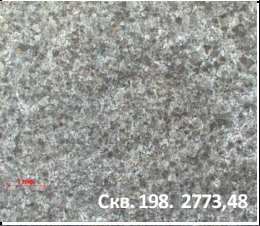
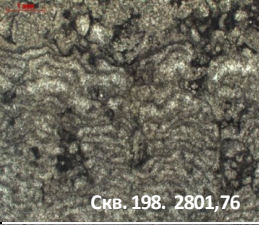
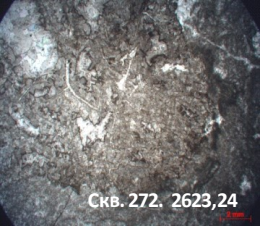
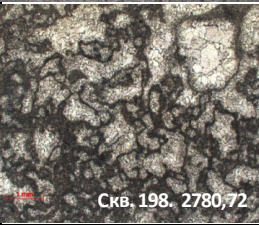
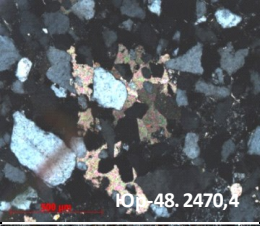
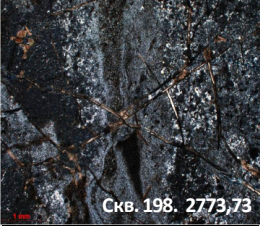
ЛИТОТИП		ВИД В ШЛИФЕ		ЛИТОТИП	ВИД В ШЛИФЕ
Доломит строматолитовый	Тонко-слоистый (ламинитовый)	 Скв. 272. 2565,89		Доломиты желваковые	 Скв. 198. 2806,4
	Комковато-сугстовый	 Скв. 272. 2507,62		Доломиты разнокристаллические	 Скв. 198. 2773,48
	Горизонтально-слоистый кружевной	 Скв. 198. 2801,76		Доломиты микрокристаллические	 Скв. 198. 2832,82
	Неяснослоистый	 Скв. 272. 2531,5		Доломиты крупнокристаллические	 Скв. 272. 2623,24
Доломит строматолитовый узорчатый		 Скв. 198. 2780,72		Ангидрито-доломит	 Скв. 272. 2635,56
Доломит сугстово-комковатый (грейнстоун)		 Скв. 272. 2632,9		Песчаники	 Ю-48. 2470,4
Доломит интракластовый (обломочный)		 Скв. 272. 2671,54		Карбонатно-кремнистая порода	 Скв. 198. 2773,73

Рисунок 17. Выделенные литологические типы доломитовых пород ЮТМ [Кутукова, 2009].

Литотип 1. Доломиты строматолитовые горизонтально-слоистые (рисунок 18).

Породы серые и светло-серые, нефтенасыщенные разности со слабым буроватым оттенком.

В строматолитах данного типа наблюдается послойная структурная дифференциация карбонатного материала, часто с образованием характерных двух слоев. Пара состоит их слойков доломита микрокристаллической и спаритовый – от тонко до мелко-среднекристаллической – структуры. Толщины слойков составляют 0,1-0,5 мм, в отдельных местах до 1 мм. Слойки микрокристаллической структуры отличаются большими толщинами, выдержаны по простиранию, часто сливаются. Они имеют в основном узорчатую структуру, которая часто сохраняется как реликтовая. Слойки спаритовой структуры имеют подчиненное по мощности значение в породе (толщина до 0,04 мм). Иногда в них наблюдается характерная фибровая структура доломита. Слойки сложены субпараллельными удлиненными кристаллами, ориентированными вертикально относительно поверхностей напластования породы. Такую структуру имеют прослои внутрикаркасной цементации строматов, которая происходит при осушении осадка. Как правило, слойки фибровой структуры образуют серии, формирующиеся при периодически повторяющихся осушениях. Между слойками существуют различные соотношения, изменяются также их морфологические особенности. Наиболее часто встречаются горизонтально волнисто линзовидно прерывисто тонкослоистые разности. Границы слойков иногда подчеркнуты присыпками глинистого материала.

В целом, значение пустотности в шлифах колеблется в пределах 0,008-0,55 %, при среднем значении 0,28%. Пустотное пространство представлено остаточными пустотами выщелачивания по трещинам, размером до 0,5 мм и остаточными пустотами, размером 0,001-0,01 мм.

В отдельных шлифах отмечены трещины раскрытостью до 0,07 мм. По трещинам наблюдаются полости выщелачивания.

Подтип 1. Доломит тонко-слоистый ламинитовый (рисунок 18). Слоистость в данном подтипе ярко выражена. Микрослоистая – ламинитовая - текстура строматолитов - ровная горизонтально параллельно обусловлена чередованием прослоев толщиной 0,01-0,05 мм, которые объединяются в серии толщиной от 0,5 до 1,0 мм. Часто наблюдается срезание и примыкание серий слойков. Слойки двух структурных типов - микрокристаллические и микро-тонкокристаллические. Участками отмечаются нарушения горизонтально-слоистой текстуры, связанные с пластическими или разрывными дислокациями, в слабо-литифицированном осадке, по-видимому, в периоды его временного осушения в мелководной зоне.

Термин «ламинитовая» встречен касательно строматолитовой структуры встречен у Э.А. Еганова «Фосфоритообразование и строматолиты» [15], что означает тонконаслоенные.

Специфика этих строматолитовых пород заключается в том, что собственно фитогенные прослои представляют собой тончайшие прослои-пленки, выдержанные по простиранию, а разделяющие их прослои микроспарита, несколько превышают их по толщине. Довольно часто в отдельных спаритовых прослоях, в серии прослоев, иногда в объеме нескольких серий наблюдается характерная фибровая структура микроспаритового доломита. Прослои фибровой структуры сложены удлиненными кристаллами доломита, ориентированными субперпендикулярно наслоению. Фибровые структуры в микрослоистых строматолитах наблюдаются как в коренном залегании, так и в интракластах, где иногда сохраняются обломки тонких фибровых корочек; они могут служить индикатором перерывов в осадконакоплении, а также внутрислоевых размывов.

К таким строматолитам часто приурочен особый тип избирательного окремнения по тончайшим фитогенным или микропрослоям, который сочетается с образованием крупных каверн.

Подтип 2 (рисунок 19). Доломит комковато-слоистый. Порода представлена чередованием микритового (темного) и спаритового (светлого) доломитового материала, с многочисленными комками. Слойки микритового материала – линзовидно-прерывистые. Слойки спаритового материала как тонкие, так и значительные по мощности. Встречаются многочисленные водорослевые комки овальной формы, размер варьируется от 0,1 до 0,3 мм, преобладает 0,2 мм. Как правило, водорослевые комки и сгустки распределены по напластованию.

Подтип 3. Доломит горизонтально-слоистый кружевной.

В данных породах тонкие кружевные прослои микритового материала образуют четкую слоистую микротекстуру. Порода частично перекристаллизована, что затушевывает ее первичную структуру (рисунок 20). Широко развито вторичное минералообразование. Окремнение, например, подчеркивает первичную кружевную структуру. Как правило, данный тип пород является переходным от доломитов строматолитов слоистых к доломитам биогермным с реликтовой кружевной структурой.

Подтип 4. Доломит неяснослоистый. В данных породах первичная волнистослоистая микротекстура практически полностью уничтожена вторичными процессами (доломитизацией и перекристаллизацией). Преобладает светлый спаритовый доломит, образующий неясные прослойки (рисунок 21).

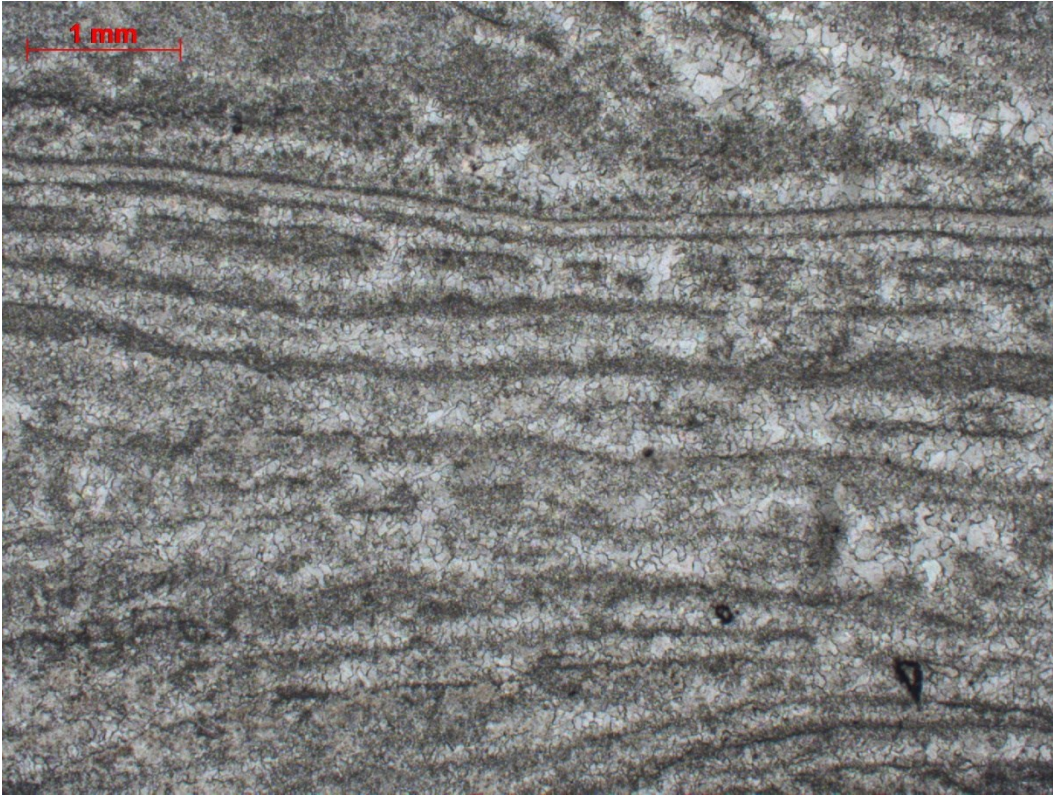


Рисунок 18. Доломит строматолитовый слоистый. Юрубченская скв. 272. Глубина отбора 2565,89 м. Без анализатора.

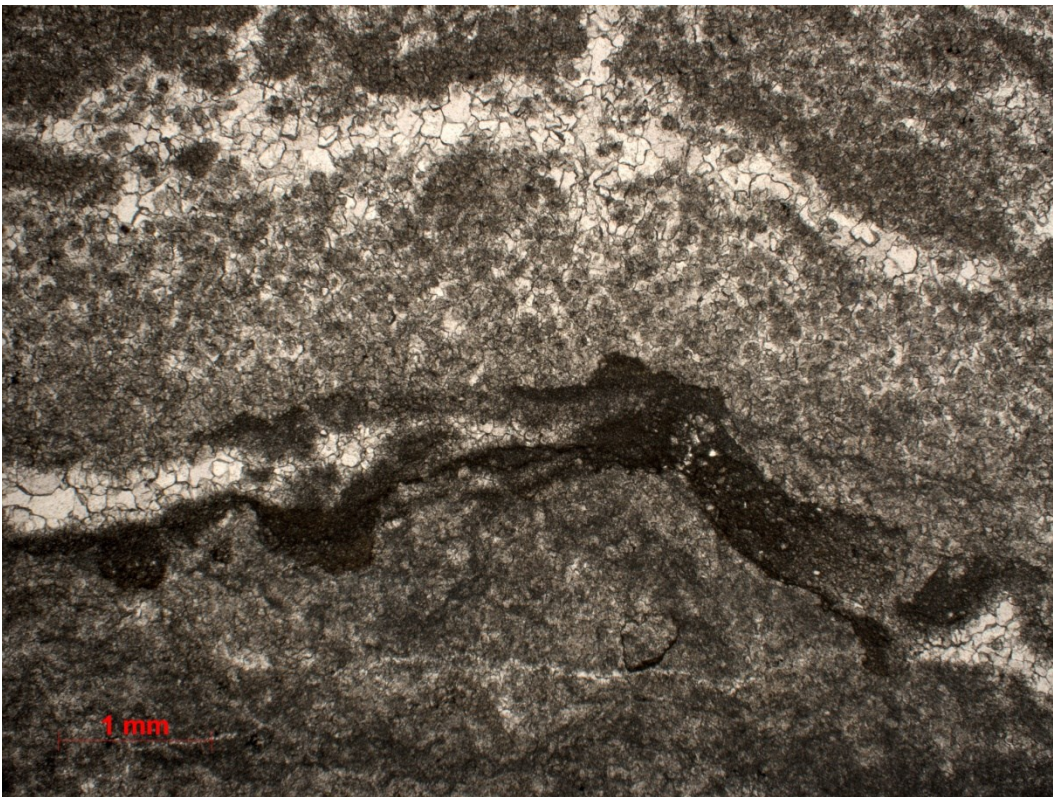


Рисунок 19. Доломит строматолитовый комковато-слоистый. Юрубченская скв. 272. Глубина отбора 2507,62 м. Без анализатора.

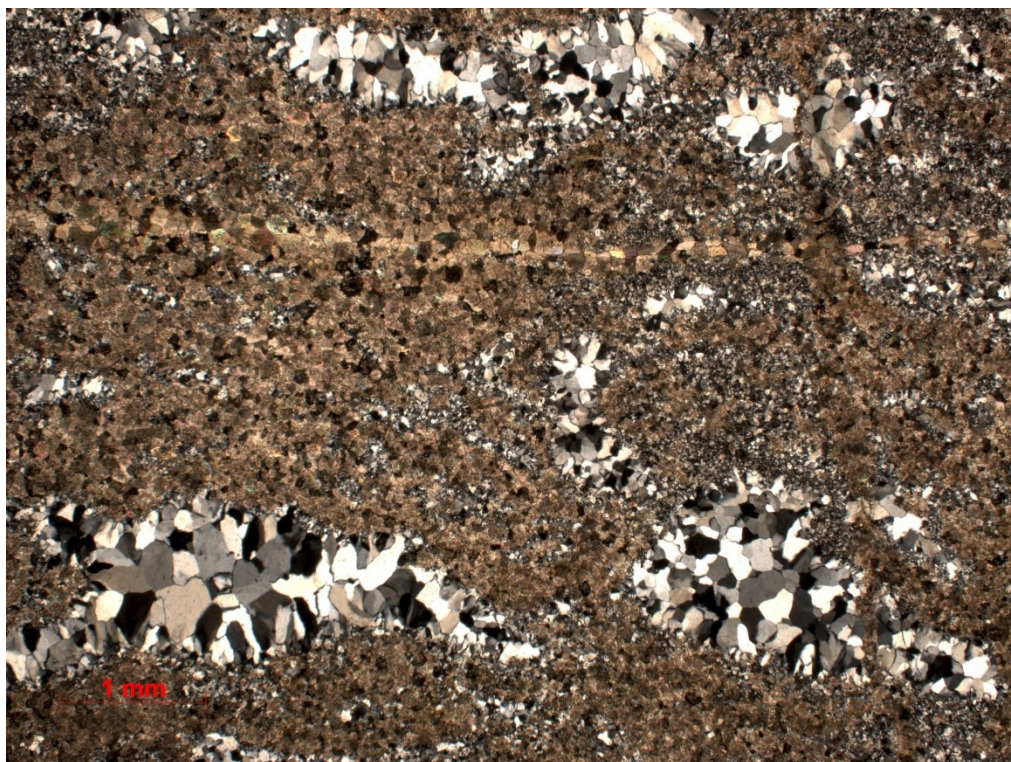


Рисунок 20. Перекристаллизация и заполнение первичного пустотного пространства доломита горизонтально-слоистого кружевного. Скважина Юрубчено-Тохомская-272. Глубина отбора 2492,07 м. С анализатором.

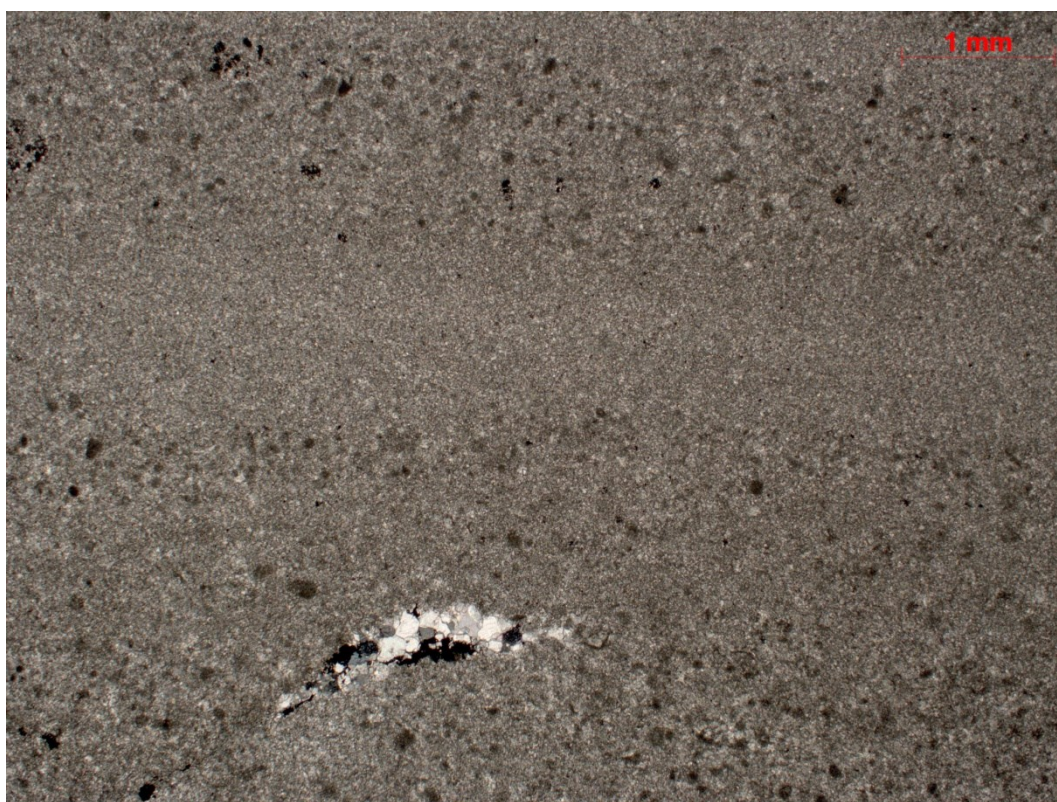


Рисунок 21. Доломит строматолитовый неяснослоистый. Юрубченская скв. 272. Глубина отбора 2531,50 м. С анализатором.

Литотип 2. Доломиты строматолитовые узорчатые или с реликтовой кружевной структурой (рисунок 22).

Строматолитовый доломит обладает «узорчатой (кружевной)» структурой. Она имеет следующие особенности: на общем светлом фоне, который преобладает в породе, расположены слойки, отдельные изогнутые ниточки, образующие как бы кружево, сложенные темной составляющей; также отмечаются отдельные участки (размером до 0,5 мм) неправильной формы, прослои (шириной до 1,5 мм), сложенные темной карбонатной составляющей. Размер зерен доломита в темной составляющей части 0,005-0,01мм, структура этих участков пелитоморфная (или микрозернисто-пелитоморфная).

Светлая часть сложена доломитом, размеры которого изменяются от 0,05 до 0,6 мм; форма кристаллов неправильная, ромбоэдрическая, крупные кристаллы доломита трещиноватые. Местами более крупные кристаллы доломита образуют гнездообразные или линзовидные обособления. Количество светлого компонента явно преобладает над темным.

Отмечаются трещины с раскрытостью до 0,1 мм, частично или полностью заполненные кристаллами доломита. Пустотное пространство: породы непористые, реже низкопористые. Пустотное пространство представлено межкристаллическими пустотами изометричной, угловатой формы, размеры их от 0,05 мм и до 0,7 мм. В целом, значение пористости в шлифах колеблется в пределах 0,3-0,41% (в среднем 0,35%). Встречаются алевроитовые и песчаные примеси в количестве 5-10%.

Окремнение приурочено к межкаркасным пустотам и составляет не более 7%. Местами окремнение достигает 20%. Выявляются несколько генераций выделения кремнистого вещества. Видно, что в карбонатной части породы отмечаются редкие пустоты выщелачивания, в которых образуются кристаллы кварца. В то же время соотношение кремнистой составляющей более ранней генерации и карбонатной составляющей породы имеет четко выраженную границу. В редких пустотах, сохранившихся в карбонатной части породы, наблюдаются выделения вторичных кристаллов доломита, имеющих зональное строение. Зональность обусловлена выделением каемок железистого вещества по кристаллографическим очертаниям. В породе наблюдаются выделения различных аутигенных минералов: пирита, рутила, КПШ (возможно). Кроме того, в породе выявлена система тонких извилистых трещин, заполненных кристаллами железистого доломита.

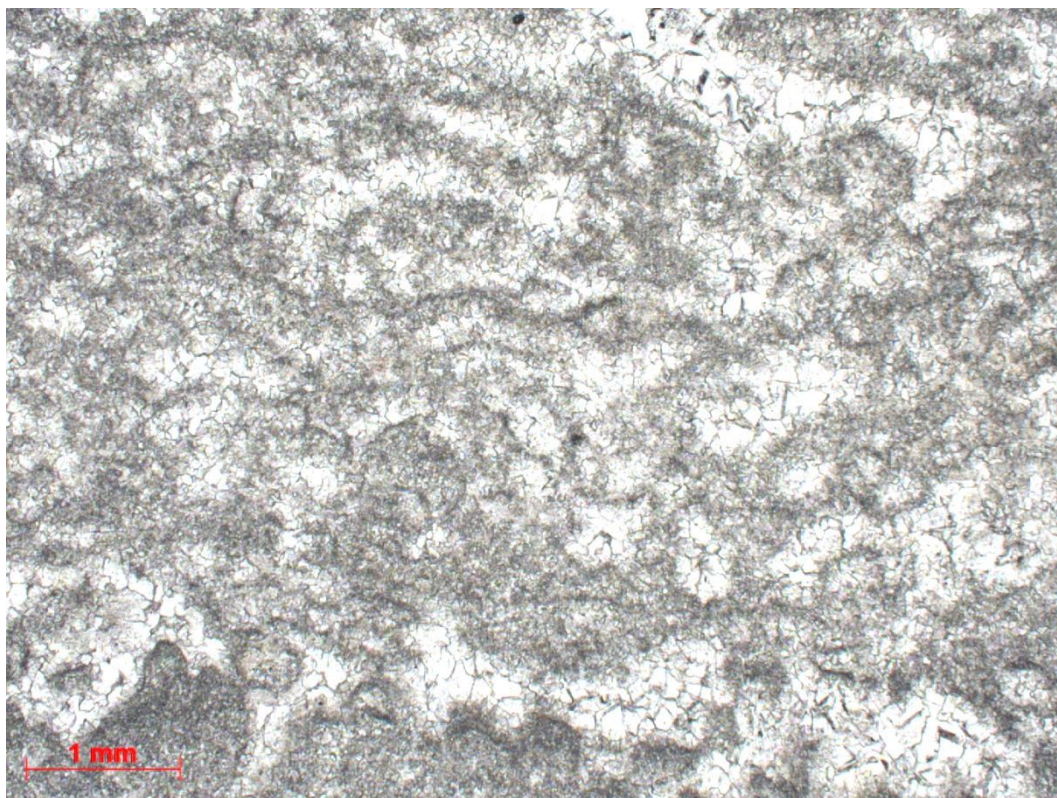


Рисунок 22. Доломит строматолитовый с реликтовой кружевной структурой. Юрубченская скв. 272. Глубина отбора 2566,61 м. Без анализатора.

Литотип 3. Доломиты микробиальные сгустково-комковатые (грейнстоун) (рисунок 23).

Микротекстура пород однородная, иногда неясно пятнистая и слоистая.

Структура неравномерно зернистая, от микрокрозернистой в комках и сгустках до тонкозернистой в межкомковом пространстве.

Породы сложены микритовыми комочками и сгустками доломита. Среди зерен редко встречаются оолитоподобные образования с неясно выраженной концентрически-слоистой внутренней структурой. Форменные элементы сцементированы микро-тонкозернистым или тонкозернистым доломитом. Часто породы интенсивно перекристаллизованы с образованием равномерной тонко-мелкокристаллической структурой с сохранением теневой (реликтовой) комковато-сгустковой.

Доломиты сгустково-комковатые, сгустковые и комковатые с отчетливо выраженными первичными структурами, слабо перекристаллизованные. Окремнение составляет 10-15% на отдельных интервалах и по породе распространено неравномерно.

Также местами встречаются алевроитовые и песчаные примеси в количестве 10%.

Пустотное пространство представлено остаточными пустотами выщелачивания размером 0,02-0,27 мм.

В целом, значение пористости в шлифах колеблется в пределах 0,16-0,45%, при среднем значении 0,3%.

Отдельные шлифы характеризуется сильным разбитием на открытые трещины толщиной до 0,2 мм. Некоторые трещины минерализованы железистым доломитом. Также в результате проведения исследований на растрово-электронном микроскопе (РЭМ) в породе отмечены выделения аутигенных кристаллов рутила, апатита и КПШ. Обломки кварцевых зерен имеют титанистую рубашку.

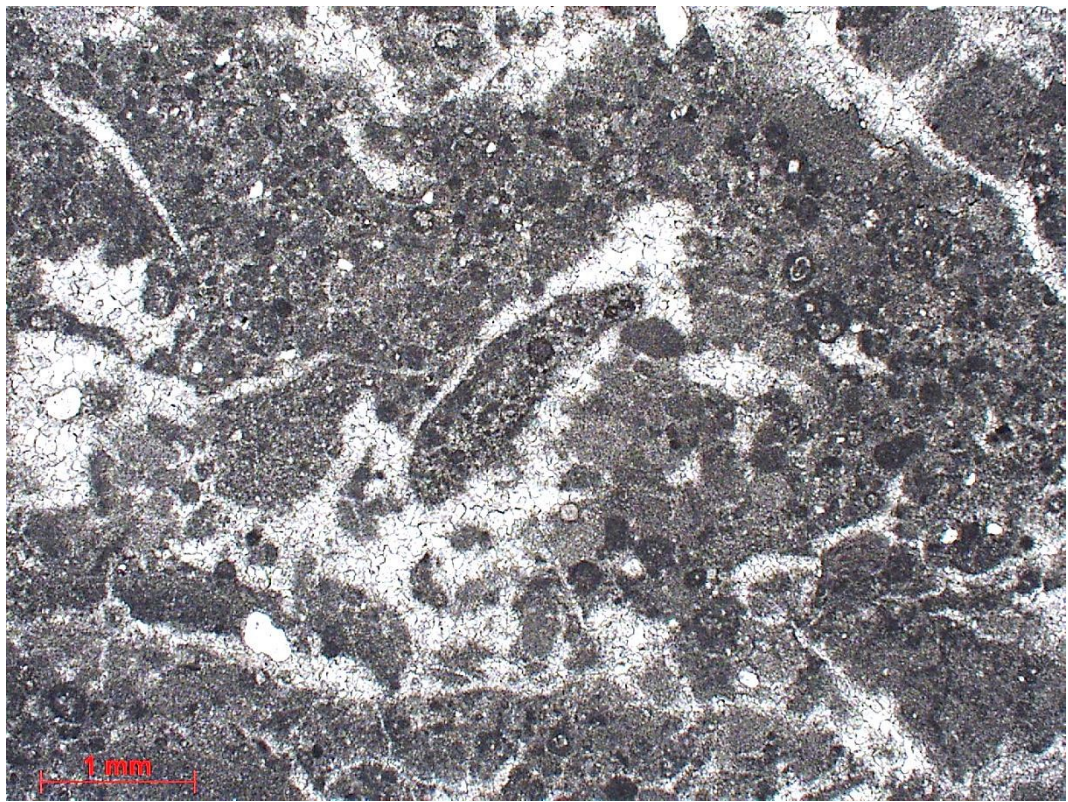


Рисунок 23. Доломит комковато-сгустковый. Юрубченская скв. 272. Глубина отбора 2610,36 м. Без анализатора

Литотип 4. Доломиты интракластовые (обломочные) (рисунок 24).

Основу породы образуют обломки доломитовых пород – интракласты. Присутствуют также фитоциты – сгустки, комки, желваки, нити, редко онколиты. В интракластах представлены разнообразные доломитовые породы, в том числе слабо алевроитистые и глинистые. Это преимущественно доломиты микрозернистые однородные или тонко-слоистые, сгустково-комковатые, а также строматолитовые. В строматокластах отмечаются разности с фибровой структурой слойков или обломки фибровых корочек. Породы редко отличаются хорошей сортировкой зернистого материала, часто наблюдаются структуры заполнения

межформенных пространств более мелкими, чем основная масса форменных элементов, зернами. Первично илистый матрикс слабо перекристаллизован до микро-тонкокristаллической структуры. Отмечается сочетание микритового и спаритового цементов. Интракластовые доломиты отличаются неупорядоченностью, разноориентированностью преимущественно удлиненных обломков. Особой разновидностью являются псевдобрекчии или брекчиевидные породы со структурами «взлома» слойков практически без перемещения. Часто такие структуры локализованы в серии слойков, выше и ниже которой слоистость не нарушена. Наблюдается примесь песчано-алевритового материала (10%). Зерна кварца размером до 0,15 мм. На некоторых уровнях наблюдается трещины раскрытостью до 0,02 мм с развитыми по ней пустотами выщелачивания размером до 0,7 мм. Также наблюдаются единичные остаточные пустоты размером до 1 мм. Окремнение имеет локальный характер (5%).

В среднем значение пористости в шлифах составляет 0,4-0,6%.

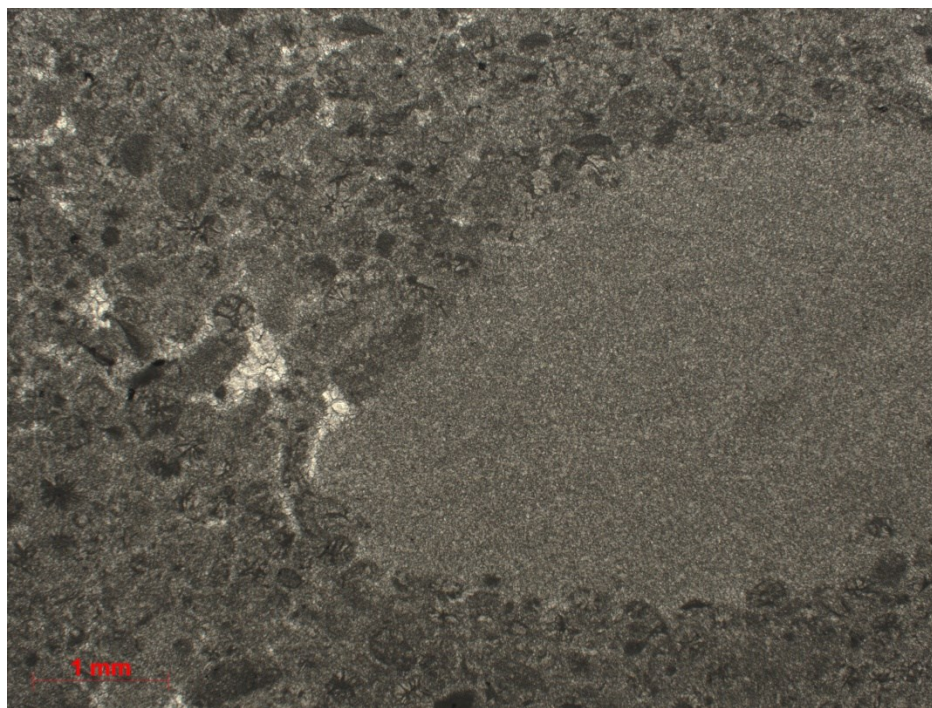


Рисунок 24. Доломит интракластовый. Юрубченская скв. 272. Глубина отбора 2531,81 м.
Без анализатора

Литотип 5. Доломиты желваковые (рисунок 25).

Порода сложена желваками размером до 20 мм, межформенное пространство минерализовано мелко-среднекристаллическим доломитом. Желваки сферического строения, перекристаллизованные, частично окремненные, внутриформенное пустотное пространство также окремнено. В отдельных местах наблюдается перекристаллизация форменных элементов (рисунок 26).

Окремнение приурочено к желваковым слойкам до 30%, местами наблюдается минерализация внутриформенного пустотного пространства среднекристаллическим кварцем (рисунок 26).

Пустотное пространство: не встречено.

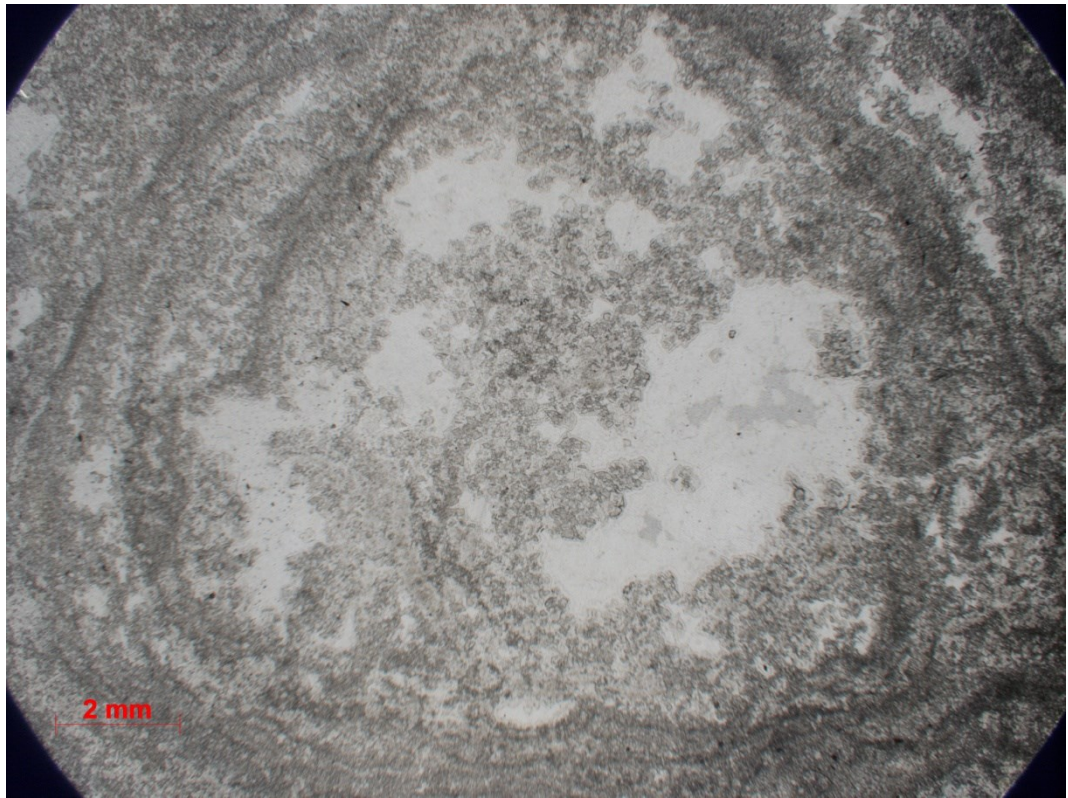


Рисунок 25. Доломит желваковый. Юрубченская скв. 272. Глубина отбора 2528,56 м. Без анализатора.

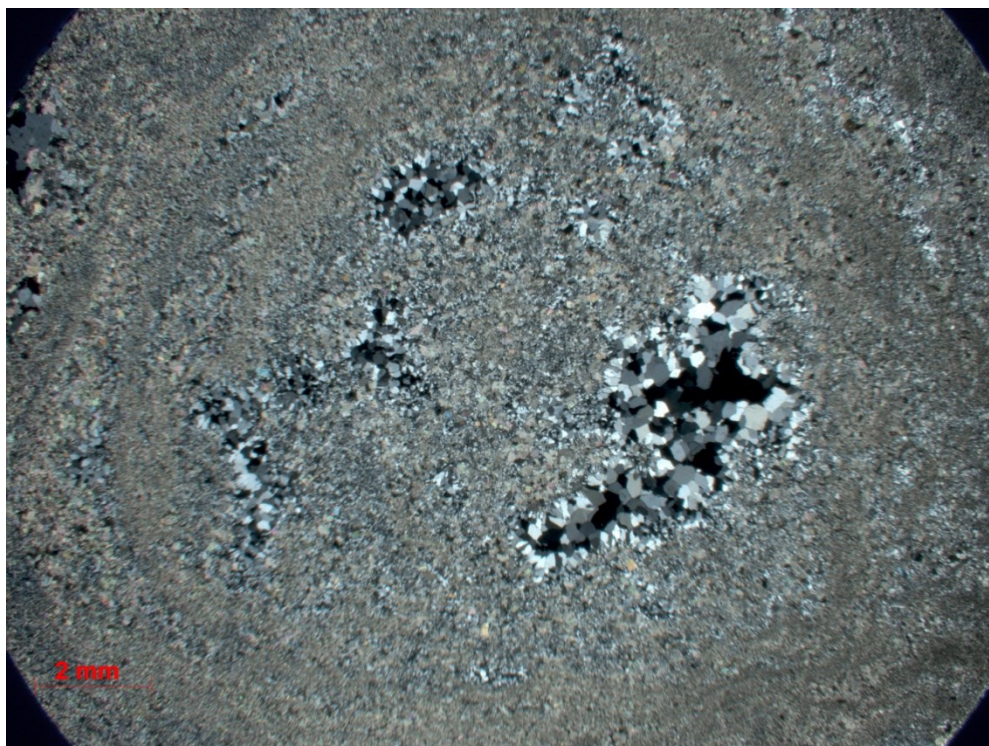


Рисунок 26. Перекристаллизация и окремнение внутриформенного пустотного пространства в доломите желваковом. Скважина Юрубчено-Тохомская-272. Глубина отбора 2528,56 м. С анализатором

Литотип 6. Доломиты разнокристаллические (рисунок 27).

Порода практически нацело перекристаллизована с образованием прожилковидных и гнездообразных обособлений; сохраняются неясные изогнутые ниточки, полосы, пятна, разводы микрозернистого (до пелитоморфного) доломита. Микротекстура как правило отсутствует. Размеры зерен доломита постепенно или резко укрупняются до 0,3-0,6 мм. Преобладающий размер зерен доломита 0,3 мм; форма зерен изометричная, ромбоэдрическая.

В породах отмечаются единичные поры размером 0,15-0,3 мм.

Отмечаются микротрещины с раскрытостью 0,04-0,1 мм.

В отдельных участках отмечается окремнение, которое находится в пределах от 10% до 15%. В отдельных шлифах выявлены кристаллы магнезита с зональным строением (рисунок 28). В отдельных участках наблюдаются глинистые минералы, образующие пленку на кристаллах доломита. В породе также отмечен кристалл циркона.

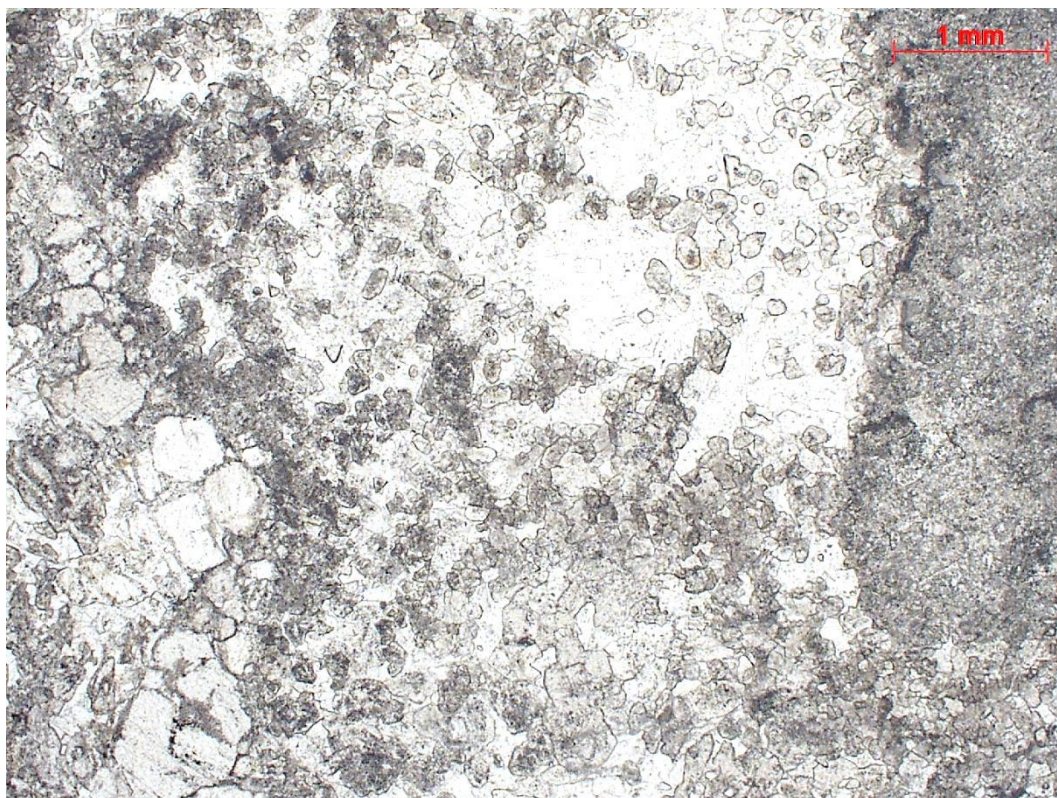


Рисунок 27. Доломит разнокристаллический. Юрубченская скв. 272. Глубина отбора 2635,56 м. Без анализатора.

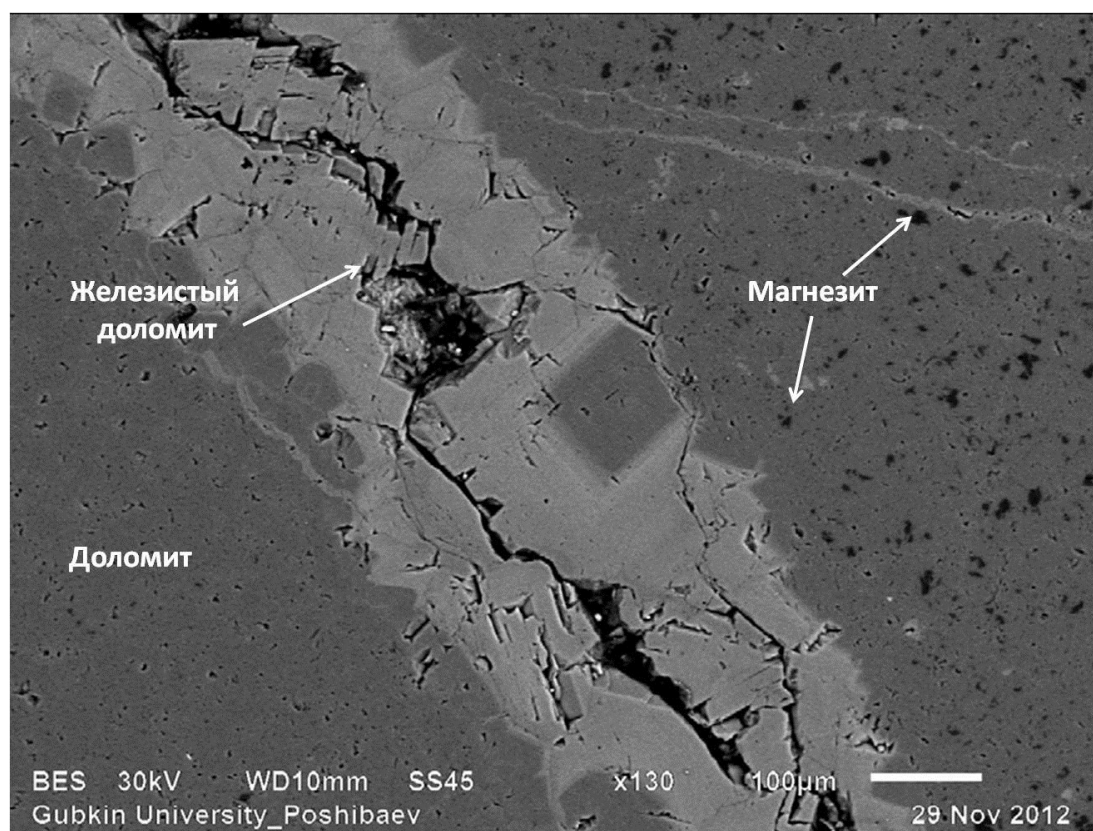


Рисунок 28. Выделения магнезита в доломитовой массе. Заполнение трещины железистым доломитом. Доломит разнокристаллический. Скважина Юрубчено-Тохомская 198. Глубина отбора 2776,25 м.

