

ФГОУ ВО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова»  
Геологический факультет  
Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

*На правах рукописи*

Сауткин Роман Сергеевич

**Формирование и свойства карбонатных  
коллекторов рифея Юрубчено-Тохомского  
нефтегазоконденсатного месторождения**

СПЕЦИАЛЬНОСТЬ: 25.00.12 – геология, поиски и разведка  
нефтяных и газовых месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель

Доктор геолого-минералогических наук,

доцент А.В. Ступакова

Москва 2016

<b>Введение.....</b>	<b>3</b>
<b>Глава 1. Геолого-геофизическая изученность Юрубчено-Тохомского месторождения и обзор исследований рифейских отложений.....</b>	<b>8</b>
1.1. Физико-географический очерк.....	8
1.2. Геолого-геофизическая изученность.....	8
1.3. Обзор исследований рифейских отложений.....	12
<b>Глава 2. Геологическое строение и нефтегазоносность района исследования.....</b>	<b>16</b>
2.1. Стратиграфия.....	16
2.2. Тектоническое строение.....	19
2.3. История геологического развития.....	24
2.4. Нефтегазоносность рифейских отложений.....	27
<b>Глава 3. Методика изучения сложных карбонатных коллекторов.....</b>	<b>31</b>
3.1. Особенности изучения полноразмерного керна.....	35
3.2. Капиллярная дефектоскопия.....	36
3.3. Метод ртутной порометрии.....	42
3.4. Метод растровой электронной микроскопии.....	44
3.5. Метод оптической микроскопии.....	47
3.6. Преимущества метода неразрушающего контроля.....	49
<b>Глава 4. Строение, состав и формирование продуктивной толщи рифея.....</b>	<b>50</b>
4.1. Строение и состав рифейских отложений.....	51
4.2. Обстановки осадконакопления.....	56
4.3. Влияние постседиментационных преобразований на формирование и морфологию пустотного пространства строматолитовых доломитов.....	63
4.4. Основные типы строматолитовых доломитов.....	71
<b>Глава 5. Типы и свойства карбонатных коллекторов рифейского возраста .....</b>	<b>86</b>
5.1. Роль трещиноватости в формировании пустотного пространства.....	87
5.2. Структура порового пространства рифейских отложений.....	96
5.3. Фильтрационные и емкостные свойства коллекторов рифейских доломитов Юрубчено-Тохомского месторождения.....	107
5.4. Модель строения природного резервуара и закономерности изменения типов и свойств коллекторов.....	127
<b>Заключение.....</b>	<b>144</b>
<b>Литература.....</b>	<b>146</b>

## Введение

**Актуальность работы.** Восточная Сибирь является одним из наиболее перспективных регионов России по добыче углеводородов (УВ), в ближайшие годы закончится строительство трубопроводов соединяющих уникальную Юрубчено-Тохомскую зону нефтегазонакопления (ЮТЗ) с трубопроводной системой «Восточная Сибирь – Тихий океан» и «Сила Сибири». Разработка и открытие новых месторождений Восточной Сибири являются одной из приоритетных задач долгосрочной государственной программы изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы РФ.

Основные запасы уникальных Юрубчено-Тохомского (ЮТМ) и Куюмбинского месторождений связаны со строматолитовыми доломитами рифейского возраста. Нефтегазоносность рифея доказана в начале 80-х гг. XX века, однако до настоящего времени месторождения не введены в эксплуатацию. Одной из причин столь долгого ввода является сложное строение карбонатных природных резервуаров, имеющих высокую степень преобразованности вторичными процессами, которые создают вновь образованный каверново-трещинный тип коллектора с неоднородным распределением фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу ЮТМ. Несмотря на большое число исследований и промышленную продуктивность отложений рифея дискуссионными и до конца не решёнными остаются вопросы оценки типов коллекторов и определения их достоверных параметров.

Освоение месторождений ЮТЗ сильно затруднено вследствие недостаточной изученности сложно построенного резервуара и сильной изменчивости геометрии пустотного пространства. Достоверная оценка возможна лишь при комплексном подходе к исследованию карбонатных коллекторов. Принципиальная модель условий формирования и свойств рифейских коллекторов необходима для районирования месторождения по зонам перспективности.

**Цель работы** – установление условий формирования и определение свойств рифейских коллекторов для оценки перспектив нефтегазоносности ЮТМ.

Для достижения поставленной цели решались следующие **задачи**:

1. Сбор и обобщение геолого-геофизических материалов по геологическому строению рифейских отложений территории исследования;
2. Создание коллекции кернового материала и проведение лабораторных работ для определения коллекторских свойств;
3. Исследование литологического состава, строения, обстановок осадконакопления и постседиментационных изменений рифейских отложений по образцам;
4. Изучение морфологии пустотного пространства комплексом методов: капиллярной дефектоскопии, оптической микроскопии, ртутной порометрии и растровой

электронной микроскопии (РЭМ) для оценки роли трещин и каверн в формировании коллекторских свойств различных типов пород;

5. Проведение экспериментальных работ для достоверного сравнения параметров ёмкости и проницаемости по образцам различной формы и размера – цилиндр-кубик;

6. Построение литофизических разрезов с целью установления закономерности изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных отложений в природном резервуаре;

7. Оценка степени перспективности рифейских отложений с выделением наиболее продуктивных зон.

#### **Научная новизна:**

- Впервые применён комплекс методов, позволивший выявить и оценить сложное строение пустотного пространства рифейских строматолитовых доломитов, получить качественную и количественную характеристику трещиноватости, установить тип и свойства коллекторов рифея.

- Обоснована необходимость изучения фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов методом капиллярной дефектоскопии на полноразмерном керне и больших образцах кубической формы для более достоверной оценки трещиноватости, эффективной ёмкости и ориентированной газопроницаемости.

- Установлено, что седиментация строматолитовых доломитов происходила в условиях приливно-отливного мелководно-морского осадконакопления, что обусловило сильную изменчивость морфологии пустотного пространства.

- Выявлена решающая роль трещиноватости и постседиментационных преобразований перекристаллизации, выщелачивания и окремнения, совокупное воздействие которых обусловило развитие сложно построенного каверново-трещинного и трещинного коллекторов с щелевидными пустотами выщелачивания вдоль трещин.

- Впервые доказана сохранность фильтрационных свойств трещин, стенки которых инкрустированы крупнокристаллическим доломитом и анкеритом, что препятствует их смыканию и даёт возможность осуществлять процессы фильтрации углеводородов в природном резервуаре.

- Проведён анализ продуктивности рифейских отложений, в результате было установлено, что толща Юр3 характеризуется высокими фильтрационными и емкостными свойствами и к ней приурочены максимальные дебиты углеводородов.

- Доказано, что основные объёмы нефти и газа находятся в трещинах, щелевидных полостях выщелачивания стенок трещин, карстовых пустотах и кавернах продуктивной толщи Юр3. Эффективная ёмкость рифейских отложений составляет 4,5-5%.

• Построенные литофизические разрезы скважин отражают закономерности изменения параметров мощности, эффективной ёмкости, проницаемости, трещиноватости и вторичных изменений рифейских отложений с глубиной и по площади природного резервуара. Это позволило оценить различную перспективность толщ рифея, выделить наиболее продуктивную на углеводороды толщу Юр<sub>3</sub> и показать закономерности изменения типов и свойств коллекторов по площади ЮТМ.

#### **Защищаемые положения:**

1. Фильтрационные и емкостные свойства рифейских карбонатных отложений определяются структурно-текстурной неоднородностью, зависят от характера трещиноватости, вторичных изменений перекристаллизации, выщелачивания и окремнения, совокупное влияние которых обусловило сложное строение и морфологию пустотного пространства строматолитовых доломитов, что проявилось в закономерности изменения типов коллекторов в природном резервуаре ЮТМ.

2. Отличительной особенностью коллекторов ЮТМ является неодинаковое развитие трещиноватости и выщелачивания в строматолитовых, окремнённых и брекчированных доломитах. Пластовые строматолитовые доломиты характеризуются развитием секущих вертикальных и наклонных трещин соединяющих полости выщелачивания, образуя каверново-трещинный тип коллектора ( $m_{эф}$  – 4,5 %,  $K_{пр}$  – 0,3-1 Д). Линзовидно-волнистые строматолитовые доломиты имеют поровый тип коллектора с кавернами выщелачивания ( $m_{эф}$  – 10-15 %,  $K_{пр}$  – 0,1-0,2 Д). В окремнённом доломите развиты системы тонких пересекающихся трещин с щелевидными кавернами ( $m_{эф}$  – 2-2,5 %,  $K_{пр}$  – до 0,07 Д). В брекчированных отложениях трещины развиты преимущественно по границам обломков – трещинный тип коллектора ( $m_{эф}$  – 2,5 %,  $K_{пр}$  – 0,01 Д).

3. Наибольшие перспективы нефтегазоносности связаны с зоной выхода на предвендскую эрозионную поверхность выдержанной по площади месторождения нижнеюрубченской толщи Юр<sub>3</sub>. Продуктивные отложения отличаются высокой степенью трещиноватости и кавернозности, обладают высокими емкостными и фильтрационными свойствами, и характеризуются максимальными дебитами на нефть и газ. Перспективные зоны связаны с выходом на эрозионную поверхность верхнеюрубченской толщи, малоперспективные – с выходом куюмбинской толщи.

**Практическая значимость** работы заключается в обосновании условий формирования и выделения сложных типов коллекторов ЮТМ. Применение принципиально нового подхода определения оценочных параметров на образце кубической формы позволило определить основные пути фильтрации углеводородов по вертикальным и наклонным трещинам, получить

характеристику ориентированной газопроницаемости по трём направлениям, выявить развитие большого числа открытых трещин. Установить, что основные объёмы нефти и газа находятся в трещинах, щелевидных полостях выщелачивания стенок трещин, карстовых пустотах и кавернах продуктивной толщи Юр3. Доказать достоверность оценки ФЕС и обосновать величину эффективной ёмкости в 4,5-5%. Построить принципиальную модель распространения типов коллекторов и составить карту перспектив нефтегазоносности рифейских отложений ЮТМ.

Выводы, полученные автором в диссертационной работе, рекомендованы недропользователям для выбора первоочередных объектов бурения и достоверного обоснования запасов углеводородов на месторождениях со сложным геологическим строением и неоднозначным распределением типов коллекторов.