Литотип 7. Доломиты микрокристаллические (рисунок 29).

Нечеткая слоистость обусловлена незаметным изменением зернистости, тонко-микрозернистый доломит переходит в микро-тонкозернистый. Размеры зерен доломита изменяются от 0,005-0,01мм до 0,1мм, реже до 0,15мм.

Перекристаллизация доломита слабая, с постепенным укрупнением зерен. Форма зерен доломита от изометричной, неправильной, удлиненной до идиоморфной.

Размеры интракластов доломита (пелитоморфной и микрозернисто-пелитоморфной структуры) изменяются от 0,1-0,12 мм до 0,5 мм, вытянутые до 0,6 мм. Форма изометричная, неправильная, удлиненная, с четкими ровными или расплывчатыми границами. В отдельных участках наблюдается незначительное окремнение.

Порошковатые гидроокислы железа отмечены в межзерновых пространствах мелкозернистого доломита.

Наблюдаются единичные включения комковатых доломитов.

Кварц – единичные зерна песчаной размерности (1-0,15 мм).

Порода плотная, пустых пор практически нет.

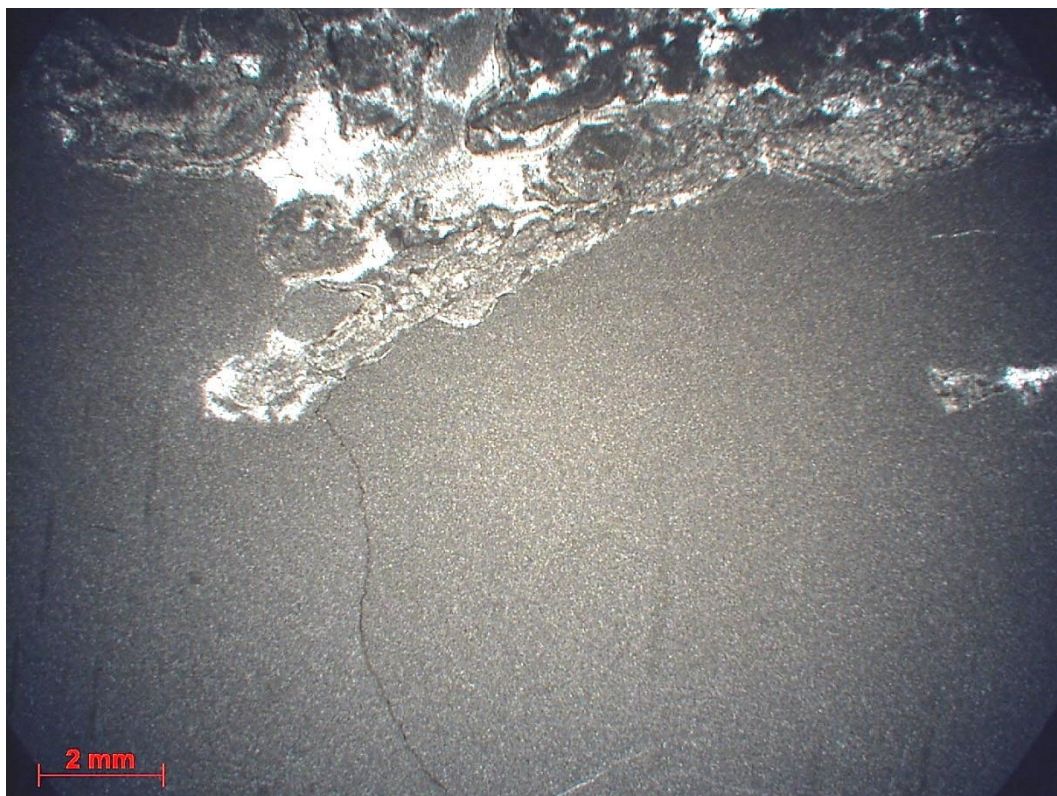


Рисунок 29. Доломит микрокристаллический. Юрубченская скв. 272. Глубина отбора 2666,05 м. Без анализатора.

Литотип 8. Доломиты крупнокристаллические (рисунок 30).

Породы данного типа характеризуются высокой степенью преобразованности в результате вторичных процессов. Первичная водорослевая структура уничтожена, редко видны теневые реликты водорослевых комков. Данный тип пород, вероятно, характеризует периоды выхода осадка на поверхность, так как часто наблюдаются следы размыва.

В данном литотипе наблюдаются следующие вторичные процессы: перекристаллизация, доломитизация, кальцитизация, ангидритизация. Встречаются многочисленные, разнонаправленные трещины, гаснущие, как правило, минерализованные.

Пустотное пространство представлено единичными пустотами выщелачивания не более 2%.

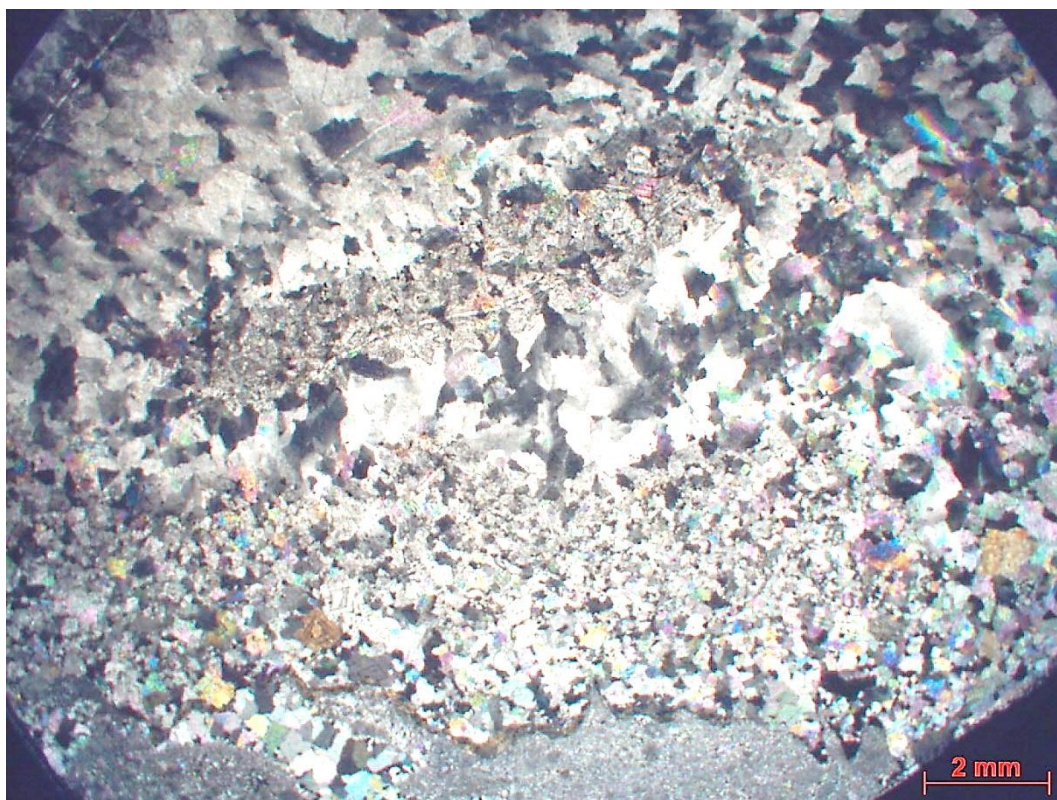


Рисунок 30. Доломит крупнокристаллический. Юрубченская скв. 272. Глубина отбора 2607,96 м. С анализатором.

Литотип 9. Ангидрито-доломит (рисунок 31).

Породы данного типа на 60% состоят из призматических кристаллов ангидрита, реже встречается доломит, чаще всего – перекристаллизованный, крупнокристаллический, реже – с сохраненными реликтами водорослевых комков. Доломит - в виде отдельных линз и прерывистых прослоев. Кристаллы ангидрита столбчатой и игольчатой формы, реже – ксеноморфные, размер колеблется от 0,5 до 1,8 мм. Текстура породы - массивная, пятнистая. Структура - разнокристаллическая. В отдельных местах наблюдается перекристаллизация до крупных кристаллов доломита, чаще всего зонального строения. Пустотное пространство в данном литотипе не встречено.

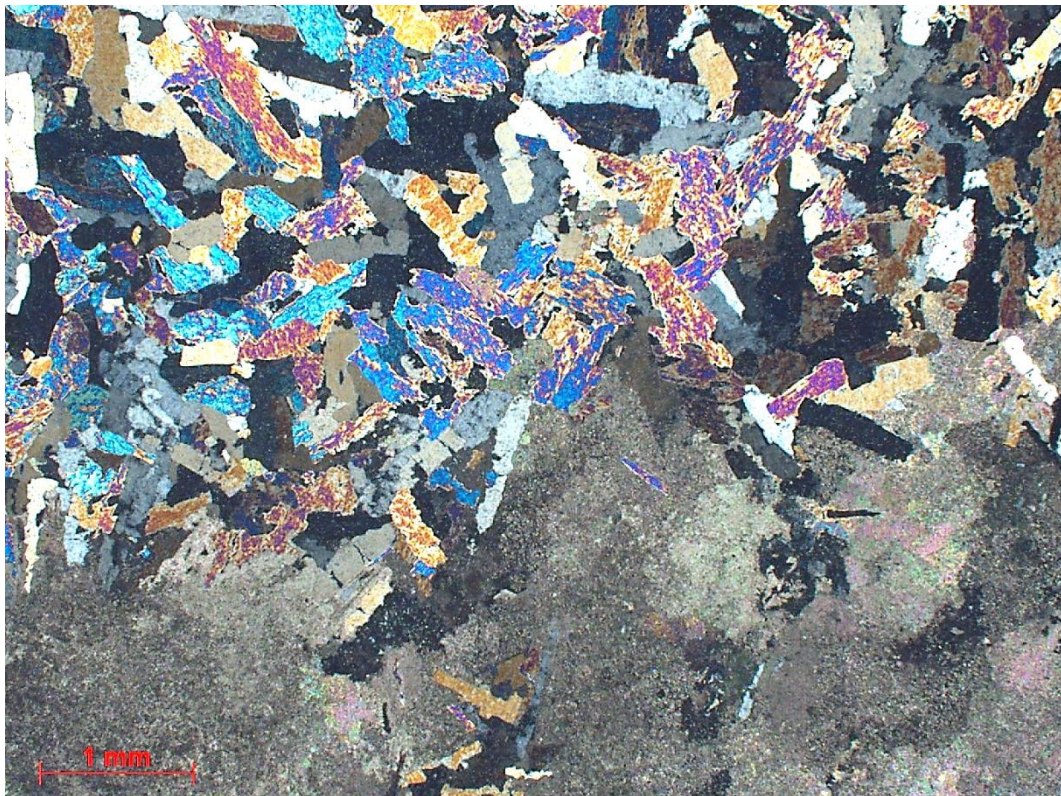


Рисунок 31. Ангидрито-доломит. Юрубченская скв. 272. Глубина отбора 2635,56 м. С анализатором.

Литотип 10. Песчаники разномерные (рисунок 32).

Выделяется два подтипа песчаников разномерных, различающихся по составу и типу цементации.

Подтип 1 (Песчаник 1). Песчаники разномерные с базальным карбонатным цементом.

Содержание обломочной части не превышает 60%.

Обломочная часть представлена зернами кварца (0,003-0,45 мм) - 90%, зернами полевого шпата (0,05-0,3 мм) и обломками кремнистых пород - 10%.

Зерна разной степени окатанности, распределены в породе неравномерно.

Цемент базального типа, представлен разнокристаллическим доломитом.

В породе отмечается регенерация зерен кварца и их корродирование доломитом, а также выщелачивание доломитового цемента.

Пустотное пространство представлено порами до 0,1 мм в количестве 5%.

Подтип 2 (Песчаник 2). Песчаники разномерные, с развитием регенерационного и порового цемента.

Содержание обломочной части составляет до 85%.

Обломочная часть породы представлена зернами кварца и обломками кремнистых пород размером от 0,1 до 1 мм.

Зерна хорошей степени окатанности.

Цемент кварцевый регенерационный, участками поровый глинисто-карбонатный.

В породе широко представлена регенерация зерен и инкорпорационные контакты.

Пустотное пространство отсутствует.

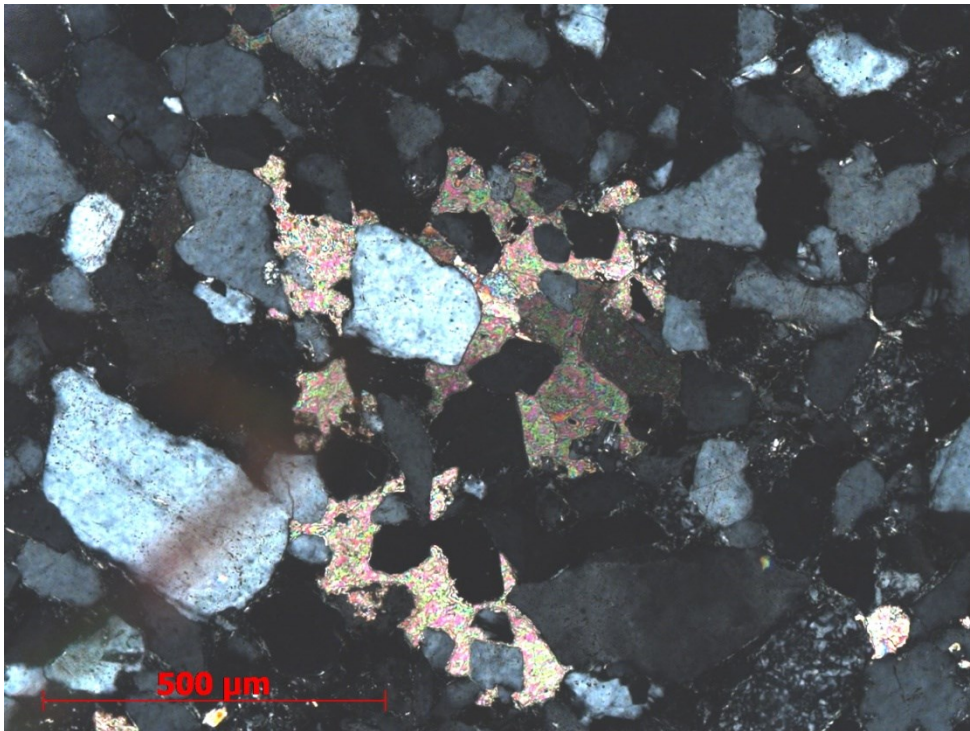


Рисунок 32. Песчаник разномзернистый. Юрубченская скв. 48. Глубина отбора 2420,9 м. Николи скрещены.

Литотип 11. Карбонатно-кремнистая порода (рисунок 33).

Структура пород микро-тонкозернистая, микрозернистая, разнокристаллическая, размер кристаллов колеблется от 0,03 до 0,4 мм. Порода сложена различными по размеру кристаллами кварца, обладает реликтовой водорослевой слоистой структурой. Слоечки отличаются друг от друга различной степенью раскристаллизации кремнистого вещества. Доломитовая составляющая представлена микрокристаллическим доломитом, варьируется от 10 до 15%.

Вторичные процессы представлены главным образом окремнением и перекристаллизацией. Отмечаются многочисленные хаотически расположенные х-образные трещины как минерализованные доломитом или заполненные битумом, так и открытые со следами выщелачивания. Раскрытость трещин, замеренная в шлифе, достигает 0,1 мм.

Пустотное пространство в карбонатно-кремнистой породе представлено пустотами выщелачивания и остаточными пустотами, развитыми вдоль трещин. С помощью микротомографии исследован один образец. Эффективная емкость оценена в 3%, пустотность трещины оценивается в 1,9% (рисунок 34, 35).



Рисунок 33. Карбонатно-кремнистая порода. Юрубченская скв. 198. Глубина отбора 2773,73 м. Николи скрещены.

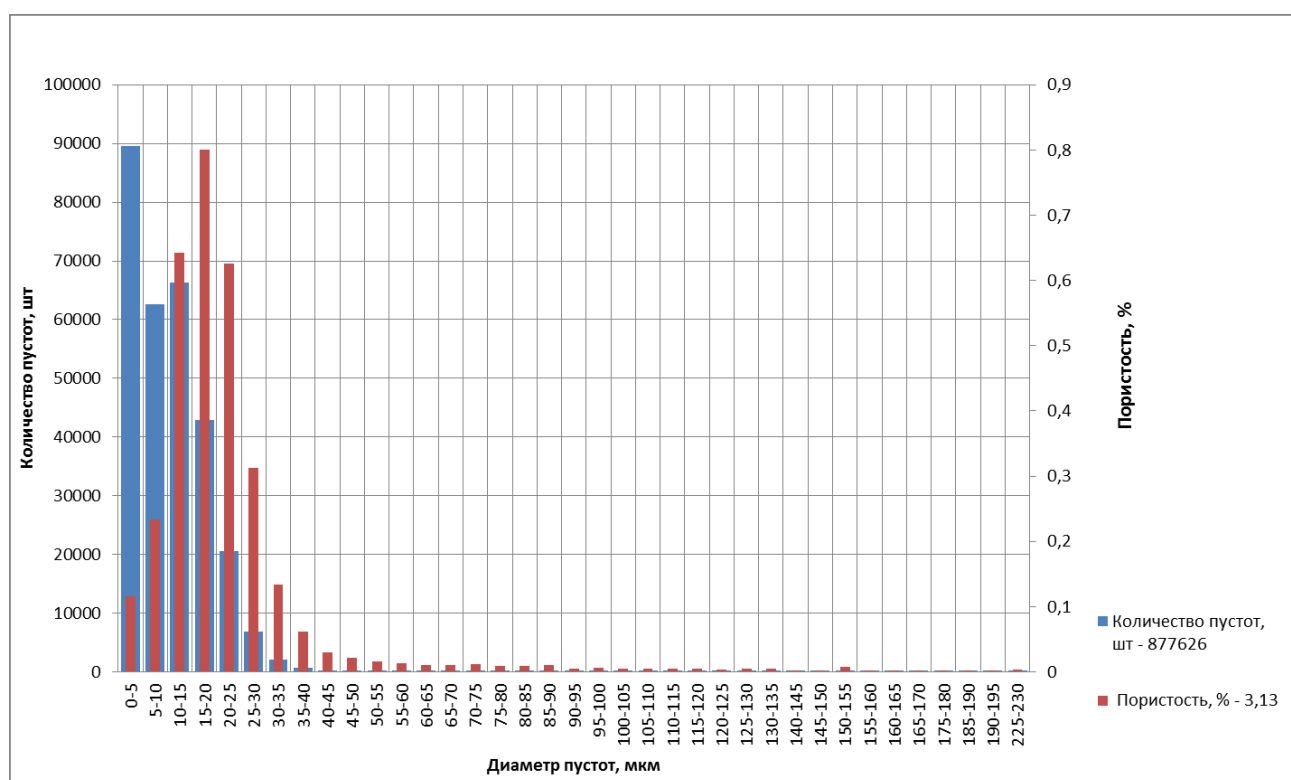


Рисунок 34. Распределение пустот по размеру и емкости. Глубина отбора 2541,05 м [РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, кафедра литологии, 2011].

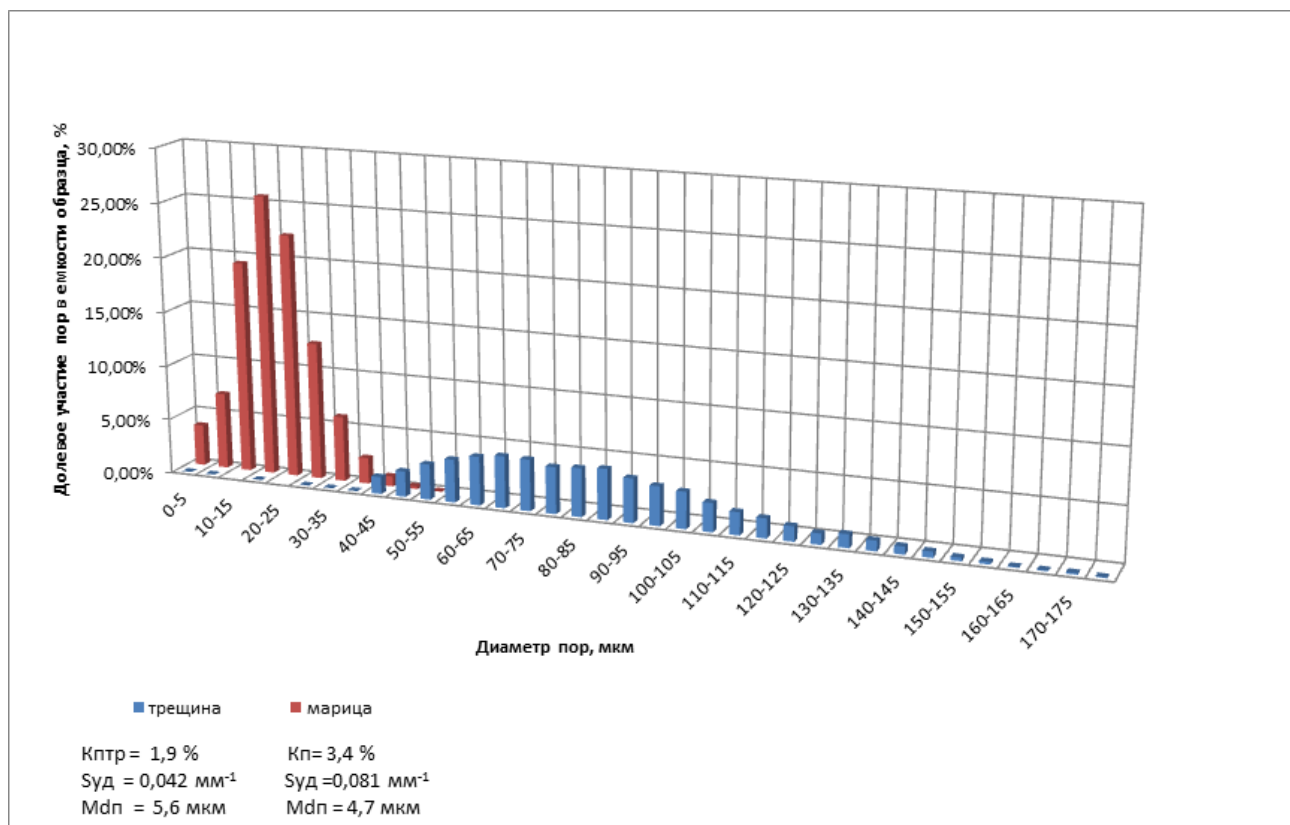


Рисунок 35. Сопоставление пор, развитых в матрице и трещине. Глубина отбора 2541,05 м [РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, кафедра литологии, 2011].

Таким образом, с помощью оптических методов исследования (микроскопия, микротомография) описаны структурно-текстурные особенности рифейских пород, выполнен количественный расчет пустотности, степени окремнения, описаны вторичные постседиментационные процессы.

Результаты литологического анализа рифейских отложений

В нефтяных компаниях при формировании программы исследования керна обязательно проводится описание керна и шлифов, при этом зачастую в дальнейшем описательная часть керна в работе никак не используется. Часто результаты изучения керна приводятся в виде текстовых описаний, прилагаемых к фотографиям шлифов. При анализе описаний керна автор столкнулся с тем, что по скважинам, пробуренным в разное время, описание керна сделано различными исследователями, что вносит долю субъективизма. Как правило, такие описания имеют качественный описательный уровень. Поэтому проведение сравнительного анализа не всегда становится возможным.

В 2012 году под руководством автора была разработана форма для описания карбонатного керна. Транспонированная форма представлена в главе 2. Данная таблица передана в лаборатории, которые занимаются описанием керна Юрубчено-Тохомского и Куломбинского месторождений. В настоящее время описание керна происходит в едином ключе по этой форме. Сутью разработанной формы описания керна является переход от качественной информации к количественным оценкам и объединение всей разномасштабной имеющейся информации в единую количественную геологическую модель.

Благодаря совершенствованию технологии отбора керна со 100% выносом в целевом интервале и разработанному подходу обработки каменного материала удалось выявить новые принципиальные особенности строения рифейского разреза отложений, что позволило создать концептуальную модель строения рифейской залежи углеводородов.

Описательная часть каждого шлифа включала в себя количественные оценки. В них входили следующие параметры:

- Оценка пустотности в шлифе, т.е. площадь всех трещин и пустот в процентах от площади шлифа в целом.
- Определение среднего размера пор/пустот/каверн или трещин, оценка раскрытости трещин.
- Определялась степень окремнения шлифа.

Затем в пределах выделенных литотипов автором произведено осреднение параметров, в таблице 7 представлены средние количественные характеристики каждого литотипа.

Обобщая все описательные характеристики выделенных литотипов, можно установить следующие закономерности. Интракластовые доломиты характеризуются наибольшим содержанием кремнезема – до 76%, для этого типа характерно большее количество пустот в процентном отношении в шлифе, кроме этого именно в данном литотипе встречено пустоты наибольшего размера по сравнению с другими литотипами. В сгустково-комковатых, узорчатых

доломитах и горизонтально-слоистых доломитах пустотное пространство встречено, но размер пор значительно меньше, варьируется в диапазоне 0,02-0,7 мм. В доломитах желваковых, разнокристаллических, микрокристаллических, крупнокристаллических пустотного пространства не встречено. Стоит отметить, что в карбонатно-кремнистой породе пустотное пространство есть, но оно представлено мелкой сетью трещин. Произведен подсчет густоты трещин: 0,5 трещин на 1 см².

Также по материалам описания шлифов построены гистограммы распределения кремнезема по глубинам (рисунок 36, 37). На качественном уровне прослеживается тренд убывания кремнезема с глубиной, что видимо связано с активной промывкой верхней части разреза карбонатного массива метеорными водами, за счет чего значения pH резко снижались и кремнезем выпадал в осадок [58].

Таблица 7. Количественные характеристики выделенных литотипов.

Литотип	Пустотность в шлифе, %	Размер пор/пустот, мм	Окремнение, %
Доломиты строматолитовые горизонтально-слоистые	1-2	0.5	8
Доломиты строматолитовые узорчатые	4-5	0.05-0.7	13
Доломиты сгустково-комковатые	3-4	0.02-0.27	7
Доломиты интракластовые	4-5	до 1	76
Доломиты желваковые	-	-	30
Доломиты разнокристаллические	-	0.15-0.3	8
Доломиты микрокристаллические	-	-	0-2
Доломиты крупнокристаллические	-	до 2 (единичные)	-
Ангидрито-доломит	-	-	-
Песчаники разнотернистые	0-1	0.1	5-8
Карбонатно-кремнистая порода	-		до 100

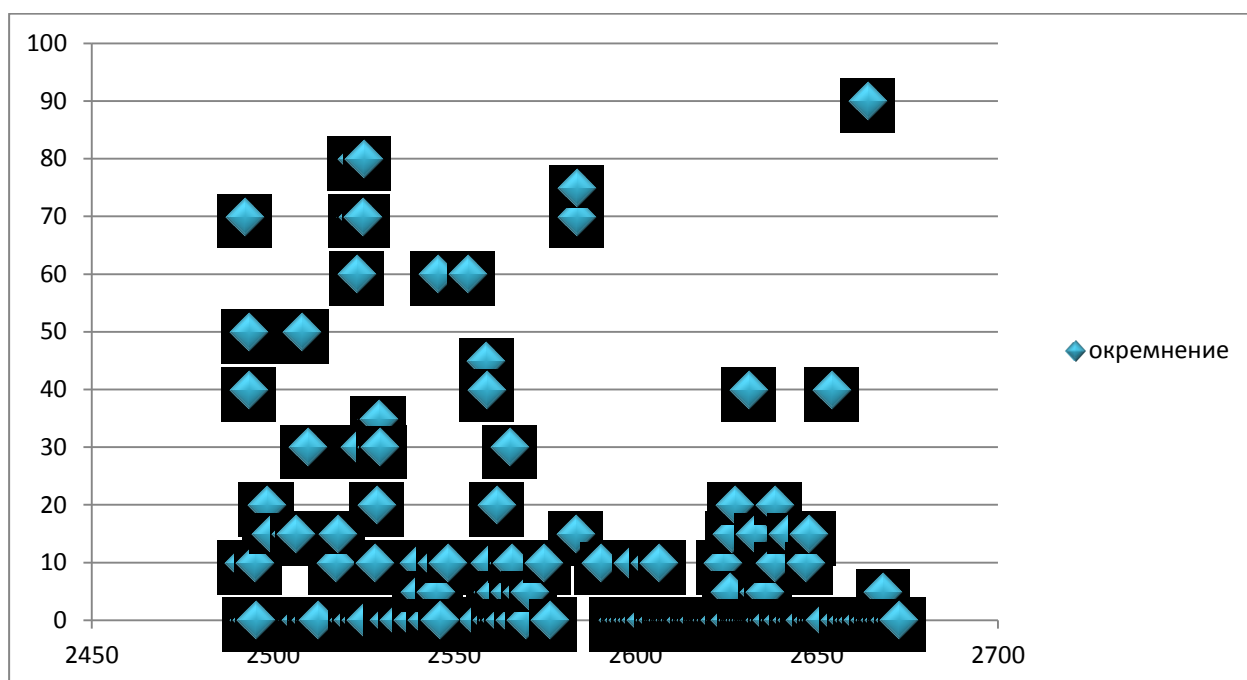


Рисунок 36. Распределение окремнения по глубинам. Скв. 272. По оси X – глубина в м, по оси Y – % окремнения.

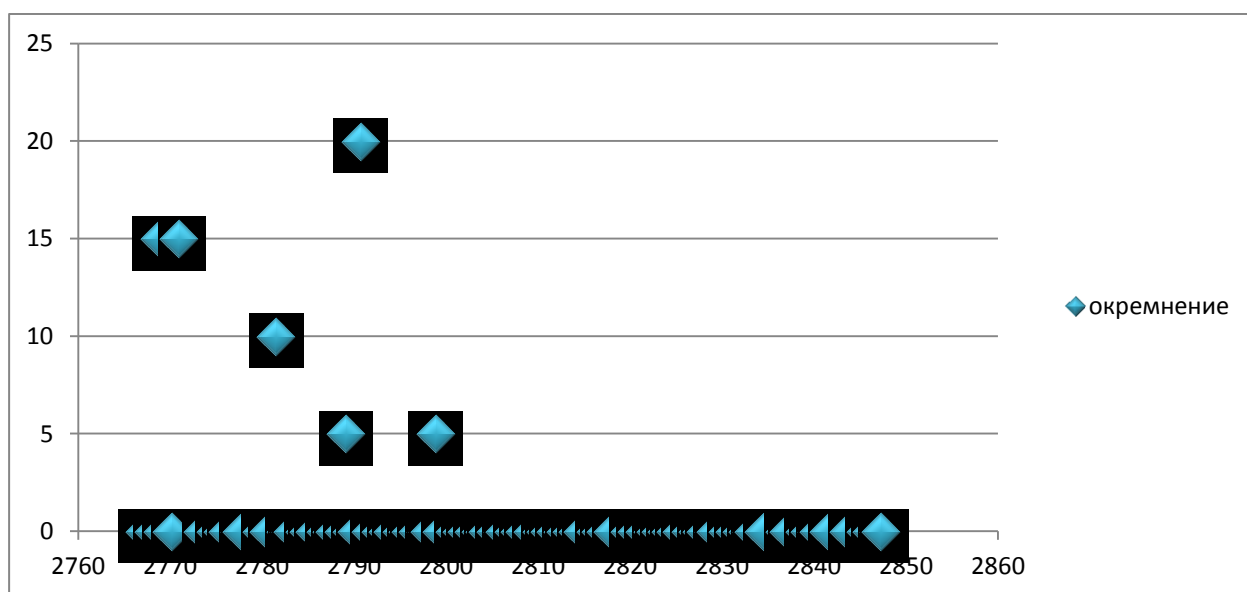


Рисунок 37. Распределение окремнения по глубинам. Скв. 198. По оси X – глубина в м, по оси Y – % окремнения.

3.2. Вторичные преобразования рифейских карбонатных пород Юрубчено-Тохомской зоны.

Рифейские карбонатные породы Юрубчено-Тохомской зоны отличаются высокой степенью преобразованности разреза вторичными изменениями. Эти изменения происходят как на стадии диагенеза, так и на стадии катагенеза.

Наиболее распространенными для рифейских отложений Юрубчено-Тохомской зоны являются процессы трещинообразования, перекристаллизации, доломитизации, различные процессы вторичного минералообразования (окремнение, сульфатизация, кальцитизация), выщелачивания и карстообразования [26]. Постседиментационные процессы рифейских отложений изучены в 34 скважинах Юрубченской залежи. Основное влияние на фильтрационно-емкостные свойства пород оказывают трещиноватость, выщелачивание и окремнение. Все перечисленные вторичные процессы оказывают влияние на формирование пустотного пространства Юрубченской залежи УВ.

Трещиноватость.

Трещины в объеме рифейского природного резервуара выполняют роль путей фильтрации флюида. В разрезе выделяются различные генерации трещин, которые имеют разную протяженность, раскрытость, извилистость и степень минерализации поверхности стенок. Основную роль в фильтрации флюидов в карбонатном массиве ЮТМ играет открытая тектоническая трещиноватость. Трещиноватость пород изучена следующим комплексом методов:

- макроописание трещин на нераспиленном керне,
- оценка трещиноватости с помощью специальных методов ГИС - UBI (Ultrasonic BoreHole Imager (компания Schlumberger),
- изучение микротрещиноватости в шлифах,
- исследование характера заполнения трещин с помощью оптических приборов (стереомикроскопия, РЭМ, катодолюминисценция).

Особое внимание уделено изучению раскрытости трещин, их заполнению минералами и характеристике плоскостей трещин [8].

Самые крупные, протяженные трещины, имеют **тектоническую природу**. Эти трещины следятся в кернах на расстояние до 15 метров по вертикали (рисунок 38). Наиболее протяженные тектонические трещины имеют гладкие стенки и слабо минерализованы, в редких случаях, по стенкам трещин наблюдаются следы выщелачивания. Результаты исследования керна по количественному распределению трещин в карбонатных отложениях по морфологии

их стенок по всем скважинам Юрубченской залежи представлены на рисунке 39. Максимальное распространение в объеме рифейского резервуара имеют трещины с гладкими ровными стенками (59%) - это тектонические трещины, как правило, вертикальные или субвертикальные. Несколько меньшее распространение (34%) имеют трещины, частично заполненные минеральным веществом (вторичным доломитом или окислами железа). Трещины со следами выщелачивания по стенкам встречены единично. Этот вид трещин характеризуются наличием зон выщелачивания: размер каверн до 1-1,5 см. По скважинам 272, 198 и Юр-89 отмечено всего 7 трещин с незначительными признаками выщелачивания по поверхности стенок.

Генерация тектонических трещин вносит основной вклад в фильтрацию флюидов и обеспечивает основную проницаемость резервуара. По данным макроописаний керн [8] и анализа данных имиджеров (UBI) генерация тектонических макротрещин, как правило, вертикальна или субвертикальна: средний угол падения составляет 75 градусов. Выявленные системы трещин разбивают рифейский пласт на различные тектонические блоки, зачастую именно этот аспект затрудняет корреляцию рифейских отложений. Тектонические трещины образуют две системы разного направления: северо-восточного и северо-западного простирания (рисунок 40).

Выявленные макротрещины довольно равномерно распространены по рифейскому пласту: средняя плотность трещин на горизонтальную поверхность – 1,15 тр/м (таблица 8). Довольно часто крупные трещины оперяют более мелкие по размеру, формируя таким образом «кластеры» («коридоры» трещин), плотность которых варьируется в пределах от 2 до 15 тр/м и в среднем составляет 5-6 тр/м. Данные значения по трещинам можно считать довольно представительными, так как исследования по сканированию стенок скважин проведены в горизонтальных стволах скважин длиной 1000 метров, в анализе участвовала 31 скважина. Вышележащие вендские отложения слаботрещиноваты (по данным анализа керн и UBI), поэтому можно сделать вывод о том, что основная трещиноватость в рифейских отложениях сформировались в довендский период байкальской активизации (800-675 млн. лет) [80].

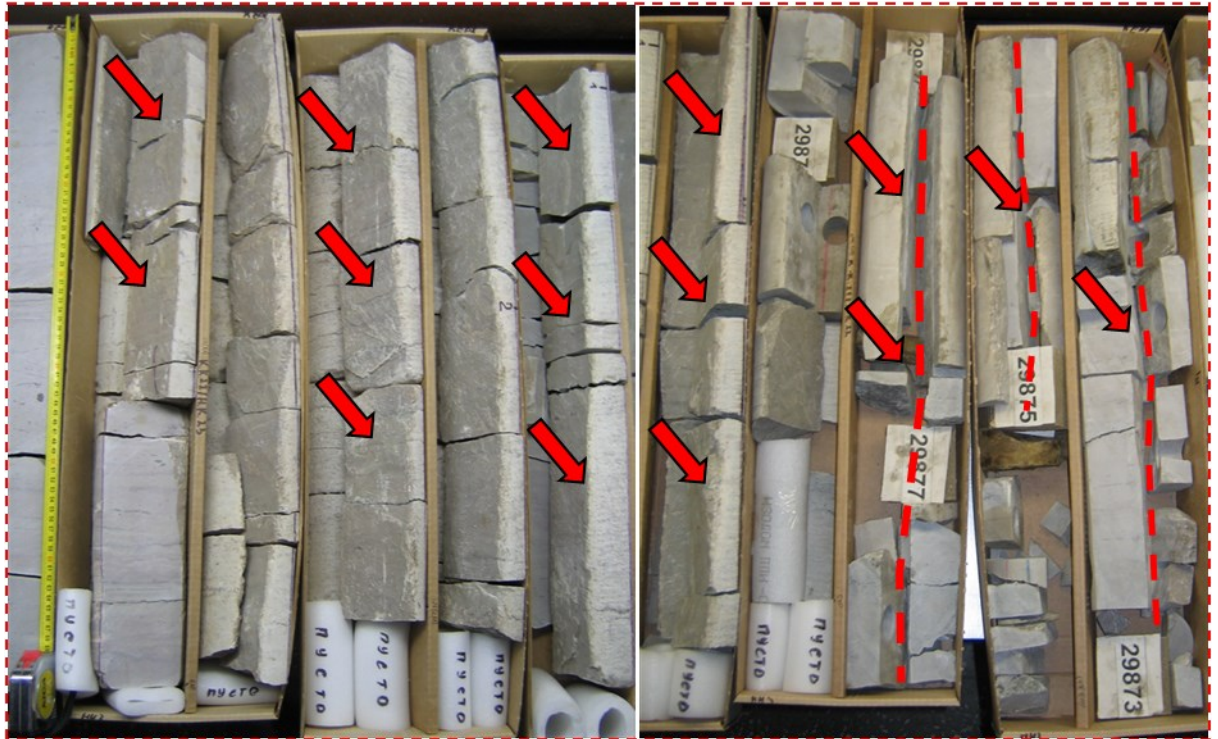


Рисунок 38. Вертикальная трещина длиной 14 м, скв. Юр-89 [Кутукова, 2012].

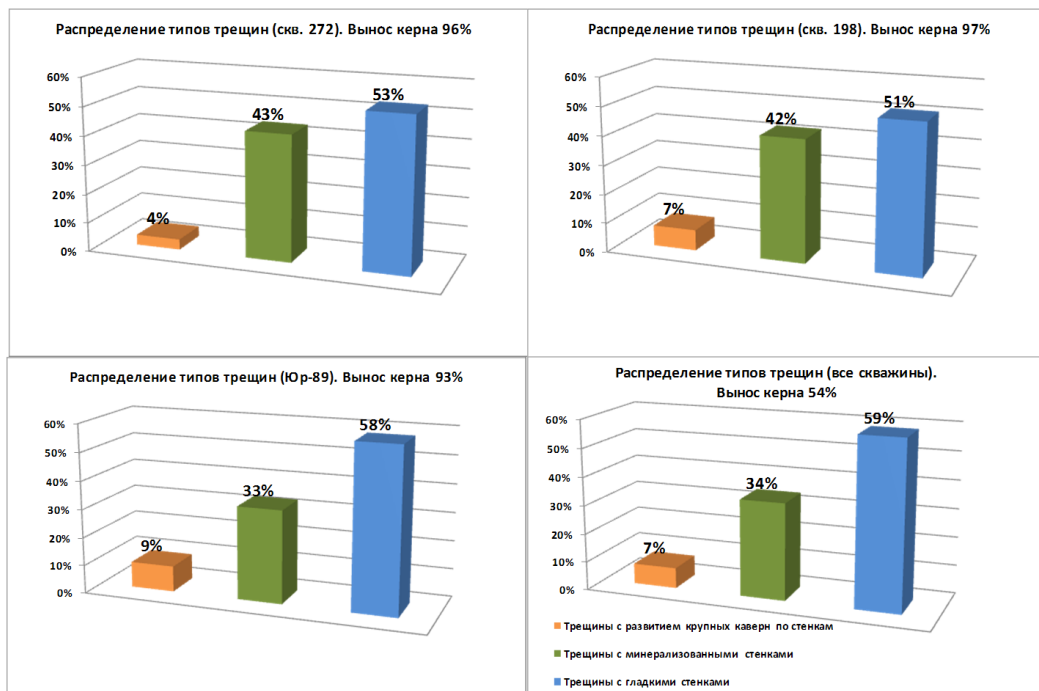


Рисунок 39. Распределение типов трещин в объеме породы (Юрубченская залежь) [Кутукова, 2012].

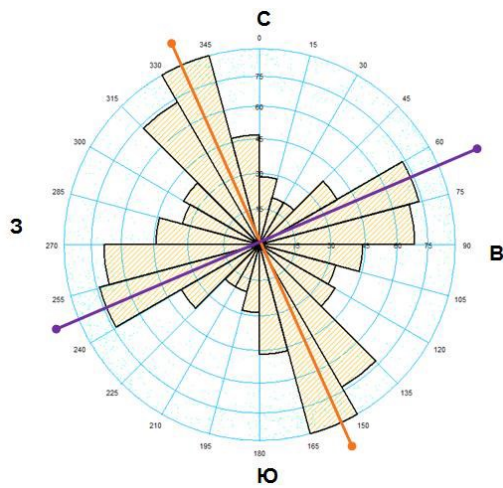


Рисунок 40. Роза-диаграмма азимутов простираения всех трещин.

Таблица 8. Результаты статистического анализа плотности трещин в горизонтальных стволах.

Скважина	Количество трещин в горизонтальном стволе, тр	Длина ГС, м	Плотность трещин, тр/м
202	363	1084	0,33
208	826	1000	0,83
234	825	1069	0,77
235	410	1077	0,38
558	1295	1058	1,22
181	816	1015	0,80
102	619	770	0,80
107	1364	1000	1,36
113	604	347	1,74
118	1046	1001	1,04
122	931	261	3,57
136	544	598	0,91
200	806	1080	0,75
237	1299	1055	1,23
272	1061	473	2,24
581	199	344	0,58
117	512	704	0,73
120	605	1052	0,58
178	671	1043	0,64
199	626	1024	0,61
182	628	1024	0,61
543	1379	1021	1,35
103	836	1000	0,84
114	1512	985	1,54
121	681	359	1,90
124	1953	672	2,91
132	751	984	0,76
180	1562	1058	1,48
304	1075	1001	1,07
533	596	737	0,81
580	362	252	1,44
589	1106	999	1,11
Средняя плотность трещин	1,15		

Сделан аналитический расчет емкости тектонических трещин в объеме резервуара (рисунок 41). Для оценки трещинной емкости необходимо знать трещинную раскрытость и линейную густоту трещин в проекции на горизонтальную плоскость. Оценка раскрытости дает разброс значений от 60 до 400 микрон, в среднем составляя около 300 микрон, хотя отдельные трещины могут достигать раскрытости 3 мм. Сделать оценку трещинной емкости можно по формуле (1):

$$\Phi_f = \frac{V_f}{V_{rock}} = \frac{n \cdot e \cdot l}{x \cdot l} = \frac{e}{a}$$

где V_f - объем трещин, м^3 , V_{rock} - объем породы, м^3 , n - количество трещин на объем, шт, e - средняя раскрытость, м, l и x - длина граней куба, м, a - расстояние между трещинами [10].

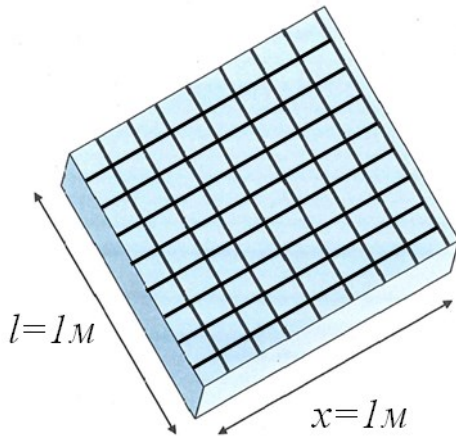


Рисунок 41. Аналитическая модель для расчета емкости тектонических трещин.

Для средней раскрытости трещин (300 микрон):

$$\Phi_f = \frac{n \cdot e \cdot l}{x \cdot l} = \frac{1,15 \text{ трещ} \cdot 0,0003 \text{ м} \cdot 1 \text{ м}}{1 \text{ м} \cdot 1 \text{ м}} \cdot 100\% = 0,0345\% \cdot 2 \text{ семейства} = 0,069\%$$

Для минимальной раскрытости трещин (60 микрон):

$$\Phi_f = \frac{n \cdot e \cdot l}{x \cdot l} = \frac{1,15 \text{ трещ} \cdot 0,00006 \text{ м} \cdot 1 \text{ м}}{1 \text{ м} \cdot 1 \text{ м}} \cdot 100\% = 0,0069\% \cdot 2 \text{ семейства} = 0,0138\%$$

Для максимальной раскрытости трещин (400 микрон):

$$\Phi_f = \frac{n \cdot e \cdot l}{x \cdot l} = \frac{1,15 \text{ трещ} \cdot 0,0004 \text{ м} \cdot 1 \text{ м}}{1 \text{ м} \cdot 1 \text{ м}} \cdot 100\% = 0,046\% \cdot 2 \text{ семейства} = 0,092\%$$

Таким образом, вклад трещинной емкости (тектонические трещины, играющие важную роль в фильтрации флюидов) в объем пустотного пространства ничтожно мал: не может превышать значений более 0,1% и в среднем составляет 0,07%.

В карбонатных породах наблюдаются также **литогенетические трещины** (рисунок 42, 43, 44), образующиеся на границах слоев различной структуры и природы. Микротрещины, как правило, заполнены различными вторичными минералами: кристаллами доломита, кальцита, ангидрита. Такой тип трещин формировался на разных стадиях литогенеза за счет неравномерного распределения в породе областей с разными механическими характеристиками. Эти трещины характеризуются малой протяженностью, полной залеченностью или частичной раскрытостью, часто являются тупиковыми или оперяющимися более крупные тектонические трещинам. По опубликованным данным раскрытость таких трещин не превышает 20 мкм [2, 8, 10], проницаемость измеряется первыми мД. Такие извилистые и прерывистые литогенетические трещины в литотипах с биогермной структурой вместе с кавернами и микрокавернами могут играть значительную роль в объеме пустотного пространства. Одним из основных методов для изучения микротрещиноватости является метод люминесцентной пропитки образца К.Е. Багринцевой [2], который основан на использовании физического явления - эффекта сорбции и люминесценции вещества в источнике ультрафиолетового света.

Метод включает ряд операций:

- изготовление из керна ориентированного кубика с ребром 5 см;
- экстрагирование образца и насыщение его под вакуумом люминофором;
- снятие поверхностной пленки с граней кубика;
- напыление на грани тонкого сухого сорбита;
- последовательное фотографирование каждой грани образца и его общего вида в источнике ультрафиолетового цвета;
- количественное определение параметров трещиноватости на фоторазвертке.

Преимущество метода К.И. Багринцевой, по сравнению с исследованиями трещин в шлифах, заключается в возможности получения объемных количественных характеристик трещиноватости. Этим методом исследовано 25 образцов (таблица 9).

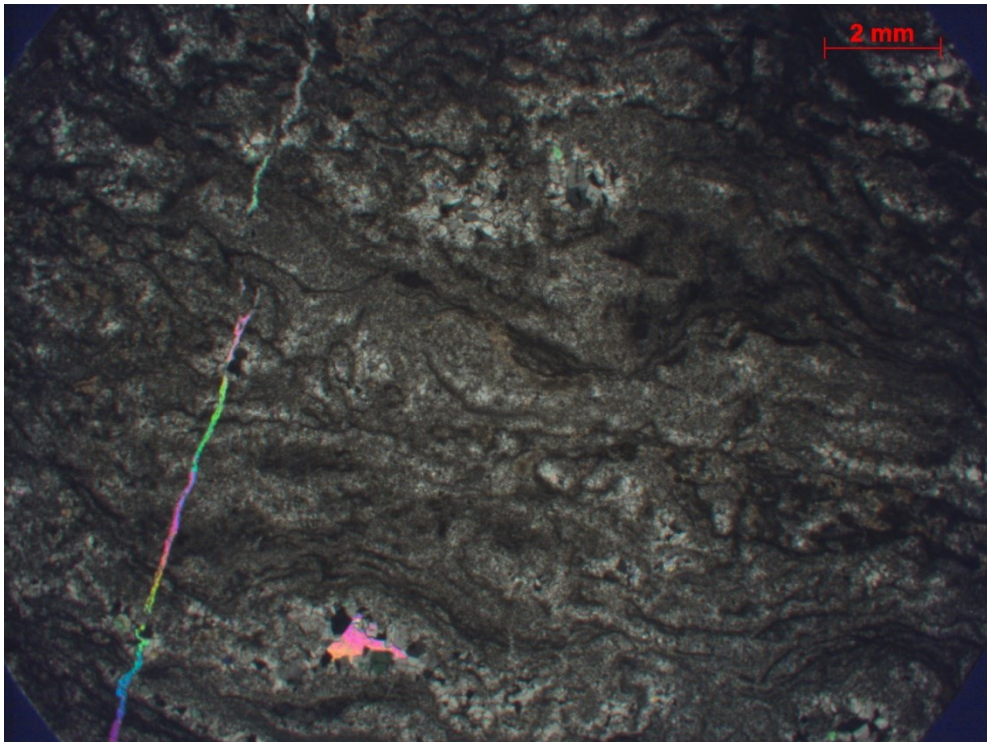


Рисунок 42. Гаснущие литогенетические трещины, заполненные ангидритом. Скв. 2659,00 м. С анализатором.

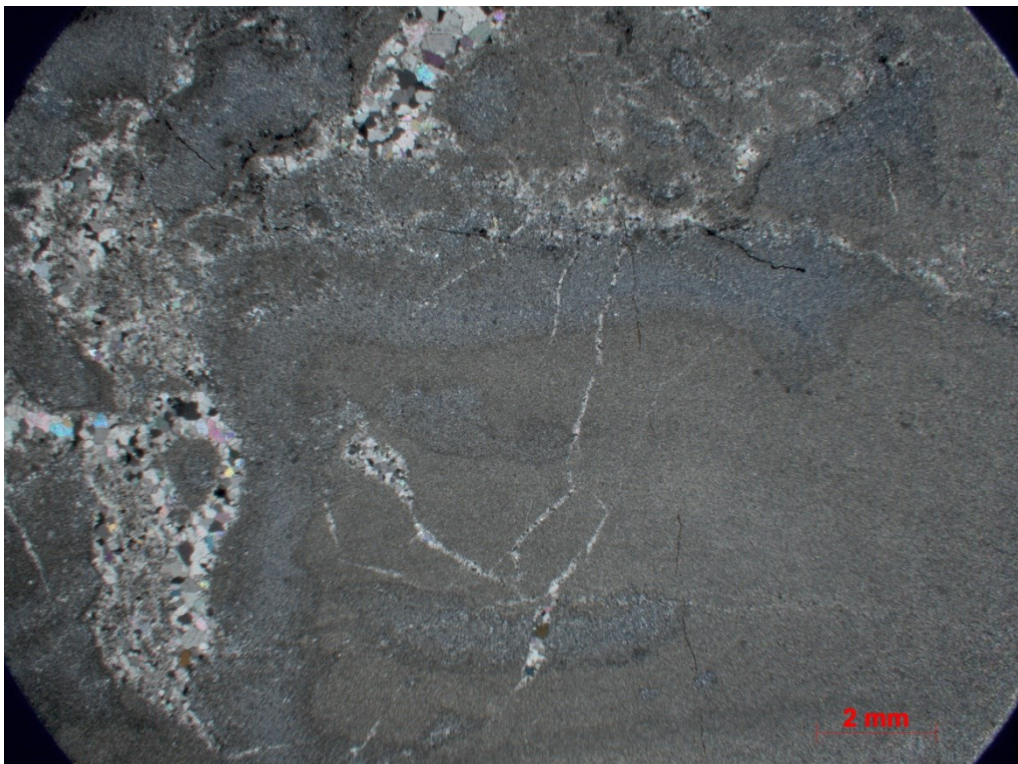


Рисунок 43. Разнонаправленные литогенетические трещины, заполненные вторичным доломитом в неяснослоистом доломите. Скв. 272. 2445,46 м. С анализатором.



Рисунок 44. Вид затухающих микротрещин в горизонтально-слоистом доломите. Скв. 272. 2589,75 м [Кутукова, 2011].

Таблица 9.

Результаты исследования образцов кернa методом пропитки люминофором [2].

№ скв.	Глубина, м	Длина трещин, см	Плотность трещин, тр/см	Трещинная емкость, %
272	2494.3	21.57	0.14	0.07
272	2511	0	0.00	0.00
272	2517.34	17.62	0.12	0.06
272	2521.96	25.62	0.17	0.09
272	2530.32	1.79	0.01	0.01
272	2531.32	21.67	0.14	0.07
272	2540.12	0	0.00	0.00
272	2556.03	28.75	0.19	0.10
272	2577.82	0	0.00	0.00
272	2583.58	9.39	0.06	0.03
272	2621.86	7.39	0.05	0.02
272	2630.47	2.89	0.02	0.01
272	2633.07	8.83	0.06	0.03
272	2647.04	0	0.00	0.00
272	2657.33	22.61	0.15	0.08
198	2768.25	17.9	0.12	0.04
198	2780	23.34	0.16	0.05
198	2783.12	14.94	0.10	0.07
198	2787.95	0	0.00	0.00
198	2791.76	12.06	0.08	0.02
198	2797.96	47.97	0.32	0.26
198	2798.82	27.68	0.18	0.15
198	2804.51	55.13	0.37	0.29
198	2806.31	41.03	0.27	0.22
198	2812.7	32.77	0.22	0.17
Среднее:				0.07

На основе результатов исследований образцов керн методом пропитки люминофором можно сделать следующий вывод: на долю микротрещин (литогенетических) приходится незначительный объем эффективной емкости – в среднем их емкость не превышает 0,07%. Результаты исследования образцов керн методом пропитки подтверждают сделанные аналитические расчеты по формуле расчета трещинной емкости (1), представленной выше.

Резюмируя выше сказанное, можно сделать следующие выводы. Наибольшее значение имеет тектоническая трещиноватость, именно она обеспечивает гидродинамическую связность пласта. Доля трещинной емкости в объеме резервуара не превышает 0,1%. Формирование основной трещиноватости происходило в довендский период байкальской активизации. По характеру выполнения строения стенок трещин в рифейском разрезе преобладают трещины с гладкими стенками.

Перекристаллизация. Процессы перекристаллизации в рифейских отложениях изучены с помощью шлифов. Первичная структура рифейских строматолитов, по-видимому, была в значительной степени преобразована под влиянием постседиментационных процессов, главную роль среди которых сыграла перекристаллизация [6, 7]. Перекристаллизация как процесс укрупнения размеров кристаллов без изменения их минерального состава происходит в результате растворения первичных зерен и образования новых, но уже более крупных в позднем диагенезе и, главным образом, в катагенезе. При этом более мелкие зерна растворяются, а более крупные растут. Характер перекристаллизации по степени охвата породы различен. Наличие в породах «тенивых» текстур иллюстрирует их строматолитовую природу (рисунок 45). В разных частях площади степень перекристаллизации строматолитовых доломитов различна. Наиболее перекристаллизованы породы в скважинах, находящихся в западной и центральной части площади.

На фоне светлых микрослоев доломита возникают вытянутые по слоистости пятна более крупнокристаллического доломита, которые постепенно сливаются, охватывая весь слой. Строматолитовая слоистость определяется чередованием слойков микритового и тонко-мелкокристаллического доломита, переходы между слойками различной размерности постепенна. Часто появляются удлиненные пятна крупнокристаллических агрегатов перекристаллизации, и породы приобретают линзовидно-пятнистую микроструктуру (рисунок 45). При дальнейшем развитии процесса перекристаллизации подвергаются и темные микритовые микрослои с присутствием примесей глинистого и органического вещества. Первичная слоистая микроструктура становится практически неразличимой в шлифах и улавливается только при макроизучении. Наиболее интенсивно перекристаллизованы «чистые» строматолитовые доломиты. В породах, которые содержат примесь силикокластики, особенно тонкой, перекристаллизация проходила менее интенсивно. Очень показательны в этом плане

строматолитовые ламиниты (Вараксина И.В., Хабаров Е.М., 2007). Слойки с «фиброзным» строением в основном сохранились в них лишь в виде реликтов, однако, «фиброзная структура» прекрасной сохранности очень часто наблюдается в обломках ламинитов (строматокластах) в интракластических доломитах, матрикс которых обогащен силикокластикой (Komar, 1989; Knoll, Semikhatov, 1998; Barley et al., 2000 и др).

Кроме перечисленных примеров, в рифейских отложениях разнокристаллические доломиты практически полностью перекристаллизованны, в то время как в узорчатых доломитах наблюдаются отдельные участки перекристаллизованного доломита (рисунок 46, 47). Наиболее интенсивно перекристаллизации подвержены узорчатые доломиты, так как они имели первично высокие пористость и проницаемость, что благоприятно для движения и смены вод. Процесс избирательного растворения более мелких кристаллов неравномерно перекристаллизованной породы приводит к образованию межкристаллических пустот, приуроченных к отдельным участкам породы. Микрозернистые доломиты практически не подвержены перекристаллизации, так как движение вод изначально в них было затруднено. Породы, обладающие первичной пористостью лучше перекристаллизуются, чем доломиты, имеющие сплошное, однородное микро-тонкозернистое строение.

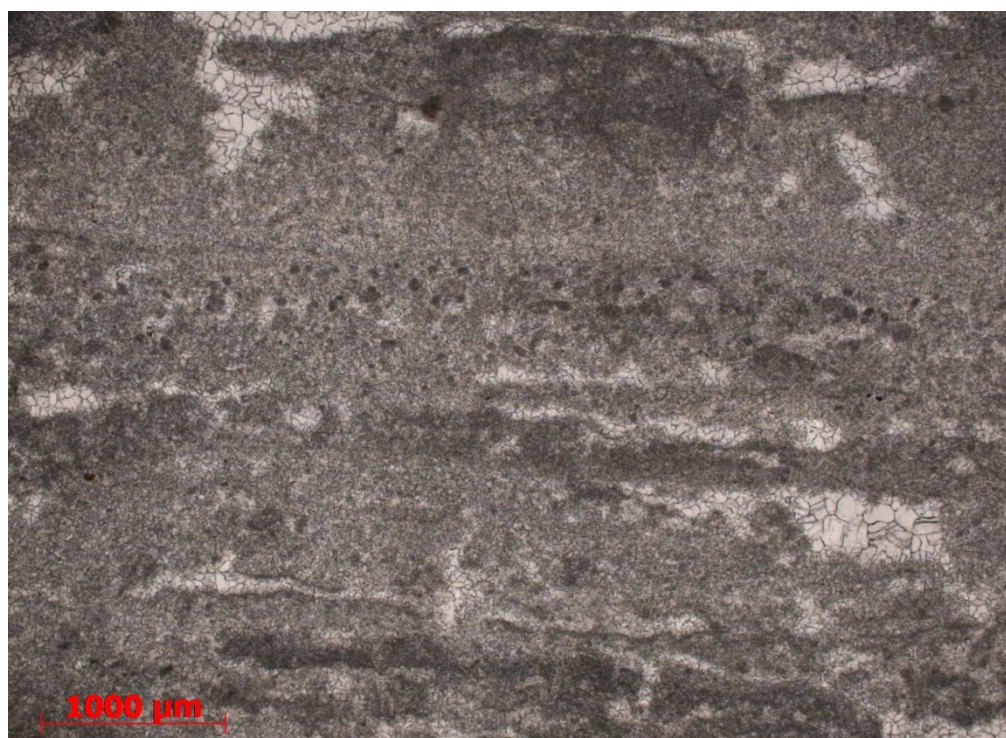


Рисунок 45. Доломит горизонтально-слоистого типа с пятнами перекристаллизации. Юрубченская скв. 10. Глубина отбора 2321,00 м. Николи параллельны.

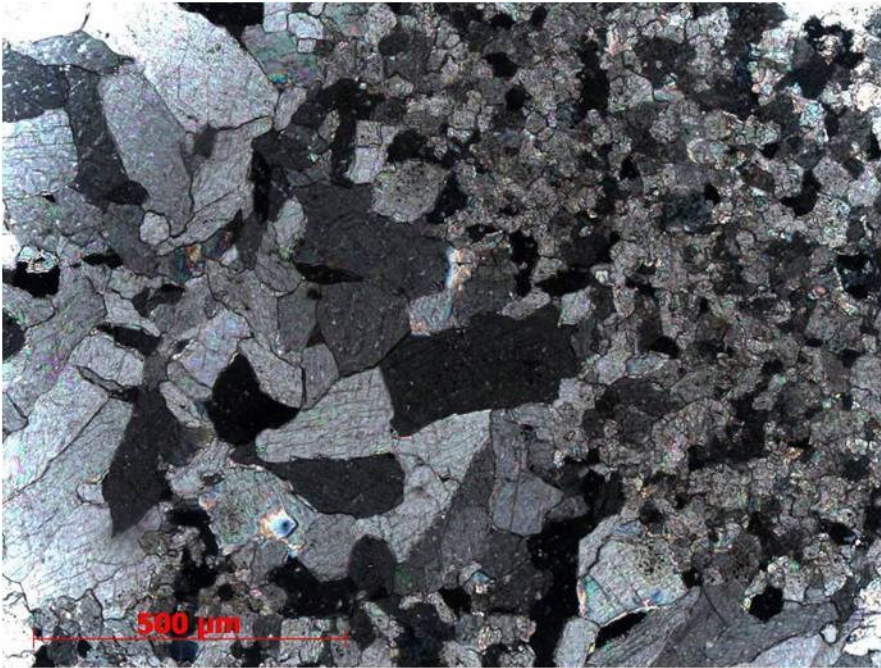


Рисунок 46. Доломит разнокристаллический. Перекристаллизация. Юрубченская скв. 37. Глубина отбора 2445,8м. Николи скрещены.

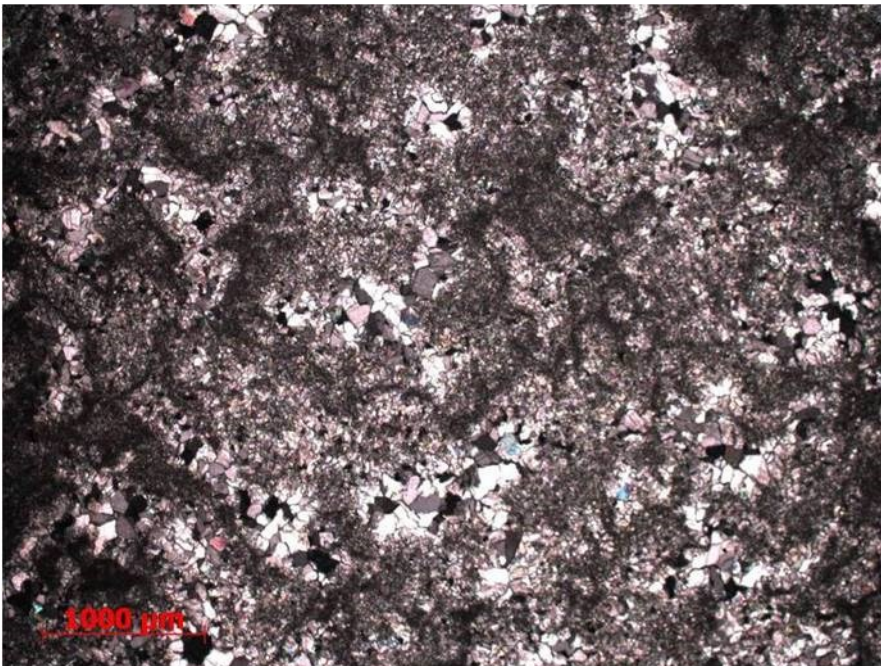


Рисунок 47. Доломит строматолитовый узорчатый. Неравномерная перекристаллизация строматолитовой структуры Юр-13_19\7. Николи скрещены.

Доломитизация. Процессы доломитизации развиты повсеместно.

В настоящее время в палеонтологии активно обсуждается вопрос об участии природных цианобактериальных матов в накоплении самого первичного осадка. (Семихатов, Раабен, 1993, 1994; Kah, Knoll, 1996; Bartley et al., 2000, и др.). Влияние микробиальных сообществ на генерацию первичного карбонатного материала в строматолитах установлено на современных примерах (Chafetz, Buszynski, 1992, Герасименко, Заварзин, 1993 и др.). Микробиальные организмы в докембрии, продуцируя и улавливая CaCO_2 в период их активного роста и ранней минерализации после отмирания нижних частей матов, могли формировать изначально твердые, последовательно наслаивающиеся слои-корки, создавшие индивидуальные строматолитовые постройки, способные противостоять течениям. Таким образом, цианобактериальный организм мог служить своеобразным фильтром, осаждавая на себе определенные компоненты, накапливать такие элементы, как Ca, Mg, Fe, Mn, что способствовало первичной доломитизации.

Вторичная доломитизация носит избирательный характер и захватывает отдельные участки пород. Катагенный доломит локализуется вдоль трещин, часто трещины и остаточные пустоты залечены кристаллами вторичного доломита. Вторичная доломитизация происходит при воздействии на породу пластовых вод, несущих магний и способных выносить образующиеся в процессе реакции продукты. Вторичный доломит, заполняя трещины и пустоты, уменьшает полезную емкость пород, но в то же время крупные кристаллы препятствуют смыканию полостей трещин и сохраняют фильтрационно-емкостные свойства. Первичные пустоты в различных структурно-генетических типах пород, а также трещины частично заполнены кристаллами вторичного доломита и кальцита (рисунок 48).

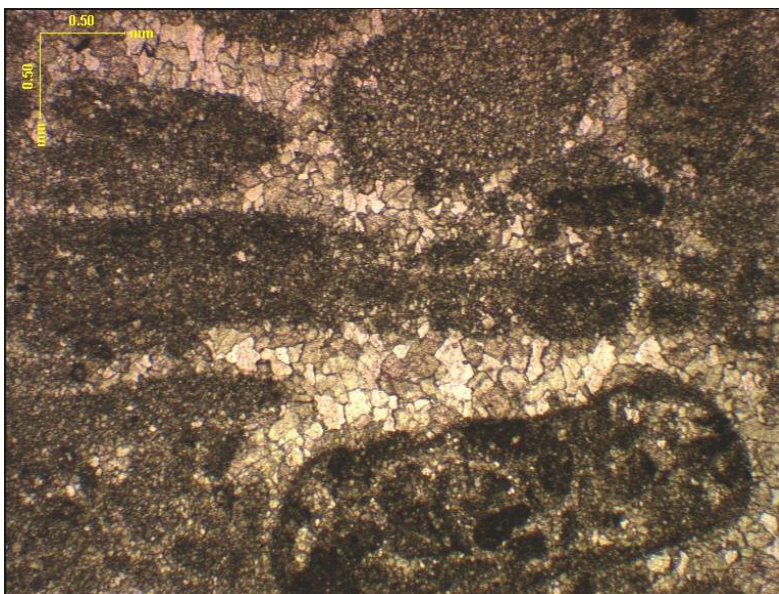


Рисунок 48. Доломит интракластовый. Пустоты, залеченные вторичным доломитом. Юрубченская скв. 89. Глубина отбора 2348,65 м. Без анализатора.

Процессы окремнения. В карбонатных отложениях рифея отмечаются повсеместно процессы **окремнения**. Кремнистое вещество распределено неравномерно, но наиболее интенсивно процесс окремнения проявился в строматолитовых доломитах. Среди водорослевых сгустково-комковатых доломитов окремнение встречается значительно реже. В среднем, содержание кремнезема в объеме пород оценивается по опубликованным данным в 5-7% объема пород, вскрытых скважинами в пределах Байkitской антеклизы [34], при этом встречаются и образцы, преимущественно интракластовых доломитов, окремнение которых достигает до 80%. Окраска окремненных прослоев серая, темно-серая и темно-коричневая. Формы, виды и распределение кремнезема различны. Это и линзочки в горизонтально-слоистых доломитах, и послойное окремнение в горизонтально-слоистых и ламинитовых доломитах (рисунок 49), и заполнение остаточных пустот и замещение кремнем и холцедоном узорчатых доломитов (рисунок 50). Можно выделить следующие генерации окремнения в строматолитах:

генерация 1. Микро-тонкокristаллический кремнезем, распределенный по напластованию строматолитов (рисунок 49);

генерация 2. Кремнистое вещество, пропитывающее основную массу (рисунок 50);

генерация 3. Микро-тонкокristаллический кварц и радиально-лучистый халцедон в седиментационных пустотах (рисунок 52);

генерация 4. Практически полное замещение доломита кремнеземом с сохранением первичной структуры доломита (рисунок 53), т.е. окремнение каркаса породы. В шлифах такие породы представлены светло-коричневатым кремнистым веществом микро-тонкокristаллической структуры, в котором обособляются редкие агрегаты с внутренним радиально-лучистым строением;

генерация 5. Заполнение первичного пустотного пространства призматическими и ксеноморфными кристаллами кварца, халцедона или ангидритов (рисунок 54), которое может происходить в несколько стадий (от двух до шести);

генерация 6. Окремнение пустот и трещин. В доломитах часто остаточные пустоты залечиваются не только вторичным доломитом, но и кремнеземом. Причем наблюдается зональный рост кристаллов (рисунок 55).

При описании выделенных литотипов определен тип окремнения и процентное содержание кремнезема. Установлено, что наибольшее содержание кремнезема встречается в интракластовых доломитах (рисунок 56). Для интракластовых доломитов характерно сингенетичное окремнение.

В соответствии с работами В.Г. Кузнецова [34] процессы окремнения связаны с обмелением бассейна. При осушении бассейна и поступлении метеорных вод снижается

соленость, уменьшается концентрация магния, резко понижается pH и кремнезем выпадает в осадок, замещая карбонатный материал. Подобные осушения даже при незначительных понижениях уровня моря происходили в зоне крайнего мелководья, где развиты строматолитовые доломиты. Окремнение происходило еще на стадии седиментогенеза – раннего диагенеза, а в дальнейшем кремнезем был перераспределен и перекристаллизован [6, 7]. Наиболее часто раннедиагенетические кремнистые агрегаты образуют согласные со слоистостью прерывистые линзы и прослои, в которых сохраняются все первичные особенности строения строматолитов (генерация 1). Более поздние кремнистые образования отмечаются в виде желваков, мелких линз и прожилков, сложенных тонко-мелкокристаллическим кварцем или радиально-лучистым халцедоном, которые затушевывают первоначальный «рисунок» породы (генерация 5). Самая поздняя генерация (генерация 6) выполняет поры, каверны, трещины.

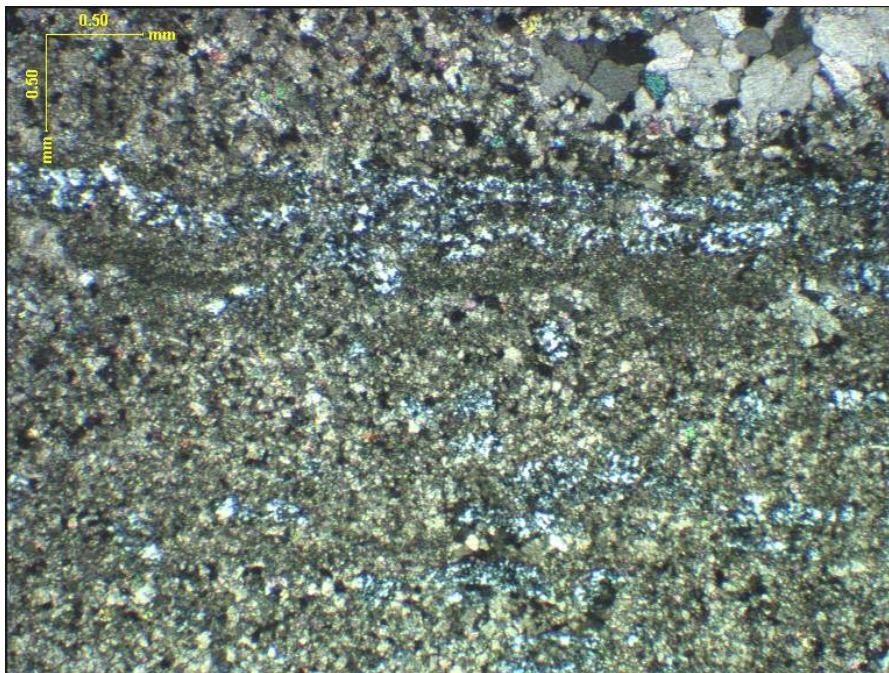


Рисунок 49. Послойное обособление кремнистого материала в ламинитовом доломите.

Юрубченская скв. 89. Глубина отбора 2316,75 м. Николи скрещены.



Рисунок 50. Шлиф Юр-13_21\1. Доломит строматолитовый узорчатый. Неравномерное окремнение строматолитового каркаса.



Рисунок 51. Разнокристаллический доломит. Кремнистое вещество пропитывает основную массу. Николи скрещены. Скважина Вдр-3. Глубина 2332,5 м.

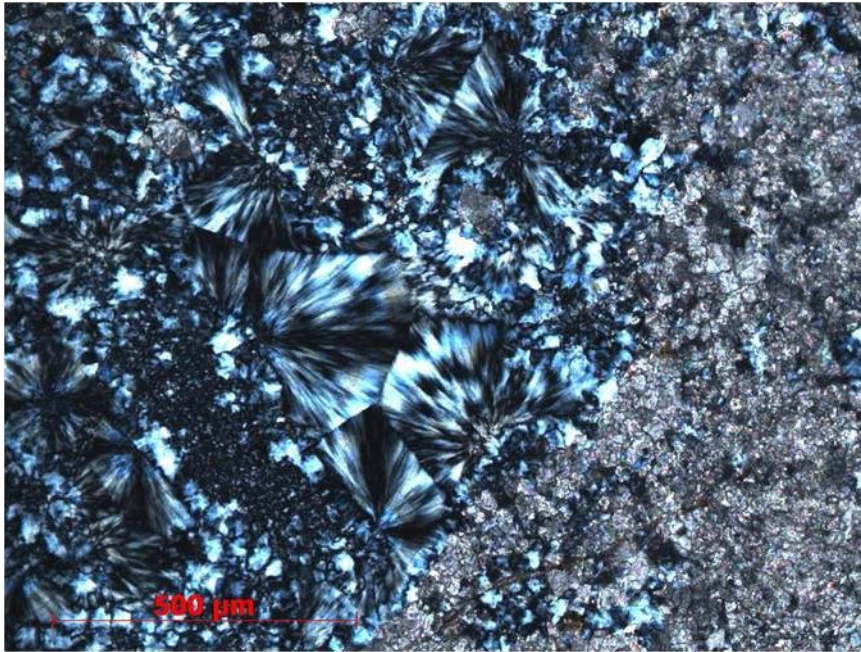


Рисунок 52. Узорчатый доломит. Радиально-лучистый кремнь в остаточной пустоте. Скважина Вдр-3. 2356, 13 м. Николи скрещены.

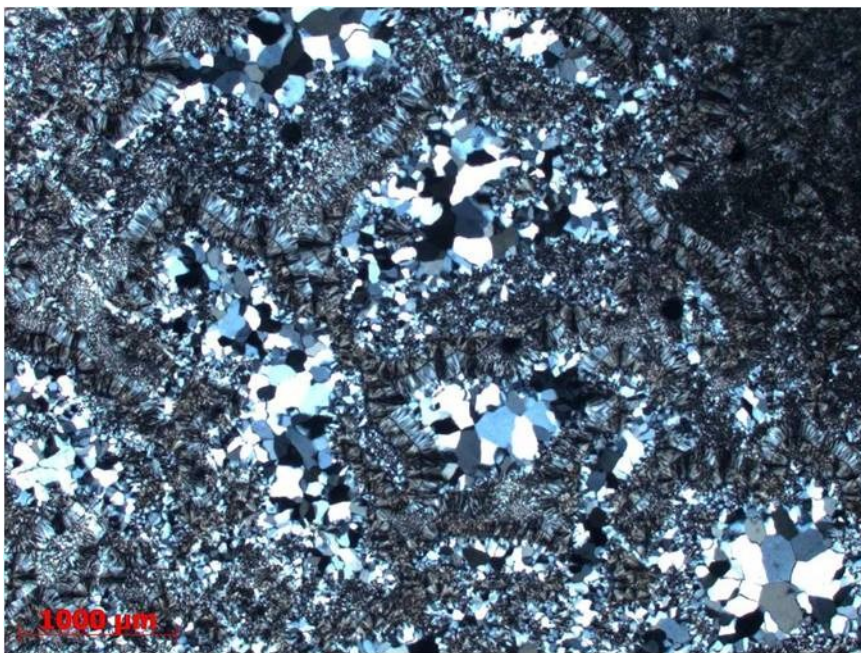


Рисунок 53. Доломит строматолитовый узорчатого типа. Окремнение достигает 80%. Юрубченская скв. 8. Глубина отбора 2339,1 м. Николи скрещены.

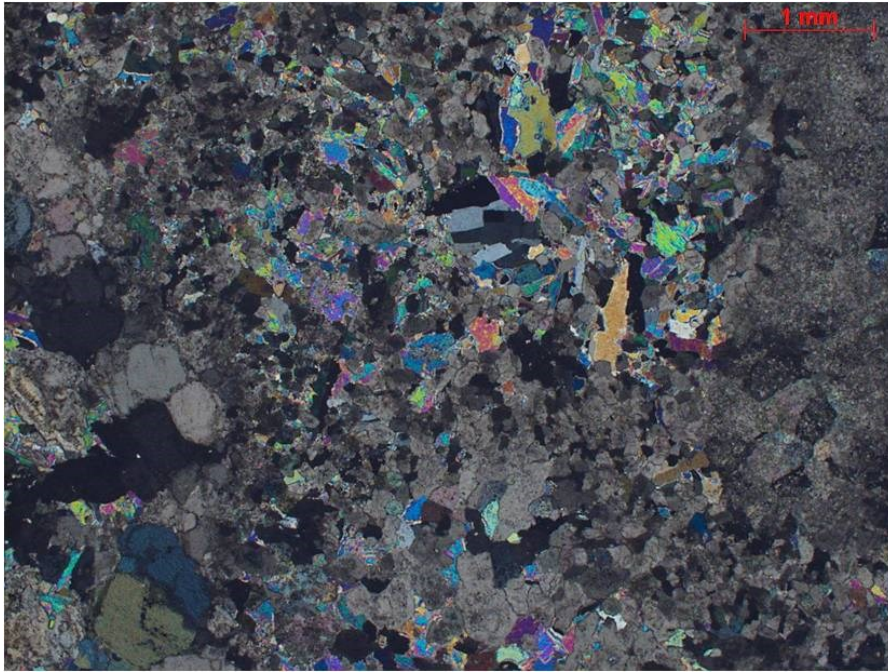


Рисунок 54. Выделение кристаллов ангидрита пластинчатой формы в доломите разнокристаллическом. Юрубченская скв. 272. Глубина отбора 2635,56 м. С анализатором.

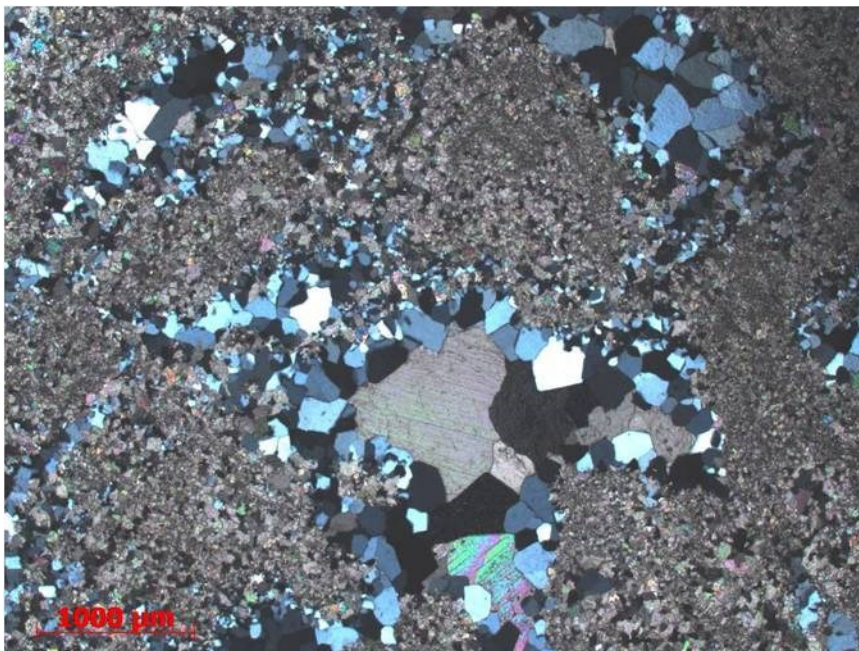


Рисунок 55. Доломит строматолитовый узорчатого типа. Зональный рост кристаллов. Юрубченская скв. 8. Глубина отбора 2324,5 м. Николи скрещены.

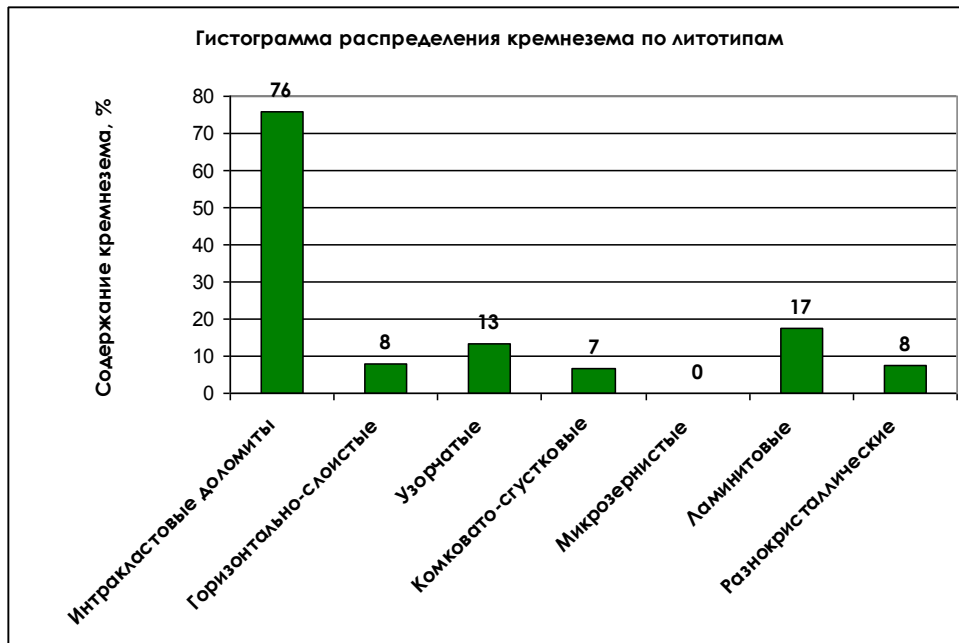


Рисунок 56. Гистограмма распределения кремнезема по литотипам [Кутукова, 2011].

Проницаемость окремненных доломитов [10, 33] превышает в два раза проницаемость неокремненных доломитов. Последнее связано с большей трещиноватостью окремненных разностей как за счет большей хрупкости кремнистых образований, так и плотностной неоднородности, которая, в свою очередь, способствует **трещинообразованию**.

Процессы выщелачивания затронули, в основном, интракластовые доломиты и окремненные прослои, связаны они с растворением карбонатов в период вывода их в зону гипергенеза [50, 51]. Наибольшим объемом первичного пустотного пространства по сравнению с остальными выделенными литотипами обладали строматолитовые узорчатые доломиты, о чем свидетельствуют многочисленные фенестры, которые формировались на стадии диагенеза (И.В. Вараксина, Е.М. Хабарова, 2000). Зачастую фенестры затронуты процессами выщелачивания, это устанавливается по причудливой форме стенок пустот. По результатам описаний шлифов установлено, что первичные поры или фенестры, образовавшиеся на стадии диагенеза, практически полностью залечены вторичным доломитом, реже доломитом с кварцем.

Основным типом пустот являются горизонтальные щелевидные пустоты, морфологические особенности которых во многом определяются строением строматолитовых ламин или слойков (рисунок 57). Щелевидные пустоты приурочены к межслоевому пространству в строматолитовых доломитах. Пустоты имеют вытянутую форму, размер их колеблется от первых миллиметров до восьми сантиметров по всем направлениям. Вероятно, имеются и более крупные пустоты, однако их определение по керну затруднительно в связи

ограниченными размерами образцов керна. Стенки пустот неровные, со следами выщелачивания.

Генезис таких щелевидных пустот связан с процессами выщелачивания, происходившими во время выхода строматолитовых ламин или слойков на поверхность, их взломом и интенсивным раннедиагенетическим окремнением [12]. В момент выхода строматолитовых ламин или слойков на поверхность происходило осушение строматолитового каркаса, его растрескивание, что приводило к формированию интракластовых структур. Из-за изменения кислотно-щёлочного баланса и повышения концентрации SiO_2 за счёт осушения происходила мобилизация кремнезёма из раствора и осаждение его на поверхностях строматолитовых ламин или слойков и их обломков [34]. Такое окремнение приводило к формированию жесткого каркаса в пустотах за счёт халцедоновых и кварцевых перегородок. В интракластовых доломитах наблюдаются кремнистые корки, которые и препятствовали смыканию щелевидных зон, приуроченных к микроповерхностям выщелачивания.

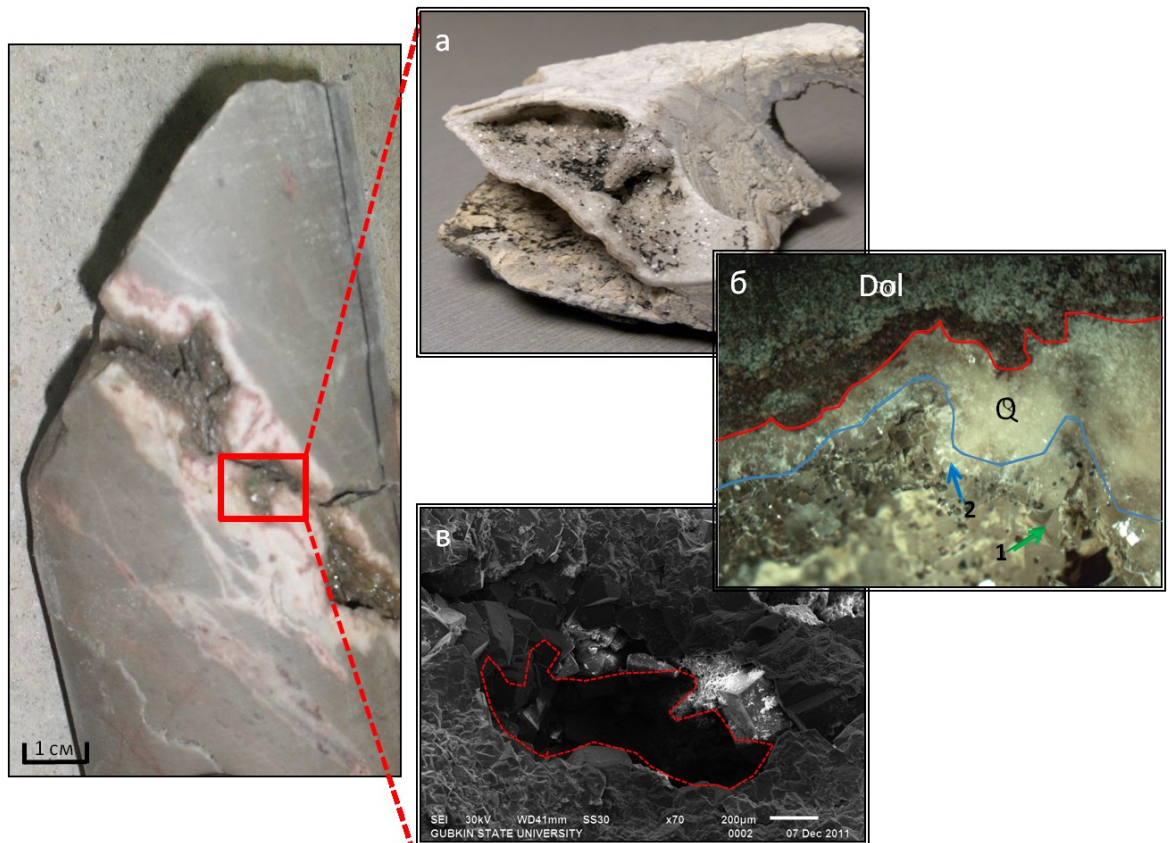


Рисунок 57. Кавернозные интервалы: щелевидные горизонтальные пустоты с окремнением (скв. 272 – наклонно-направленная): а). поверхность щелевидных пустот, б). фото с помощью стереоскопа (Dol- доломит, Q-окремнение, 1-вторичные кристаллы доломита, 2- вторичные кристаллы кварца), в). растровая электронная микроскопия: поверхность каверны [Кутукова, 2013].