#### **Фактический материал и личный вклад.**

Работа основана на комплексном исследовании кернового материала, анализе строения, условий формирования и литофизической характеристики рифейского разреза ЮТМ. Обоснована практическая значимость роли трещин для формирования коллекторов и показана необходимость учёта трещин при бурении скважин и разработки месторождения. Лично автором проведено экспериментальное изучение кернового материала по 16 скважинам и дополнительно обработаны лабораторные исследования проведенные во ФГУП «ВНИГНИ» и ОАО «Енисейнефтегазгеология». Изучены особенности строматолитовых доломитов рифея и показано влияние текстурно-структурных свойств на характеристику пустотного пространства. Применены методы ртутной порометрией, РЭМ, петрографическое исследование больших прокрашенных шлифов и изучение трещиноватости под бинокулярным микроскопом. Выявлена геометрия трещин и визуализирована морфология пустотного пространства методом неразрушающего контроля – капиллярной дефектоскопией. Построена карта выхода рифейских отложений на предведскую эрозионную поверхность и литофизические разрезы характеризующие строение, состав и мощности продуктивных отложений. Корреляция и сопоставление литофизических разрезов скважин позволили проследить фациальную изменчивость различных толщ рифея по площади и этажу нефтегазоносности природного резервуара.

**Публикации и апробация работы.** По теме диссертации опубликовано 12 работ, включая тезисы конференций, из них пять в журналах, входящих в список Высшей Аттестационной Комиссии.

Основные результаты работ докладывались на российских и международных совещаниях, семинарах и конференциях: VIII научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых учёных с международным участием «Геология в развивающемся мире» (ПНИПУ,

Пермь, 23-26 апреля 2015); 14-я Международная выставка «Неразрушающий контроль и техническая диагностика в промышленности» (Москва, 17-19 февраля 2015); VII научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых учёных с международным участием «Геология в развивающемся мире» (ПНИПУ, Пермь, 24-27 апреля 2014); VII международная конференция «Молодые - Научкам о Земле» (МГРИ-РГГРУ, Москва, 15-17 апреля 2014); Arctic Days 2014 (г. Тромсо, Норвегия, 2014); XXI Международная конференция студентов, аспирантов и молодых ученых Ломоносов-2014 (МГУ, Москва, 7-11 апреля 2014); V Международная молодежная научно-практическая конференция «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность» (ООО «Газпром-ВНИИГАЗ», Москва, 20-22 ноября 2013); III Международная конференция молодых ученых и специалистов «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии XXI века» (ВНИГРИ, Санкт-Петербург, 28 октября – 1 ноября 2013); 12-ой Международная выставка по неразрушающему контролю и технической диагностике в промышленности (Москва, 26-28 марта 2013).

**Структура и объём диссертации.** Диссертационная работа содержит 159 страниц печатного текста, состоит из 5 глав, введения и заключения. Работа иллюстрирована 76 рисунками, 16 фотографиями и 4 текстовыми таблицами. Список использованной литературы составляет 166 наименований.

#### **Благодарности.**

Автор выражает искреннюю благодарность своему научному руководителю д.г.-м.н. *Антонине Васильевне Ступаковой* за всестороннюю поддержку и помощь в процессе написания работы. Особую признательность автор выражает д.г.-м.н., профессору *Ксении Ивановне Багринцевой* и д.г.-м.н., профессору *Евгении Емельяновне Карнюшиной* за многолетнюю поддержку, а также за участие в формировании мировоззрения диссертанта. Автор очень признателен за помощь в проведении аналитических исследований и консультации сотрудникам кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова *Т.А. Кирюхиной*, *С.И. Бордунову*, *Р.А. Хамидуллину*, *А.А. Сусловой*, *Н.И. Коробовой*, *А.В. Мордасовой*, и сотрудникам Лаборатории петрофизики ФГУП «ВНИГНИ» *Д.А. Асташкину*, *В.Б. Борисову*, *И.В. Шершукову*, *А.В. Татанову*, *Г.И. Шершукову*. Автор благодарит коллектив ОАО «Красноярск-НИПИнефть» и лично *Наталью Борисовну Красильникову* за совместные исследования и дискуссии, посвящённые проблемам изучения ЮТМ.

Особую благодарность автор выражает всем членам своей семьи и друзьям за бесценную поддержку и понимание во время написания работы.

# **Глава 1. Геолого-геофизическая изученность Юрубчено-Тохомского месторождения и обзор исследований рифейского комплекса отложений**

## **1.1. Физико-географический очерк**

Юрубчено-Тохомское месторождение (ЮТМ) расположено на территории Байкитского района Эвенкийского автономного округа Красноярского края. Район малонаселён. В непосредственной близости от месторождения в пределах Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ) находятся посёлки Ошарово и Куюмба.

Месторождение открыто в 1982 г поисковой скважиной Юр-2, при испытании которой из интервала 2210-2251 получен приток газа дебитом 225,4 тыс м<sup>3</sup>/сут через штуцер диаметром 13,5 мм. Первый приток нефти на месторождении получен в 1984 г при испытании скважины Юр-5. Основная залежь, приуроченная к рифейским отложениям, нефтегазоконденсатная, массивная, тектонически и стратиграфически ограниченная. Высота нефтяной залежи 49 м, газовой шапки в своде до 91 м. Площадь всей залежи 11871 км<sup>2</sup>. Всего на месторождение пробурено более 200 скважин, в том числе 10 параметрических, 42 поисковых, 52 разведочные. Промышленные притоки нефти достигают 637 м<sup>3</sup>/сут, газа - 389 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

С географической точки зрения ЮТМ находится в пределах Заангаро-Тунгусского плато Средне-Сибирского плоскогорья. Глубоко врезы долины рек имеют абсолютные отметки +160 - +240 м, водоразделы +300 - +700 м. Последние имеют полого-холмистый и грядо-каменный рельеф.

Основной транспортной артерией в пределах ЮТЗ является р. Подкаменная Тунгуска, навигация на которой возможна с конца мая до середины июня для малотоннажных судов с осадкой до 1,5 м. Расстояние водным путем от Красноярска до посёлка Байкит составляет 1423 км, до посёлка Куюмба - 1551 км.

## **1.2. Геолого-геофизическая изученность**

Геолого-геофизические работы в юго-западной части Сибирской платформы, где расположено месторождение, имеют продолжительную историю. Первые геологические работы начались здесь в двадцатые годы. В это время выполнены разрозненные маршруты, среди которых можно выделить работы П.Г. Николаева (1921-1923 гг), С.В. Обручева (1921-1929 гг), А.Г. Вологодина (1939), Г.И. Кириченко (1939), в ходе работ была разработана стратиграфическая схема верхней части осадочного чехла.

В 1947 г. началось планомерное изучение района экспедициями Всесоюзного аэрогеофизического треста (ВАГТ). Территория месторождения покрыта геологической съемкой масштаба 1:200 000 которая выполнялась экспедициями ВАГТа (А.А. Боручинкин,

1962; А.А. Юон А.А., 1962), а также Красноярским геологическим управлением (Л.Л. Исаев 1965; В.Т. Кирличенко 1966 г; В.А. Борисов, 1968).

Примерно в эти же годы рассматриваемая территория была охвачена рядом других геологических, как полевых, так и обобщающих работ (Т.В. Явтуха 1958; С.Б. Правоторов 1966г; И.И. Байбородских 1964 г. и др.). В результате этих работ было детализировано стратиграфическое расчленение разреза, получены новые сведения о тектоническом строении и гидрогеологии.

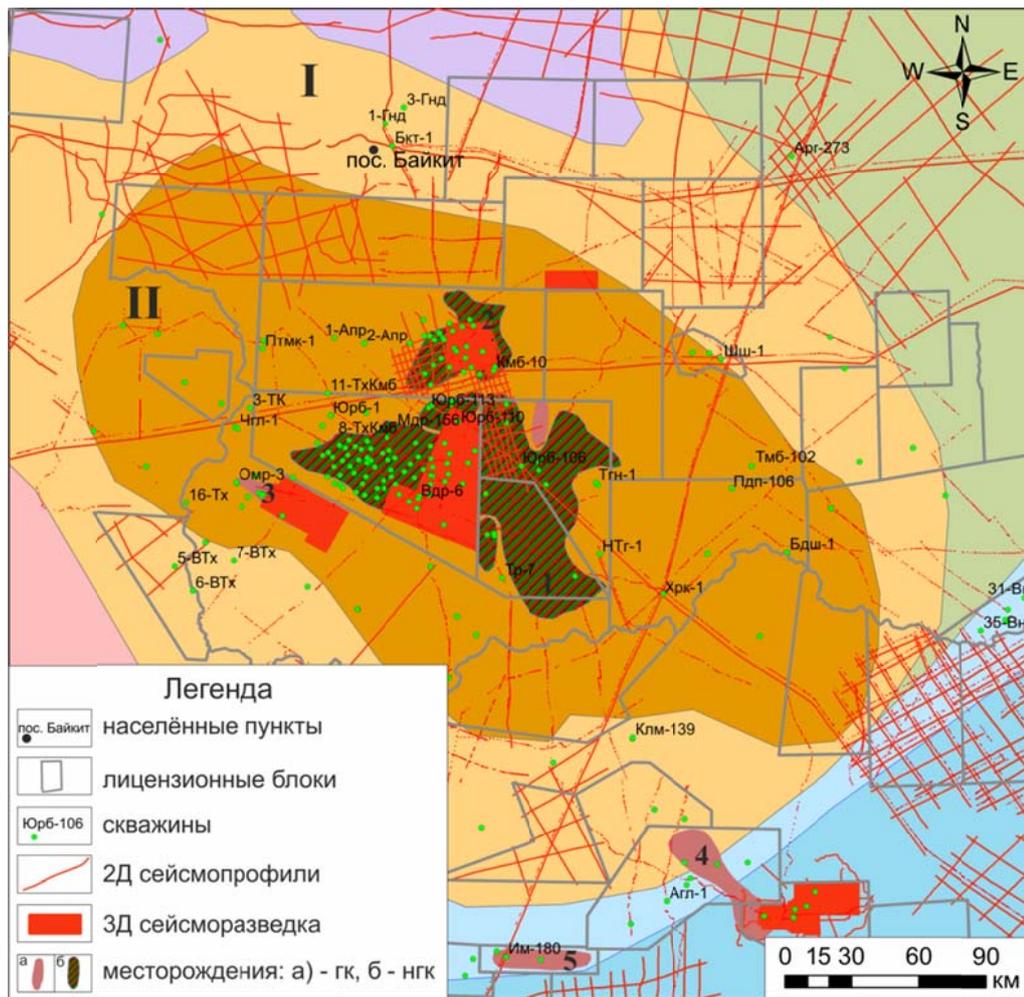
В 1974-1975 гг Верхнетохомским отрядом в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски (бассейны рр. Тохомо, Левое и Правое Камо) проводились структурно-поисковые работы масштаба 1:100 000 (В.И. Желудков). По их результатам было уточнено структурно-тектоническое строение района, детализированы Верхнетохомское поднятие, Манкурский купол, выявлены Бугарикская брахиантиклиналь, Большепитский структурный нос, Ньюондинская мульда.