Помимо процессов выщелачивания и связанных с ними образования щелевидных зон в рифейском разрезе вероятно имеются и более крупные пустоты – огромные каверны, карстовые полости или пещеры. Об их наличии свидетельствуют многочисленные провалы бурового инструмента (до 1,5-3 м) во время бурения горизонтальных скважин.

К результатам влияния катагенетических процессов растворения на карбонатные породы следует отнести формирование **сутуро-стилолитовых швов** (рисунок 58). Обычно они заполнены глинистым, битумным веществом, карбонатами, сульфатами. Нередко по стилолитовым швам проходят открытые секущие трещины новой генерации, частично заполненные битумом. Встречаются стилолиты горизонтальные, вертикальные и расположенные под углом к напластованию. Толщина стилолитовых швов от нескольких миллиметров до полутора сантиметров.

В отдельных шлифах наблюдались процессы **сульфатизации** [34]. Сульфаты встречаются как в виде единичных мелких кристаллов ангидрита, так и располагаются между слоями строматолитовых доломитов. В целом распространение сульфатов в разрезах скважин незначительно. Это вторичная, позднедиагенетическая и особенно катагенетическая

сульфатизация рифейских отложений. Выпадение сульфатов происходит из подземных вод, циркулирующих по карбонатным породам. Сульфаты развиваются в межзерновых и межформенных пустотах выщелачивания и в открытых микротрещинах. Сульфатизация снижает пустотность карбонатной породы.

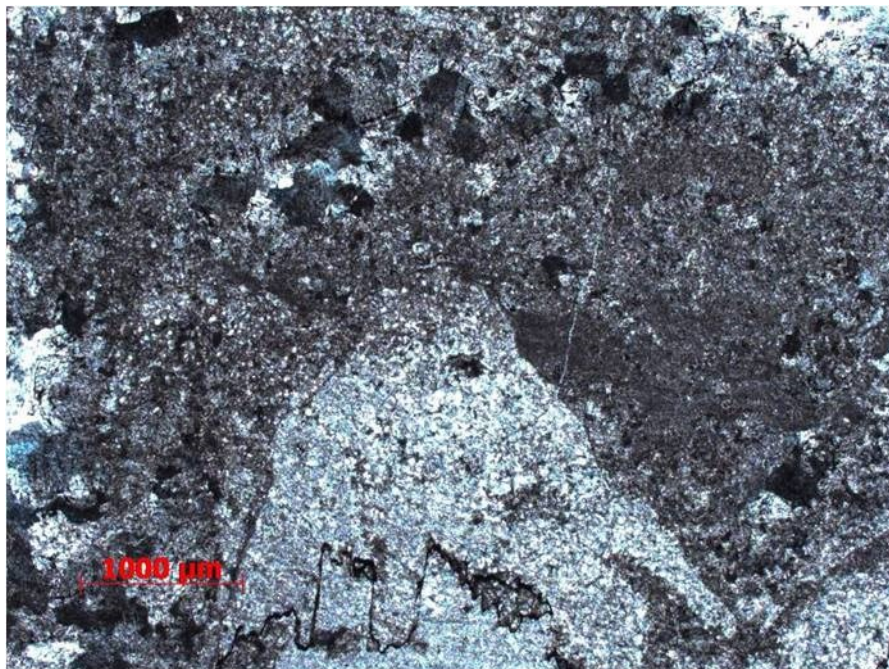
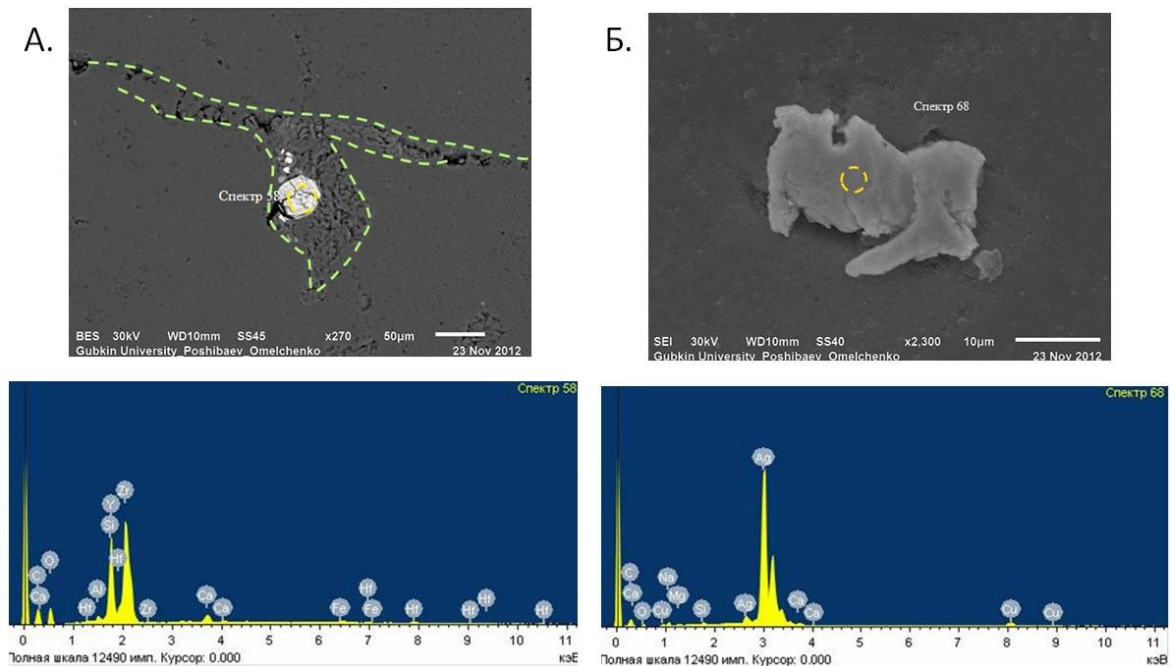


Рисунок 58. Доломит разнокристаллический. Сутуро-стилолитовый шов. Юрубченская скв. 76. Глубина отбора 2523,35м. Николи скрещены.

Помимо перечисленных процессов в отдельных шлифах наблюдаются вкрапления различных аутигенных минералов: пирита, рутила, апатита, халькопирита, серебра и калиево-полевых шпатов (рисунок 59). Наличие этих минералов скорее всего свидетельствует о гидротермальной деятельности в более поздние геологические периоды.



Таким образом, основное влияние на фильтрационно-емкостные свойства рифейских пород оказывают трещиноватость, выщелачивание и окремнение. С выщелачиванием связано развитие горизонтальных щелевидных пустот. Процессы выщелачивания происходили во время выхода строматолитовых построек на поверхность, их взломом и интенсивным раннедиагенетическим окремнением. В интракластовых доломитах наблюдаются кремнистые корки, которые и препятствовали смыканию щелевидных зон, приуроченных к микроповерхностям выщелачивания. Отсюда можно сформировать следующую закономерность: выщелачивание -> интракластовый доломит -> окремнение -> щелевидная горизонтальная пустота. В таблице 10 представлена сводная информация о наличии тех или иных вторичных процессов в выделенных литотипах рифейских пород.

В зависимости от структурно-текстурных особенностей пород под воздействием различных вторичных процессов происходило формирование типов пустотного пространства.

Таблица 10. Характеристика литотипов по наличию вторичных процессов [Кутукова, 2019].

Литотип	Трещиноватость	Перекристаллизация	Доломитизация	Окремнение	Выщелачивание	Сутуро-стилолитовые швы	Сульфатизация	Кальцитизация
Доломиты строматолитовые горизонтально-слоистые								
Доломиты строматолитовые узорчатые								
Доломиты сгустково-комковатые								
Доломиты интракластовые								
Доломиты желваковые								
Доломиты разнокристаллические								
Доломиты микрокристаллические								
Доломиты крупнокристаллические								
Ангидрито-доломит								
Песчаники разномзернистые								
Карбонатно-кремнистая порода								

 Высокая степень проявления вторичного процесса

 Слабая степень проявления вторичного процесса

 Степень влияния вторичного процесса в литотипе

3.3. Типы пустотного пространства рифейских отложений.

Изучение кернового материала с использованием широкого спектра исследований таких, как оптическая микроскопия, растровая электронная микроскопия, катодOLUMИНИСЦЕНЦИЯ, FMI/UBI, определения пористости на полноразмерных образцах диаметром 60 мм, микротомография, томография полноразмерного керна, позволили выделить следующие типы пустотного пространства:

1. Межкристаллические пустоты при вторичной доломитизации (разнокристаллические, кружевные доломиты, комковато-сгустковые доломиты).
2. Остаточные внутрикаркасные пустоты (узорчатые доломиты).
3. Унаследованные пустоты выщелачивания по первичным межформенным пустотам (кружевные биогермные доломиты).
4. Пустоты выщелачивания по стилолитам.
5. Микропустоты, приуроченные к кремнистым прослоям.
6. **Щелевидные горизонтальные пустоты.**

Межкристаллические пустоты распространены в доломитах разнокристаллических, кружевных биогермных, доломитах комковато-сгустковых.

Межкристаллические пустоты, как правило, не связаны между собой (по данным микротомографии) и не вносят вклада в эффективную емкость резервуара (капиллярные поры). Размер таких пустот в **узорчатых биогермных доломитах**, как правило, 0,02-0,77 мм (рисунок 60). Пустоты имеют изометрические очертания, с соотношением минимального и максимального размеров пор 0,7-0,8 (рисунок 61). В редких пустотах, сохранившихся в карбонатной части породы, наблюдаются выделения вторичных кристаллов доломита, имеющих зональное строение.

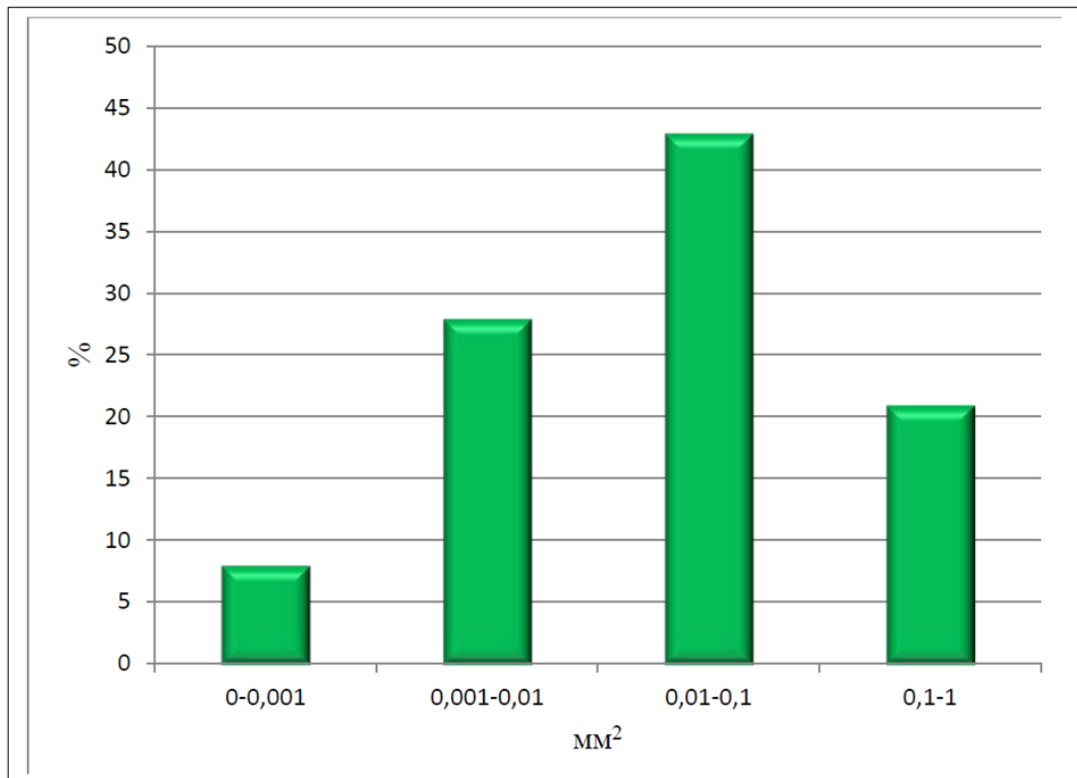


Рисунок 60. Гистограмма распределения пор различного размера в доломите строматолитовом с реликтовой биогермной кружевной структурой для литотипа в целом.

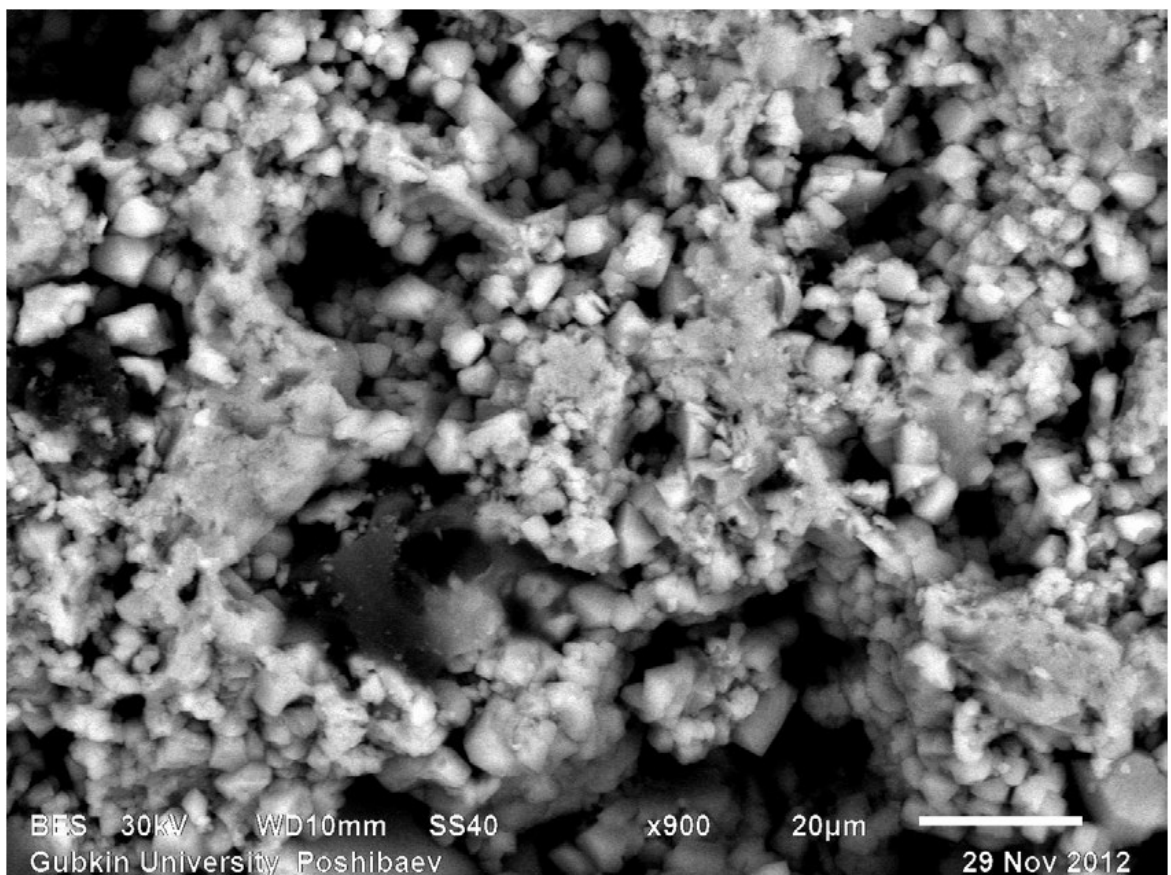


Рисунок 61. Структура пустотного пространства в доломите строматолитовом кружежном. Скважина Юрубчено-Тохомская, 198. Глубина отбора 2798,26 м.

В **комковато-сгустковых доломитах** межкристаллические пустоты приурочены к доломитовой составляющей породы (рисунок 62). В **разнокристаллических доломитах** межкристаллические пустоты равномерно распределены по всему объему породы. Пустоты, как правило, округлой формы размером 1,5-6 мкм (в основном) и на них в емкости образца приходится около 0,51%.



Рисунок 62. Распределение межкристаллических пустот по размеру и емкости в различных литотипах. На примере скважины 198 [кафедра литологии РГУ им. И.М. Губкина, 2011].

Остаточные внутрикаркасные пустоты (рисунок 63, 64) встречаются в биогермных доломитах с реликтовой кружевной структурой. Остаточные пустоты заполнены вторичным халцедоном или кристаллическим кварцем, что привело к сокращению емкостного пространства.

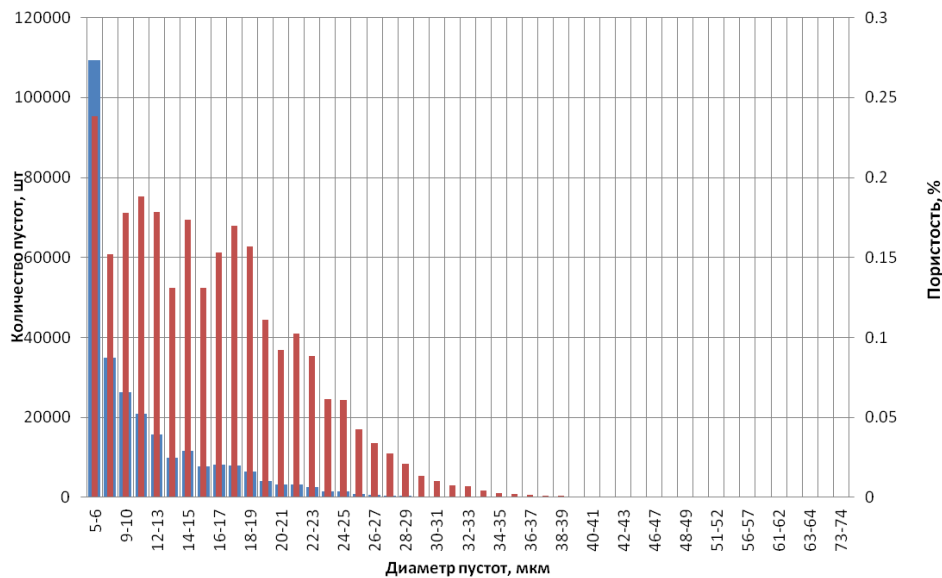


Рисунок 63. Исследование образца размером 5*5*5 см с помощью микротомографа с целью изучения структуры пустотного пространства. Остаточные внутрикаркасные пустоты [кафедра литологии РГУ им. И.М. Губкина, 2011].

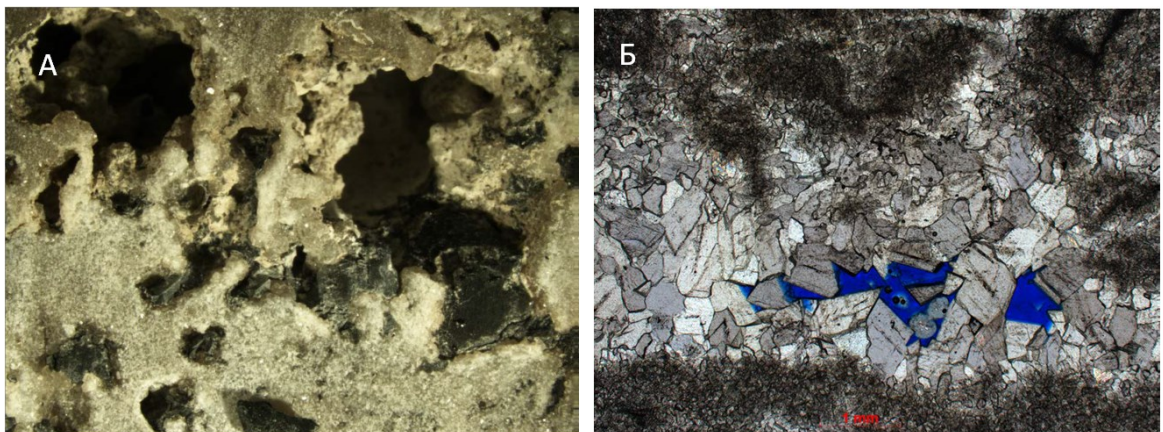


Рисунок 64. А. Остаточное внутрикаркасное пустотное пространство в доломите биогермном с реликтовой кружевной структурой. Скважина Юрубчено-Тохомская 272. Глубина отбора 2633,07 м. Фото с помощью стереоскопа. Б. Остаточная внутрикаркасная пустота. Сква. 272. 2781,29 м. Без анализатора.

Пустоты выщелачивания (рисунок 65, 66, 67) по первичным межформенным пустотам характерны для доломитов комковато-сгустковых, а также для доломитов кружевной структуры. В комковато-сгустковых доломитах пустоты овальной формы, размером до 4*14 мм, частично минерализованы кристаллами доломита размером до 1 мм и, как правило, заполнены битумом.

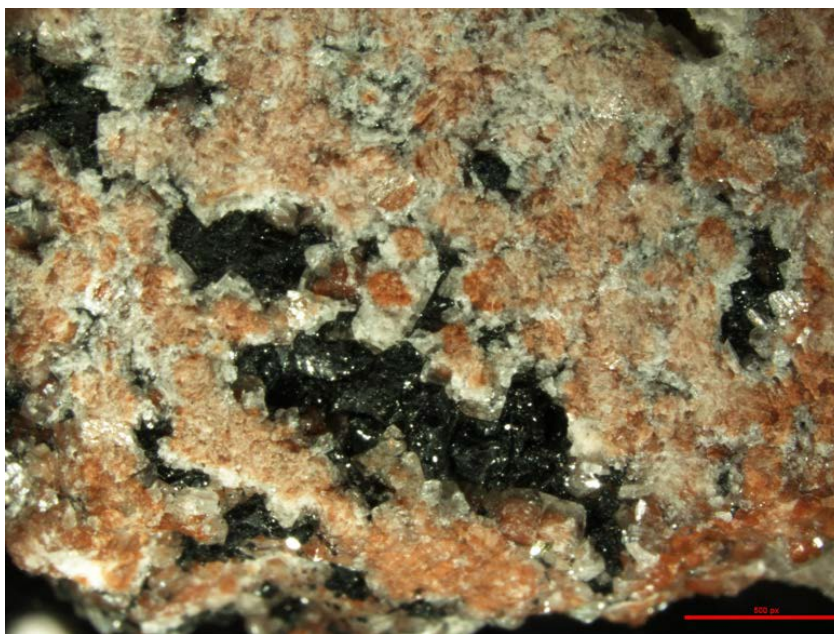


Рисунок 65. Заполнение межформенных пустот битумом. Сква. 272. 2493,20 м. Фото с помощью стереомикроскопа.

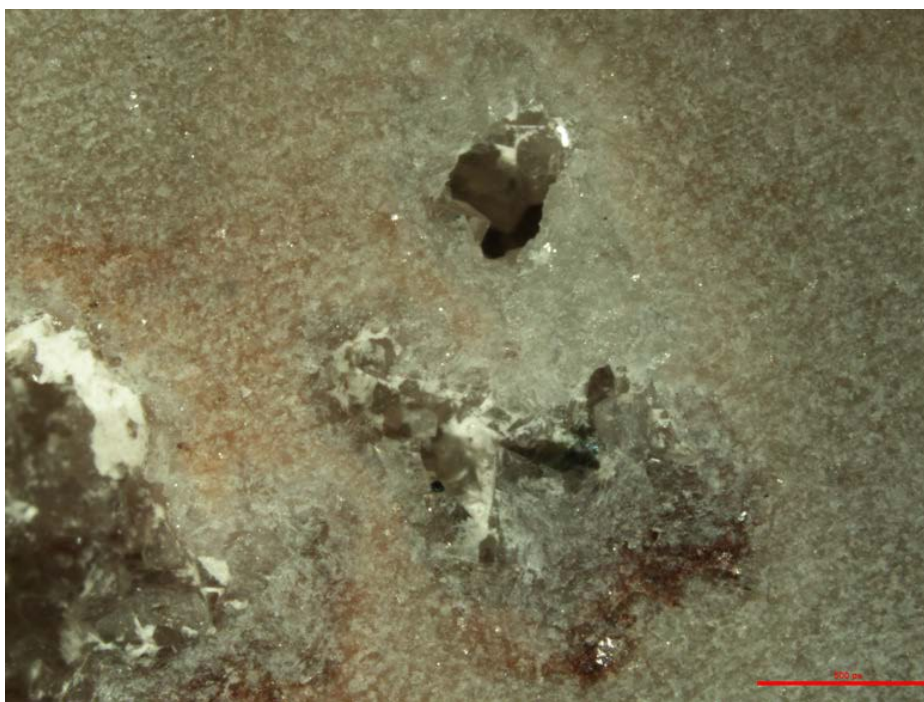


Рисунок 66. Пустоты выщелачивания, частично минерализованные кристаллами доломита. Скважина Юрубчено-Тохомская – 272. Глубина отбора 2510,01 м. Фото с помощью стереоскопа.



Рисунок 67. Пустоты выщелачивания в доломите слоистом интенсивно окремнелом. Скважина Юрубчено-Тохомская-272. Глубина отбора 2592,85 м. Фото с помощью стереоскопа.

Зачастую в биогермных узорчатых доломитах отмечаются редкие пустоты выщелачивания, в которых образуются кристаллы кварца.

Остаточное пустотное пространство, а также пустоты выщелачивания отмечаются, как правило, внутри циклитов, и также могут свидетельствовать о небольших перерывах в осадконакоплении и выщелачивании уже образованного осадка.

Сутуро-стилолитовые зоны тоже, как правило, сопряжены с пустотами выщелачивания. Поверхности швов чистые, без глинистых примазок, со следами выщелачивания. Высота бугорков достигает до 3-6 мм. Значительно чаще сутуро-стилолитовые зоны с примазками зелёного глинистого вещества (рисунок 68). В таких стилолитовых швах высота бугорков выше и достигает 10-12 мм, также отмечаются следы выщелачивания.

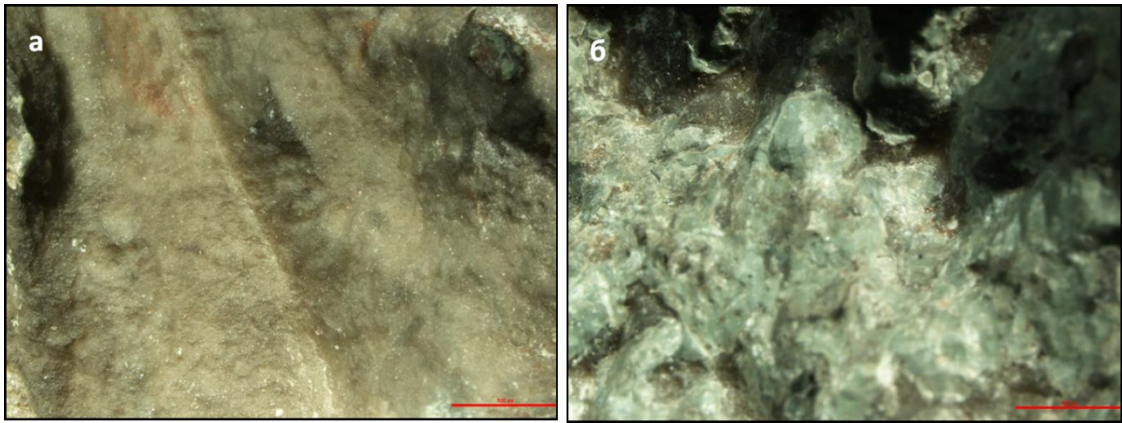


Рисунок 68. А. Следы выщелачивания по поверхности сутуро-стилолитовой зоны. Скв. 272. 2562,40. Фото с помощью стереоскопа. Б. Следы выщелачивания по поверхности сутуро-стилолитовой зоны, примазки глинистого вещества. Скв. 272, 2562,54 м. Фото с помощью стереомикроскопа.

В карбонатно-кремнистой породе отмечаются отдельные пустоты, связанные с процессами окремнения и выщелачивания. Пустотностью эти породы по данным имидж-анализа не обладают. Тем не менее, эти породы составляют прослой толщиной до нескольких сантиметров, в которых развита система ортогональных микротрещин (рисунок 69, 70). Эти трещины по данным имидж-анализа имеют раскрытость до 0,2 мм. По данным томографических исследований, в зонах пересечения трещин, образуются зоны разуплотнения, характеризующиеся достаточно высокой сообщаемостью пустот (рисунок 34, 35). Иногда встречаются пустоты выщелачивания по трещине. Таким образом, прослой кремнисто-карбонатных пород с развитой системой ортогональных трещин образуют субгоризонтальные проницаемые прослой. Так как эти прослой могут составлять в разрезе довольно значительную долю (до 5-6 прослоев на метр), то их необходимо учитывать при создании модели резервуара.

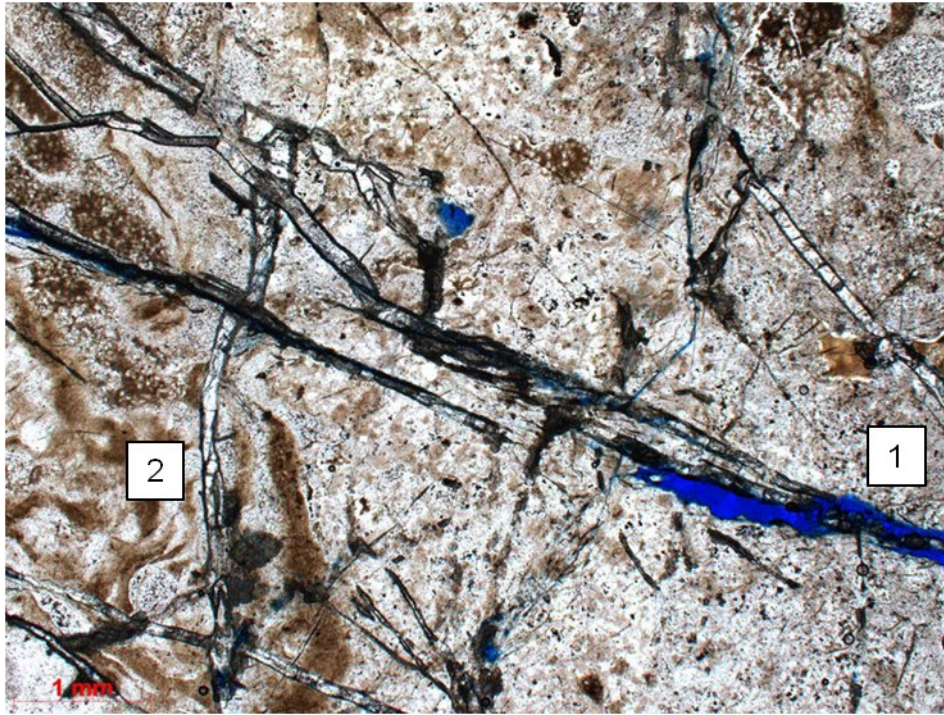


Рисунок 69. Х-образные трещины со следами выщелачивания (1), минерализованные доломитом (2). Скважина Юрубчено-Тохомская-198. Глубина отбора 2772,25 м. Без анализатора.

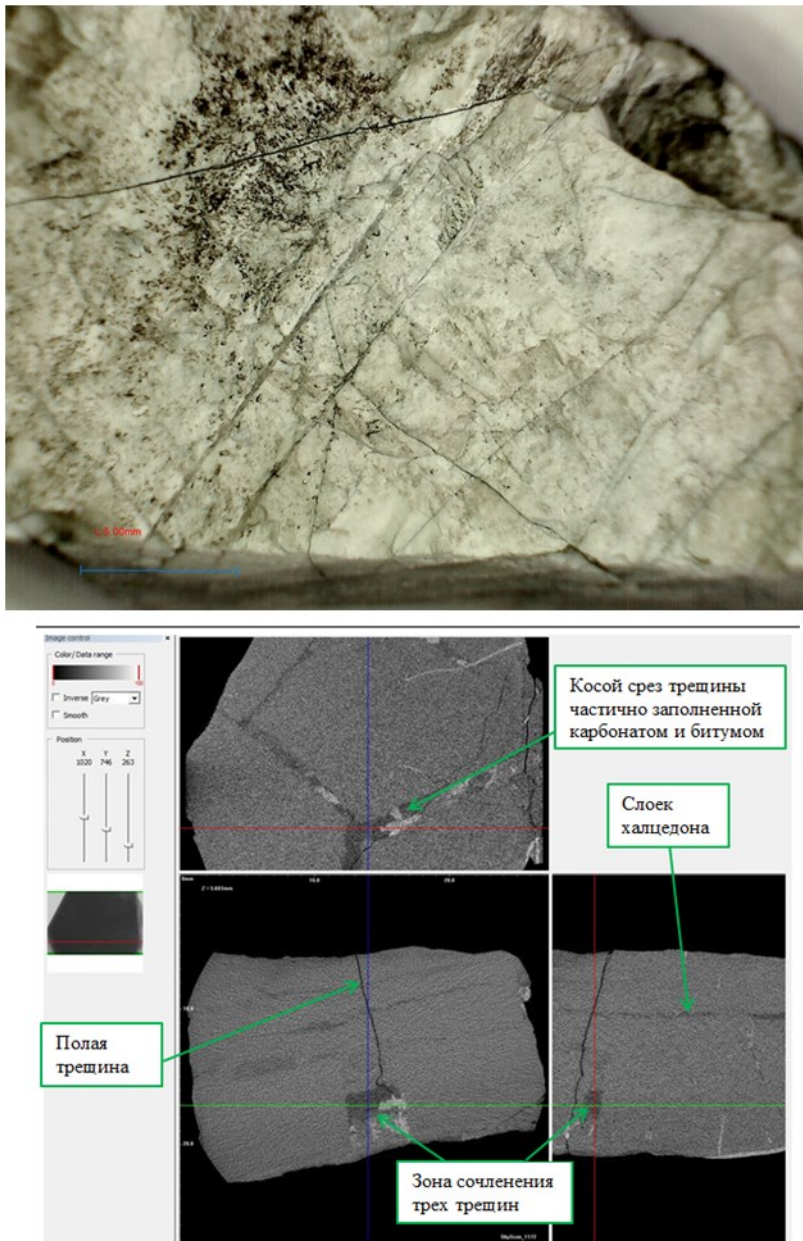


Рисунок 70. Карбонатно-кремнистая порода (халцедоновый прослой). Скв. 272 Юрубчено-Тохомская, глубина отбора 2541,05 м. Внешний вид образца и пример одного из срезов. По автору.

По данным описания керна и шлифов зафиксирован еще один тип пустотности – это щелевидные пустоты, расположенные на границе седиментационных циклитов (рисунок 71). Морфология пустот изучена не только по визуальному описанию керна, но и при помощи рентгеновской томографии (рисунок 72). Пустоты имеют вытянутую форму, размер их колеблется от первых миллиметров до восьми сантиметров. Возможно, имеются и более крупные пустоты, однако их определение по керну затруднительно в связи с тем, что диаметр керноотборного снаряда не превышает 100 мм. О наличии более крупных пустот или каверн свидетельствуют многочисленные провалы бурового инструмента (до 1,5-3 м). Стенки пустот неровные, со следами выщелачивания. Также отмечается вторичное минералообразование по стенкам пустот – кристаллы доломита ромбовидной формы размером до 3 мм, кристаллы кварца правильной формы размером до 2-7 мм, кристаллы гипса вытянутой призматической формы размером до 5 мм, отмечаются примазки битума. Уровни щелевидных пустот многократно встречаются в разрезе и в наиболее продуктивной зоне в нефтенасыщенной части встречается до 20 уровней развития интервалов (рисунок 73) с щелевидными пустотами.

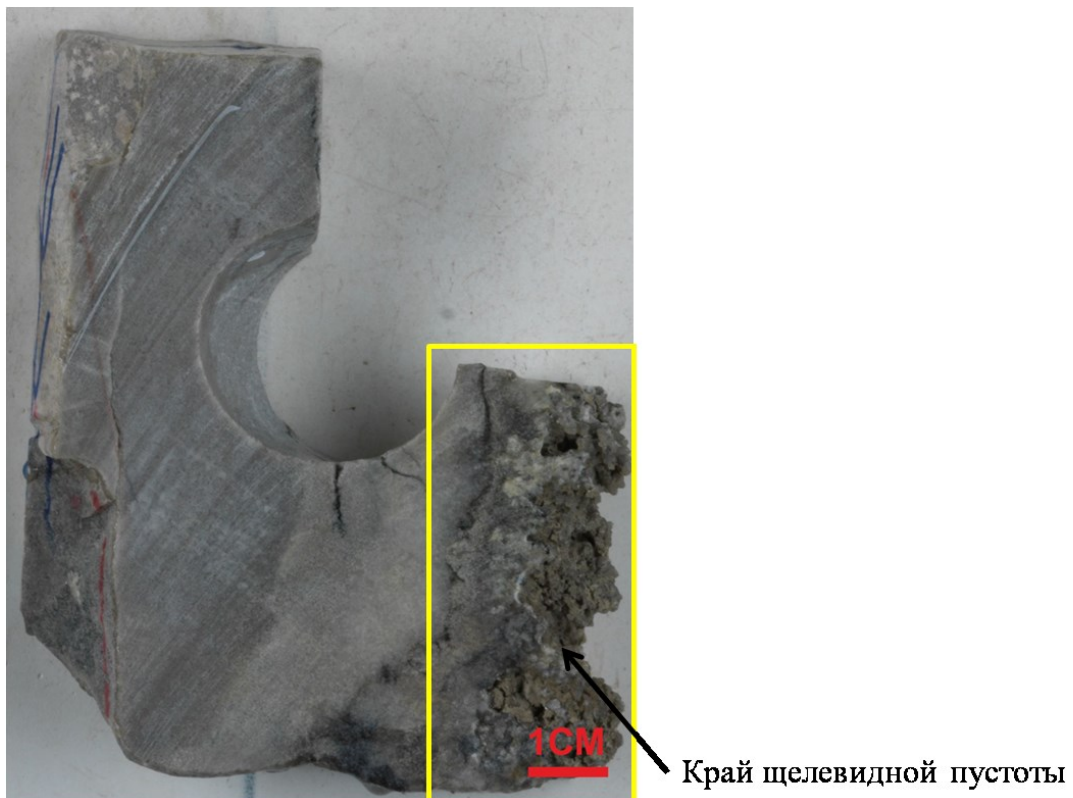


Рисунок 71. Щелевидная пустота на границе циклитов. Пример скв. 272. Глубина отбора образца 2580,68 м [Кутукова, 2011].

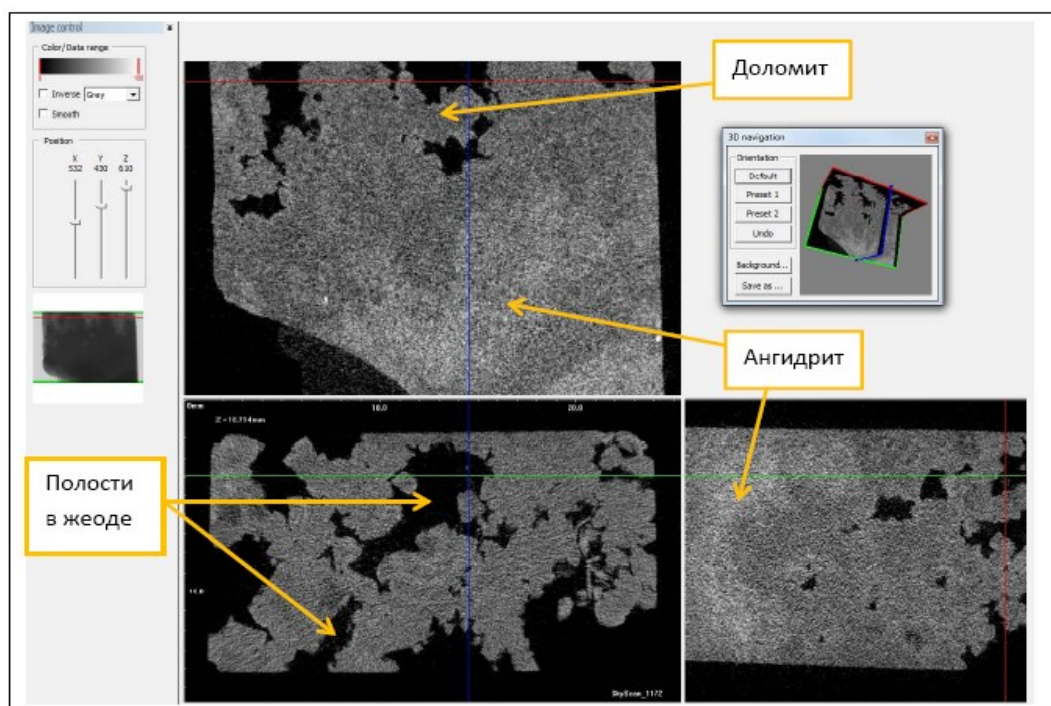


Рисунок 72. Пример одного из срезов томографии. Скважина 272. Глубина 2646,01 м [Кутукова, 2011].

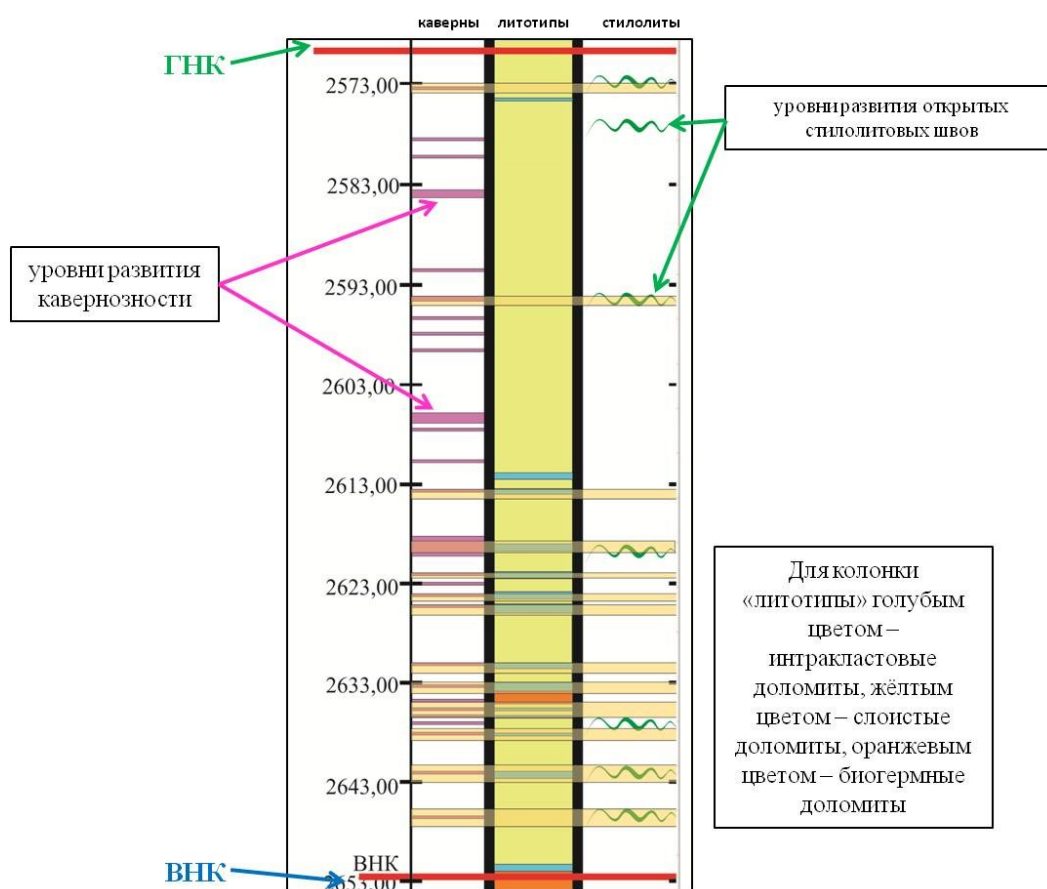


Рисунок 73. Скв. 272 Юрубчено-Тохомская. Уровни щелевидных пустот в нефтенасыщенном интервале [Кутукова, 2011].

В таблице 11 представлена сводная информация о количественных характеристиках выделенных типов пустот. Наиболее значимыми по объему пустотного пространства являются **щелевидные пустоты**, расположенные на границе седиментационных циклитов.

По данным изучения структуры пустотного пространства с помощью методов рентгеновской томографии, пустотность кавернозных щелевидных интервалов может достигать 30% (при среднем значении 8%), при этом окремнение таких зон, по данным керновых исследований и описания шлифов, может достигать 80%. Интервалы выщелачивания и повышенной кавернозности распространены в разрезе локальными зонами, характеризуются малыми толщинами (10-20 см). В отдельных скважинах интервалы достигают 4 м (рисунок 74). Аномально высокое для разреза значение пустотности, регистрируемое по результатам томографии, зачастую не совпадает с данными ГИС. При этом, пустотность, определенная по томографии, может быть выше (на порядок) пустотности, регистрируемой по данным ГИС. Измерения пористости по керну методом жидкостенасыщения также не соответствуют значениям пористости, определенным по данным ГИС и по томографу. Ввиду того, что толщина интервалов выщелачивания мала, по большинству методов ГИС происходит занижение $K_{\Pi}^{\text{общ}}$ и завышение толщин таких интервалов (рисунок 75).

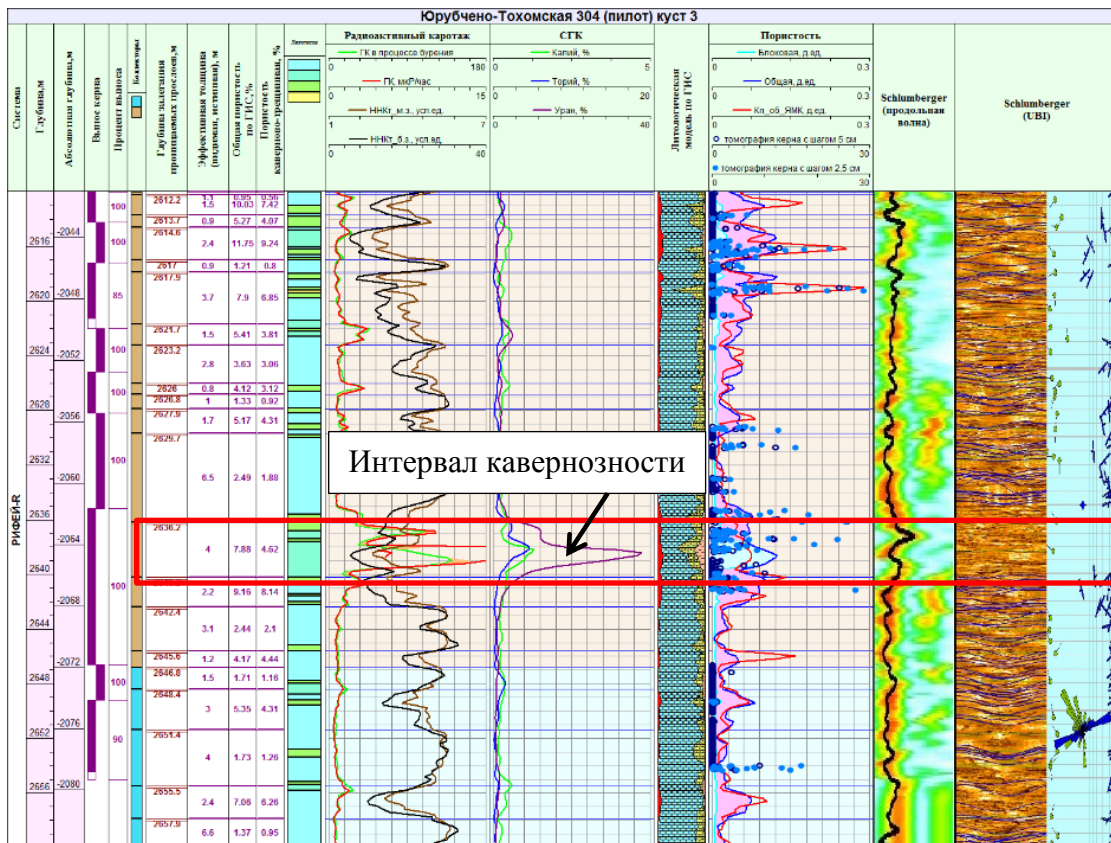


Рисунок 74. Пример выделения интервала кавернозности по данным ГИС и керна [ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», 2018].

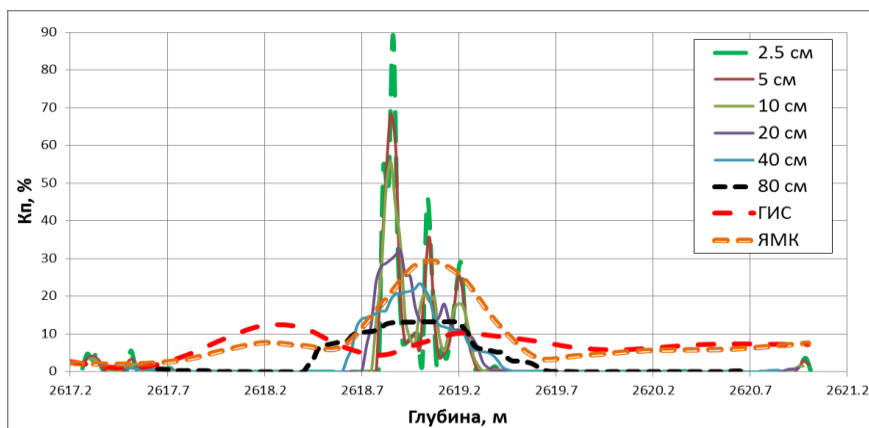


Рисунок 75. Сопоставление K_p по результатам рентгеновской томографии и данным ГИС [Филатов, Кутукова, 2013]

В этом случае, надежным методом выделения кавернозных интервалов являются методы, обладающие наилучшей вертикальной разрешающей способностью – пластовые микросканеры (UBI, Шлюмберге). Интервалы развития кавернозности хорошо фиксируются на кривых спектрального гамма-каротажа. На Юрубчено-Тохомском месторождении исследования с помощью микросканеров проведены в 50 скважинах. На рисунке 76 показано сопоставление выделенных кавернозных интервалов по керну и по данным пластовых микросканеров.

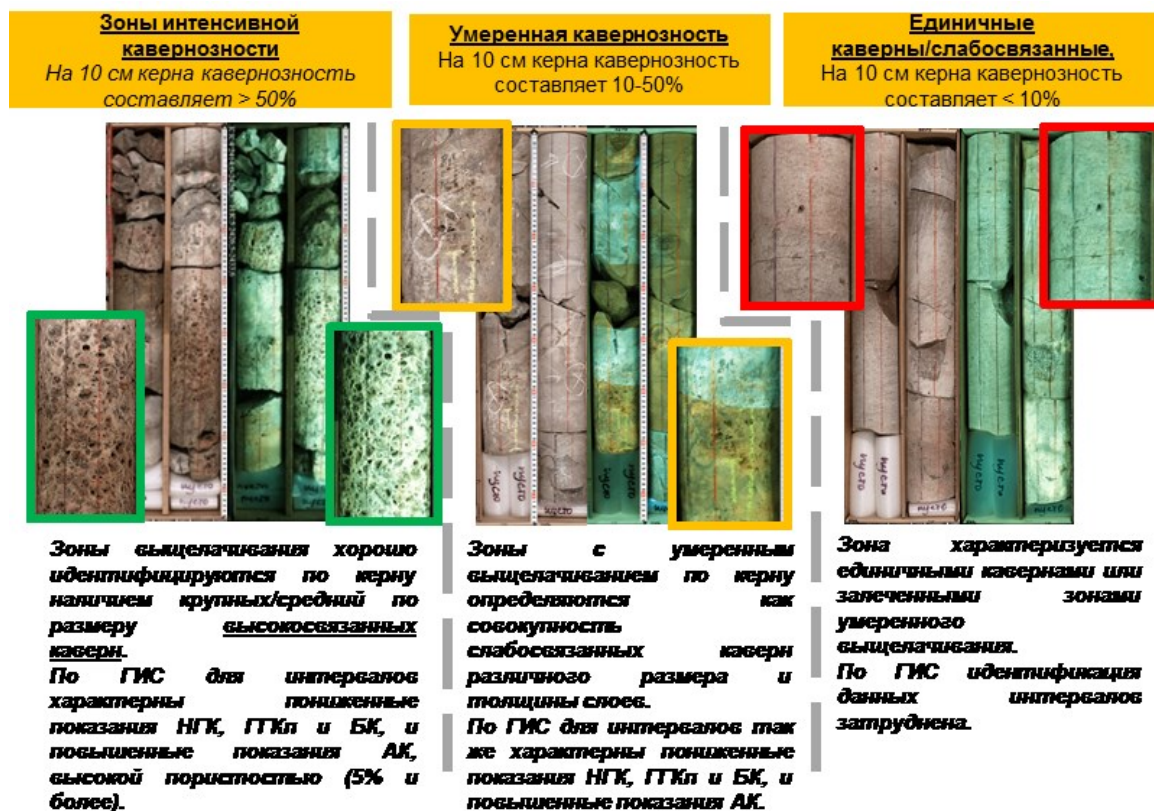


Рисунок 76. Выделение интервалов выщелачивания по данным керна и пластовых микросканеров [Назаров, Кутукова, 2019].

Таблица 11. Количественные характеристики выделенных типов пустот [Кутукова, 2019].

№п/п	Типы пустот	Литотип	Содержание кремнезема, %	Емкость, %	Размер пустот, мм	Доля в объеме всех пустот, %	Влияние на эффективную емкость
1	Межкристаллические пустоты	Разнокристаллические, кружевные биогермные, комковато-густковые доломиты	8	0.50%	0.02-0.1	37%	Не влияет
2	Остаточные внутрикаркасные пустоты	Биогермные доломиты с кружевной структурой	13	0.15%	0.00001-0.000016	21%	Не влияет
3	Межслоевые щелевидные горизонтальные пустоты	Интракластовые доломиты	76	до 30%	1-100	10%	Влияет ★
4	Унаследованные пустоты выщелачивания по первичным межформенным пустотам	Кружевные биогермные, комковато-густковые доломиты	7	до 6.5%	4-14	24%	Влияет
5	Пустоты выщелачивания по стилолитам	Повсеместно		до 4-5%	3-6	3%	Влияет
6	Микropустотность в кремнистых прослоях	Карбонатно-кремнистая порода	100	0.8-2.5%	0.2-3	5%	Влияет

На основе совместного анализа данных керна, пластовых микросканеров и ГИС, определены граничные значения для выделения кавернозных интервалов по стандартному комплексу ГИС (таблица 5, глава 2). Интервалы по керну разделены на следующие типы:

- Монолитный доломит («монолит») – кавернозные интервалы и интервалы выщелачивания отсутствуют;
- Преимущественно монолитный доломит («преимущественно монолит») – встречаемость интервалов выщелачивания ниже встречаемости плотной части, редкие единичные каверны;
- Каверны – плотная часть не встречается, интервалы с развитой интенсивной кавернозностью.

В целом, толщина выделяемых интервалов по ГИС изменяется от 0.2 до 2,34 м, при средней толщине около 1 м. Результаты специальных лабораторных исследований керна показали, что кавернозные интервалы обогащены микроэлементами, в особенности медью, ураном и спутниками урана, что связано, скорее всего, с влиянием гидротермальных процессов.

Кавернозные интервалы, выделенные по данным ГИС, чаще встречаются в разрезе скважин в западной части Юрубченской залежи, по сравнению с восточной (рисунок 77). Также наибольшую частоту повторяемости уровни горизонтальных кавернозных интервалов имеют в западной части рассматриваемой территории.

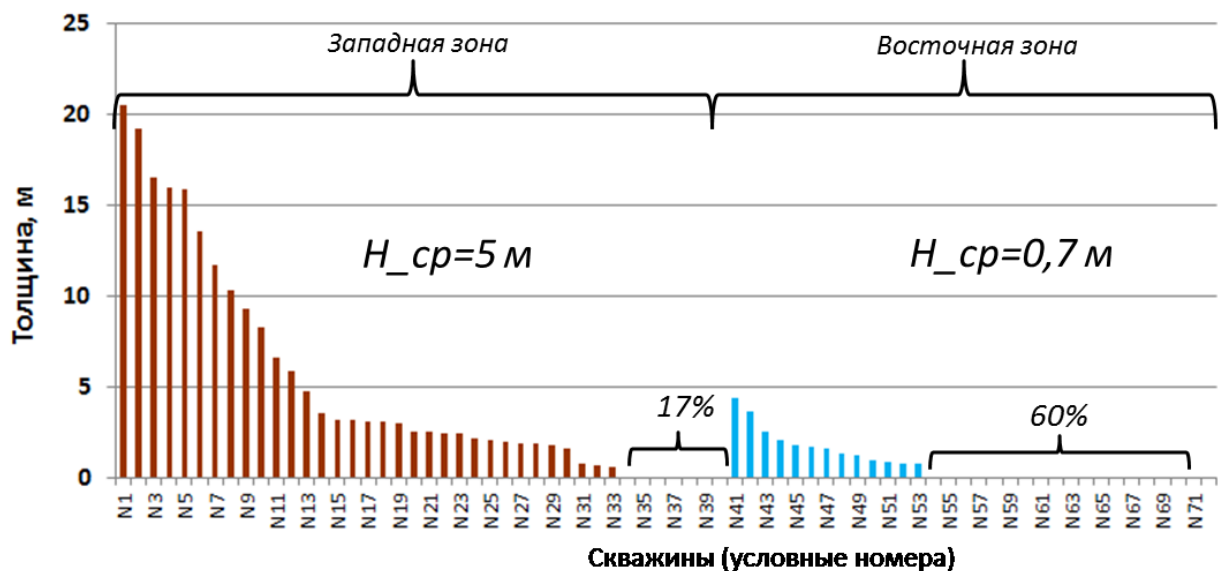


Рисунок 77. Распределение суммарной толщины кавернозных интервалов в разрезах скважин [Кутукова, 2019].

Таким образом, обобщая результаты исследований, проведенные литологическими и петрофизическими методами, можно сделать следующий вывод: основная емкость рифейского карбонатного резервуара сформирована за счет кавернозных интервалов (субгоризонтальных щелевидных пустот) или окремнелыми микротрещиноватыми интервалами (карбонатно-кремнистая порода), а путями фильтрации флюидов являются вертикальные трещины.

Пустотное пространство в продуктивных отложениях рифейского возраста представлено следующими типами (рисунок 78):

- межслоевыми щелевидными горизонтальными пустотами (10%);
- межкристаллическими пустотами (37%);
- остаточными внутрикаркасными пустотами (21%);
- унаследованными пустотами выщелачивания по первичным межформенным пустотам (24%);
- пустотами выщелачивания по стилолитам (3%);
- микропустотностью в кремнистых прослоях (5%).



Рисунок 78. Распределение различных типов пустот в объеме рифейского резервуара [Кутукова, 2019].

ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 3.

Основная емкость рифейского продуктивного разреза связана с щелевидными пустотами, развитыми в окремнелых интракластовых доломитах. Трещиноватость обеспечивает связность кавернозных интервалов и выполняет роль фильтрации флюида к скважине.

Установлено, что на долю трещинной емкости приходится не более 0,1% эффективной емкости. Плотность вертикальных трещин, зафиксированная в керне, примерно по всему месторождению одинакова и составляет 1,15 трещины на метр. В общем виде рифейский резервуар представлен непроницаемыми блоками (матрицей) с неэффективной пористостью (в среднем 0,8%), системой преимущественно вертикальных трещин и субгоризонтальными кавернозными интервалами толщиной до 10-20 см (рисунок 79). По данным изучения структуры пустотного пространства с помощью методов рентгеновской томографии, пустотность кавернозных щелевидных интервалов может достигать 30% (при среднем значении 8%), при этом окремнение таких зон, по данным керновых исследований и описания шлифов, может достигать 80%. В таблице представлены количественные характеристики трещинной и кавернозной составляющих пустотного пространства рифейских продуктивных отложений.

Таким образом, в главе 3 доказано первое защищаемое положение, которое звучит следующим образом: **емкостное пространство карбонатных отложений рифейского нефтегазоносного комплекса представлено шестью основными типами пустот: щелевидные горизонтальные (межслоевые), конседиментационные межкристаллические (матричные), катагенетические внутрикаркасные (первичное выщелачивание), вторичные по каркасу стилолитов (вторичное выщелачивание), вторичные по катагенетическим пустотам (унаследованное выщелачивание), микропустотность в кремнистых прослоях. Основная эффективная емкость рифейских отложений связана с щелевидными пустотами, развитыми в окремнелых интракластовых доломитах.**

Концептуальная модель рифейских отложений ЮТЗ определена.

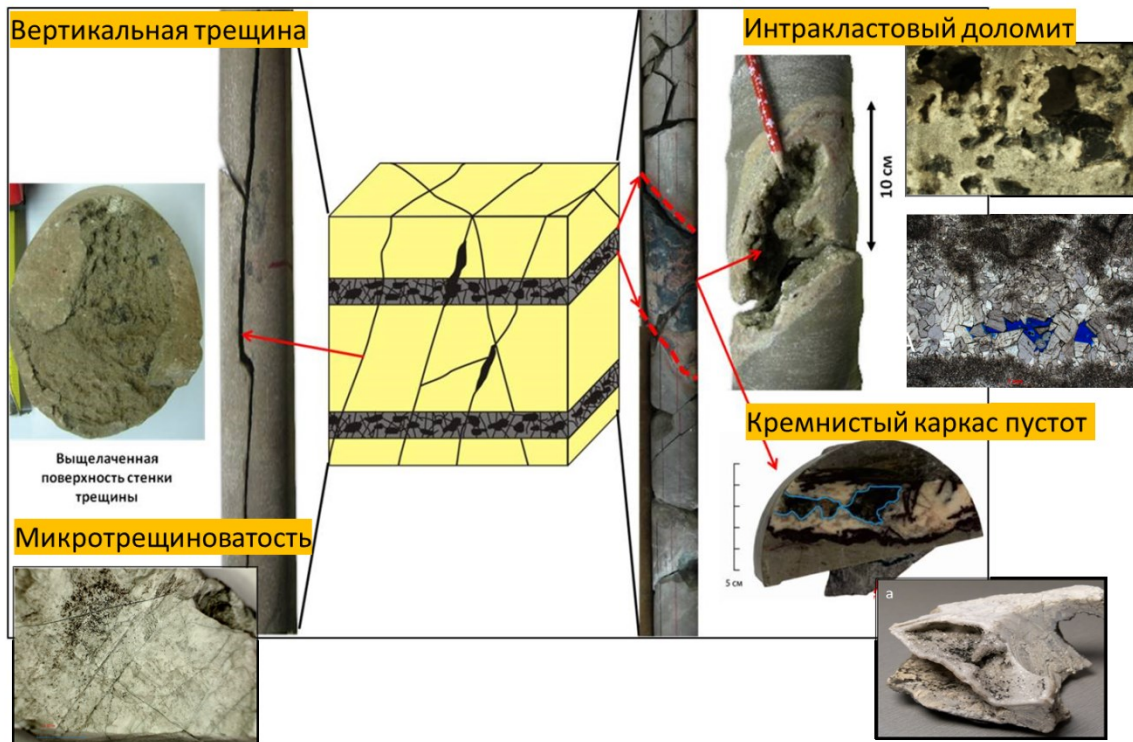


Рисунок 79. Концептуальная модель фильтрационно-емкостной системы рифейских отложений [Кутукова, 2013].

Таблица 12. Количественные характеристики трещинной и кавернозной составляющих пустотного пространства рифейских продуктивных отложений [Кутукова, 2019].

Параметры	Трещины
Литология	Не связано с литологией
Направление	СЗ и СВ
Угол падения, средний	75
Плотность, тр/м	1.15
Длина трещин	до 15 м
Характер стенок	59% - гладкие, 34% - минерализованные, 7% - выщелачивание
Оценка пустотности, %	0.013-0.09

Параметры	Кавернозные интервалы
Литология	Интракластовые доломиты
Окремнение, %	50-100
Размеры, мм	1-100
Толщина пропластка, см	8
Суммарная толщина пропластков (среднее), м	4
Пористость, %	до 30

ГЛАВА 4. УТОЧНЕНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЮРУБЧЕНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ЮТЗ

4.1. Построение модели разломов в рифейских отложениях Юрубченской залежи ЮТЗ.

После определения концептуальной модели коллектора возникла задача: как эффективно разрабатывать залежь нефти с таким типом коллектора. В России не было опыта разработки нефтяных залежей в подобных коллекторах с непроницаемой матрицей и массивной газовой шапки, подстилающей водой, наличием емкости в кавернах и горизонтальных щелевидных пустотах и фильтрацией флюида по вертикальным трещинам. Так как было установлено, что вертикальная трещиноватость обеспечивает гидродинамическую связность пласта и создает пути для фильтрации флюида, то потребовалась необходимость понимания природы трещиноватости, распространения зон повышенной трещиноватости, а также в проведении оценки параметров трещин (частично это показано в главе 3).

Картирование разломов и **уточнение разломной модели** имеет ключевое значение для выполнения задачи прогноза продуктивности рифейских отложений ЮТЗ, так как поступление флюида к скважине обеспечивается именно трещинной составляющей. Стоит отметить, что уточненная разломная модель Юрубченской залежи построена впервые. Это один из аспектов научной новизны диссертационного исследования.

Разломная модель базировалась на интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-3D, анализе трещин по керну и имиджерам; детальной корреляции венд-кембрийских (залегающих выше рифейских) отложений. Также привлекались дополнительно результаты интерпретации космических снимков.

Результаты интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-3D.

Автором в работе использовались результаты интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-3D, полученные от ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» (2019). Характерными признаками нарушений на сейсмических разрезах являются изменения волновой картины, связанные с наличием перегибов осей синфазности, их смещением и изменением динамических особенностей отражений по субвертикальным зонам, появление дифрагированных волн. Большое значение при этом имеет качество временных сейсмических разрезов, так как зоны потери корреляции могут быть связаны со сложными поверхностными геологическими условиями, недоучетом статических поправок, изменением картины волнового поля под влиянием кратных волн. На рисунке 80 представлена карта распределения кратности ОГТ, что является характеристикой качества сейсмического материала. Видно, что западная и северо-

западная части рассматриваемого участка характеризуются слабым качеством сейсмического материала. По нарушению осей синфазности горизонта R4 выделены основные тектонические нарушения (рисунок 81, 82). В пределах Юрубченской залежи ЮТМ выделено три разлома с амплитудами смещений от 30 до 200 м. По данным гидродинамических исследований скважин (гидропрослушивание) выделенные разломы являются проводящими. Разломы с более высокими амплитудами (свыше 250 м) скорее всего непроводящие и разделяют месторождение на залежи, имеющие разные уровни ВНК и ГНК.

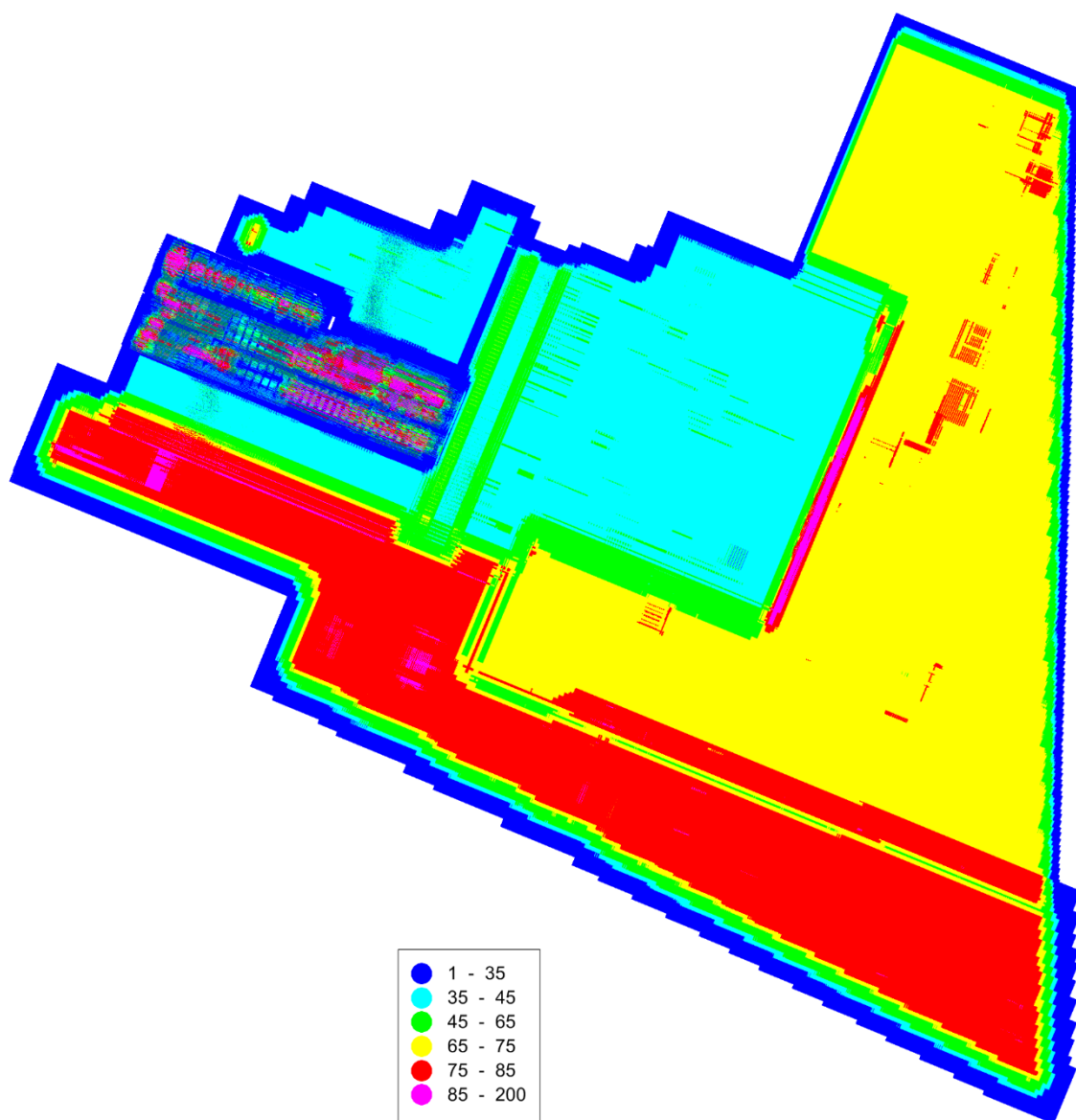
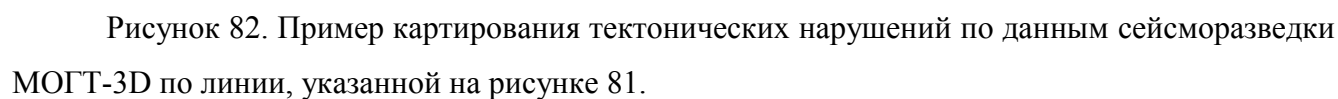


Рисунок 80. Карта распределения кратности ОГТ по площади 3D (ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»).



Построение карты трещиноватости по данным анализа керна и имиджерай.

По результатам сканирования стенок скважины акустическими и электрическими методами в ПО «Petrel» (Шлюмберже) построена карта трещиноватости (рисунок 83). Карта построена по данным 50 горизонтальных скважин. Стоит отметить принципиальность момента построения карты плотности трещин только на основе данных горизонтальных скважин, не привлекая данные вертикальных скважин. Для наклонных и вертикальных скважин плотность субвертикальных трещин является кажущейся и требует ввода соответствующих поправок за угол пересечения со скважиной. В горизонтальных скважинах плотность субвертикальных трещин может быть оценена **в чистом виде** для трещин различного простирания. При построении карты использовался конвергентный метод Isochore interpolation. Это стандартный широко распространенный метод, входящий в базовый пакет ПО «Petrel». Из карты виден тренд, что западная зона более трещиновата, чем восточная, что, вероятно, связано с более активными тектоническими процессами в западной части рассматриваемой залежи.

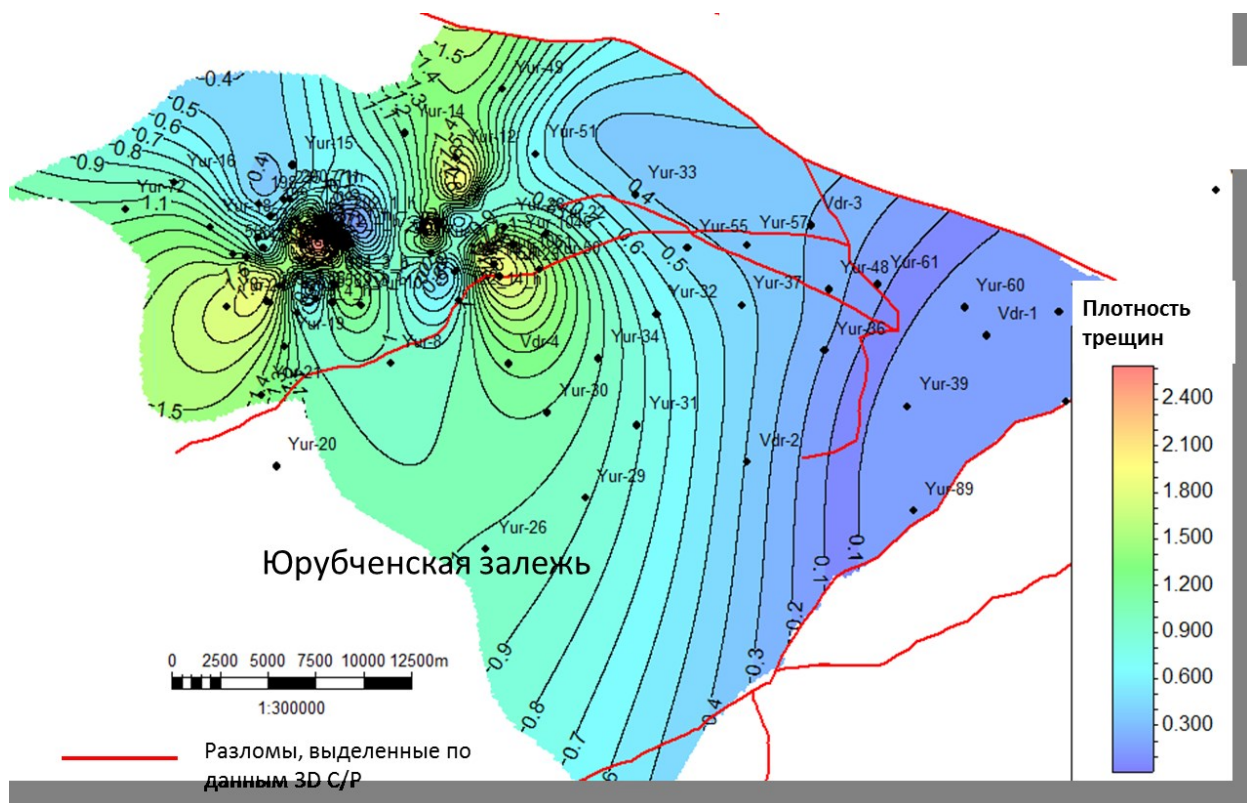


Рисунок 83. Карта плотности трещин в пределах Юрубченской залежи ЮТМ [Кутукова, 2018].

Полученная карта трещиноватости была сопоставлена со схемой прогноза зон трещиноватости по космоснимкам (рисунок 84). Анализируя изображения на космоснимках, можно установить следующий факт: западная часть месторождения в большей степени

трещиновата, причем преобладают нарушения северо-восточного простирания. По результатам дешифрирования космических фотоснимков выделены линейaments различных направлений, из которых наиболее выражены диагональные (с юга-запада на северо-восток) и широтно-меридиональные (с юго-востока на северо-запад). На схеме видно, что западная часть ЮТЗ более тектонически нарушена и содержит большее количество разрывных нарушений, чем восточная, т.е. в наибольшей степени подвергалась активным тектоническим подвижкам.

Схема зон трещиноватости, выделенных по данным космоснимков, хорошо согласуется с более детальной картой трещиноватости, построенной по данным ГИС.

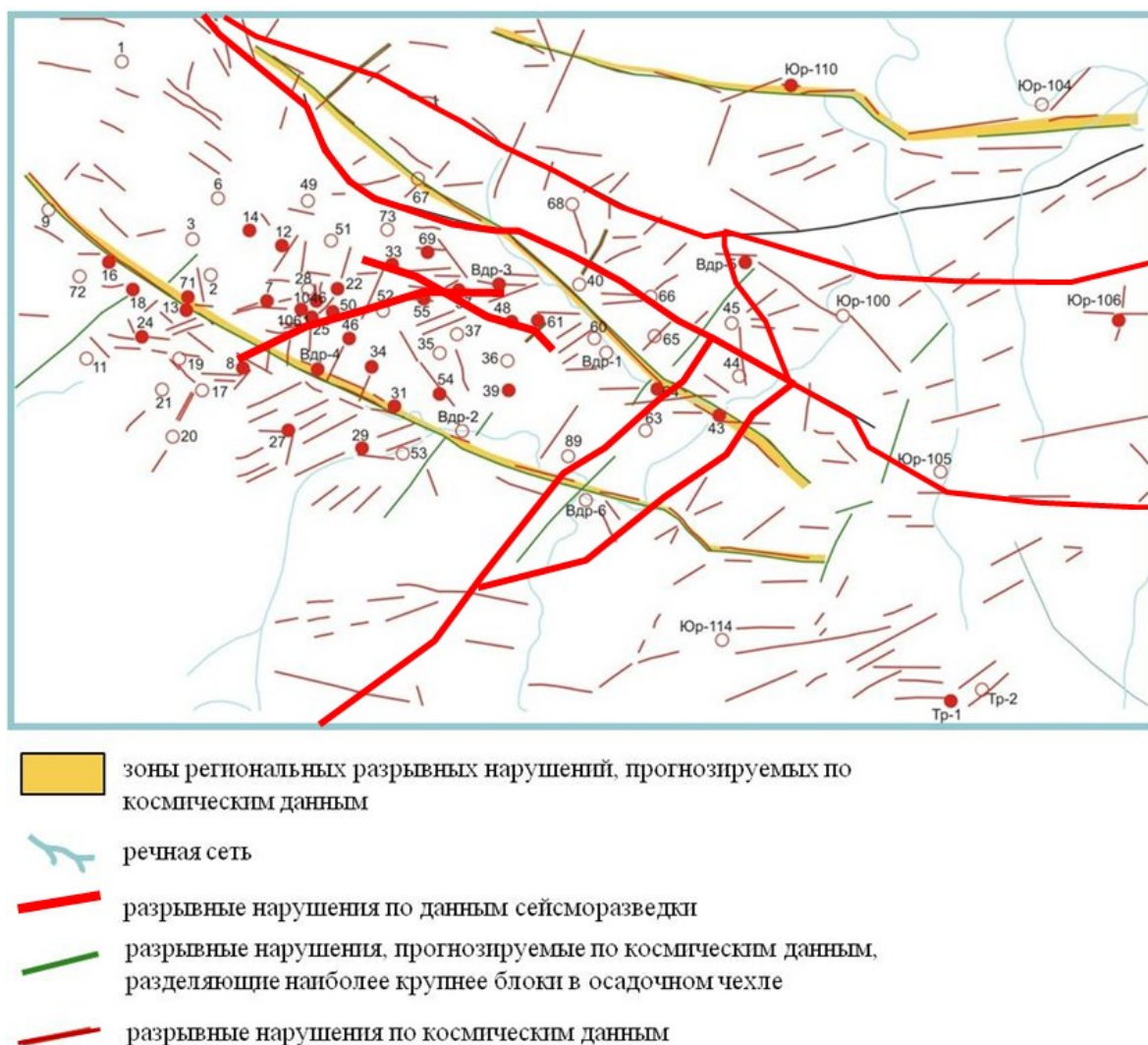


Рисунок 84. Прогноз зон трещиноватости рифея Юрубчено-Тохомской зоны по космоснимкам (Трофимов Д.М., В.Б. Серебряков, А.В. Емельянов). Коричневые линии – трещиноватость, определенная по космоснимкам.

Выделение дизъюнктивных нарушений методом детальной корреляции скважин.

В 2017 году в центральной части Юрубченской залежи началось эксплуатационное бурение. В результате анализа эксплуатационных характеристик скважин выделена область, где при одном и том же режиме эксплуатации скважин получают высокие значения газового фактора (выше $1000 \text{ м}^3/\text{т}$) и обводненность выше 30% (рисунок 85). Таким образом, начало разработки месторождения дало развитие для еще одной научной задачи: найти геологическое обоснование получаемым высоким значениям газового фактора и обводненности.

При детальном рассмотрении результатов материалов сейсморазведки МОГТ-3D на волновой картине в пределах рассматриваемого участка не различаются какие-либо дополнительные разломы. Поэтому для выделения дополнительных разломов привлекались данные ГИС: проведение детальной корреляции скважинных разрезов. И в последствии возможное уточнение положения дизъюнктивных нарушений.

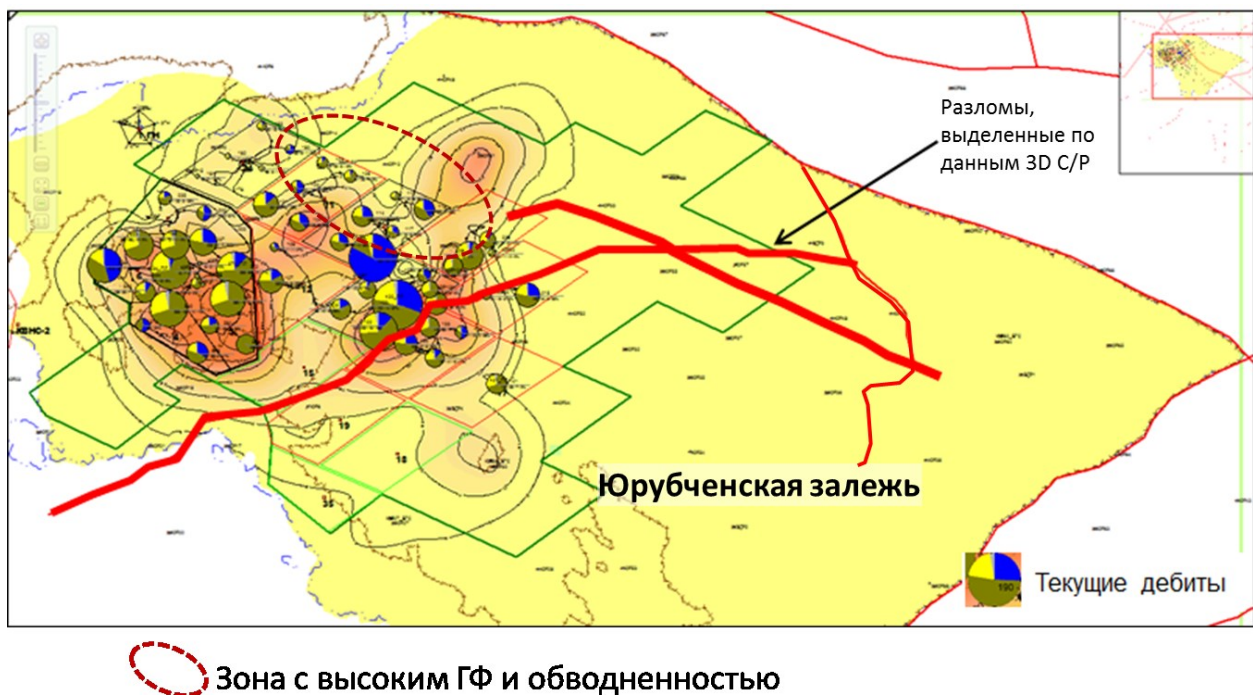


Рисунок 85. Карта продуктивности с текущими дебитами [Кутукова, 2018].

В осадочных породах Байkitской антеклизы, развиты преимущественно пластовые интрузивные тела (силлы). Ограниченным площадным распространением характеризуются секущие тела (дайки). Для силлов характерны плавные изменения мощностей и ступенчатый «переход» из одного стратиграфического уровня на другой по зонам разрывных нарушений, вплоть до «выхода» траппов на дневную поверхность. На рассматриваемой территории на сейсмическом разрезе выделяются интрузии долеритов, занимающие в различных участках площади неодинаковые стратиграфические уровни: от катангской свиты венда до литвинцевской свиты среднего кембрия. В волновом поле сейсмического разреза в местах

распространения интрузий наблюдается наличие аномалии сейсмической записи, которая представлена увеличением амплитуд в кровле и ослаблением амплитуд внутри выделенного тела, а также раздвоение фазы или перехода с положительной фазы на отрицательную. Также интрузивные тела хорошо выделяются по данным ГИС: прежде всего это мощная по толщине, однородная пачка с высокими показаниями ГГКп (в основном 2,9-3 г/см³), низкой естественной радиоактивностью, повышенными показаниями НГК (но ниже чем в ангидрите), значениями АК в районе 150-160 мкс/м. По материалам ГИС выделенные интрузивные тела в каждой скважине прослежены от скважины к скважине.

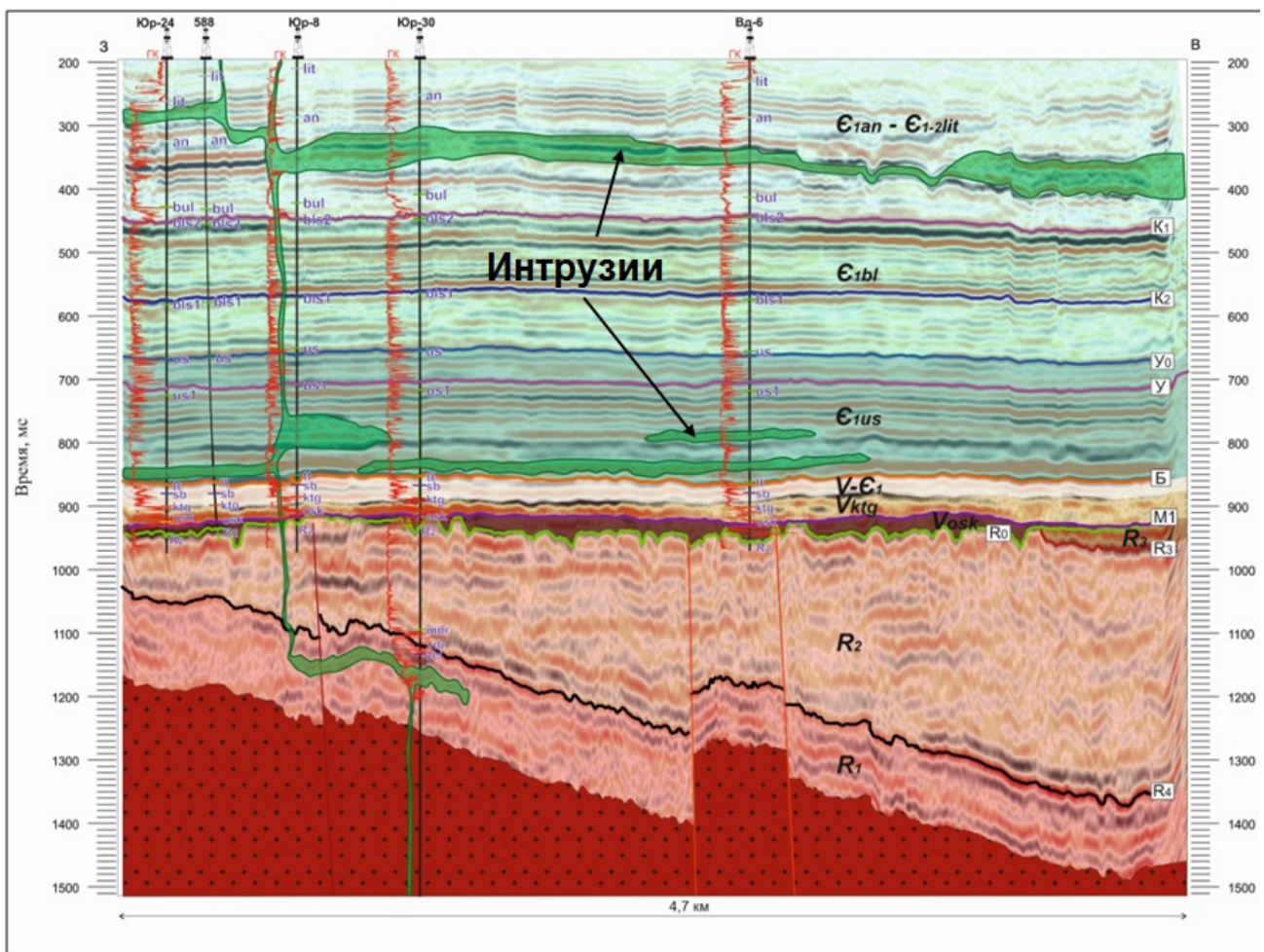


Рисунок 86. Интрузии, залегающие в венд-кембрийском структурном этаже [43].