В 1974-1981 гг 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-Куюмба (Г.Т. Дербенко, 1982 г).

Глубокое бурение на нефть и газ в пределах ЮТЗ началось в апреле 1970 г бурением параметрической скважины Тайгинская-1 (рис. 1.1). В августе 1972 г бурением параметрической скважины Куюмбинская-1 (К-1) начались работы на Куюмбинской площади. Скважина закладывалась в пределах одноименного поднятия, выявленного геологосъемочными работами по кембрийским отложениям. При испытании в этой скважине интервала 2115-2292 (-1940 -2351) м из отложений рифея были получены притоки газа дебитом 70,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут через штуцер диаметром 11,5 мм.

Первый промышленный приток нефти в пределах ЮТЗ получен в феврале 1977 года при испытании в поисковой скважине К-9 интервала 2232-2242 (-2045-2055) м. Дебит через штуцер диаметром 8 мм составил 43,8 м<sup>3</sup>/сут. В том же году получены притоки нефти из поисковой скважины К-2 в интервалах 2384-2507 (-2148-2271) и 2389-2400 (-2153-2164). Дебит составил в первом случае 135 м<sup>3</sup>/сут через штуцер диаметром 10 мм, а во втором - 47,9 м<sup>3</sup>/сут через штуцер 8 мм. Всего в 1970-1982 гг. в северо-восточной части ЮТЗ на Куюмбинской, Тайгинской и Усть-Камовской площадях пробурено 3 параметрических (Тг-1, К-1, У-Км-20) и 14 поисковых (К-2 - К-15) скважин. Промышленные притоки нефти были получены скважинах К-2, 9; газа - К-1, 3.

В 1982 г работы на Куюмбинской площади были прекращены, в связи с незначительными запасами и большим выполненным объемом бурения дальнейшее проведение поисково-разведочных работ признано экономически нецелесообразным.



*Рис. 1.1. Геолого-геофизическая изученность Камовского свода Байкитской антеклизы (по данным ФГУНПП «Росгеолфонд» и ИИС, 2015)*

**Тектонические элементы:** I – Байкитская антеклиза, II – Камовский свод; **Месторождения:** 1 – Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное, 2 – Куюмбинское газоконденсатно-нефтяное, 3 – Оморинское газоконденсатное, 4 – Агалеевское газоконденсатное, 5 – Оморинское газоконденсатное. **Сокращения:** гк – газоконденсатное, нгк – нефтегазоконденсатное; **скважины:** Юрб – Юрубченская, Кмб – Куюмбинская, Тр – Терская, ТК – Терско-Камовская, Тх – Тахомская, Мдр – Мадринская, Агл – Агалеевская, Апр – Апрельская, Шш – Шушукская, Птмк – Петимокская, Чгл – Чегалбуканская, Омр – Оморинская, ВТх – Верхнетохомская, Тгн – Тайгинская, Нтг – Нижне-Тайгинская, Хрк – Хоркичская, Клм – Колымовская, Пдп – Подпорожная, Тмб – Таимбинская, Бдш – Бедошемская, Вн – Ванаварская, Им – Имбинская.

С окончанием работ на Куюмбинской площади основной объем работ был перенесен в юго-западную часть ЮТЗ, где в 1980 г сейсморазведкой ОГТ по отражающим горизонтам кембрия  $H_2$  (ангарская свита), У (усольская свита) и венд-кембрия Б (тэтэрская свита) было подготовлено к глубокому бурению Юрубченское локальное поднятие. В апреле 1981 г в пределах поднятия забурена параметрическая скважина Юрубченская -1 (Юр-1). Скважина оказалась в зоне отсутствия рифейских отложений. В 1982 в южной части поднятия началось бурение поисковой скважины Юр-2. При испытании в этой скважине интервала 2210-2251 (-

1952 -1993) м, охватывающего оскобинскую свиту и верхнюю часть рифея, получен приток газа дебитом 225,4 тыс.м<sup>3</sup>/сут через штуцер 13,5 мм.

Поисковые скважины Юр-3 и Юр-4, бурение которых началось в 1983 г, не были доведены до проектной глубины из-за поглощений в рифейских отложениях, сопровождавшихся интенсивными газопроявлениями.

В октябре 1984 г в поисковой скважине Юр-5 при испытании открытым способом в интервале 2285-2295 (-2040 - -2050) м получен приток нефти дебитом 284 м<sup>3</sup>/сут через штуцер диаметром 12 мм. По итогам 1984 г месторождение поставлено на Государственный баланс под названием Юрубченское.

В 1985-1987 гг на Юрубченской площади осуществлено бурение поисковых скважин Юр-6, 8, 9, 11, 13, а также разведочных скважин Юр-7, 10. Притоки углеводородов были получены в скважинах Юр-7, 8, 10, 13. Скважины Юр-6, 9 попали в зону отсутствия карбонатных отложений рифея, а скважина Юр-11 вскрыла рифей ниже ВНК.

Одновременно, в 1986 г начато бурение поисковых скважин Вдр-1, 2, 3, находившихся в пределах Нижнетохомского поднятия, расположенного к востоку от Юрубченского поднятия, подготовленного в 1984 г к глубокому бурению сейсморазведкой ОГТ. В результате работ, проведенных в 1985-1987 гг на Юрубченской и Вэдрэшевской площадях была установлена промышленная нефтегазоносность отложений рифея.

В 1988 г в скважине Юр-18 был впервые получен приток газа из вендских отложений (оскобинская свита), а в 1989 г в скважине Юр-67 – из эродированных гранитов. В 1996 г территория месторождения была разделена на лицензионные участки, с этого момента начинается новый этап изучения.

В конце 1990 – начале 2000-х гг на ЮТЗ начаты сейсморазведочные работы 2-D и 3-D основанные на современных технологиях, существенно расширен комплекс ГИС, внедрены новые методы бурения и опробования скважин, отбора керна и гидродинамических исследований.

С 2005 г. на ЮТМ проводится опытно-промышленная разработка в ограниченном объёме. В 2011 г пробурено три горизонтально-наклонных скважины с горизонтальной частью ствола более 1 км. В настоящее время в ЮТЗ пробурено более 200 скважин, отработано современной сейсморазведкой 2D более 10720 пог. км, 3D – 730 км<sup>2</sup> (В.В. Харахинов и др., 2011).

Промышленный запуск первого участка месторождения планируется на 2017 г с выходом добычу нефти к 2019 г до 5 млн. т в год, но скорее всего сроки будут сдвинуты на более позднее время.

### 1.3. Обзор исследований рифейских отложений

Долгое время считалось, что отложения докембрия малоперспективны для поисков УВ. В 1960 году академик А.А. Трофимук предположил, что рифейские отложения Восточной Сибири могут содержать нефть и газ. Интерес к рифейским отложениям ЮТМ возрос в конце 70-хх – начале 80 хх годов прошлого века после получения промышленных притоков на Куюмбинском и Юрубченском поднятиях (А.А. Трофимук, 1992).

В 1987 г специалистами ПГО «Енисейнефтегазгеология», ПГО «Енисейгеофизика», НПО «Сибгео», НПО «Союзпромгеофизика», ВостСибНИИГГиМСа и ВНИГНИ под руководством А.Э.Конторовича, В.Д.Накарякова, Л.Л.Кузнецова, В.А.Кригина, В.Г.Сибгатуллина была разработана «Комплексная программа по оптимизации региональных, поисковых и разведочных работ в Юрубчено-Тохомской зоне газонефтенакопления» (Комплексная программа...). В её рамках выделялись две подпрограммы, первая – направлена на подготовку к разработке первоочередного участка в пределах Юрубченской и Вэдрэшевской площадей, вторая – ориентирована на оценку ЮТЗ в целом.

В 1995 году коллективом АО «Енисейнефтегаз» был произведён первый «Подсчёт запасов нефти, газа и конденсата Юрубчено-Тохомского месторождения». После чего в 1996 году территорию ЮТЗ разделили на четыре лицензионных участка: Юрубченский, Куюмбинский, Терско- Камовский (северный) и Терско-Камовский (южный). С этого момента начинается новый этап изучения Камовского свода Байкитской антеклизы.

В 2005 году в Государственном Комитете по запасам (ГКЗ) РФ группой специалистов «Красноярскгеофизика» под руководством А.А. Конторовича был защищён «Отчёт по подсчёту запасов нефти, газа и газоконденсата Юрубчено-Тохомского месторождения (пределах Юрубченского лицензионного участка)». В последующие годы и по настоящее время проводится опытно-промышленная разработка в ограниченном объёме (В.В.Харахинов и др., 2011).

В 2008 г. на основе полученной новой геолого-геофизической информации и вновь созданных моделей строения Куюмбинского и Терского сектора Юрубчено-Тохомского месторождений группой специалистов ВНИГНИ, ООО «Тверь-Геофизика» и ООО «Славнефть-НПЦ» в составе В.И. Петерсилье, Г. Г. Яценко, С.М. Френкеля, А.Ф. Боярчука, Н. С. Шик, В.В. Харахинова, С.И. Шленкина, В.А. Зеренинова был проведен подсчет запасов нефти, газа и конденсата этих месторождений и успешно защищен в ГКЗ РФ.