Для интрузивных тел характерны плавные изменения мощностей и ступенчатый переход из одного стратиграфического уровня на другой по зонам дотрапповых разрывных нарушений, вплоть до «выхода» траппов на дневную поверхность. Естественными границами тектонических блоков являются подводящие каналы и зоны массового перехода интрузивов с одного уровня на другой. Субгоризонтальное перемещение магмы при **достижении**

ослабленных (т.е. наиболее трещиноватых) субвертикальных зон, сменялось скачком до следующего межслоевого раздела. Лестницеобразное строение интрузивов позволяет восстановить сетку дотрапповых разрывов и зоны максимальной трещиноватости пород. Такие разломы являются естественными границами отдельных тектонических блоков. Проследив по площади Юрубчено-Тохомского месторождения поведение интрузивных тел, получилось выделить дополнительные разломы, которые по данным 3D сейсморазведки изначально не картировались.

Интрузии внедрились в осадочный чехол в период раннетриасовой активизации магматической деятельности. Интрузивный магматизм Байкитской антеклизы оказывал влияние на вмещающие отложения. Внедрение основной магмы происходит с глубин порядка 60 км, ее температура к поверхности Земли снижается с 1430 °С до 110...120 °С. Значительную роль при охлаждении магмы, кроме отдачи тепла вмещающим породам, играет уходящий из магмы во фронтальной части потока водяной пар. В осадочных породах кембрия водяной пар частично растворяет пласты каменной соли. Занимая освободившееся пространство, образовавшиеся перед фронтом потока магмы горячие рассолы устремляются по трещинам в разные стороны и, охлаждаясь, оседают в них. Магма, ассимилируя вмещающие породы, становится более вязкой. И ее дальнейшее продвижение происходит за счет импульсной энергии поступающих новых порций. Если мощность горных пород над кровлей потока магмы невелика, то она будет их приподнимать и деформировать, сминая в мелкие складки. Очевидно, что вблизи внедрившейся трапповой интрузии фильтрационно-емкостные свойства вмещающих пород за счет уплотнения и замещения пор и трещин вторичными минералами будут существенно изменены. Анализ строения венда выявил наличие маломощных интрузий в виде силлов, которые по разрывным нарушениям переходят от катангской свиты в собинскую. Переход интрузий из нижних стратиграфических уровней представлен в виде секущих тел (дайек). Предположительно, интрузии внедрялись как уже по существующим разломам, так и по образовавшимся нарушениям горных пород, под действием внедрения магмы.

Благодаря детальной корреляции венд-кембрийского разреза и анализу распространения интрузий (силлов) удалось выделить разрывные нарушения меньшего порядка по сравнению с высокоамплитудными разломами по данным сейсморазведки МОГТ-3D. Первый уровень развития интрузивных тел, самый нижний – это интрузии вендских отложений. Здесь наблюдается перескок интрузивных тел с катангской свиты в собинскую свиту. Интрузивные тела залегают на абсолютных отметках 1850-1900 м. Толщина между кровлей рифейских отложений и подошвой интрузий, внедрившихся в собинскую и катангскую толщу, варьируется от 40 до 100 метров (рисунок 87). Поэтому можно с высокой долей вероятности утверждать, что разломы, откартированные по корреляции каротажных кривых, протягиваются в рифейские

отложения. Сделана оценка амплитуды выделенных разломов: она варьируется в диапазоне от 40 до 80 м.

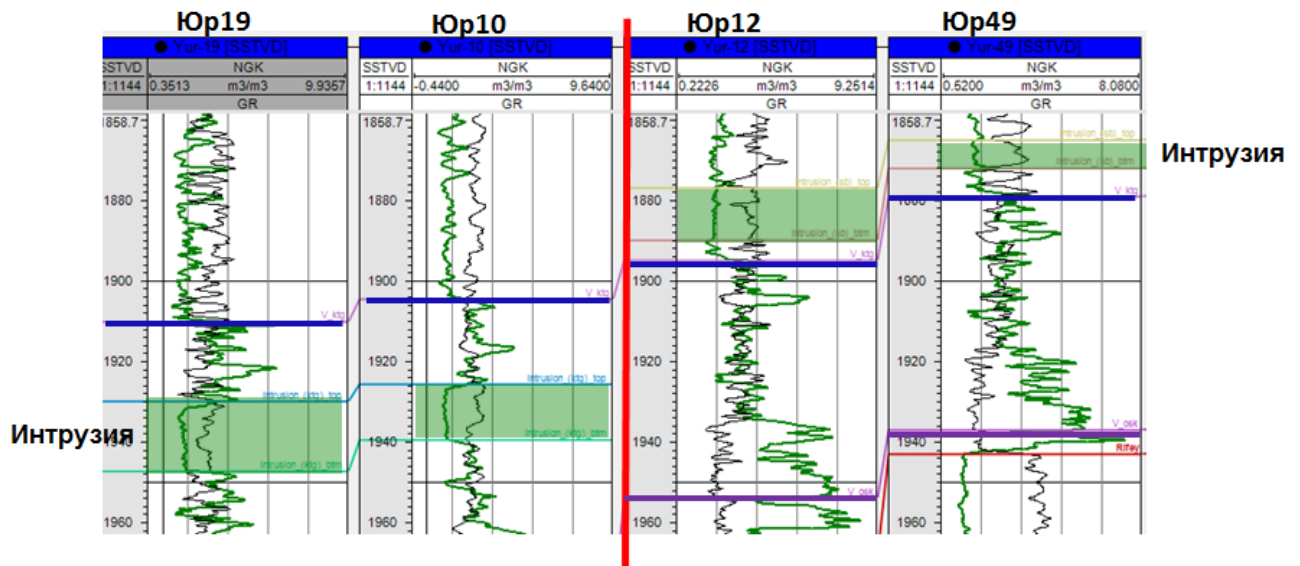


Рисунок 87. Пример картирования разлома при перескоке интрузии из одного стратиграфического уровня в другой (с катангской в собинскую свиту). [Кутукова, 2018]

Следующий уровень развития интрузий - это кембрийские отложения, усольская свита. Этот уровень интрузий распространен по всей площади участка, т.е. имеет покровное развитие. Мощность интрузивного тела изменяется от 14 м до 161 м.

Третий уровень интрузивных тел - это ангарская и литвинцевская свиты. Здесь также зафиксированы перескоки с одного стратиграфического уровня на другой. В ангарской свите интрузии присутствуют практически во всех скважинах на рассматриваемой площади. В западной части залежи интрузии на этом уровне прекращают свое распространение в пределах участка и переходят по разлому в литвинцевскую свиту. Разлом, по которому происходит переход магмы, хорошо выделяется на амплитудном срезе сейсмического куба (рисунок 88, 89). В волновом поле сейсмического разреза в местах распространения данной интрузии наблюдается наличие аномалии сейсмической записи, которая представлена увеличением амплитуд в кровле и ослаблением амплитуд внутри выделенного тела, а также раздвоение фазы или переходом с положительной фазы на отрицательную.

Закартированный разлом, вероятно, до рифейских отложений не доходит. Такой вывод сделан по двум факторам:

1. Расстояние между рифейскими отложениями и отложениями ангарской и литвинцевской свиты меняется от 1200 до 1500 метров (рисунок 90).
2. Между ангарской/литвинцевской интрузии есть покровные интрузивные тела усольской свиты, которые не имеют перескока с одного уровня стратиграфического

на другой. Выделенный разлом в ангарской и литвинцевской свитах не имеет унаследованности ниже – в усольской свите (рисунок 90).

Осюда вывод, что разлом, зафиксированный при перескоке с ангарской до литвицевской свиты до продуктивных отложений рифея не доходит, соответственно при построении разломной модели не должен учитываться.

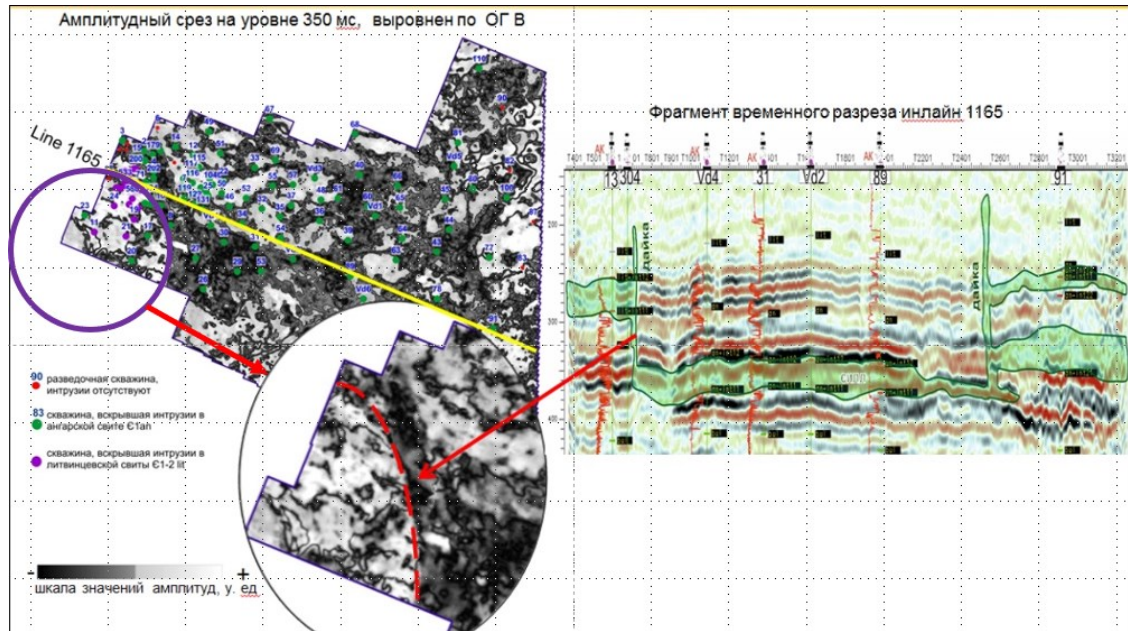


Рисунок 88. Амплитудный срез сейсмического куба на уровне 350мс [ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть, 2017].

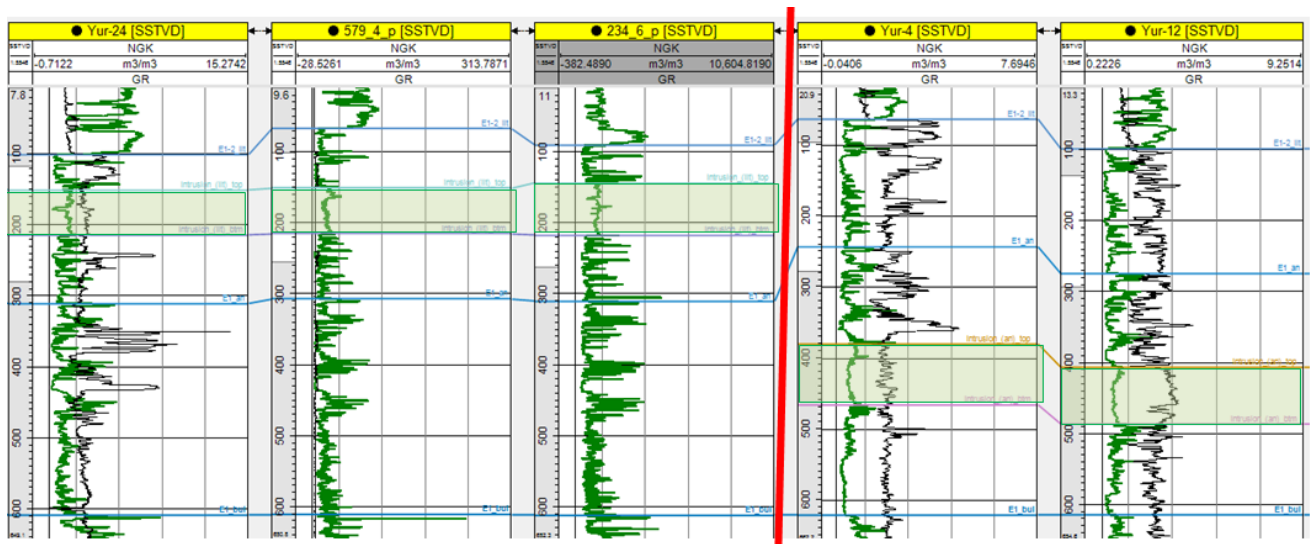


Рисунок 89. Пример картирования разлома при перескоке интрузии из одного стратиграфического уровня в другой (с ангарской в литвинцевскую свиту) [Кутукова, 2018].

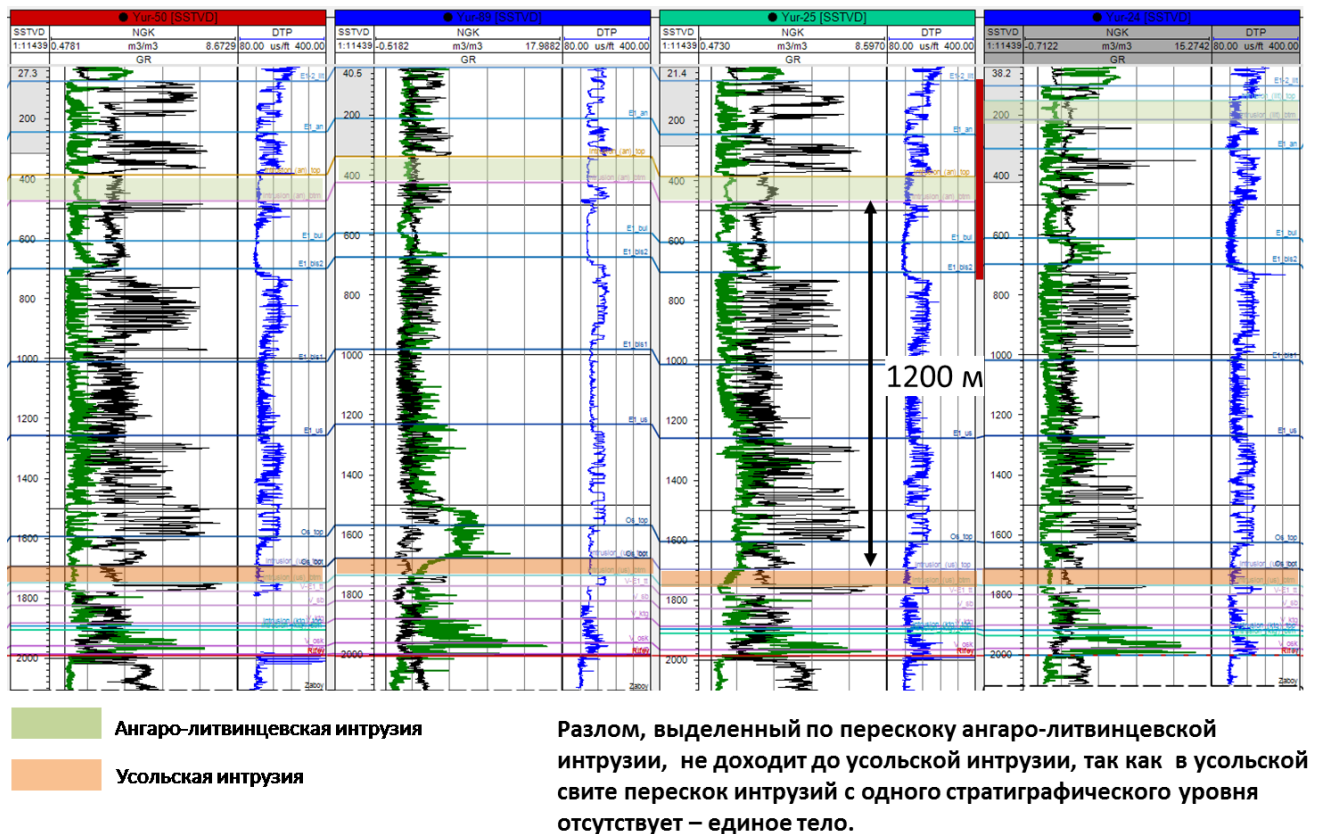


Рисунок 90. Выделение интрузивных тел в кембрийских отложениях [Кутукова, 2019].

Таким образом, установлен переход силлов на тот или иной стратиграфический уровень, тем самым определено положение разломов, характер простираения которых подчиняется направлению нарушений, выделенных по данным сейсморазведки МОГТ-3D. В местах перескока интрузии с одного стратиграфического уровня на другой проведены дополнительные разломы (рисунок 91). В результате корреляции разрезов скважин по данным ГИС выделено в пределах Юрубченской залежи выделено три уровня внедрения силлов в осадочный чехол, залегающих в верхней части разреза - в венд-кембрийских отложениях. Разлом, выделенный в отложениях ангарской и литвинцевской свит, не влияет на продуктивность рифейских отложений, так как вероятно он не доходит до рифейских отложений и обрывается выше, до усольской свиты, поэтому в итоговой разломной модели может быть не учтен.

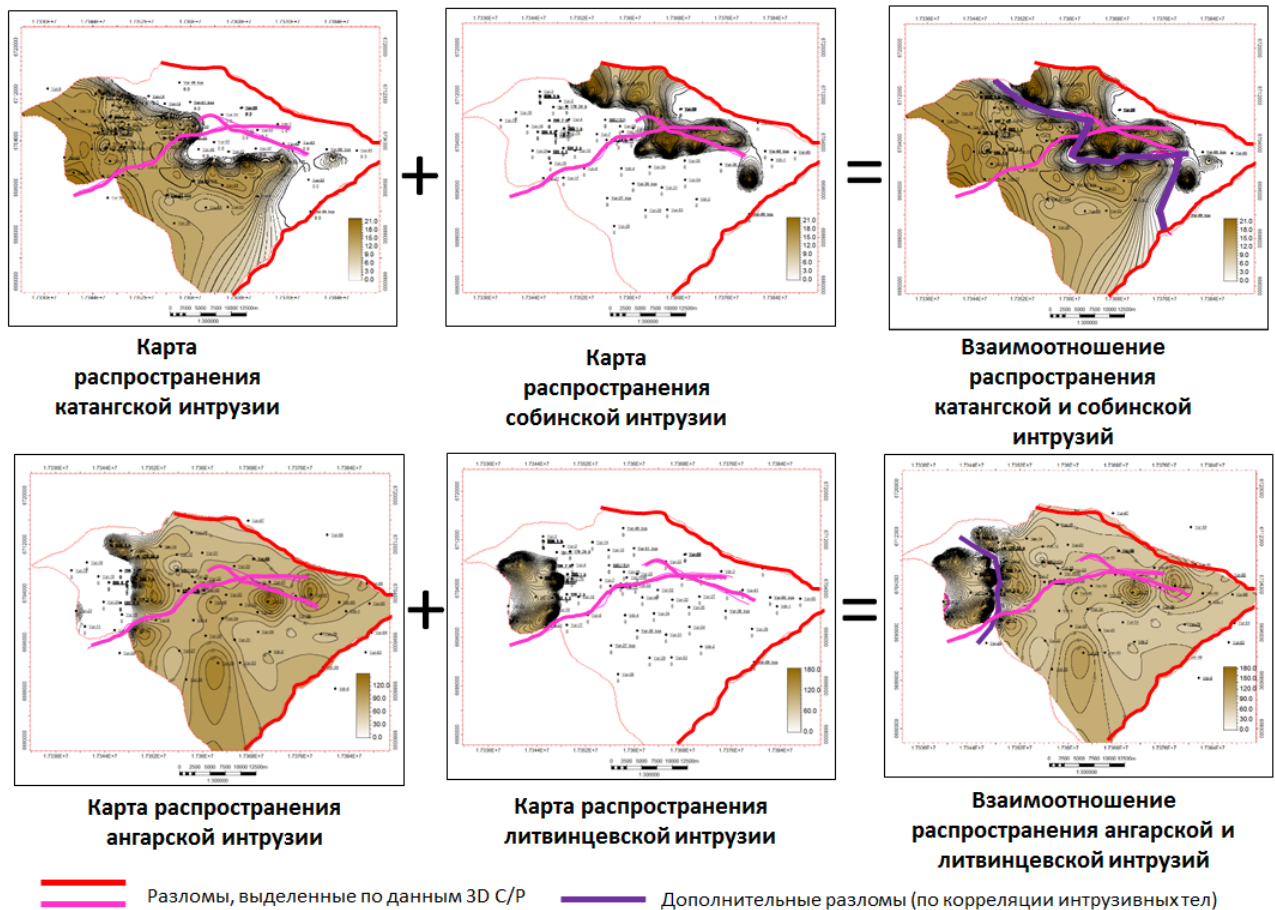


Рисунок 91. Карты распространения интрузий по стратиграфическим уровням [Кутукова Н.М., Попков А.Ю., 2018].

Благодаря комплексированию различных методов исследования и использования разномасштабных геолого-геофизических данных (дешифрирование космоснимков, материалов сейсморазведки, данных ГИС и керна) получена принципиально новая тектоническая модель Юрубченской залежи ЮТМ, уточнено положение дизъюнктивных нарушений, которые могут влиять на дебит получаемой продукции в скважинах, которые пробурены вблизи выделенных разломов. Новая модель позволяет осуществить прогноз зон и участков с наиболее высокими фильтрационно-емкостными свойствами пород и высокой продуктивностью скважин.

Не всегда по данным сейсморазведки МОГТ-3D можно уверенно выделить и протрассировать разломы. Ограниченная вертикальная разрешающая способность сейсмических методов проявляется даже при высоком качестве материала, не говоря о ситуациях, когда запись ухудшается вследствие влияния сложных поверхностных сейсмо-геологических условий, разного рода помех и неоднородностей геологического разреза, таких как развитие солей и интрузивных тел в верхах разреза (что и характерно для рассматриваемого региона). Наиболее явно проблема проявляется в случае малоамплитудных тектонических нарушений. Поэтому для точного картирования в рифейском резервуаре более мелких нарушений и

разломов меньшего ранга применен способ выделения трещин с помощью корреляции интрузивных тел, залегающих в верхних частях разреза, в венд-кембрийских отложениях. Данный метод картирования разломов меньшего порядка в первые применен на Юрубчено-Тохомском месторождении.

Итоговая карта с уточненным положением дизъюнктивных нарушений в рифейских отложениях представлена на рисунке 92. Также в ПО «Petrel» построена 3D модель выделенных разломов (рисунок 93).

Стоит отметить сходимость положения разлома, выделенного методом картирования трапповых тел по ГИС, и разлома, отрассированного по данным 3D сейсморазведки – разлом 1 и разлом 2. Столь высокая сходимость подтверждает достоверность выделения дизъюнктивных нарушений по методам ГИС с помощью корреляции скважинных разрезов.

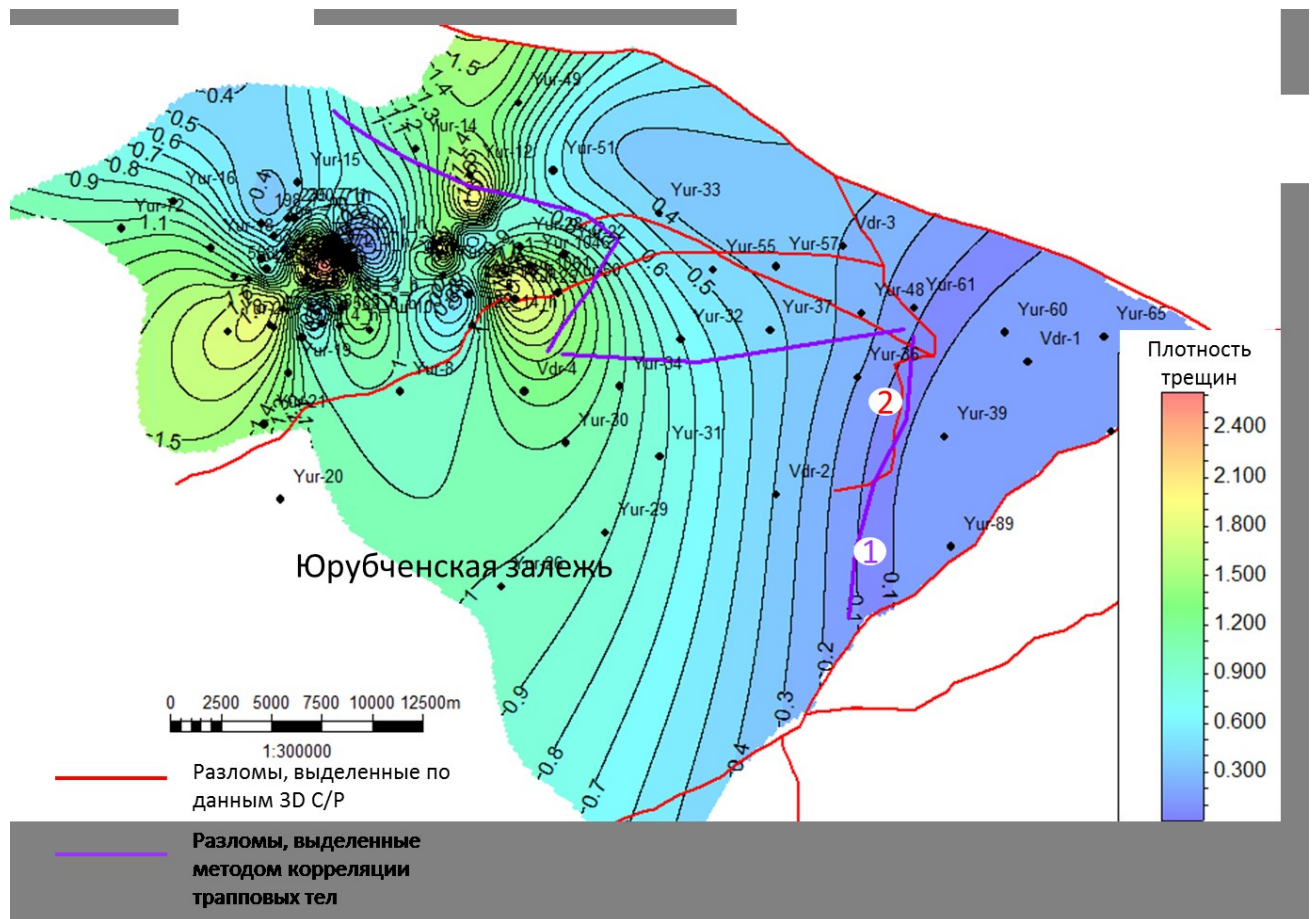


Рисунок 92. Карта с выделенными тектоническими нарушениями [Кутукова, 2019].

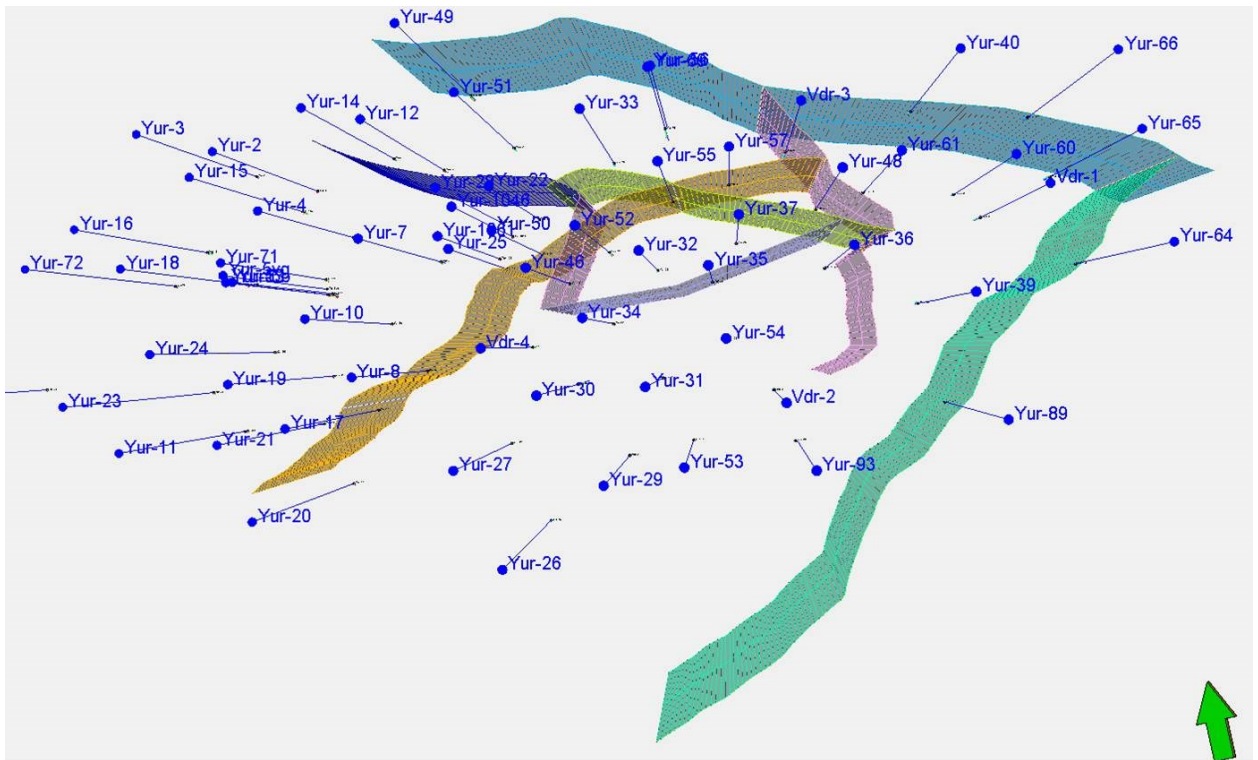


Рисунок 93. Уточненная модель дибьюнктивных нарушений в 3D окне [Кутукова, 2019].

4.2. Оценка степени раскрытости систем трещин в рифейском природном резервуаре Юрубченской залежи ЮТЗ.

Благодаря детальной корреляции венд-кембрийского разреза и анализу распространения интрузий удалось выделить разрывные нарушения меньшего порядка по сравнению с высокоамплитудными разломами по данным сейсморазведки МОГТ-3D. Как правило, высокоамплитудные разломы и разломы более мелкого порядка оперяются трещинами или коридорами трещин. Это подтверждается скважинными данными. Автором установлена корреляция между суммарной толщиной интрузивных тел в скважине и количеством трещин, встреченных в рифейской продуктивной толще горизонтальным стволом по данным микроимиджеров UBI: чем больше суммарная толщина интрузивных тел, тем выше плотность трещин (рисунок 94). Наиболее трещиноватые и, как следствие, продуктивные зоны, маркируются зонами максимальной мощности силлов. Закартированные участки максимальной толщины интрузивных тел могут являться фактором продуктивности и, следовательно, первоочередными для разработки залежи.

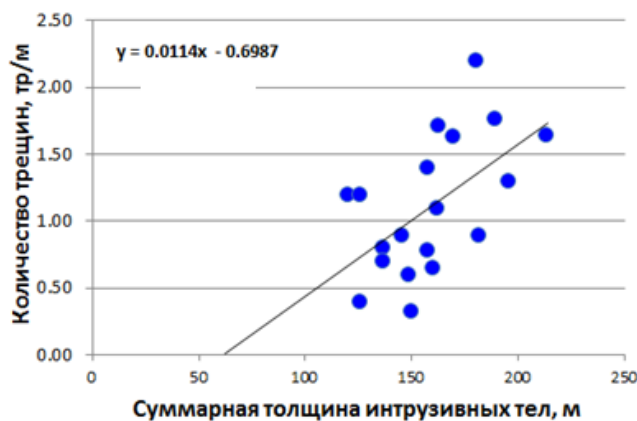


Рисунок 94. Зависимость между суммарной мощностью интрузивных тел и плотностью трещин [Кутукова, Попков, 2018].

Проведен анализ влияния направления трещин на дебит добываемой продукции (таблица 13). Скважины разбиты на три группы: с преобладанием трещин северо-восточного (СВ) простирания более, чем на 30%; с преобладанием трещин северо-западного (СЗ) простирания более, чем на 30%; с сопоставимым количеством трещин двух направлений (рисунок 95, 96, 97).

Оценка влияния каждой системы трещин на дебит жидкости проводилась внутри выделенных групп, найдены зависимости дебитов скважин от угла между горизонтальным стволом и системой трещин. На качественном уровне удалось оценить степень раскрытости каждой системы трещин относительно другой.

Отмечается рост дебита скважин с увеличением угла между горизонтальным стволом и направлением трещин северо-западного простирания (даже в случае меньшего количества трещин данной системы по сравнению с северо-восточным простиранием), что с большой вероятностью дает понять о большей раскрытости системы трещин северо-западного простирания. Для подкрепления сделанного вывода оценка раскрытости систем производилась путём сравнения показателей добычи двух скважин, пробуренных в северо-восточном и северо-западном направлении в схожих геологических условиях (рисунок 98): дебит скважины, пробуренной в СЗ направлении, в направлении преобладающей системы трещиноватости, оказался кратно выше дебита скважины, пробуренной в СВ направлении.

Отмечено, что скважины с преобладанием системы трещин СЗ простирания имеют дебит примерно в два раза больше по сравнению со скважинами с преобладанием трещин СВ простирания (рисунок 97).

Раскрытость трещин следует учитывать при заложении горизонтальных стволов: скважина, пробуренная вкрест простирания трещин СЗ направления, заведомо даст больший дебит. Исходя из этого, автором было рекомендовано проведение опытно-промышленных работ по изменению направления бурения горизонтальных стволов (рисунок 99). В рамках ОПР рекомендуется развернуть горизонтальные участки добывающих скважин на 90 градусов, с целью пересечения системы трещин с большей раскрытостью. Данное решение может позволить увеличить дебиты скважин и, значит, накопленную добычу.

Большая раскрытость северо-западных трещин подтверждается региональной тектоникой.

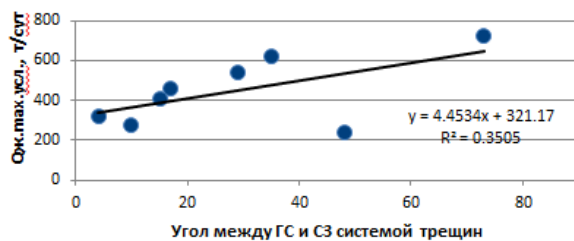
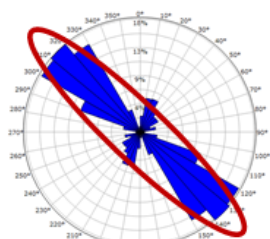
Во второй половине позднего рифея (ослянское время) осадочный бассейн резко сокращается (820-680 млн.лет). Рифейские толщи оказались смятыми в складки с углами наклона до 10-15°, на отдельных участках до 70°, разбиты дизъюнктивами амплитудой до нескольких километров. В это время произошел надвиг [25] (рис. 100). При надвигании рифейских толщ на фундамент с юго-восточной стороны под воздействием тектонических напряжений происходило сдавливание пород в северо-восточном направлении, что, в свою очередь, и привело к схлопыванию северо-восточных трещин.

Скважина	Азимут горизонта, градусы	Средний азимут СЗ простираия, градусы	Угол между СЗ и направлением горизонта, градусы	Средний азимут СВ простираия, градусы	Угол между СВ и направлением горизонта, градусы	Кол-во видимых трещин СЗ простираия, градусы	Кол-во видимых трещин СВ простираия, градусы	Средняя интенсивность СЗ простираия (без коррекции), тр/м	Средняя интенсивность СВ простираия (без коррекции), тр/м	Средняя интенсивность всех трещин (без коррекции), тр	Ож. макс. м3/сут	Группа скважин	Длина ОС, м
202_1	313	150	17	50	83	245	118	0.25	0.11	0.36	165	0	1084
208_28	165	130	35	20	35	601	225	0.61	0.23	0.84	522	0	1000
234_6	87	160	73	55	32	514	311	0.48	0.29	0.77	560	0	1069
235_7	316	165	29	105	31	336	74	0.31	0.08	0.39	212	0	1077
558_6	315	150	15	80	55	862	433	0.84	0.41	1.25	512	0	1058
181_24	297	165	48	90	27	507	309	0.51	0.31	0.82	198	0	1015
102_11	298	155	37	60	58	201	418	0.27	0.56	0.83	402	1	770
107_12	283	140	37	75	28	498	866	0.51	0.88	1.39	221	1	1000
113_13	290	140	30	70	40	144	460	0.41	1.44	1.85	136	1	347
118_13	118	150	32	65	53	292	754	0.29	0.76	1.05	488	1	1001
122_14	288	150	42	75	33	385	546	1.56	2.19	3.75	451	1	261
136_16	118	155	37	70	48	199	345	0.34	0.59	0.93	220	1	598
200_7	100	125	25	65	35	281	525	0.26	0.5	0.76	268	1	1080
237_1	312	160	28	80	52	525	774	0.5	0.74	1.24	460	1	1055
272_1	131	10	59	60	71	343	718	0.74	1.56	2.3	479	1	473
581_3	311	160	29	70	61	84	115	0.25	0.34	0.59	254	1	344
117_13	111	110	1	35	76	184	328	0.27	0.47	0.74	287	1	704
120_14	291	135	24	85	26	204	401	0.2	0.38	0.58	366	1	1052
178_24	118	140	22	65	53	296	375	0.29	0.37	0.66	43	2	1043
199_7	133	165	32	75	58	355	271	0.35	0.27	0.62	358	2	1024
182_24	295	155	40	70	45	351	277	0.35	0.28	0.63	137	2	1024
543_6	137	160	23	85	52	772	607	0.77	0.61	1.38	531	2	1021
103_11	316	165	29	80	56	373	463	0.38	0.47	0.85	183	2	1000
114_13	291	145	34	70	41	690	822	0.71	0.84	1.55	195	2	985
121_14	294	150	36	75	39	392	289	1.08	0.9	1.98	214	2	359
124_14	57	20	37	65	8	985	968	1.49	1.46	2.95	259	2	672
132_16	290	150	40	60	50	379	372	0.39	0.38	0.77	348	2	984
180_24	104	100	4	30	74	734	828	0.7	0.79	1.49	62	2	1058
304_3	320	165	25	90	50	555	520	0.56	0.53	1.09	298	2	1001
533_6	318	165	27	100	38	267	329	0.37	0.46	0.83	574	2	737
580_4	349	140	29	10	41	175	187	0.74	0.78	1.52	630	2	252
589_3	135	150	15	105	30	588	518	0.6	0.53	1.13	330	2	999

Группа 1 – преобладают системы трещин СЗ простираия (8 скважин):

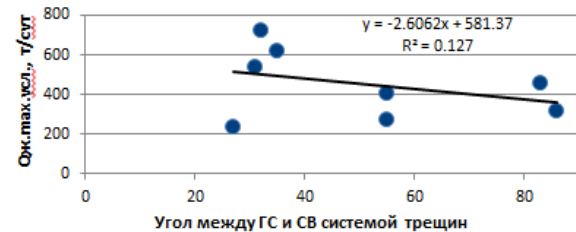
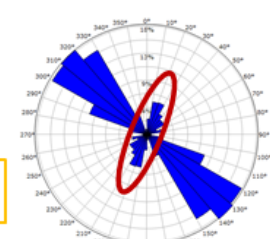
СЗ простираие

Ож увеличивается при увеличении угла между ГС и трещинами СЗ простираия



СВ простираие

Ож уменьшается при увеличении угла между ГС и трещинами СВ простираия



$$K = \frac{1}{12} \times Int \times Ap^3 \times Cos^2 \alpha$$

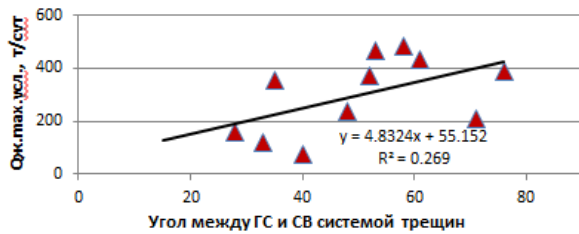
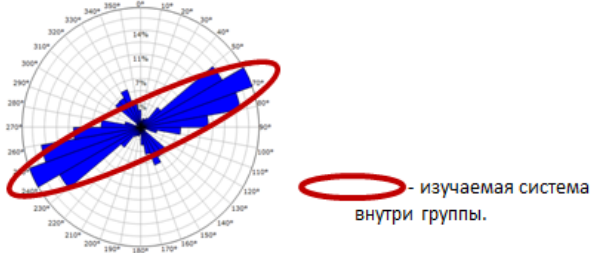
Такая ситуация может быть связана как с преобладанием количества трещин СЗ направления, так и с их большей раскрытостью.

Рисунок 95. Анализ влияния направления трещин на дебит жидкости (группа 1) [Кутукова, 2018].

Группа 2 – преобладают системы трещин СВ простирания (14 скважин):

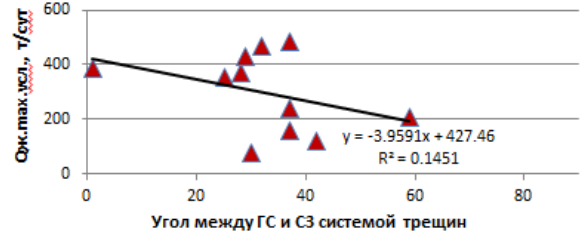
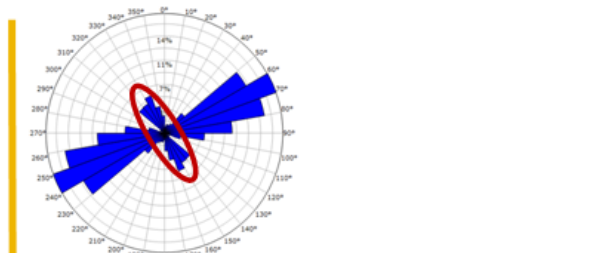
СВ простирание

Qж увеличивается при увеличении угла между ГС и трещинами СВ простирания



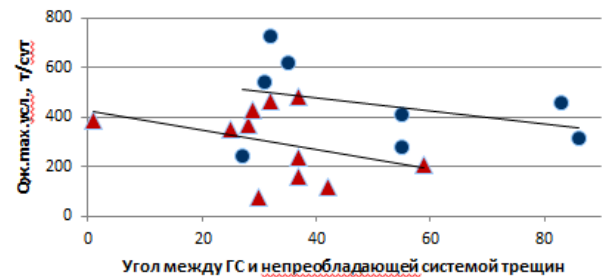
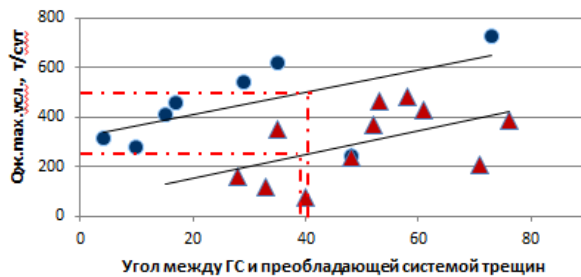
СЗ простирание

Qж уменьшается при увеличении угла между ГС и трещинами СЗ простирания



$$K = \frac{1}{12} \times Int \times Ap^3 \times Cos^2 \alpha$$

Рисунок 96. Анализ влияния направления трещин на дебит жидкости (группа 2) [Кутукова, 2018].



- Скважины группы 1 (преимущественное направление трещин – СЗ)
- ▲ Скважины группы 2 (преимущественное направление трещин – СВ)

Трещины СЗ простирания имеют большую раскрытость

$$\frac{\text{дебит скважины с преобладанием СЗ простирания трещин}}{\text{дебит скважины с преобладанием СВ простирания трещин}} = \frac{2}{1}$$

Рисунок 97. Сравнение дебита нефти группы скважин с преобладанием трещин северо-западного простирания и с преобладанием северо-восточного простирания [Кутукова, 2018].