Стратиграфическая характеристика рифейских отложений первоначально основывалась на корреляции со стратиграфическим стандартом соседнего Енисейского кряжа (Н.В. Мельников и др., 2005). В дальнейшем эти отложения выделены в самостоятельную стратиграфическую единицу под названием камовская серия мощностью порядка 3,5 км.

В работах Б.Г. Краевского; В.В. Хоментовского, К.Е. Наговицина, Е.М. Хабарова, И.В. Вараксиной и др. установлено циклическое строение камовской серии ЮТЗ. В качестве первого укрупненного цикла рассматриваются нижние три толщи: песчаную делингдэкэнскую (зелендуконская), глинисто-карбонатную вздрэшевскую (мадринскую) и доломитовую юрубченскую. В составе расположенной выше части рифейского разреза выделяются еще четыре цикла, состоящих из глинисто-доломитовой и фитогенной карбонатной толщ (долгоктинская-куюмбинская, копчерская-юктенская, рассолкинская-вингольдинская, токурская-ирэмэкэнская). В данных работах уточнено, что абсолютное большинство толщ рифейского разреза ЮТЗ имеет между собой согласные взаимоотношения. Размыв небольшого масштаба отмечается лишь перед формированием юрубченской толщи, содержащей в основании песчаные доломиты и песчаники, а также в самой нижней части делингдэкэнской (зелендуконской) толщи.

Сибирская платформа, один из классических районов широкого распространения отложений верхнего протерозоя, отличается значительной полнотой разрезов, спецификой строения их в различных структурно-фациальных зонах и широким распространением карбонатных осадков, вмещающих строматолиты и микрофитолиты (Т.А. Дольник, 2000). С целью расчленения и корреляции образований докембрия используется комплекс методов включающий историко-геологический, радиологический и палеонтологический: строматолиты, микрофитолиты, микрофоссилии и др. Палеонтологический метод широко стал применяться в стратиграфии рифея и венда после публикаций первых схем расчленения по строматолитам и микрофитолитам, в основе которых лежали материалы В.П. Маслова, И.К. Королюк, И.Н. Крылова, М.А. Семихатова, С.В. Нужнова, Е.А. Рейтлингер, З.А. Журавлевой и др.

Детальные работы по изучению строматолитов и микрофитолитов Восточной Сибири проводятся с 1964 г. Тем не менее, возраст рифейского комплекса ЮТЗ или камовской серии в настоящее время является остро дискуссионным, по этому вопросу высказываются две полярные точки зрения. Согласно одной из них, камовская серия соответствует керпыльскому и лахандинскому горизонтам (Б.Г. Краевский и др., 2010) Общесибирской шкалы рифея, согласно другой (Е.М. Хабарова и др., 1994), она включает в себя отложения и аймчания, и учурия, т.е. охватывает весь рифей (без байкальского горизонта).

В 1988 году А.А. Конторович, А.Э. Конторович, В.А. Кринин, Л.Л. Кузнецов, В.Д. Накарядов, В.Г. Сибгатуллин, В.С. Сурков и А.А. Трофимук на основе анализа пластовых давлений предположили единую рифейско-нижневендскую массивную газоконденсатно-нефтяную залежь, занимающую всю присводовую часть Байкитской антеклизы. В 1992 году А.А. Трофимук в своей монографии впервые обобщил результаты 20-летних исследований

геологического строения, модели залежи коллекторов рифея, оценка их ёмкости, обобщены итоги поиска и разведки нефти и газа ЮТЗ.

Дальнейшие исследования связаны преимущественно с группой А.Э. Конторовича, ими детально охарактеризована история прогноза, выявления и разведки перспективных областей, дана методика проведения геолого-разведочных работ, описана стратиграфия отложений рифея, на основании абсолютно-возрастных определений и корреляции с разрезами рифея Енисейского кряжа и изотопных исследований. Приведены тектонические схемы рифейского и венд-фанерозойского структурных этажей Байкитской антеклизы. Установлено, что под эрозионной поверхностью рифея располагается гигантская массивная нефтегазовая залежь.

Нефтематеринские формации рифея, венда и кембрия Сибирской платформы и разновозрастные очаги нефтегазообразования рассмотрены в монографии Т.К. Баженовой с соавторами (2014). Приведена оценка масштабов эмиграции углеводородов из очагов генерации. Рассмотрены особенности состава и распределения углеводородов – биомаркеров в нефтях и битумоидах нефтематеринских пород. Приведены результаты генетической типизации нефтей и их корреляции с разновозрастными нефтематеринскими толщами по биомаркерным показателям.

В монографии И.Д. Тимошиной (2005) детально рассмотрена геохимия нефтей и газов, установлен широкий спектр углеводородов-биомаркеров, показано, что, как и в других протерозойских нефтях Сибирской платформы, в юрубчно-тохомской нефти в аномально высоких концентрациях встречаются 12- и 13-монометилалканы, в стернах доминируют этилхолестаны, установлено специфическое распределение трициклических терпанов. Нефть обогащена изотопом  $^{12}\text{C}$ . Детально дана геохимическая характеристика мощной ( $> 200$  м) мадринской толщи карбонатно-углеродистых аргиллитов в рифее ЮТЗ. Источником органического вещества были прокариоты и простейшие эукариоты (планктон, бентос, бактериальное живое вещество). Органическое вещество обладало исключительно высоким начальным генерационным потенциалом.

Дискуссионным остается вопрос геологической модели месторождения ЮТЗ, по мнению Б.А. Соколова, В.А. Егорова, В.Д. Накарякова и др. (1989) принципиально различная трактовка выражена в двух моделях рифейского природного резервуара разработанных сибирскими геологами и сотрудниками ВНИГНИ.

Сибирскими геологами предложена модель докембрийских образований, заключающаяся в срезании разновозрастных, литологически и фациально практически однородных рифейских толщ предвендской эрозионной поверхностью. При этом считается, что границами залежей служат выступы фундамента, выходы на эрозионную поверхность

преимущественно глинистых толщ рифея и отдельные разломы (А.Э. Конторович и др., 1996, А.А. Конторович и др., 1998).

Сотрудники ВНИГНИ, разработавшие методологию структурно-литологической интерпретации данных сейсморазведки и бурения, предложили другую геологическую модель ЮТЗ. Она основана на представлении о субгоризонтальном залегании рифейских толщ, характеризующихся резкой латеральной литолого-фациальной неоднородностью слагающих в пределах Куюмбиинского месторождения крупный одноименный грабен-рифт. При этом было выделено 7 типов разреза, из которых наибольшей продуктивностью характеризуются 3 типа, обладающих максимальным развитием макротрещиноватости (В.С. Славкин и др., 1994, 1999).

Диссертанту импонирует первая точка зрения, которая подтверждается как собственными исследованиями, так и исследованиями А.К. Битнера (1990), Д.Б. Горина, В.Г. Кузнецова и др. (1992, 2006), И.Е. Постниковой, О.В. Постниковой и др. (2001). По их мнению, в пределах ЮТЗ основные промышленные притоки получены из верхней части рифейского комплекса и приурочены к карстовым полостям образовавшихся в эпоху континентальных перерывов. К.И. Багринцева (1999, 2003), К.И. Багринцева, Н.Б. Красильникова, Р.С. Сауткин (2015), Д.Е. Кнеллер и др. (1990) утверждают, что практически весь объём рифейского природного резервуара ЮТМ является эффективным в связи с интенсивным развитием в нём трещинных и каверново-трещинных типов коллекторов, а также крупных карстовых полостей, возникновение которых тесно связано с развитием палеокарста и вторичных процессов.

Крайне интересными являются результаты исследований степени гидрофобизации пород проведённые К.И. Багринцевой (1999), ею был доказан неодинаковый характер смачиваемости трещиноватых разностей: низкопористая матрица сохраняет свои гидрофильные свойства, полости трещин - гидрофобизованы. Гидрофобизация различна для нефтяной и газовой части месторождения. Высокие значения краевого угла смачивания более  $110^\circ$  характеризуют гидрофобизацию трещин и каверн и доказывают наличие нефти. Это свидетельствует об эффективности пустот для углеводородов. Уменьшение величин краевого угла смачивания до  $100^\circ$  свойственно породам из газовой части.

Таким образом, рифейские отложения Сибирской платформы на протяжении нескольких десятилетий активно изучались с позиции стратиграфии, палеонтологии, литологического и минерального состава пород, оценки их коллекторского потенциала и нефтегазоматеринских свойств. Однако, из-за сложного геологического строения, недостаточной разбуренности и неравномерной сейсмической изученности Камовского свода дискуссионным остаётся вопрос о формировании и продуктивности отложений ЮТМ, а также перспективам нефтегазоносности рифейского комплекса Байкитской антеклизы.

## **Глава 2. Геологическое строение и нефтегазоносность района исследования**

### **2.1. Стратиграфия**

В геологическом строении ЮТЗ принимают участие образования гетерогенного фундамента протерозойского возраста и осадочный чехол, сложенный карбонатными и терригенно-карбонатными породами рифея; терригенными, карбонатно-терригенными и карбонатными венда; карбонатными и галогенно-карбонатными нижнего-среднего кембрия, а также глинисто-карбонатными – верхнего и среднего кембрия. Основная информация о строении рифейских, вендских, палеозойских и мезозойских карбонатных, терригенных и эвапоритовых образований получена по обнажениям в краевых частях платформы, а также по материалам глубокого бурения.

#### *Рифейская эратема*

Рифейские отложения выходят на дневную поверхность в зонах сочленения Сибирской платформы с обрамляющими складчатыми сооружениями Енисейского кряжа, Восточных Саян, Байкальской горной области, а также в краевых и внутренних районах платформы – в центральных частях Алданской антеклизы, Турухано-Норильской гряды, на Анабарском и Оленекском сводах, Чадобецком поднятии.

По результатам бурения в западной части Сибирской платформы между венд-кембрийскими и рифейскими отложениями отмечены перерыв и угловое несогласие.

Рифейские отложения представлены строматолитовыми доломитами серыми, светло-темносерыми с розовым и буроватым оттенками, красновато-коричневато-серыми с многочисленными прожилками розового доломита, сульфата. Среди доломитов имеются пласты ярко-зеленых, красных, темно-серых аргиллитов, иногда встречаются пропластки песчаников (рис. 2.1).