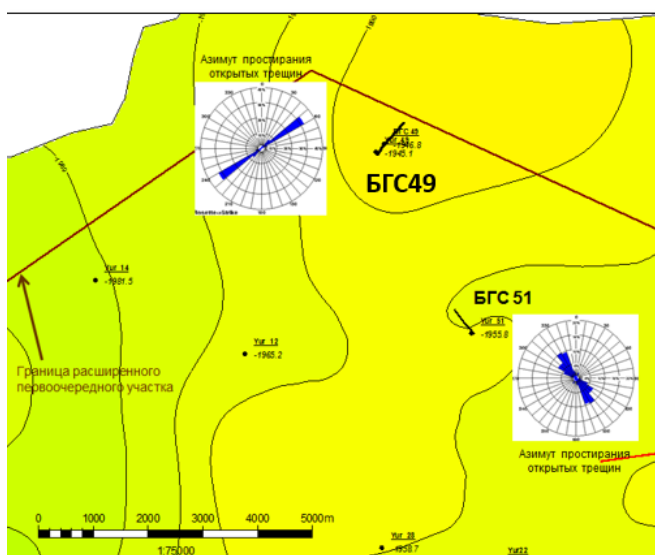


Схема расположения скважины БГС 49 и БГС 51

Скважина	Эффективная длина ГС, м	Кол-во трещин/м	Ожид. макс., м ³ /сут
Yur-49 bgs	188,6	1,13	3,7
Yur-51 bgs	175,9	0,8	223

Скв. БГС_49 и БГС_51 вскрыли системы трещин под небольшим углом - > сходные условия.

Система трещин СЗ простирания обеспечила большой приток (223 м³/сут), в десятки раз превосходящий приток по системе трещин СВ направления (3,7 м³/сут).

Рисунок 98. Сравнение двух скважин, пробуренных в одинаковых геологических условиях [Кутукова, 2018].

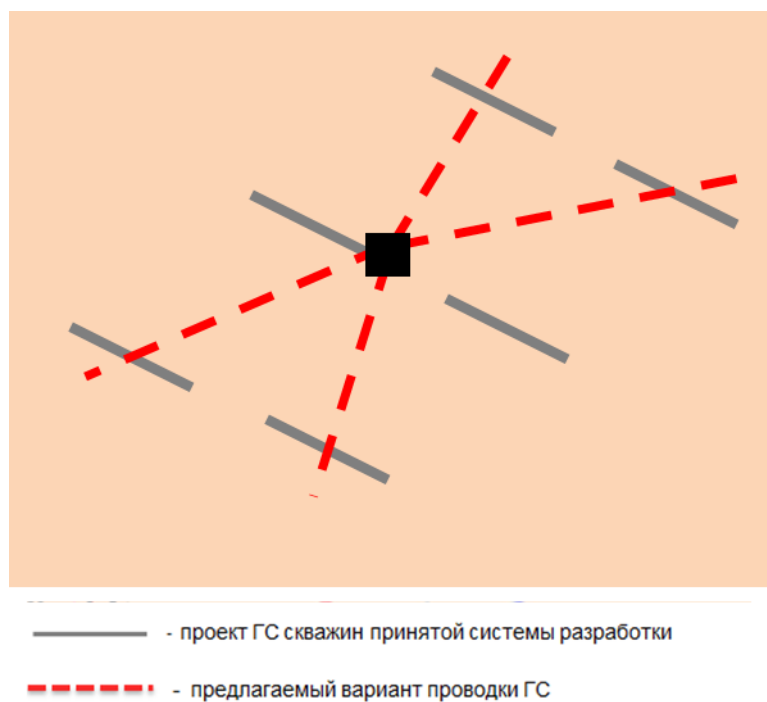


Рисунок 99. Изменение проектной сетки [Кутукова, 2018].

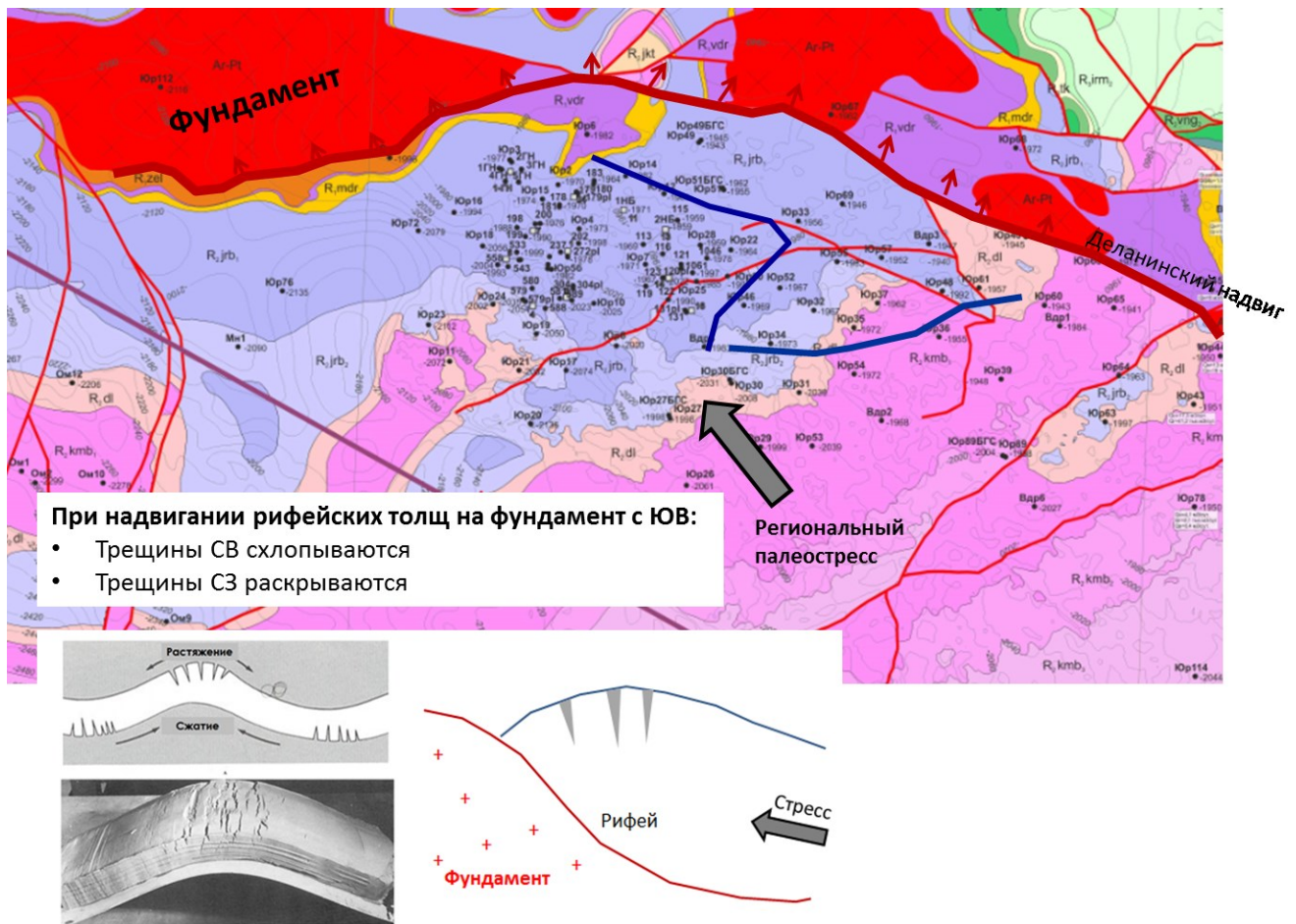


Рисунок 100. Связь раскрытости трещин с региональным тектоническим строением [Кутукова, 2019].

Практический результат реализованного предложения:

В 2019 году в сходных геологических условиях пробурено две горизонтальные скважины, по одинаковой технологии бурения. Первая скважина пробурена с азимутом 200 градусов, вкrest наиболее раскрытой системы трещин (вкrest трещин северо-западного простирания). Вторая скважина пробурена с азимутом 320 градусов, т.е. вдоль трещин северо-западного простирания. На рисунке 101 представлено сравнение условных коэффициентов продуктивности. Коэффициент продуктивности скв. 330 выше скв. 331 на 23%, что подтверждает правильные выводы о большей раскрытости трещин северо-западного простирания.

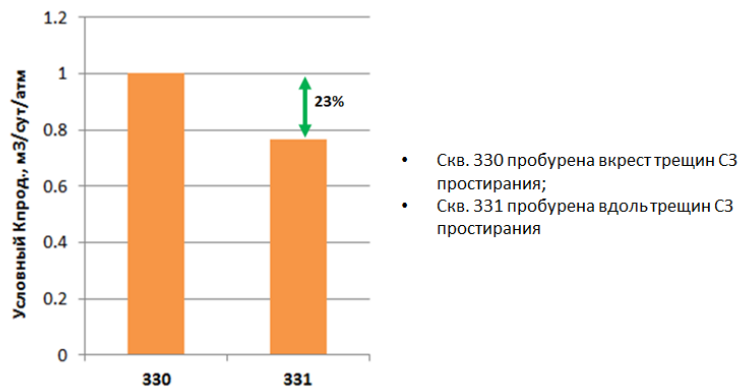


Рисунок 101. Сравнение коэффициентов продуктивности скважин [Кутукова, 2019].

ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 4.

В результате проделанной работы уточнено современное положение дизъюнктивных нарушений глубокозалегающих толщ рифея и связанных с ним зон повышенной трещиноватости на основе детальной корреляции разрезов скважин с привлечением данных 3D сейсморазведки. Корреляция выполнена в программном обеспечении «Petrel» - в работе используются современные методы геологического моделирования и построения цифровых моделей. Уточнение современного положения дизъюнктивных нарушений в глубокозалегающей толще рифея и связанных с ними зон повышенной трещиноватости Юрубченской залежи месторождения позволило научно обосновать выделение зон с максимальной трещиноватостью рифейских продуктивных отложений. **Формирование разломов и зон трещиноватости рифейского резервуара ЮТМ обусловлено надвиговыми деформациями. Разрывные нарушения контролируются расположением триасовых интрузий в венд-кембрийских отложениях.**

Благодаря комплексированию разномасштабных геолого-геофизических данных получена принципиально новая разломная модель: помимо высокоамплитудных разломов выделены менее амплитудные, не видимые в волновом сейсмическом поле разломы, которые объясняют получение высокого газового фактора и обводненности в скважинах, пробуренных рядом с выделенными разломами, выделены наиболее трещиноватые зоны залежи. При планировании дебитов горизонтальных скважин следует учитывать наличие дополнительных разломов, которых данные 3D сейсморазведки не обнаруживают, а также различную степень трещиноватости продуктивного пласта в пределах залежи. **Трещины северо-западного простирания имеют большую раскрытость по сравнению с трещинами северо-восточного простирания.** Максимальная проницаемость трещин достигается при минимальном угле между направлением движения флюида и простиранием трещин.

Таким образом, **второе защищаемое положение доказано.**

ГЛАВА 5. ПРОГНОЗ ЗОН ВЫСОКОЙ ПРОДУКТИВНОСТИ УГЛЕВОДОРОДОВ ЮРУБЧЕНСКОЙ ЗАЛЕЖИ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ГЕОЛОГО- ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Для решения задачи выделения в карбонатном резервуаре зон улучшенных ФЕС пород-коллекторов в рифейских отложениях проведено комплексирование результатов исследования крена, литологических данных (шлифы, РЭМ и другие оптические исследования), материалов ГИС, материалов сейсморазведки МОГТ-3D и геолого-промысловых данных. Решению поставленной задачи по прогнозу зон улучшенных ФЕС пород способствовало также наличие значительного объема промыслово-геологических данных по разведочным вертикальным и особенно по эксплуатационным горизонтальным скважинам (более 100).

Был проведен анализ связи геолого-промысловых характеристик рифейского коллектора и коэффициентом продуктивности (Кпрод). Коэффициент продуктивности – это характеристика добывающей скважины, определяющая отбор пластового флюида при ее эксплуатации. Численно коэффициент продуктивности оценивается отношением дебита скважины к депрессии, создаваемой на ее забое (разница пластового и забойного давлений).

С помощью математического алгоритма выявлены критерии, имеющие наибольший коэффициент корреляции с Кпрод (рисунок 102):

- Литологический критерий – глинистость и окремнение;
- Петрофизический критерий – пустотность;
- Тектонический критерий – степень трещиноватости.

При помощи коэффициента корреляции Пирсона можно определить силу и направление линейной зависимости между двумя процессами, величинами:

$$r_{xy} = \frac{\sum_{t=1}^m (x_t - \bar{x})(y_t - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{t=1}^m (x_t - \bar{x})^2 \sum_{t=1}^m (y_t - \bar{y})^2}} \quad (2)$$

Входные поля	Козф. Пирсона Qж
Интракластовые доломиты	0.718
Окремнение, %	0.676
Кп_эфф. %	0.525
К_гл, д.ед.	0.433
Плотность трещин, тр/м	0.42
R0	0.416
R0-ГС	0.377
Кпрод	0.289
ПЭРВ	0.267
Альтитуда	0.236
ГФ	0.182
ВНК	0.178
R4	0.153
К	0.138
А.о. ГС	0.131
Нэфф., м	0.114
К (конструкция скважины)	0.103
ДПИ (длина ГС)	0.102
Вобщ (поглощения)	0.1

Рисунок 102. Коэффициент корреляции геологических и промысловых параметров с коэффициентом продуктивности.

Расшифровки сокращений:

Кп_эфф – эффективная пористость

К_гл – коэффициент глинистости

R0 – абсолютная отметка рифея, вскрытая скважиной

Кпрод – коэффициент продуктивности

ПЭРВ – поле энергии рассеянных волн

ГФ – газовый фактор

ВНК – водо-нефтяной контакт

R4 – абсолютная отметка поверхности R4 (отождествляется фундаменту)

К – проницаемость по модели

А.о. ГС – положение горизонтального ствола по а.о.

Нэфф. – эффективная толщина

Под **литологическим критерием** автором понимается распространение в разрезе и по площади различных литотипов пород, различающихся по структуре, минералогии и типам пустотного пространства. **Петрофизический критерий** определяет распределение зон с повышенными значениями емкости рифейских пород. **Тектонический критерий** контролирует закономерности распространения по площади и разрезу зон трещиноватости. Перечисленные критерии автором увязаны с коэффициентом продуктивности скважин для того, чтобы выявить зависимости $K_{прод}$ от геолого-промысловых параметров или тренды для построения модели и оконтуривания перспективных зон. Перечисленные факторы в разной степени влияют на продуктивность разреза. Разработана матрица влияния того или иного параметра на $K_{прод}$, в соответствии с которой проведено выделение перспективной зоны в специальном модуле Petrel Exploration Geology путем совместного учета перечисленных выше факторов, что позволило оценить ключевые параметры неопределенности геологических свойств пласта. Наибольший вклад в итоговый прогноз продуктивности вносят интракластовые окремненные доломиты с наличием зон повышенной кавернозности.

Литологический критерий является одним из важнейших при прогнозе зон с повышенными ФЕС для рифейского резервуара. С помощью этого параметра определяется степень окремнения, глинистости и распределение выделенных литотипов в объеме рифейского резервуара.

Окремнение. По данным описания керн автором была построена схема распространения окремнения (рисунок 103). При построении карты использовался индекс окремнения: подсчитывалось количество окремненных прослоев на один метр по данным керновых описаний. Установлено, что по степени окремнения западная и восточная части залежи различаются: западная часть в большей степени окремнена, нежели восточная, что объясняется близостью выступов фундамента в западной зоне залежи и поступлением продуктов выветривания и эрозии.

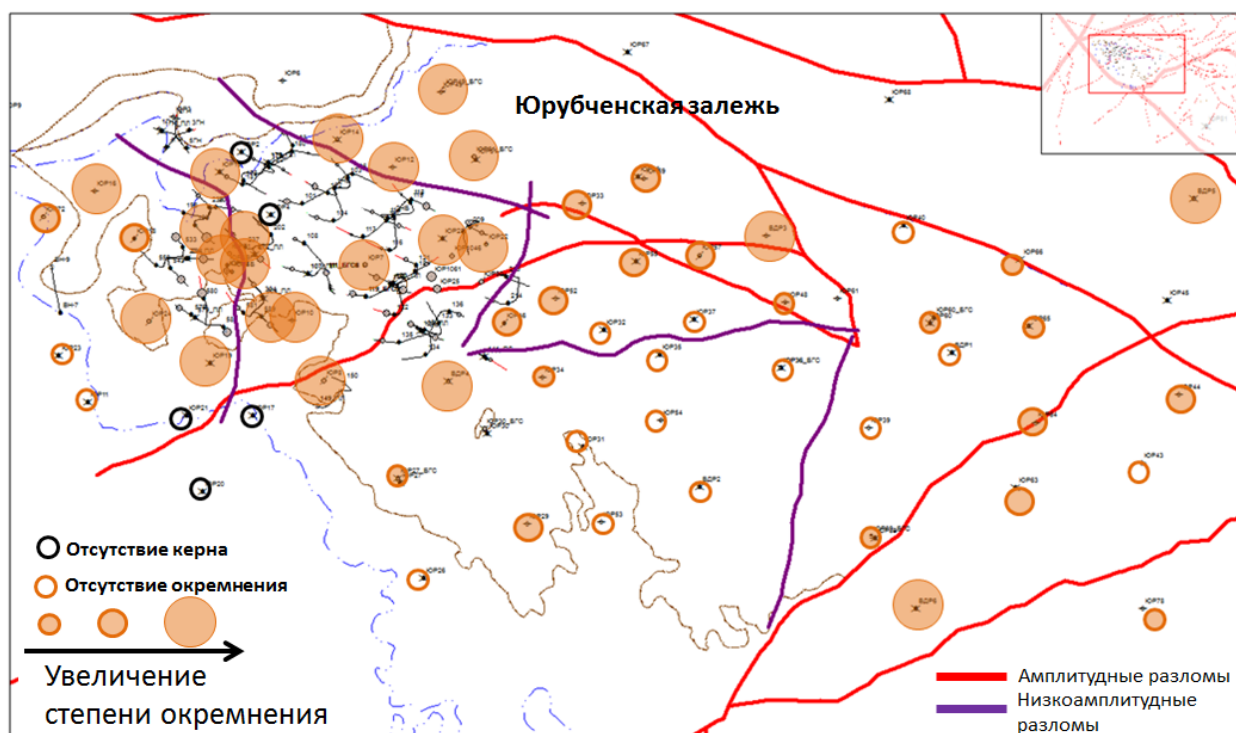


Рисунок 103. Схема распространения окремненных интервалов пород по площади Юрубченской залежи [Кутукова, 2009].

По глинистости восточная и западная части залежи также различаются: восточная часть более глинистая, чем западная (рисунок 104). Средняя глинистость в нефтенасыщенном интервале (в западных скважинах) в редких случаях превышает 3%, в то время как в восточной части она зачастую более 3%.

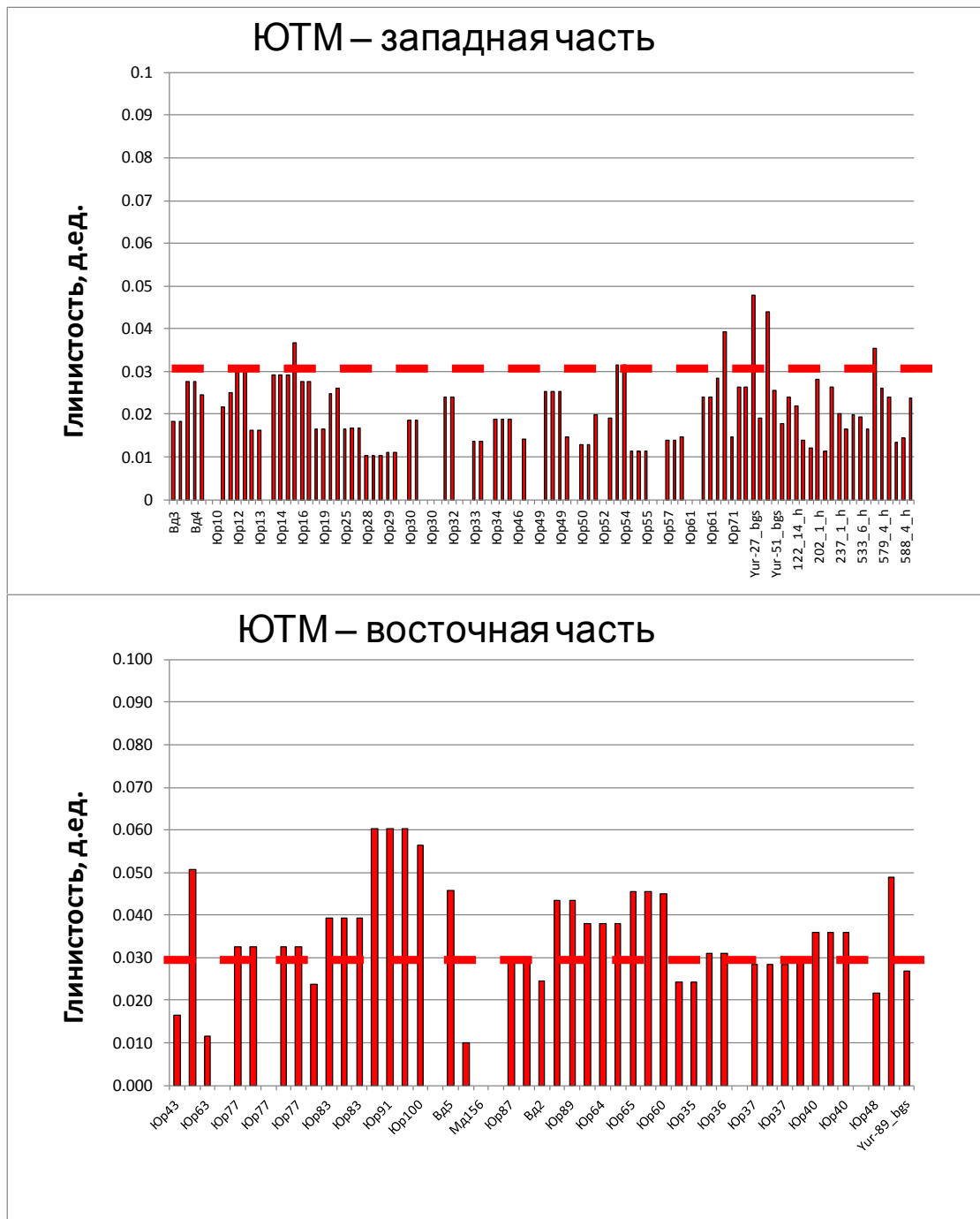


Рисунок 104. Сравнение глинистости в западной и восточной зонах [Кутукова, 2015].

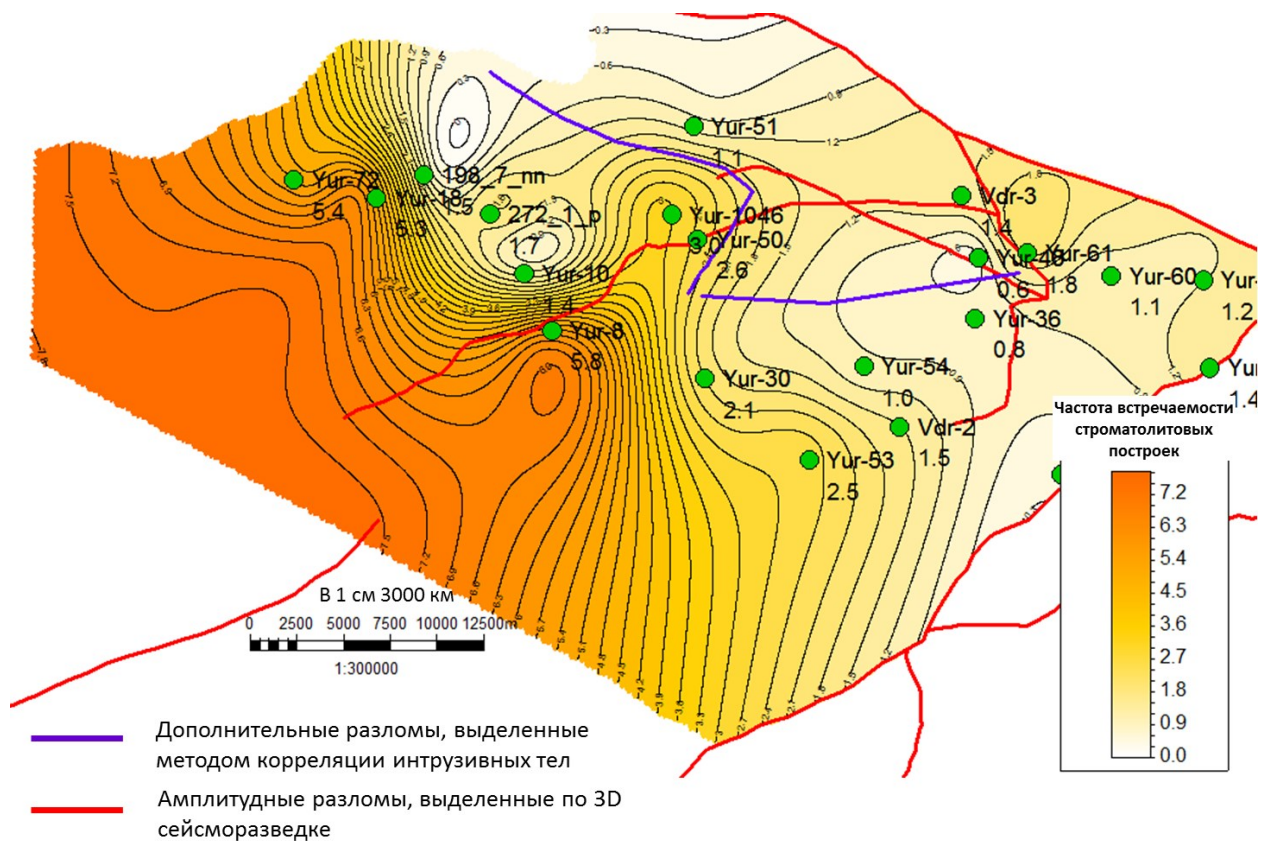


Рисунок 105. Частота встречаемости строматолитовых построек (интракластовых, узорчатых, комковато-сгустковых доломитов). По данным исследования шлифов и описания керна.

Петрофизический фактор связан с распределением эффективной пустотности в объеме рифейского резервуара. С использованием стохастических методов моделирования в ПО «Petrel» сотрудниками проектного института ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» по рекомендации автора построены карты толщин кавернозных интервалов и карта эффективной пустотности в нефтенасыщенном интервале в пределах Юрубченской залежи. Установлено, что наиболее высокеемкая зона приурочена к западной части ЮТМ.

По данным ГИС выявлено, что кавернозные интервалы также локализируются в западной части залежи (рисунок 106). По различным оценкам, по ГИС и по керну средняя эффективная пористость (трещины и кавернозные интервалы) в целом по Юрубченской залежи составляет 1,5%, причем в западной части залежи она выше, чем в восточной - достигает до 4,5% и составляет в среднем 1,7% (рисунок 107). В восточной части ЮТМ ее значение в среднем составляет около 1%.

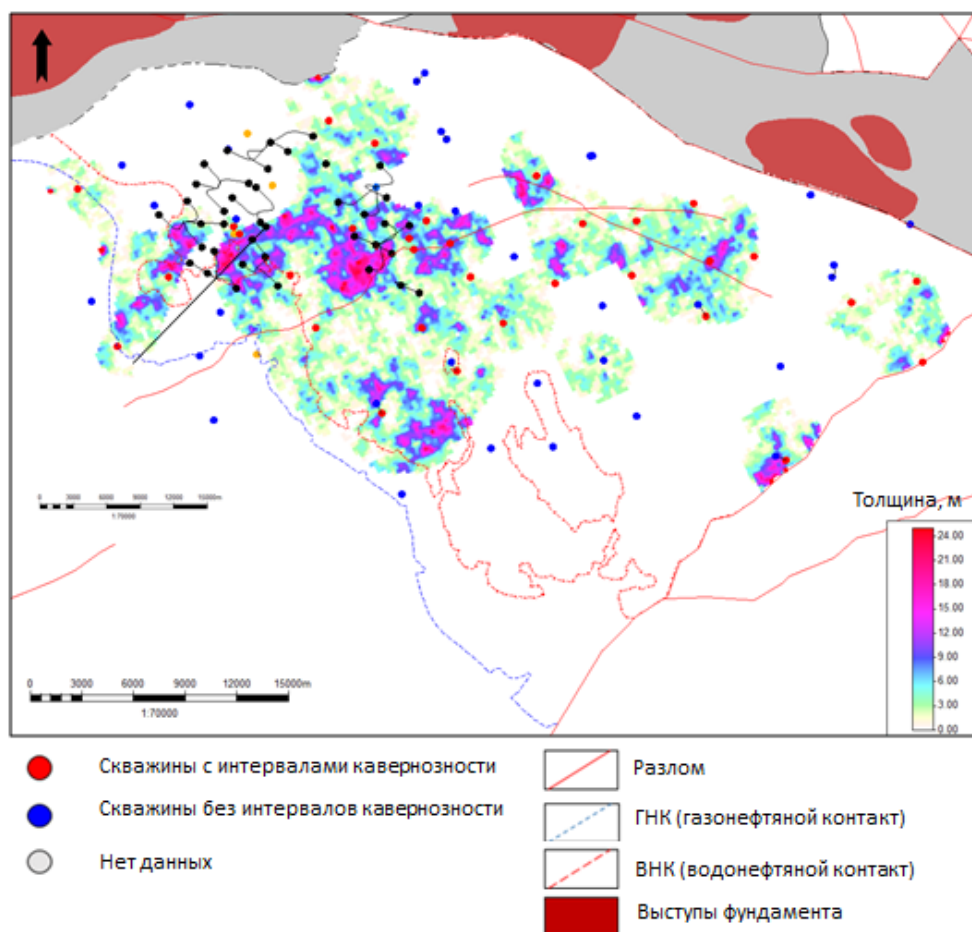


Рисунок 106. Карта распространения горизонтальных кавернозных зон [ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», 2015, составлена по рекомендации автора].

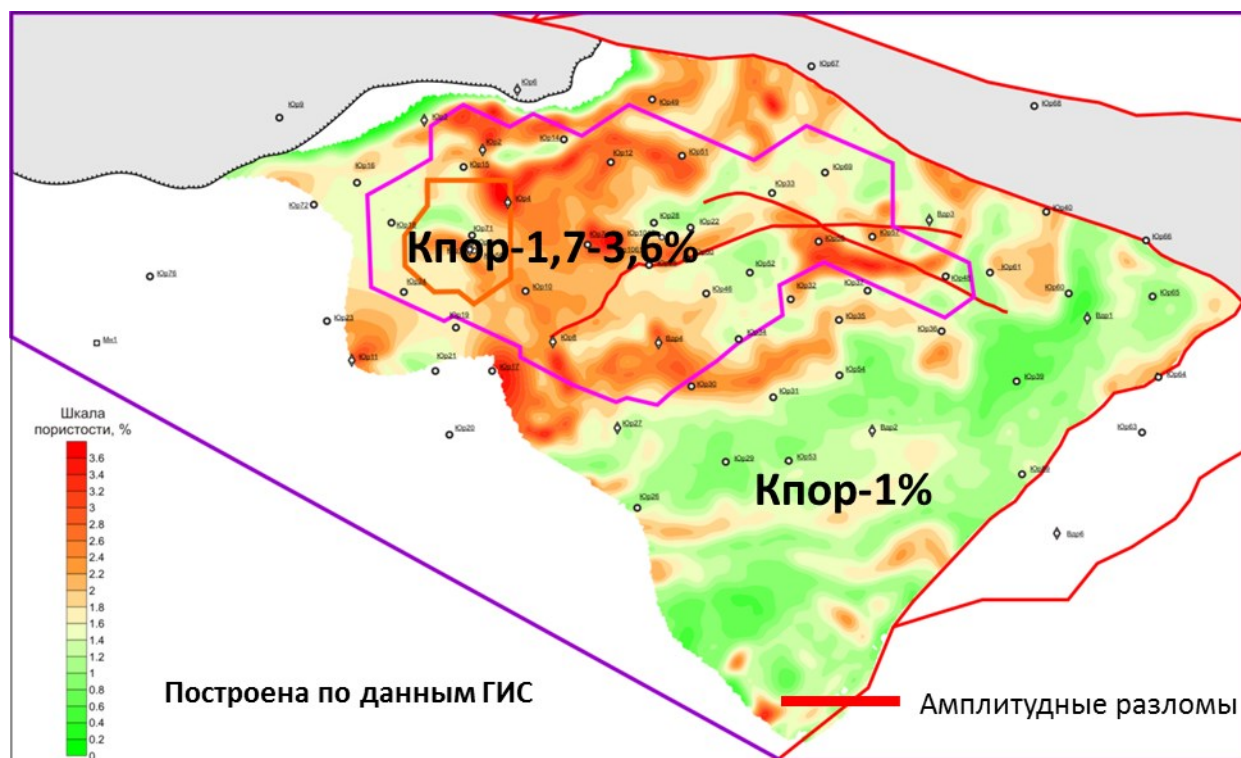


Рисунок 107. Карта пористости нефтенасыщенного интервала. [ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», 2015, составлена по рекомендации автора].

Образование кавернозных зон (горизонтальных щелевидных пустот) в большей степени характерно именно для западной зоны ЮТМ, что объясняется особенностями рельефа бассейна седиментации. Формирование обширных эрозионных поверхностей в строматолитовых слоях происходило в рифейском палеобассейне западной части ЮТМ, которая, по-видимому, представляла собой область крайнего мелководья, в отличие от восточной зоны, где глубины бассейна были чуть больше, и строматолитовые слойки, вероятно, не выводились на дневную поверхность.

Тектонический фактор также играет важную роль в распределении высокопродуктивных зон в залежи углеводородов. Плотность трещин в западной части выше, чем в восточной: соответственно 1,15 трещины на метр и 0,2-0,4 трещины на метр. В главе 4 автором установлено, что северо-западные трещины более раскрыты, по сравнению с трещинами северо-восточного простирания.

Закономерности изменения свойств перечисленных критериев (литологический, петрофизический, тектонический) предопределены особенностями строения рифейского комплекса отложений, а также влиянием вторичных процессов. Бассейн седиментации располагался в непосредственной близости от выступов кристаллического фундамента, что в результате процесса выветривания, способствовало привносу кремнезема. Поэтому из-за близости к выступам фундамента рифейские отложения западной зоны Юрубченской залежи в большей степени подвержены окремнению, чем восточная часть. Отложения, развитые в западной части месторождения, в палеогеографическом отношении отлагались в зоне крайнего мелководья. Условия седиментации в этой зоне привели к формированию обширных поверхностей субаэральных перерывов в осадконакоплении, способствующих образованию интракластовых доломитов. Именно с ними связаны участки площадного распространения в резервуарах щелевидных окремненных пустот.

Также восточная и западная части залежи различаются по глинистости разреза: это связано с особенностями палеорельефа бассейна седиментации. Восточная часть - более глубоководная, и, как следствие, более глинистая. Значительные кавернозные толщины локализуются также в западной части ЮТЗ из-за более частых осушений строматолитовых построек.

Особенности тектонического развития региона сформировали повышенную трещиноватость пород в западной части, что подтверждается данными микроимиджеров: в разрезе рифея встречается большее количество как залеченных, так и открытых трещин.

После установления геологических закономерностей строения Юрубченской залежи ЮТЗ с точки зрения литологии, палеогеографии, петрофизики, тектоники проведен анализ

распределения продуктивности в залежи нефти. Область с повышенной продуктивностью (выше $10 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$) расположена в западной части залежи, а в восточной части отмечена относительно пониженная продуктивность (меньше $10 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$) (рисунок 108).

Таким образом, высокая продуктивность рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения связана с участками одновременного развития окремнелых интракластовых доломитов и зон интенсивной трещиноватости.

Впервые для рифейских продуктивных отложений Юрубчено-Тохомского месторождения определены критерии прогноза зон повышенной продуктивности. На итоговой карте выделены две зоны, различающиеся по продуктивности – условно их можно назвать продуктивная зона и слабо-продуктивная зона (рисунок 109). В таблице 14 представлены геологические параметры выделения зон, различных по продуктивности, и методы их определения, по которым характеризуются выделенные зоны.

По результатам интеграции разномасштабных данных геологическая модель коллектора рифейских отложений ЮТЗ представлена автором следующим образом:

Для западной части залежи (нефтяная зона):

- средняя толщина кавернозных интервалов разреза - 10-20 см (до 1,5 м);
- суммарная средняя толщина кавернозных интервалов в разрезе – 5 м;
- средняя эффективная пористость - по различным оценкам 1,5-1,7%;
- средняя емкость кавернозных прослоев – 8%;
- плотность трещин: 1-1,7 тр/м;
- глинистость разреза – 0,02 д.ед.;
- окремнение разреза – 5% разреза окремнена.

Для восточной части залежи (нефтяная зона):

- средняя толщина кавернозных интервалов в разрезе - 5-10 см, чаще всего единичные интервалы;
- суммарная средняя толщина кавернозных интервалов в разрезе – 0,7 м;
- средняя эффективная пористость - 1%;
- средняя емкость кавернозных прослоев: интервалы единичны.
- плотность трещин: 0,8-1 тр/м;
- глинистость разреза – 0,05 д.ед.;
- окремнение разреза – 2% разреза окремнена.

Описанный в диссертационном исследовании подход может быть использован при оценке добычного потенциала других, слабоизученных, залежей Юрубчено-Тохомского

месторождения: Усть-Чавичинской, Нижнетохомской, залежей Терской группы, а также соседнего Куюмбинского месторождения.

Таблица 14. Характеристики выделенных зон.

Параметры	Методы выделения	Продуктивная зона	Слабопродуктивная зона
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут/атм	ГДИС	>10	<10
Литология (наличие интракластовых доломитов)	Керн	есть	единичные
Количество прослоев интракластовых доломитов в нефтенасыщенной части	ГИС, керн	до 20	0–5
Суммарная средняя толщина кавернозных прослоев, м	ГИС, керн	5	0,7
Средняя толщина ковернозного интервала, см	ГИС, керн	10-20 (до 150)	5-10 (единичные интервалы)
Окремнение пород, %	ГИС, керн	5	2
Глинистость, д.ед. (среднее)	ГИС	0,02	0,05
Пористость (среднее значение), %	ГИС, керн	1,5-1,7	1
Трещиноватость, количество трещин на метр	Имиджеры	1-1,7	0,8-1
Расположение зоны		Западная часть	Восточная часть

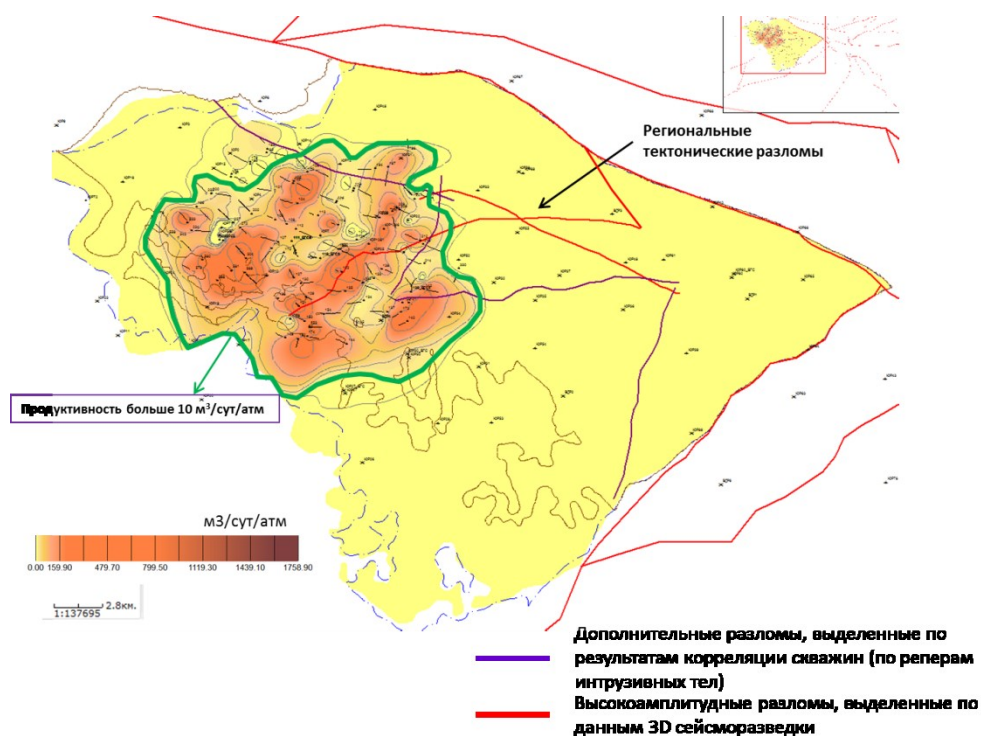


Рисунок 108. Карта продуктивности (м³/сут/атм) рассматриваемого района (Юрубченской залежи ЮТМ) [Кутукова, 2019].

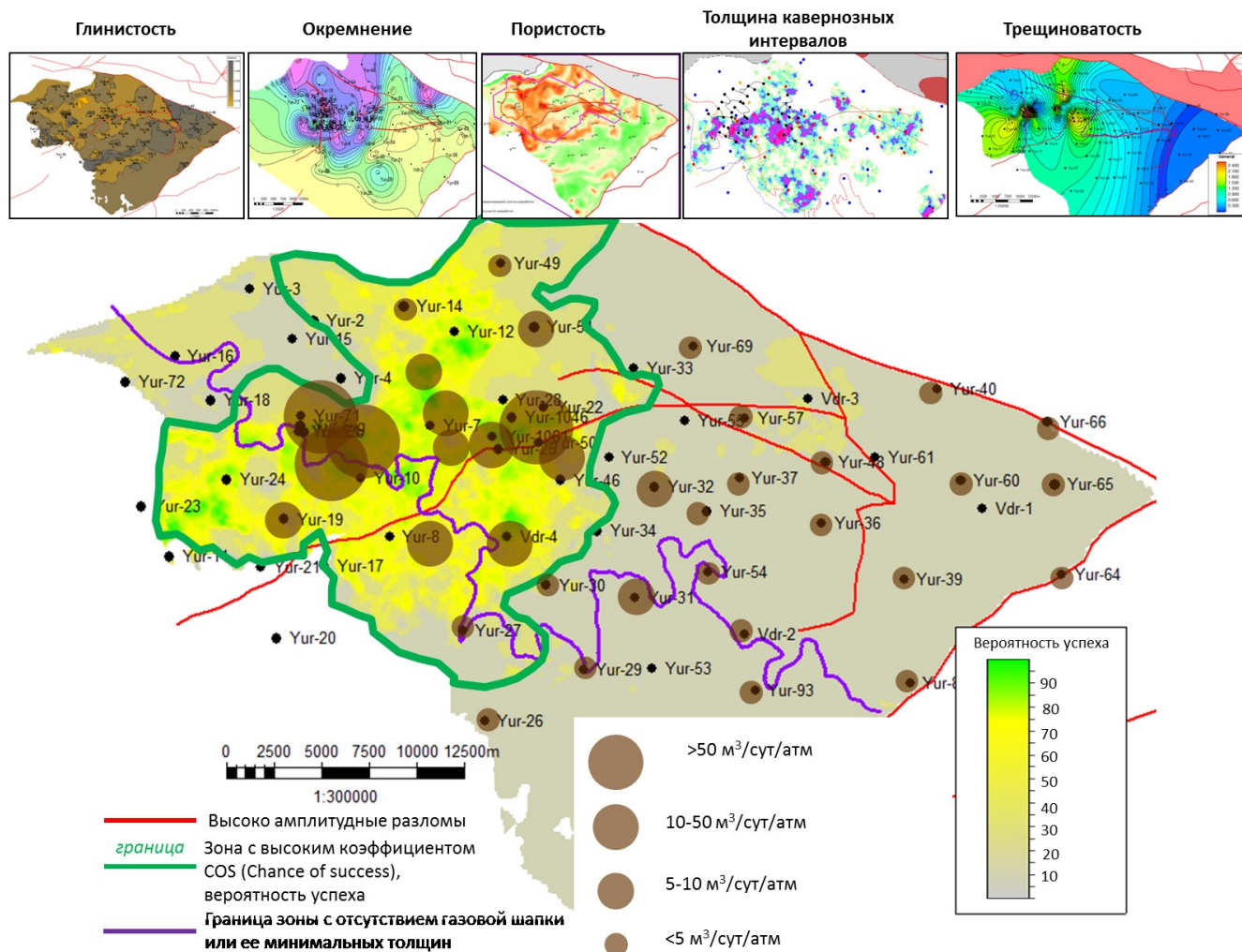


Рисунок 109. Прогнозная карта улучшенных фильтрационно-емкостных свойств рифейского пласта Юрубченской залежи ЮТМ, прогноз продуктивности [Кутукова, 2019].

ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 5

Анализ результатов всех проведенных исследований показывает, что наиболее продуктивные отложения прогнозируются в зонах, где сочетаются такие факторы, как наличие в породах тектонической трещиноватости и значительного количества щелевидных пустот. В скважинах, характеризующихся наибольшей продуктивностью, отмечается частота встречаемости строматолитовых построек с узорчатыми, интракластовыми доломитами.

Продуктивность скважин контролируется не столько наличием трещиноватости, сколько сочетанием зон развития кавернозных интервалов (щелевидные пустоты) с интенсивной вертикальной трещиноватостью, что характерно для западной зоны ЮТМ. В свою очередь, литология зависит от палеогеографии и тектоники. Западная часть залежи более приподнята: осадконакопление происходило в обстановке крайнего мелководья. Вследствие этого, накапливались «чистые» отложения – без примесей глинистого вещества, кремнезем выпадал в осадок, повышая хрупкость пород (что в свою очередь способствовало трещиноватости).

Предложенная прогнозная карта улучшенных фильтрационно-емкостных свойств может являться основой для создания геолого-технологической модели, а также использоваться для повышения эффективности геологоразведочных работ, в частности бурения.

Обосновано третье защищаемое положение: созданная концептуальная модель Юрубченской залежи углеводородов включает в себя прогноз распространения интракластовых доломитов, кавернозных интервалов, зон и участков окремнения, трещиноватости, глинистости и является основой для выделения высокоперспективных зон. Высокая продуктивность рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения связана с участками одновременного развития окремненных интракластовых доломитов и зон интенсивной трещиноватости.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе автором выявлены закономерности геологического строения, выполнена реконструкция условий формирования и определение критериев признаков продуктивности рифейских отложений Камовского свода Байкитской антеклизы (на примере Юрубчено-Тохомского месторождения). Дана литологическая характеристика рифейских отложений, изучено влияние вторичных процессов на рифейские отложения, выполнена типизация пустотного пространства рифейских отложений и выявлены условия их формирования. Автором уточнена разломная модель рифейских отложений Юрубченской залежи ЮТЗ и выполнен анализ трещиноватости исследуемых отложений. В результате проделанной работы выполнен прогноз зон максимальной продуктивности в рифейских отложениях Юрубченской залежи ЮТЗ.

На основе изучения геолого-геофизических материалов рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения выделено 11 литотипов: доломиты строматолитовые горизонтально-слоистые, доломиты строматолитовые узорчатые или с реликтовой кружевной структурой, доломиты микробиальные сгустково-комковатые, доломиты интракластовые (обломочные), доломиты желваковые, доломиты разнокристаллические, доломиты микрокристаллические, доломиты крупнокристаллические, ангидрито-доломит, песчаники, карбонатно-кремнистая порода. Для каждого литотипа определены структурно-текстурные характеристики. Выделены основные типы вторичных изменений и типы пустотного пространства. Пустотное пространство продуктивных карбонатных отложений ЮТЗ представлено следующими типами: межслоевыми щелевидными горизонтальными пустотами, межкристаллическими пустотами, остаточными внутрикаркасными пустотами, унаследованными пустотами выщелачивания по первичным межформенным пустотам, пустотами выщелачивания по стилолитам, микропустотностью в кремнистых прослоях. Основная емкость связана с щелевидными пустотами, развитыми в окремненных интракластовых доломитах.

Впервые автором определены впервые количественные характеристики выделенных типов пустот, что позволило выявить закономерности распространения пород-коллекторов в разрезе. Образование кавернозных зон (горизонтальных щелевидных пустот) характерно для западной зоны Юрубчено-Тохомского месторождения, для которой характерно повышенное содержание в породах окремненных разностей, интракластовых и узорчатых доломитов.

Автором предложена концептуальная модель коллектора, в которой основную емкость резервуара формируют кавернозные интервалы доломитов (субгоризонтальные щелевидные

пустоты) или окремненные микротрещиноватые породы (карбонатно-кремнистая отложения), а путями фильтрации являются вертикальные трещины.

Системы тектонических трещин в рифейской продуктивной толще формируют единое фильтрационно-емкостное пространство массивной залежи. Трещины северо-западного простирания имеют большую раскрытость, по сравнению с трещинами северо-восточного простирания.

Скважины, пробуренные в зону распространения щелевидных кавернозных интервалов и с активным проявлением трещиноватости, характеризуются стабильной работой, прорывы газа и воды начинаются значительно позднее, по сравнению со скважинами, пробуренными в зоне с отсутствием развития кавернозных щелевидных интервалов. Полученные выводы переданы компании-оператору, в АО «Востсибнефтегаз» (г. Красноярск).

Практическая ценность выполненной работы.

Основные положения диссертационной работы использовались при составлении дополнения к технологической схеме разработки Юрубчено-Тохомского месторождения (2016г) и подсчета запасов (2019г). В результате проведения комплексных работ и увязки между собой результатов широкого спектра разномасштабных геолого-промысловых исследований автором даны рекомендации по оптимальному направлению горизонтальных скважин в слабопродуктивной зоне. На основе созданной концептуальной модели автором рекомендована стратегия проводки горизонтальных стволов. Данные рекомендации использованы при формировании текущих годовых и полугодовых геолого-технологических мероприятий по АО «Востсибнефтегаз». Основные положения диссертационной работы в части разработки концептуальной модели легли в описание Юрубчено-Тохомского месторождения во всемирной базе месторождений-аналогов C&C Reservoirs.

Благодаря уточнению концептуальной модели рифейских продуктивных отложений ЮТЗ по рекомендации автора оптимизировать стратегию проводки горизонтальных скважин получены запускные дебиты нефти в 2,5 раза выше, чем планировалось.

Словарь сокращений и условных обозначений

АК (dTr) – акустический каротаж (скорость продольной волны);

ВНК – водо-нефтяной контакт

ГК – гамма-каротаж

ГГКп – гамма-гамма-плотностной каротаж;

ГНК – газо-нефтяной контакт

МОГТ – метод общей глубинной точки

НК - нейтронный каротаж;

СУ – расчет пористости по системе уравнений;

УВ – углеводороды

ФЕС – фильтрационно-емкостный свойства

ЮТМ – Юрубчено-Тохомское месторождение

ЮТЗ – Юрубчено-Тохомская зона

ЯМК – ядерно-магнитный каротаж.

ПУБЛИКАЦИИ АВТОРА

Статьи в изданиях, рекомендуемых ВАК при Минобрнауки России:

1. **Кутукова Н.М.** Модель рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомской зоны/ Научно-Технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2009. - №3. –С. 6-10.
2. Афанасьев И.С., Антоненко Д.А., **Кутукова Н.М.**, Суртаев В.Н., Паровинчак К.М., Малахов Р.А. Системная оптимизация проектных решений для разработки Юрубчено-Тохомского месторождения. // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №6. – С. 10-13.
3. **Кутукова Н.М.**, Бирун Е.М., Р.А. Малахов, Афанасьев И.С. Постникова О.В., Рахматуллина А.С. Концептуальная модель строения рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №4. – С. 4-7.
4. Якупова Е.М., Антоненко А.А., Мерзликина А.С., **Кутукова Н.М.** Построение геологической модели карбонатного резервуара с использованием сейсмических атрибутов на примере Юрубчено-Тохомского месторождения. // Научно-Технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2012. - №29. - С. 4-7.
5. Вахромеев А.Г., Разяпов Р.К., Постникова О.В., **Кутукова Н.М.**, Сверкунов С.А., Сираев Р.У. Литологические и гидродинамические факторы, определяющие условия первичного вскрытия горизонтальным бурением и освоение продуктивных интервалов рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского НГКМ. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. №3 (23). – 2015. – С. 67 – 81.
6. Козяев А.А., Мерзликина А.С., Петров Д.А., Шиликов В.В., Тузовский А.А., Сорокин А.С., **Кутукова Н.М.**, Мельников Р.С., Чеверда В.А. Выявление зон с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами в карбонатном каверново-трещинном коллекторе по рассеянной составляющей сейсмического волнового поля. // Нефтяное хозяйство – 2017. - №11. – С. 20-25.
7. **Кутукова Н.М.**, Шустер В.Л., Панков В.М. Красильникова Н.Б., Осипенко А.А. Интегрированный подход к построению модели коллектора карбонатного резервуара в сложнопостроенных ловушках нефти на территории Восточной Сибири. // Нефтяное хозяйство – 2019. - №11, с. 23-27. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-11-23-27
8. **Кутукова Н.М.**, Панков М.В., Сорокин А.С., Козяев А.А. Оптимизация системы разработки Юрубчено-Тохомского месторождения на основе концептуальной геологической модели. // Технологии нефти и газа – 2019. - №6, с. 57-61. DOI: 10.32935/1815-2600-2019-125-6-57-61
9. Галиаскров В.А., Наумов С.В., **Кутукова Н.М.**, Филиппов Ю.А. и др. Оценка перспектив октрытия новых нефтегазовых залежей в рифейских отложениях Куюмбинского месторождения. // Технологии нефти и газа – 2020. - №2.

10. **Кутукова Н.М.** Критерии продуктивности рифейских отложений Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления по комплексу геолого-геофизических данных. // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2019. - №3(26). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art...>

Публикации в других изданиях и материалы выступлений на конференциях:

1. **Кутукова Н.М.** Литологическая характеристика и типы пустотного пространства рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомской зоны. Тезисы докладов восьмой всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов, 2009.

2. **Kutukova N.M.** Lithofacies model of Riphean formation of Yurubcheno-Tokhomskoye field. В сборнике 4th International Conference and Exhibition: New Discoveries through Integration of Geoscience, 2010. DOI: 10.3997/2214-4609.20145436.

3. SPE-162055-MS. **Кутукова Н.М.**, Бирун Е.М., Малахов Р.А., Савичев К.С., Яценко В.М. Концептуальная модель строения рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского месторождения для геологоразведки и проектирования разработки. 2012. <https://doi.org/10.2118/162055-MS>.

4. **Кутукова Н.М.**, Козяев А.А., Попков А.Ю. Выделение кавернозных высоконеомких интервалов и зон повышенной трещиноватости в рифейском коллекторе Юрубчено-Тохомского месторождения для увеличения доли высокопродуктивных скважин. – 2017. В сборнике 3-ей научно-практической конференции «Карбонатные резервуары – 2017».

5. Попков А.Ю., **Кутукова Н.М.** Прогноз трещиноватости карбонатного коллектора Восточной Сибири. Сборник трудов 72-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2018», 2018 – С. 246-252.

6. Попков А.Ю., **Кутукова Н.М.** Аналитический метод оценки раскрытости систем трещин карбонатного резервуара. Сборник тезисов 72-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2018», 2018 – 290.

7. Попков А.Ю., **Кутукова Н.М.** Трапповый критерий трещиноватости карбонатного коллектора. Сборник тезисов 72-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2018», 2018 – С. 71.

8. A. Kozyaev, D. Petrov, A. Melnik, V. Pozdnyakov, **N. Kutukova** and M. Kuznetsov. Vuggy zone forecast through the integration of logging data and azimuthal characteristics of scattered seismic waves. 2019. Тюмень-2019. DOI: 10.3997/2214-4609.201900566, 2019.

9. **Кутукова Н.М.**, Осипенко А.А. Оценка характеристик трещин карбонатного каверново-трещинного коллектора рифейского возраста на примере Куюмбинского нефтегазоконденсатного месторождения. Материалы четвертой научно-практической конференции «Росгеология. В поисках новых открытий», 2019 – С. 38-41.

10. **N.Kutukova.** Optimization of the development of the Yurubcheno-Tokhonsky field based on the conceptual geological model. *Petroleum Geostatistics* 2019. **DOI:** 10.3997/2214-4609.201902248, 2019

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Арефьев С.В и др. Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин. Издательский дом Недра, Москва, 2013, 112 с.
2. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. – М.: РГГУ, 1999. – 285 с.
3. Беляев С.Ю., Башарин А.К. Современная структура, история формирования и нефтегазоносность зоны сочленения Сибирской платформы и Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика, 2001, т. 42 (4), с. 736—745.
4. Битнер А.К., Кригин В.А. и др. Нефтегазоносность древних продуктивных толщ запада Сибирской платформы. —Красноярск, ПГО Енисейнефтегазгеология, КФ СНИИГГиМС, 1990. - 114 с.
5. Ботвинкина Л.Н. Генетические типы отложений областей активного вулканизма. М.: Наука, 1974. - 318 с. (Тр. ГИНАН СССР. - Вып. 263).
6. Варакина, Хабарова. Микроструктуры, литологические ассоциации и условия образования рифейских строматолитов байкитской антеклизы (Запад Сибирской Платформы)// Литосфера, №4, 2007, с. 59-72.
7. Варакина, Хабаров, Обстановки седиментации и постседиментационные изменения рифейских карбонатных отложений Куюмбинского месторождения// Геология нефти и газа. 2000 №1. С. 28-36.
8. Вотинцев А.Н. Трещиноватость коллекторов Юрубчено-Тохомской зоны газонефтенакопления (Сибирская платформа)/Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук - Новосибирск: СНИИГГиМС, 1992
9. Геология нефти и газа Сибирской платформы./Под ред. А.Э.Конторович, В.С.Суркова, А.А.Трофимука/ М. Недра, 1981, 552 с.
10. Гольф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов; перевод с английского Н.А. Бардиной, П.К. Голованова, В.В. Власенко, В.В. Покровского/Под редакцией А.Г. Ковалева. – Москва «Недра», 1986. – 608 с.
11. Горюнов Н.А., Башарин А.К., Беляев С.Ю., Хоменко А.В. Байкальский складчатый комплекс и западная граница Сибирской платформы // Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту). Т.1. Иркутск, Изд-во Института географии СО РАН, 2004, с. 101—104.

12. Громов Б.В. Цианобактерии в биосфере // Соросовский Образовательный Журнал. 1996. N 9. С. 35-39.
13. Гутина О.В. Комплексное обоснование стратиграфической схемы рифейских отложений юго-западной части Сибирской платформы (Байкитская, Катангская НГО, Енисейский кряж, Чадобецкое поднятие). Изд.-во Сибирского отделения РАН, 2007 г. 174 с.
14. Гутина О.В. Комплексное обоснование стратиграфической схемы рифейских отложений Юго-западной части Сибирской платформы. Новосибирск. Изд-во сибирского отделения РАН, 2007. – 174 с.
15. Еганов Э.А. Фосфоритообразование и строматолиты / АН СССР, Сиб. от-ние, Ин-т геологии и геофизики. Отв. ред. Е.М. Хабаров. - Новосибирск, 1988, с. 89.
16. Журавлева З.А. Онколиты и катаграфии рифея и нижнего кембрия Сибири и их стратиграфическое значение. Изд. Наука. Москва 1964.
17. Заварзин Г.А. Бактерии и состав атмосферы / Отв. ред. А.А. Имшенецкий. М.: Наука, 1984. 189 с.
18. Изаров В.Т., Филиппов Ю.А., Евграфов А.А. и др. Особенности структуры рифейских образований и предвендской эрозионной поверхности по опорному маршруту «Алтай – Северная Земля»// Проблемы нефтегазоносности Сибирской платформы. Матер. Научн.-практ. Конф. Новосибирск, 2003. – С. 44-47.
19. Карбонатные породы / Под ред. Дж.Чилингара, Г.Биссела, Р.Фейрбриджа. М.: Мир, 1970. Т.1. 395 с.; 1971. Т.2. 267 с.
20. Карогодин Ю.Н. Куюмба – самая ли древняя нефть планеты?// Цикличность осадконакопления нефтегазоносного бассейна и закономерность размещения залежей. Новосибирск: Изд-во Ин-та геологии нефти и газа СО РАН, 1978 г.
21. Конторович А.А. Подсчет запасов нефти, газа и конденсата Юрубчено-Тохомского месторождения (в пределах Юрубченского лицензионного участка). Красноярск: ЗАО «Красноярскгеофизика», 2004.
22. Конторович А.Э., Мельников Н.В., Старосельцев В.С. Нефтегазоносные провинции и области Сибирской платформы // Геология и нефтегазоносность Сибирской платформы. Новосибирск, СНИИГГиМС, 1975, с. 4—21.
23. Конторович А.Э., Мандельбаум М.М., Сурков В.С., Трофимук А.А., Черский Н.В. Лено-Тунгусская провинция — перспективный регион для создания новой базы добычи нефти и газа на востоке СССР // Геология и геофизика, 1986 (1), с. 3—14.
24. Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Конторович А.А., Красавчиков В.О., Мандельбаум М.М., Моисеев С.А., Сафронов А.Ф., Ситников В.С., Хоменко А.В. Тектоника венд-силурийского

- структурного яруса осадочного чехла Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Сибирская платформа) //Геология и геофизика, 2004, т. 45 (1), с. 100—109.
25. Конторович А.Е. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы//Геология и геофизика. -1996. - №37. – С. 166-195.
 26. Коробов А.Д. Эпигенетические изменения рифей-вендских карбонатных толщ и пермотриасовых интрузивов Байkitской антеклизы в связи с проблемой формирования трещинно-каверновых коллекторов // Геология нефти и газа. – 2008. - №1.
 27. Краевский Б.Г. Новые данные по стратиграфии рифейских отложений Байkitской антеклизы / Геология и геофизика, 1991 - №6 - с.103-110.
 28. Краевский Б.Г. Стратиграфия и схема корреляции рифейских отложений Сибирской платформы по данным бурения / Геология и проблемы поиска новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири. Новосибирск. Изд-во СНИИГГиМС, 1996 - с. 30-37.
 29. Краевский Б.Г., Пустыльников А.М., Краевская М.К. О рифогенной докембрийской формации центральной части Байkitской антеклизы//Геология и геофизика, 1997. Т.38, №10.-С. 1620. – 1624.
 30. Кондратьева Е.Н. Автотрофные прокариоты: Учеб. пособие. М.: Изд-во МГУ, 1996. 312 с.
 31. Конторович А.А., Конторович А.Э., Кузнецов Л.Л., Кригин В.А., Накаряков В.Д., Сибгатуллин В.Г., Сурков В.С., Трофимук А.А. Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления - важный объект концентрации региональных и поисково-разведочных работ в верхнем протерозое Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. / Геология и геофизика, 1988, №11, с. 45-50.
 32. Конторович А.А. Подсчет запасов нефти, газа и конденсата Юрубчено-Тохомского месторождения. Красноярск: Енисейнефтегазгеология, 1995 г.
 33. Конторович А.Э. Проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса России в первые десятилетия XXI в. / А.Э.Конторович, А.Г.Коржубаев, В.Б.Леонтович, В.Р.Лившиц, А.Ф.Сафронов // Сб. докл. Всероссийской конф. 14-17 сентября 2000 г., Иркутск. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2001. – С. 107-112.
 34. Кузнецов В.Г. Скобелева Н.М. Окремнение карбонатных отложений Юрубчено-Тохомской зоны, Сибирская платформа, - возможная модель геохимии кермнезема в протерозое. // Доклады Академии Наук. – РАН, Москва, 2005. Том 400, №1. Стр. 60-63.
 35. Кузнецов В.Г., Скобелева Н.М., Маркова В.Н., Найденов О.В. Фациальная обусловленность развития коллекторов в рифейских отложениях Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления. Геология нефти и газа. 2006, - №5. С. 34-42

36. Кузнецов В.Г., Скобелева Н.М., Беляков М.А. Магnezит-кальцитовая ассоциация в рифее Юрубчено-Тохомской зоны (Сибирская платформа). Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2005. №6. С. 20-28.
37. Линд Э.Н. и др. Ориентировка макротрещиноватости рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения/Тезисы научно-практической конференции, Красноярск: КНИИГиМС, 1996
38. Лучицкий И.В. Экспериментальная тектоника в теоретической и прикладной геологии. Москва «Наука», 1985 – 304 с.
39. Маркова В.Н. Литология и петрофизическая характеристика продуктивных рифейских карбонатных отложений Куюмбинского месторождения. Известия высших учебных заведений. Геология и разведка 2005 №3.
40. Македонов А.В. Методы лито-фациального анализа и типизация осадков гумидных зон. - Л.: Недра, 1985. - 243 с.
41. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами /Под ред. В.И.Горояна и В.И.Петерсилье. М.: ВНИГНИ, 1978, с. 35-38.
42. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для ВУЗов. – М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
43. Москвич В.Н. Формирование единого куба данных 3Д по сейсморазведочным работам 1997-2004 годов (площадь съёмки – 1200 кв. км), специальная обработка и комплексная интерпретация. ЗАО «Красноярскгеофизика», Красноярск, 2008.
44. Наливкин В.Д. О морфологической классификации платформенных структур // Геология нефти и газа, 1962, № 8, с. 24—28.
45. Нестеров И.И. Фундаментальные основы формирования залежей нефти и природных газов, их поисков, разведки и разработки // Геология и геофизика, 2009, т. 50, №4, с. 425-433.
46. Обручев В.А. История геологического исследования Сибири. Издательство Академии Наук. Ленинград 1934.
47. Осипенко А.А. Прибор для определения углов падения и простирания трещин и границ пластов на керне «Угломер» Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть» 4-2013. Выпуск 33. с. 30-33.
48. Оффман П.Е. Тектоника и вулканические трубки центральной части Сибирской платформы // Тектоника СССР. Т. IV. М., Наука, 1959, с. 5—339.
49. Петтиджон Ф.Дж. Осадочные породы. М.: Недра, 1981. 751 с.
50. Постникова И.Е., Постникова О.В. Карстовая модель рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского месторождения // Геология нефти и газа. – 2001. - №3.

51. Постникова О.В., Л.Н. Фомичева, Л.В. Соловьева. Палеогеографические и палеогеодинамические условия формирования рифей-вендского осадочного бассейна юга Сибирской платформы в связи с его нефтегазоносностью // Геология нефти и газа. – 2008 - №1.
52. Разработка способа выделения в разрезе пород-коллекторов в низкопористых, плотных, трещиноватых отложениях на примере верхнерифейского карбонатного природного резервуара ЮТМ // ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», РГУ нефти и газа, Москва, 2011. 280 с.
53. Решения совещания по классификации платформенных структур. Л., ВНИГРИ, 1963, 16 с.
54. Розанов А.Ю., Заварзин Г.А. Бактериальная палеонтология // Вестн. РАН. 1997. Т. 67, N 3. С. 241-245.
55. Семихатов М.А. Стратиграфия и геохронология протерозоя // Тр. ГИН АН СССР, 1974. Вып. 256. С. 41-248
56. Семихатов М.А., Комар Вл.А., Строматолиты докембрия: биологическая интерпретация, классификация и стратиграфическое значение // Проблемы стратиграфии верхнего протерозоя и фанерозоя. М.: Изд-во Наука, 1989. С. 13-31.
57. Скоробогатых П.П. Совершенствование и внедрение методики лабораторных исследований и подготовка банка данных ГИС и петрофизики. Красноярск: Енисейнефтегазгеология, 1989.
58. Скобелева Н.М. Литология и коллекторские свойства рифейских и венд-кембрийских отложений юга Сибирской платформы. // Автореферат на соискание степени к.г.-м.н. Москва – 2005. 27 с.
59. Славкин В.С., Бакун Н.Н., Копилевич Е.А., Соколов Е.П., Новая модель геологического строения Юрубчено-Тохомской зоны // Геология нефти и газа. 1994. №4. С.9-16.
60. Строение и условия накопления основных угленосных свит и угольных пластов среднего карбона Донецкого бассейна / Ю.А.Жемчужников, В.С.Яблоков, Л.И.Боголюбова, Л.Н. Ботвинкина, А.П.Феофилова, М.И.Ритенберг, П.П.Тимофеев, З.В.Тимофеева. М.: Изд-во АН СССР. - Ч. 1, 1959. - 331 с; ч. 2, 1960. - 346 с. (Тр. ГИН АН СССР. - Вып. 15).
61. Словарь по геологии нефти и газа, М. Недра, 1998.
62. Тектоническая карта осадочного чехла Сибирской платформы. М-б 1:2500000 / Под ред. В.В. Семеновича, А.А. Трофимука. Новосибирск, СНИИГГиМС, 1972.
63. Тектоническая карта осадочного чехла Сибирской платформы. М-б 1:2500000 / Под ред. Л.И. Ровнина, В.В. Семеновича, А.А. Трофимука. Новосибирск, СНИИГГиМС, 1976.
64. Тектоническая карта нефтегазоносных провинций Сибирской платформы. М-б 2500000 / Под ред. Л.И. Ровнина, В.В. Семеновича, А.А. Трофимука. Новосибирск, СНИИГГиМС, 1982.
65. Тимофеев П.П. Геология и фации юрской угленосной формации Южной, Сибири. - М.: Наука, 1969. - 556 с. (Тр. ГИН АН СССР. - Вып. 197).

66. Тимофеев П.П. Юрская угленосная формация Южной Сибири и условия ее образования. -М.: Наука, 1970. - 204 с. (Тр. ГИН АН СССР. - Вып. 198).
67. Трофимук А.А. Куюмбо-Юрубчено-Тайгинское газонефтяное месторождение - супергигант Красноярского края. Основы технико-экономического обоснования разработки / Новосибирск. : ОИГГиМ, 1992 - 50 с.
68. Трофимук А.А. Концепция создания крупных баз газонефтедобычи в Восточной Сибири / Новосибирск.: ОИГГиМ - 1994 - 192 с.
69. Умперович Н.В., Губина Н.К. Особенности тектонического строения рифейского комплекса Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления./Строение и нефтегазоносность карбонатных резервуаров Сибирской платформы. Новосибирск: Сб.науч.тр. СНИИГГиМС, 1991, с.128-133.
70. Умперович Н.В., Исаев А.В., Дека А.А. и др. Изучение рифейских отложений Сибирской платформы методом сейсморазведки в связи с оценкой их нефтегазоносности (на примере территории Байkitской антеклизы и Катангской седловины)/Новые данные по геологии и нефтегазоносности Сибирской платформы. Новосибирск: Сб.науч.тр. СНИИГГиМС, вып.248, 1980, с.77-89.
71. Хабаров Е.М., Морозова И.П., Пономарчук В.А. и др. Корреляция и возраст нефтегазоносных рифейских отложений Байkitской антеклизы Сибирской платформы по изотопно-геохимическим данным / Доклады АН, 1998, Т. 358, №3, с. 378-380.
72. Хабаров Е.М. Роль микробиальных сообществ в карбонатонакоплении докембрия // Эволюция осадочных процессов в истории Земли: Материалы 8-го Всероссийского литологического совещания (г. Москва, 27-30 октября 2015 г.). – 2015. – Т. I. – С. 180-183.
73. Хабаров Е.М. Седиментология и изотопная геохимия рифейских карбонатных отложений северо-востока Сибирской платформы // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории. Материалы VII Всероссийского литологического совещания(Новосибирск, 28–31 октября 2013 г.). – 2013. – Т. III. – С. 237-240
74. Хабаров Е.М. Обстановки формирования рифейских продуктивных отложений байkitской антеклизы (Восточная Сибирь) // ГЕО-Сибирь-2008. Т. 5. Недропользование. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых: сб. материалов IV Международного научного конгресса (Новосибирск, 22-24 апреля 2008 г.). – 2008. – С. 95-99
75. Харахинов В.В., Нестеров В.Н., Соколов Е.П., Шленкин С.И. Новые данные о геологическом строении Куюмбинского месторождения Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления // Геология нефти и газа. №5. 2000. С. 12-20.

76. Хоменко А.В. Енисейский складчатый пояс: итоги исследований и проблемы // Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту). Т. 1. Иркутск, ИЗК СО РАН, 2005, с. 27—30.
77. Хоментовский В.В. Байкальский комплекс и байкалиды. // Геология и геофизика. 1984- №8, с. 33-40.
78. Хоментовский В.В. и др. Опорные разрезы отложений верхнего докембрия и нижнего кембрия Сибирской платформы. М.: Наука. 1972.
79. Хоментовский В.В. Постников А.А. Корреляция разрезов рифея запада внутренних районов Сибирской платформы /Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири. Новосибирск. Изд-во СНИИГГиМС, 1996, с. 33-36
80. Хоментовский В.В., Наговицын К.Е. Неопротерозой запада Сибирской платформы// Геология и геофизика, № 10. Т. 39, 1998. -С. 1365-1376.
81. Шенфиль В.Ю. Внутренние районы Сибирской платформы Текст. / В.Ю. Шенфиль // Поздний докембрий Сибирской платформы. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1991. —1. С.118-138.
82. Шенфиль В.Ю. К стратиграфии рифейских отложений Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления Байкитской антеклизы Текст. / В.Ю.Шенфиль, А.Н.Примачок // Геология и геофизика, 1996. Т.37, №10. С.65-75.
83. Черницкий А.В. Геологическое моделирование нефтяных залежей массивного типа в карбонатных трещиноватых коллекторах. / ВНИИнефть/Москва. 1998.
84. Чистяков В.Б. Нефтегазоносность Юрубчено-Тохомской зоны в условиях различного уплотнения пород, ЗАО «Актуальная геология», Москва, 2013г. – 90 с.
85. Geology and Hydrocarbon Potential of the Siberian platform (Russia). V. 3. Angara-Lena Region. Geneva: Petroconsultant, 1993. 176 p.
86. James N.P. Facies models: 7-Introduction to carbonate facies models // Geoscience Canada, 1977. №4, p. 123-126.
87. Suess E., Futterer D. Aragonitic ooids: experimental precipitation from seawater in the presence of humic acid // Sedimentology, №19. 3.129-13

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1. Тектоническая карта нефтеносных провинций Сибирского Федерального округа с нанесением расположения объекта исследования – Юрубчено-Тохомское месторождение	10
Рисунок 2. Схема расположения сейсмических профилей в районе исследования	11
Рисунок 3. Региональная стратиграфическая схема рифейских отложений юго-западной части Сибирской платформы.	18
Рисунок 4. Сводный геолого-геофизический разрез Байкитской антеклизы	32
Рисунок 5. Схема корреляции рифейских отложений	33
Рисунок 6. Выкопировка из структурной карты кровли тэтэрской свиты и ее аналогов.	38
Рисунок 7. Структурно-тектоническая схема поверхности кристаллического фундамента.	39
Рисунок 8. Выделение пластов и продуктивных горизонтов в разрезе камовской серии.	44
Рисунок 9. Схема строения рифейского резервуара Юрубченской залежи ЮТМ: сопоставление толщин газовой шапки и нефтяной оторочки	50
Рисунок 10. Распределение продуктивности скважин Юрубченской залежи	50
Рисунок 11. Принятая модель рифейского коллектора ЮТМ	53
Рисунок 12. Тектонические трещины в скважине Юр-89.	53
Рисунок 13. Планшет с примером интерпретации ГИС скв. 120 ЮТМ	58
Рисунок 14. Кросс-плот сопоставления пористости по ГИС и керну.	59
Рисунок 15. Уточнение емкостной модели рифейского коллектора с помощью специальных исследований керна.	60
Рисунок 16. Схема с фактическим материалом.	64
Рисунок 17. Выделенные литологические типы доломитовых пород ЮТМ.	66
Рисунок 18. Доломит строматолитовый слоистый. Юрубченская скв. 272. Глубина отбора 2565,89 м. Без анализатора.	69
Рисунок 19. Доломит строматолитовый комковато-слоистый. Юрубченская скв. 272. Глубина отбора 2507,62 м. Без анализатора	69
Рисунок 20. Перекристаллизация и заполнение первичного пустотного пространства доломита горизонтально-слоистого кружевного. Скважина Юрубчено-Тохомская-272. Глубина отбора 2492,07 м. С анализатором.	70
Рисунок 21. Доломит строматолитовый неяснослоистый. Юрубченская скв. 272. Глубина отбора 2531,50 м. С анализатором.	70
Рисунок 22. Доломит строматолитовый с реликтовой кружевной структурой. Юрубченская скв. 272. Глубина отбора 2566,61 м. Без анализатора.	72

Рисунок 23. Доломит комковато-сгустковый. Юрубченская скв. 272. Глубина отбора 2610,36 м. Без анализатора	73
Рисунок 24. Доломит интракластовый. Юрубченская скв. 272. Глубина отбора 2531,81 м. Без анализатора	74
Рисунок 25. Доломит желваковый. Юрубченская скв. 272. Глубина отбора 2528,56 м. Без анализатора.	75
Рисунок 26. Перекристаллизация и окремнение внутриформенного пустотного пространства в доломите желваковом. Скважина Юрубчено-Тохомская-272. Глубина отбора 2528,56 м. С анализатором.	76
Рисунок 27. Доломит разнокристаллический. Юрубченская скв. 272. Глубина отбора 2635,56 м. Без анализатора	77
Рисунок 28. Выделения магнезита в доломитовой массе. Заполнение трещины железистым доломитом. Доломит разнокристаллический. Скважина Юрубчено-Тохомская 198. Глубина отбора 2776,25 м.	77
Рисунок 29. Доломит микрокристаллический. Юрубченская скв. 272. Глубина отбора 2666,05 м. Без анализатора.	78
Рисунок 30. Доломит крупнокристаллический. Юрубченская скв. 272. Глубина отбора 2607,96 м. С анализатором.	79
Рисунок 31. Ангидрито-доломит. Юрубченская скв. 272. Глубина отбора 2635,56 м. С анализатором	80
Рисунок 32. Песчаник разнoзернистый. Юрубченская скв. 48. Глубина отбора 2420,9 м. Николи скрещены.	81
Рисунок 33. Карбонатно-кремнистая порода. Юрубченская скв. 198. Глубина отбора 2773,73 м. Николи скрещены.	83
Рисунок 34. Распределение пустот по размеру и емкости. Глубина отбора 2541,05 м	83
Рисунок 35. Сопоставление пор, развитых в матрице и трещине. Глубина отбора 2541,05 м	84
Рисунок 36. Распределение окремнения по глубинам. Скв. 272.	86
Рисунок 37. Распределение окремнения по глубинам. Скв. 198	87
Рисунок 38. Вертикальная трещина длиной 14 м, скв. Юр-89	90
Рисунок 39. Распределение типов трещин в объеме породы (Юрубченская залежь).	90
Рисунок 40. Роза-диаграмма азимутов простирания всех трещин.	91
Рисунок 41. Аналитическая модель для расчета емкости тектонических трещин.	93
Рисунок 42. Гаснущие литогенетические трещины, заполненные ангидритом. Скв. 2659,00 м. С анализатором.	95

- Рисунок 43. Разнонаправленные литогенетические трещины, заполненные вторичным доломитом в неяснослоистом доломите. Сква. 272. 2445,46 м. С анализатором. 95
- Рисунок 44. Вид затухающих микротрещин в горизонтально-слоистом доломите. Сква. 272. 2589,75 м. 96
- Рисунок 45. Доломит горизонтально-слоистого типа с пятнами перекристаллизации. Юрубченская скв. 10. Глубина отбора 2321,00 м. Николи параллельны. 99
- Рисунок 46. Доломит разнокристаллический. Перекристаллизация. Юрубченская скв. 37. Глубина отбора 2445,8м. Николи скрещены. 99
- Рисунок 47. Доломит строматолитовый узорчатый. Неравномерная перекристаллизация строматолитовой структуры Юр-13_19\7. Николи скрещены. 100
- Рисунок 48. Доломит интракластовый. Пустоты, залеченные вторичным доломитом. Юрубченская скв. 89. Глубина отбора 2348,65 м. Без анализатора. 101
- Рисунок 49. Послойное обособление кремнистого материала в ламинитовом доломите. Юрубченская скв. 89. Глубина отбора 2316,75 м. Николи скрещены. 103
- Рисунок 50. Шлиф Юр-13_21\1. Доломит строматолитовый узорчатый. Неравномерное окремнение строматолитового каркаса. 103
- Рисунок 51. Разнокристаллический доломит. Кремнистое вещество пропитывает основную массу. Николи скрещены. Скважина Вдр-3. Глубина 2332,5 м. 104
- Рисунок 52. Узорчатый доломит. Радиально-лучистый кремень в остаточной пустоте. Скважина Вдр-3. 2356, 13 м. Николи скрещены. 104
- Рисунок 53. Доломит строматолитовый узорчатого типа. Окремнение достигает 80%. Юрубченская скв. 8. Глубина отбора 2339,1 м. Николи скрещены. 105
- Рисунок 54. Выделение кристаллов ангидрита пластинчатой формы в доломите разнокристаллическом. Юрубченская скв. 272. Глубина отбора 2635,56 м. 105
- Рисунок 55. Доломит строматолитовый узорчатого типа. Зональный рост кристаллов. Юрубченская скв. 8. Глубина отбора 2324,5 м. Николи скрещены. 106
- Рисунок 56. Гистограмма распределения кремнезема по литотипам. 106
- Рисунок 57. Кавернозные интервалы: щелевидные горизонтальные пустоты с окремнением (сква. 272 – наклонно-направленная): а). поверхность щелевидных пустот, б). фото с помощью стереоскопа (Dol- доломит, Q-окремнение, 1-вторичные кристаллы доломита, 2- вторичные кристаллы кварца), в). растровая электронная микроскопия: поверхность каверны. 108
- Рисунок 58. Доломит разнокристаллический. Сутуро-стилолитовый шов. Юрубченская скв. 76. Глубина отбора 2523,35м. Николи скрещены. 109
- Рисунок 59. Растрово-электронная микроскопия. Сква. 272. А. Кристалл циркона в пустотном пространстве (2597,52 м). Б. Аутигенное серебро в пустотном пространстве (2597,52 м). 110

- Рисунок 60. Гистограмма распределения пор различного размера в доломите строматолитовом с реликтовой биогермной кружевной структурой для литотипа в целом. 113
- Рисунок 61. Структура пустотного пространства в доломите строматолитовом кружежном. Скважина Юрубчено-Тохомская, 198. Глубина отбора 2798,26 м. 113
- Рисунок 62. Распределение пустот по размеру и емкости в различных литотипах. На примере скважины 198. 114
- Рисунок 63. Исследование образца размером 5*5*5 см с помощью микротомографа с целью изучения структуры пустотного пространства. Остаточные внутрикаркасные пустоты. 115
- Рисунок 64. А. Остаточное внутрикаркасное пустотное пространство в доломите биогермном с реликтовой кружевной структурой. Скважина Юрубчено-Тохомская 272. Глубина отбора 2633,07 м. Фото с помощью стереоскопа. Б. Остаточная внутрикаркасная пустота. Сква. 272. 2781,29 м. Без анализатора. 116
- Рисунок 65. Заполнение межформенных пустот битумом. Сква. 272. 2493,20 м. Фото с помощью стереомикроскопа. 116
- Рисунок 66. Пустоты выщелачивания, частично минерализованные кристаллами доломита. Скважина Юрубчено-Тохомская – 272. Глубина отбора 2510,01 м. Фото с помощью стереоскопа. 117
- Рисунок 67. Пустоты выщелачивания в доломите слоистом интенсивно окремнелом. Скважина Юрубчено-Тохомская-272. Глубина отбора 2592,85 м. Фото с помощью стереоскопа. 117
- Рисунок 68. А. Следы выщелачивания по поверхности сутуро-стилолитовой зоны. Сква. 272. 2562,40. Фото с помощью стереоскопа. Б. Следы выщелачивания по поверхности сутуро-стилолитовой зоны, примазки глинистого вещества. Сква. 272, 2562,54 м. Фото с помощью стереомикроскопа. 118
- Рисунок 69. Х-образные трещины со следами выщелачивания (1), минерализованные доломитом (2). Скважина Юрубчено-Тохомская-198. Глубина отбора 2772,25 м. Без анализатора. 119
- Рисунок 70. Карбонатно-кремнистая порода. Сква. 272 Юрубчено-Тохомская, глубина отбора 2541,05 м. Внешний вид образца и пример одного из срезов. 120
- Рисунок 71. Щелевидная пустота на границе циклитов. Пример сква. 272. Глубина отбора образца 2580,68 м. 121
- Рисунок 72. Пример одного из срезов томографии. Скважина 272. Глубина 2646,01 м. 122
- Рисунок 73. Сква. 272 Юрубчено-Тохомская. Уровни щелевидных пустот в нефтенасыщенном интервале. 122
- Рисунок 74. Пример выделения интервала кавернозности по данным ГИС и керна. 124
- Рисунок 75. Сопоставление K_{Π} по результатам рентгеновской томографии и данным ГИС. 124

Рисунок 76. Выделение интервалов выщелачивания по данным керн и пластовых микросканеров	125
Рисунок 77. Распределение суммарной толщины кавернозных интервалов в разрезах скважин.	126
Рисунок 78. Распределение различных типов пустот в объеме рифейского резервуара.	127
Рисунок 79. Концептуальная модель коллектора.	129
Рисунок 80. Карта распределения кратности ОГТ по площади 3D	132
Рисунок 81. Схема разломов с амплитудами смещений.	133
Рисунок 82. Пример картирования тектонических нарушений по данным 3D С /Р	133
Рисунок 83. Карта плотности трещин в пределах Юрубченской залежи ЮТМ	134
Рисунок 84. Схема с прогнозированием зон трещиноватости рифея Юрубчено-Тохомской зоны по космоснимкам (Трофимов Д.М., В.Б. Серебряков, А.В. Емельянов). Коричневые линии – трещиноватость, определенная по космоснимкам.	135
Рисунок 85. Карта продуктивности с текущими дебитами	136
Рисунок 86. Интрузии, залегающие в венд-кембрийском структурном этаже	137
Рисунок 87. Пример картирования разлома при перескоке интрузии из одного стратиграфического уровня в другой (с катангской в собинскую).	139
Рисунок 88. Амплитудный срез сейсмического куба на уровне 350мс	140
Рисунок 89. Пример картирования разлома при перескоке интрузии из одного стратиграфического уровня в другой (с ангарской в литвинцевскую свиту)	141
Рисунок 90. Выделение интрузивных тел в кембрийских отложениях	141
Рисунок 91. Карты распространения интрузий по стратиграфическим уровням.	142
Рисунок 92. Карта с выделенными тектоническими нарушениями.	143
Рисунок 93. Уточненная модель дизъюнктивных нарушений в 3D окне.	144
Рисунок 94. Зависимость между суммарной мощностью интрузивных тел и плотностью трещин.	145
Рисунок 95. Анализ влияния направления трещин на дебит жидкости (группа 1)	147
Рисунок 96. Анализ влияния направления трещин на дебит жидкости (группа 2)	148
Рисунок 97. Сравнение дебита нефти группы скважин с преобладанием трещин северо-западного простирания и с преобладанием северо-восточного простирания	149
Рисунок 98. Сравнение двух скважин, пробуренных в одинаковых геологических условиях	150
Рисунок 99. Изменение проектной сетки	149
Рисунок 100. Связь раскрытости трещин с региональным тектоническим строением	150
Рисунок 101. Интегральные показатели скважин ОПР.	151

Рисунок 102. Коэффициент корреляции геологических и промысловых параметров с продуктивностью.	153
Рисунок 103. Схема распространения окремненных интервалов пород по площади Юрубченской залежи	155
Рисунок 104. Сравнение глинистости в западной и восточной зонах	156
Рисунок 105. Частота встречаемости строматолитовых построек (интракластовых, узорчатых, комковато-сгустковых доломитов). По данным шлифов и описания керна.	157
Рисунок 106. Карта распространения горизонтальных кавернозных зон (выделено по данным ГИС)	158
Рисунок 107. Карта пористости нефтенасыщенного интервала	158
Рисунок 108. Карта продуктивности ($\text{м}^3/\text{сут}/\text{атм}$) рассматриваемого района (Юрубченской залежи ЮТМ)	161
Рисунок 109. Прогнозная карта улучшенных фильтрационно-емкостных свойств рифейского пласта Юрубченской залежи ЮТМ	162

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1. Описание керна в скв. Юр30 Делингдэкэнская (зелендуконской) толща (свита)	20
Таблица 2. Краткая характеристика продуктивных горизонтов камовской серии рифея ЮТЗ	44
Таблица 3. Краткая геолого-геофизическая характеристика рифейских отложений ЮТМ	48
Таблица 4. Форма таблицы изучения карбонатного керна	54
Таблица 5. Граничные значения методов ГИС для определения интервалов кавернозности	61
Таблица 6. Научно-методическая программа изучения рифейских карбонатных отложений Восточной Сибири	62
Таблица 7. Количественные характеристики выделенных литотипов	86
Таблица 8. Результаты статистического анализа плотности трещин в горизонтальных стволах	91
Таблица 9. Результаты исследования образцов керна методом пропитки люминофором	95
Таблица 10. Характеристика литотипов по наличию вторичных процессов	111
Таблица 11. Количественные характеристики выделенных типов пустот	125
Таблица 12. Количественные характеристики трещинной и кавернозной составляющих пустотного пространства рифейских продуктивных отложений	129
Таблица 13. Разбиение скважин на группы	147
Таблица 14. Характеристики выделенных зон	161