Углы падения рифейских пород меняются от 10 до 85°, чаще от 15 до 25°. Судя по большим мощностям (до 3 км) и изменениям углов наклона слоистости по керну, рифейские отложения собраны в складки. В результате предвенского перерыва эти складки были частично сэродированы, поэтому отложения венда залегают несогласно на различных горизонтах рифея.

Рифейские отложения западной и восточной частей Сибирской платформы имеют существенные различия. Степень вторичной преобразованности пород рифея увеличивается в направлении с востока на запад. На востоке это нормальные осадочные породы в пределах Алданской и Непско-Ботуобинской антеклиз и Ангаро-Ленской ступени; в пределах Катангской седловины и Байкитской антеклизы на юге Турухано-Норильской гряды это очень плотные породы с многочисленными вторичными включениями и прожилками; в Норильском районе на севере Турухано-Норильской гряды это рассланцованные, окварцованные образования.

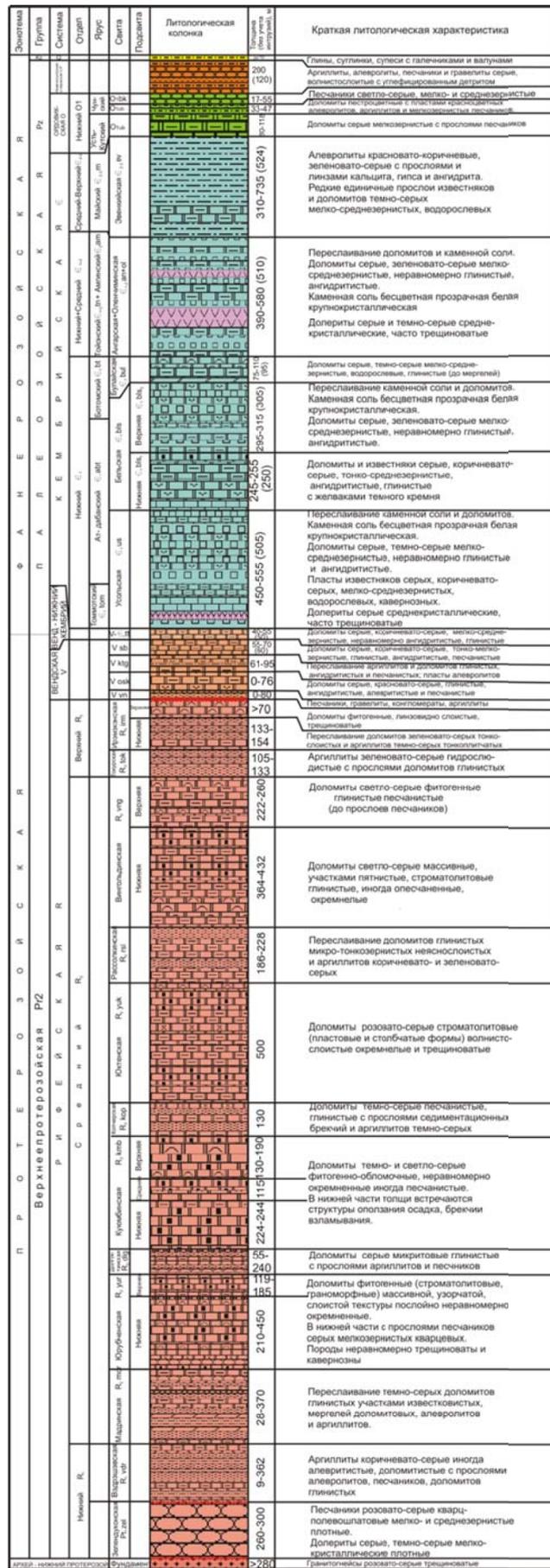


Рис. 2.1. Схематический сводный стратиграфический разрез Юрубчено-Тохомской зоны (А.А. Жеребцов, А.А. Контарович, С.Б. Столяров, 2004).

Следы размыва рифейских толщ четко фиксируются только в западных разрезах.

Углы наклона пород рифея в восточных районах незначительны, одинаковы с углами наклона вышележащих образований венда и кембрия; в западных районах угловое несогласие (15—45°) между этими отложениями фиксируется в большинстве разрезов и может достигать 90° (р. Каменка).

Эти факты обусловлены различиями в возрасте консолидации западного - Ангаро-Тунгусского (позднеархейского-нижнепротерозойского) и восточных (катархейских-раннеархейских) крупных блоков фундамента. Слабая консолидированность фундамента в пределах западного блока привела к формированию крупных рифейских прогибов, накоплению рифейских толщ мощностью в несколько километров, промежуточной складчатости этих толщ. В восточных блоках рифейские отложения входят в состав платформенного чехла.

#### *Вендская система*

Вендские отложения с размывом залегающие на различных уровнях рифея и на фундаменте, в нижней части они представлены красноцветными терригенными породами ванаварской свиты, которая расположена по западной и южной частям Байкитского бассейна, в центральной, северной и восточной частях ее нет, здесь на рифей или фундамент налегают более молодые свиты венда – сульфатно-доломитовая оскобинская, а далее на север – глинисто-доломитовая катангская; в южной части бассейна в катангской и оскобинской свитах распространены пласты каменной соли. Общая мощность вендских отложений меняется от 180-200 м на севере и в центре до 750-1100 м на юге Байкитского бассейна.

#### *Кембрийская система*

Кембрийские отложения составляют значительную часть осадочного чехла Байкитского бассейна. Нижний-средний кембрий составлен чередованием соленосно-доломитовых (снизу вверх: ниже-, верхнеусольская, верхнебельская подсвиты, ангарская свита, верхнелитвинцевская подсвита) и доломитовых толщ (среднеусольская, нижнебельская подсвиты, булайская свита, нижнелитвинцевская подсвита) общей мощностью от 1400 до 2020 м. Средне-верхнекембрийская часть разреза представлена глинисто-карбонатными красноцветными породами эвенкийской свиты мощностью от 400 до 470 м, выходящими во многих районах на дневную поверхность.

#### *Ордовикская система*

Ордовикские отложения в нижней части карбонатные, в средней – песчанистые, в верхней – глинисто-карбонатные развиты спорадически на вершинах сопок в центральных районах Байкитского бассейна и повсеместно на его северной и северо-восточной окраинах. Общая мощность их составляет 490 м.

### *Силурийско-Девонская нерасчленённые системы*

Глинисто-карбонатные и карбонатные отложения силура и красноцветные карбонатно-глинистые отложения девона отмечаются только по краю северного борта Байкитского бассейна.

### *Каменноугольная и Пермская нерасчленённые системы*

Угленосные средне-верхнекаменноугольные и пермские, а также вулканогенно-осадочные нижнетриасовые отложения широко распространены в северо-восточной части бассейна. Мощность их достигает нескольких сотен метров.

### *Триасовая система*

Отложения триаса на Сибирской платформе достаточно широко распространены и весьма разнообразны по литологическому и формационному составам. Они представлены морскими терригенными, континентальными терригенными и терригенно-угленосными породами, а также вулканогенными образованиями. Однако на территории района исследований они полностью отсутствуют.

Более молодые породы юры, мела и палеогена обнаружены только в отдельных участках бассейна. Это терригенные и угленосные отложения мощностью не более 100 м.

## **2.2. Тектоническое строение**

Изучение особенностей строения глубоких горизонтов земной коры и тектоники фундамента Сибирской платформы базируется в основном на геофизических (гравимагнитных и сейсморазведочных) данных. В пределах домезозойской части Сибирской плиты обособляются четыре антеклизы Анабарская, Алданская, Непско-Ботуобинская, Байкитская и четыре синеклизы Тунгусская, Курейская, Присяяно-Еннсейская, Предпатомский региональный прогиб, а также промежуточная Ангаро-Ленская ступень (рис. 2.2).

Байкитская антеклиза расположена на юго-западной окраине Сибирской платформы и имеет неправильную, несколько вытянутую в северо-западном направлении форму, размером 500×250 км и амплитуду свыше 1 км. Площадь её около 125 тыс. км<sup>2</sup>. От Енисейского кряжа антеклиза отделена узким (несколько десятков километров) прогибом поверхности фундамента. Наиболее четко она выражена по базальным горизонтам нижнего палеозоя. Поверхность кристаллического фундамента по данным региональной сейсморазведки в пределах антеклизы характеризуется достаточно дифференцированным рельефом и образует единое надпорядковое поднятие (рис. 2.3). Глубина ее залегания изменяется от 3 до 6 км, уменьшаясь в пределах отдельных блоковых поднятий до 2 км.

Внутренняя структура антеклизы достаточно гетерогенна как в плане, так и по разрезу. В её пределах выделен всего один тектонический элемент I порядка – Камовский свод, который

приурочен к южной части антеклизы и оконтурен с учетом буровых и сейсморазведочных работ по стратоизогипсе - 2,1 км (подшола усольской свиты), в этих границах его площадь составляет около 43 тыс. км<sup>2</sup>, а амплитуда не превышает 0,5 м. Свод имеет сложную с извилистыми очертаниями форму и вытянут в северо-западном направлении более чем на 300 км при средней ширине около 125 км. Для него характерно, исключая склоны Чадобецкого куполовидного поднятия, очень пологое, близкое к горизонтальному залегание нижнепалеозойских пород, которое нарушается лишь вблизи разломов и крутых флексур. Судя по результатам сейсморазведки, на территории свода преобладает согласное залегание верхних и нижних горизонтов кембрия. Однако известны случаи (Бугарикское поднятие) весьма существенных изменений структурного плана по разрезу, что обусловлено присутствием трапповых интрузий (А.С. Анциферов и др., 1981).

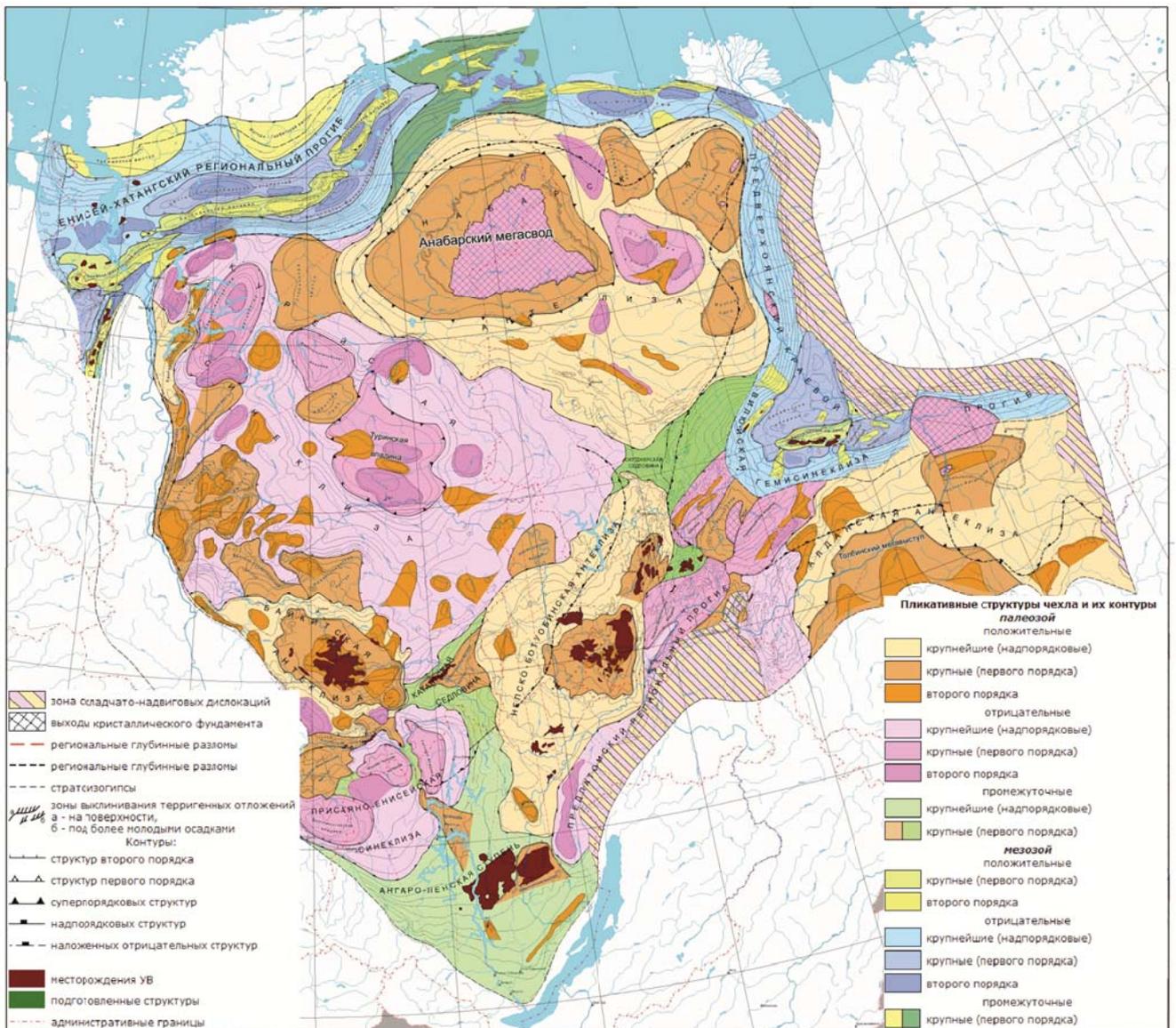


Рис. 2.2. Структурно-тектоническая карта нефтегазоносных провинций Сибирской платформы (В.С. Старосельцев и др., ФГУП «СИННИГГиМС», 2015)

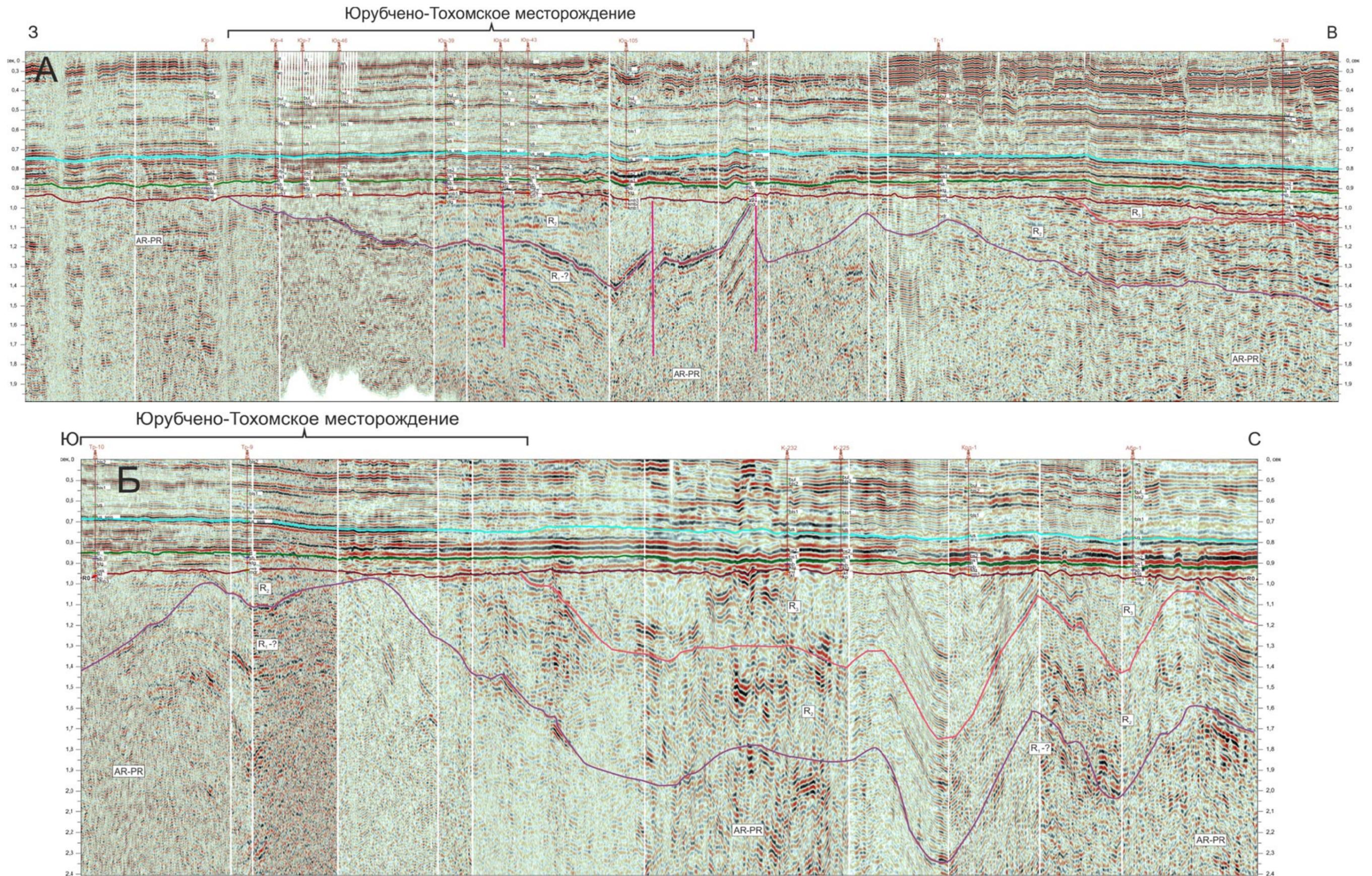


Рис. 2.3. Сейсмо-геологический разрез Байкитской антеклизы и Юрубчено-Тохомского месторождения (по данным ПАО «НК «Роснефть»)

Рельеф поверхности фундамента в пределах Камовского свода образует несколько обособленных поднятий, их абсолютные отметки обычно изменяются в пределах - 2 – - 4 км. Особо сложный и дифференцированный структурный план характерен для рифейских отложений, разбитых на пять блоков преимущественно неправильной формы. Примерами могут служить Мадринский субширотный грабенообразный прогиб шириной до 20 км и более, амплитудой свыше 2 км и ряд выступов фундамента, сложенных гранитоидами. Выступы ограничены разрывами со смещениями в десятки и сотни метров (Гришин и др., 1989).

Положительные структуры второго порядка - куполовидные поднятия, валы, структурные мысы (рис. 2.4) – картируются как в контурах Камовского свода (Юрубченское, Тохомо-Куюмбинское, Тайгинское, Чадобецкое куполовидные поднятия), так и за его пределами – Суломай-Лебяжинский вал, Енгидинское куполовидное поднятие, Оленчиминский, Янгодо-Таиндинский, Муторайский и Среднеиркинеевский структурные мысы. В них отмечаются значительные колебания мощности рифейских пород, которые часто имеют наклон более 10-15° и перекрываются почти горизонтально залегающими породами венда. Структурный план рифейских горизонтов в целом не выяснен. Изучена лишь дислоцированность рифейских образований в ядре Чадобецкого поднятия, которое при округлой форме с диаметром около 30 км имеет амплитуду, превышающую 2,5 км. В его пределах на дневную поверхность выходят отложения рифея, а радиально-концентрический рисунок разрывов свидетельствует о диапировой природе куполовидного поднятия, углы залегания отложений от 10 до 40°. В пределах Юрубченского и Тохомо-Куюмбинского куполовидного поднятия расположена Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления.

В нижнекембрийских горизонтах в пределах Камовского свода выделено девять пликативных структур II порядка, среди них пять замкнутых и четыре незамкнутых. Последние осложняют склоны антеклизы, где при дальнейших работах могут быть выявлены новые поднятия II порядка или существенно уточнены морфологические характеристики уже известных. Площади выделяемых структур от 1,5 до 6,5 тыс. км<sup>2</sup>. Ориентировка пликативных форм довольно разнообразна: три из них вытянуты в северо-восточном направлении и по две - в субширотном, северо-западном и субмеридиональном направлениях. Амплитуды большинства этих поднятий по нижнекембрийским отложениям не превышает 100—150 м.

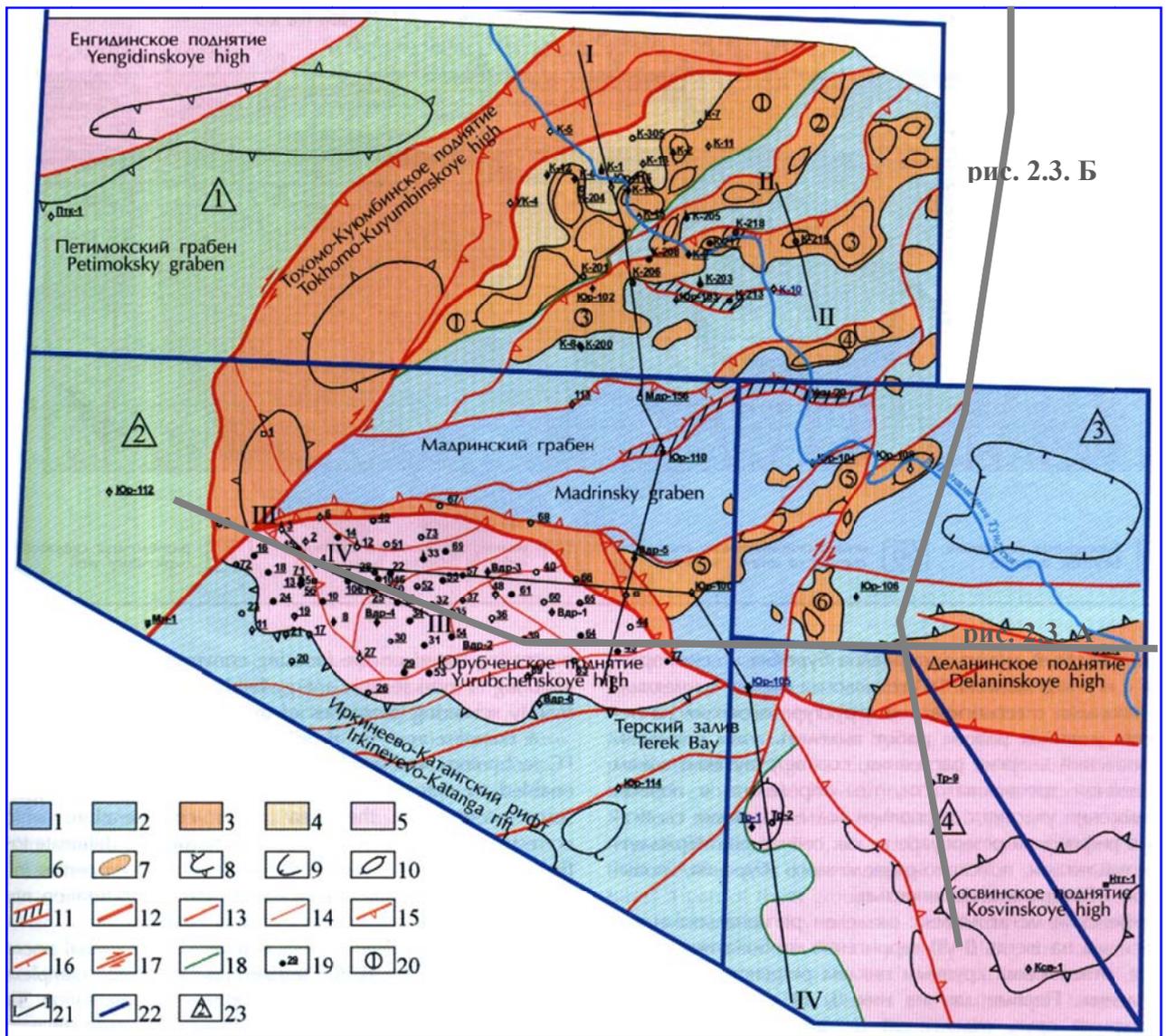


Рис. 2.4. Тектоническая схема Юрубчено-Тохомской зоны (А.П. Афанасенков, 2004)

Региональные тектонические элементы: 1 – рифтогенные грабены, 2 – бортовые склоны рифтогенных грабенов, 3-4 – краевые выступы, обрамляющие рифтогенные грабены (3 – принадвиговые), 5 – межрифтовые поднятия, 6 – межрифтовые депрессии; зональные тектонические элементы: 7 – сложенные в основном органогенными карбонатными постройками, 8 – крупные антиклинальные поднятия, 9 – крупные синклиналиные депрессии; 10 – локальные поднятия, 11 – зоны интенсивной дезинтеграции рифейских комплексов; разломы: 12 – глубинные, 13 – региональные, 14 – зональные и локальные; кинематика разломов: 15 – надвиги, 16 – сбросы, 17 – сдвиги, 18 – границы региональных тектонических элементов; 19 – скважины (К – Куюмбинские, Юр – Юрубченские, Вдр – Вэдрэшевские, Тр – Терские, Ксв – Косвинская, Тг – Тайгинская, Нтг – Нижнетайгинская, Птк – Петимокская, Мдр – Мадринская, Укм – Усть-Камовская); 20 – номера зональных органогенных построек, 21 – линии сейсмогеологических профилей, 22 – границы лицензионных участков, 23 – номера лицензионных участков (1 – Куюмбинский, 2 – Юрубченский, 3 – Терско-Камовский (северный), 4 – Терско-Камовский (южный)).

### 2.3. История геологического развития

История развития осадочного чехла Байkitской антеклизы крайне сложна. Первоначально антеклиза представляла собой Байkitский осадочный бассейн, который заложился на юго-западной окраине древнего архейско-раннепротерозойского кратона, наиболее вероятное начало формирования бассейна – конец раннего рифея, когда в его юго-западной части началось накопление преимущественно терригенной формации (Семихатов М.Л., 1962). В среднем и позднем рифее осадочный бассейн охватил всю территорию Сибирской платформы. В пределах Байkitской антеклизы в это время располагалась основная часть прикратонного позднерифейского Вельминского осадочного бассейна, видимо, пассивного типа (Вотах, 1968). В смежной области (современный Енисейский кряж) развивалась рифтовая зона, ответвления (грабены) которой проникали на территорию рассматриваемой территории.

Мощность рифейских отложений меняется от 3-5 км в юго-западной части Байkitского бассейна до 2-4 км в северо-восточной. Средний рифей представлен карбонатной, а верхний - глинисто-карбонатной формацией.

Во второй половине позднего рифея осадочный бассейн резко сокращается. Только в южной и юго-западной его частях накапливается карбонатно-терригенная формация. В конце рифейской эратемы на территории Байkitского бассейна проявилась фаза складчатости. Рифейские толщи оказались смятыми в складки с углами наклона до 10-15°, на отдельных участках до 70°, разбиты дизъюнктивными нарушениями амплитудой до нескольких километров. Во время и сразу после складчатости происходил интенсивный размыв ранее сформированных толщ, верхнего, среднего рифея, а также кристаллического фундамента. В результате под вендскими субгоризонтальными отложениями скважины вскрывают различные толщи рифея, а в ряде приподнятых блоков – кристаллический фундамент.

В конце позднего рифея и возможно начале раннего венда исследуемая территория подверглась оледенению (Ю.К. Советов и др., 2005), о чем свидетельствуют находки ледниковых отложений, залегающих с глубоким эрозионным врезом и стратиграфическим несогласием на различных довендских отложениях.

В раннем венде осадконакопление возобновляется в южной и юго-западной частях Байkitского бассейна, формируется красноцветная терригенная формация низов венда (ванаварская свита), последняя сменяется терригенно-сульфатно-доломитовой (оскобинская свита). Область осадконакопления в оскобинское время существенно расширилась. Суша и область размыва оставалась только в северо-восточной части Байkitского бассейна. Это - начало нового крупнейшего этапа седиментации на Сибирской платформе, в результате которого сформировался венд-кембрийский формационный комплекс.

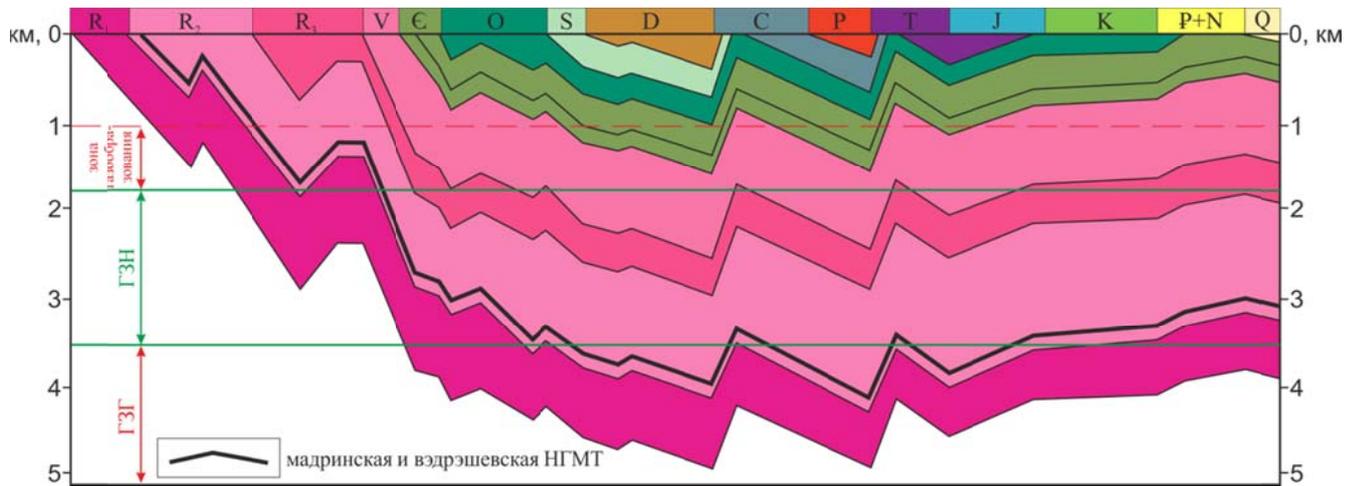
Со второй половины вендского периода (катангское – собинское время) Байкитский бассейн становится юго-западной частью обширного Восточно-Сибирского бассейна, занимавшего всю территорию Сибирской платформы. Этот бассейн максимально расширился в позднем венде и раннем кембрии. В последующие эпохи кембрия началось частичное его сокращение. В позднем венде формируются глинисто-доломитовая и доломитовая толщи, в раннем кембрии и амгинском веке - соленосно-карбонатная толща, в майском веке и в позднем кембрии - глинисто-карбонатная. Совместно с терригенной и терригенно-сульфатно-доломитовой толщами нижнего венда они составляют второй седиментационный комплекс бассейна, мощность которого меняется от 2,1 км на севере и востоке бассейна до 2,5 км в центральной части и до 3 км в юго-западной и южной его частях (А.Э. Конторович и др., 1994).

Анализ мощности вендских и кембрийских отложений позволяет сделать вывод о том, что рифейский рифтогенный режим сменился инверсионным, а в последствии синеклизным (рис. 2.5). К концу кембрийского периода темп прогибания постепенно замедлился, поэтому ордовикские отложения распространены в основном по северной окраине бассейна, где в этот период сформировались карбонатные, терригенные и терригенно-карбонатные породы общей мощностью до нескольких сотен метров. Их можно выделить, как третий седиментационный комплекс Байкитского бассейна.

Отсутствие силурийских, девонских и нижнекаменноугольных отложений не позволяет реконструировать историю развития территории в эти периоды. Можно предположить, что темп осадконакопления замедлялся, площадь - сокращалась. Преобладали эпохи перерывов, особенно в девонском периоде, когда территория Байкитского бассейна становилась областью транзита и, частично, поставщика осадочного материала для Тунгусского бассейна.

После длительных перерывов в осадконакоплении (в силуре и девоне) наступил период - (конец позднего палеозоя - ранний мезозой) формирования Тунгусской синеклизы, которая наложилась и на северо-восточный борт Байкитского бассейна. В результате прогибания этого борта образовалась Байкитская антеклиза, занимающая большую часть седиментационного бассейна в его современных границах. В среднем-позднем карбоне и перми формируется терригенный угленосный комплекс мощностью до нескольких сотен метров, впоследствии размытый почти на всей территории Байкитской антеклизы. Отдельные поля каменноугольных и пермских отложений сохранились в южных, восточных и северо-восточных её частях.

На рубеже палеозоя и мезозоя в осадочные толщи внедряются интрузии долеритов, особенно в верхнюю часть осадочного чехла. Суммарная мощность траппов в разрезе бассейна меняется от 85 (Хоркичская скв. 1) до 524 м (Полигусская скв. 1). В ЮТЗ мощность интрузий меняется от 165 до 255 м.



**Рис. 2.5. Реконструкция осадконакопления и история нефтегазообразования Юрубчено-Тохомской зоны (по А.Э. Конторовичу и др., 1994 с изменениями).**

Мезозойская история развития Байкитского бассейна восстанавливается по фрагментарному распространению триасовых и юрских отложений. В триасовый период на востоке бассейна отлагалась туфогенно-обломочная толща, а в юрский - терригенная. Основная часть бассейна в мезозойскую эру представляла собой область размыва. Тектонические подвижки были незначительны и не приводили к существенным перестройкам (А.Э. Конторович и др., 1994 г).

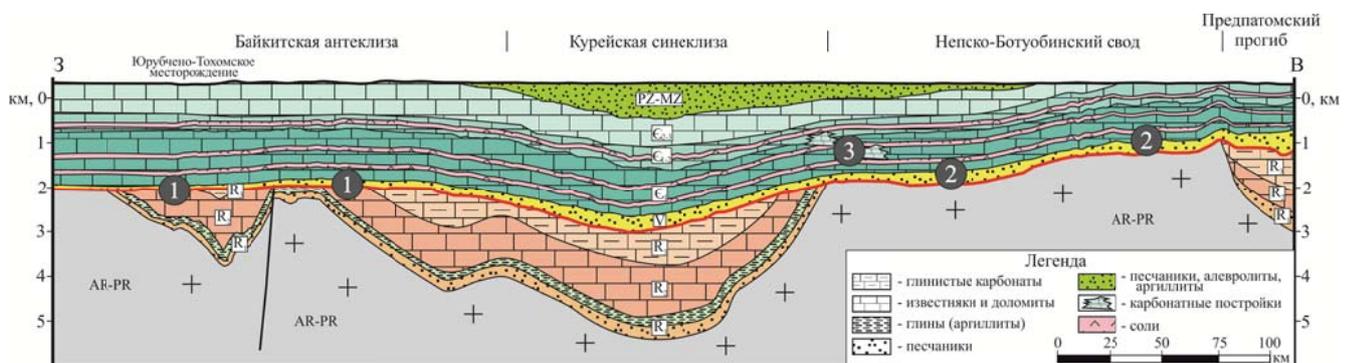
Таким образом, формирование ЮТЗ происходило в несколько стадий: рифтогенез – рифей, инверсия - поздний рифей и синеклизный этап – венд - ранний палеозой, возможно, с существованием обстановок сжатия в среднем палеозое и окончательным оформлением основных современных структурных черт в позднем палеозое - раннем мезозое.

## 2.4. Нефтегазоносность рифейских отложений

Нефтегазоносность Байkitской антеклизы охватывает интервал от среднего рифея до нижнего кембрия. Продуктивные горизонты связаны с карбонатными породами рифейского, терригенными и терригенно-карбонатными отложениями вендского и раннекембрийского возраста. Промышленные скопления нефти и газа в рифейских отложениях выявлены только в пределах Камовского свода ЮТЗ, включающей Юрубчено-Тохомское и Куёмбинское месторождения.

Кроме того, по результатам бурения скважины Аргишская-273 из рифейских трещиноватых доломитов получены притоки углеводородов. Залежь расположена более чем на 1,2 км ниже ВНК Юрубчено-Тохомского месторождения. Юго-восточнее в скважине Сейсморазведочная-1 из рифейских отложений получена пленка нефти, а нижезалегающий интервал оказался высокопроницаемым и водонасыщенным. На этом основании можно утверждать, что скважинами вскрыты самостоятельные залежи со своими флюидными контактами (В.И. Вальчак и др., 2011).

Сложность строения рифейских залежей ЮТЗ вызвана неравномерным распределением коллекторов и тектонической нарушенностью довендских отложений. В результате высокодебитные скважины часто соседствуют с «сухими». Основную роль в формировании пустотного пространства играют тектонические трещины, каверны выщелачивания, вторичные пустоты. Однако критерии прогноза таких коллекторов до сих пор являются предметом дискуссий.



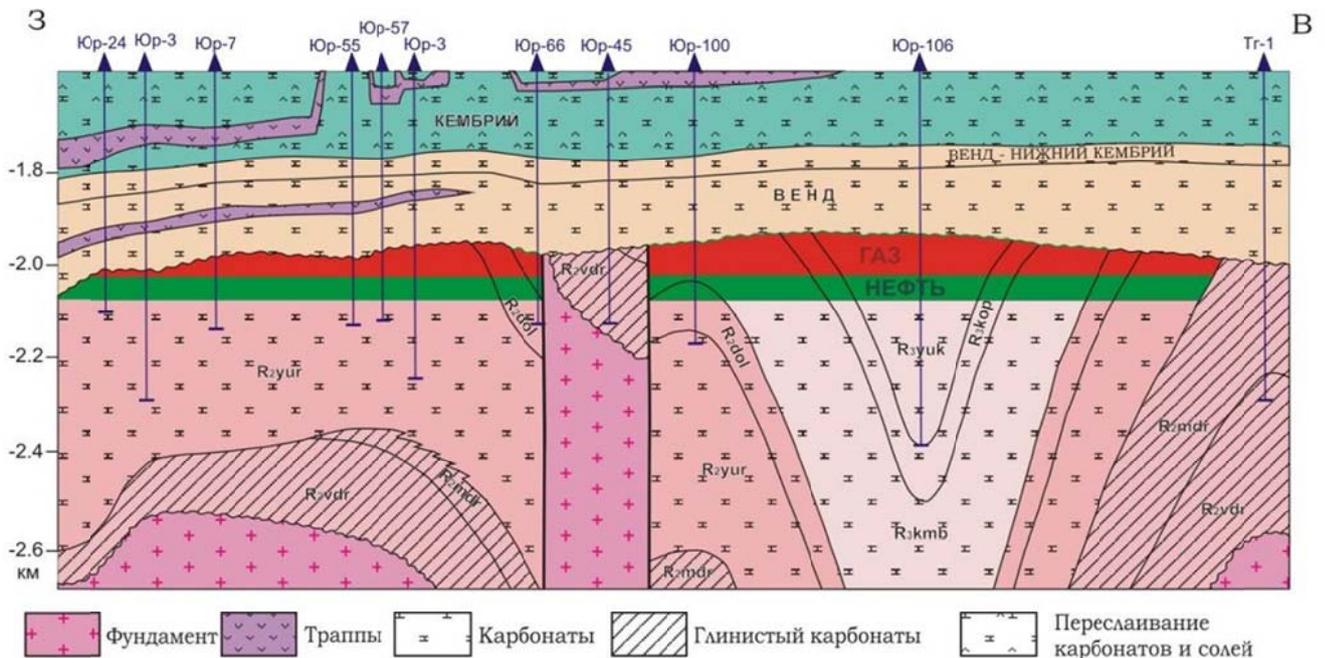
**Рис. 2.6. Принципиальная модель распространения резервуаров в разрезе Сибирской платформы.** Легенда: 1 – каверново-трещинные карбонатные коллекторы рифейского возраста образовавшиеся за счёт карста; 2 – терригенные коллекторы ванаварской свиты; 3 – карбонатные кембрийские коллекторы приуроченные к биогермным постройкам.

Более 20 лет назад Б.А. Соколовым и В.А. Егоровым было выдвинуто предположение о блоковом строении залежей рифея Сибирской платформы и ЮТЗ в частности. Основная роль в распределении коллекторов придавалась двум процессам – позднерифейско-ранневендскому гипергенезу и инверсии авлакогенов. По их мнению, фильтрационно-емкостные свойства

сформировались в процессе выщелачивания доломитов, получившем максимальное развитие в зонах трещиноватости вдоль крупных межблоковых разломов.

Несколько позднее сибирскими геологами (А.Э.Конторович и др.,1996) на основании анализа данных более 100 скважин была предложена складчато-блоковая модель (рис. 2.7). По аналогии с Енисейским краем принята слоистая модель разреза рифея, причем слои считаются, в основном, относительно однородными по латерали. В качестве границ залежей могут выступать разломы, особенно если по ним проходит контакт карбонатных и глинистых толщ рифея.

В рифейских породах Байкитской антеклизы наиболее выдержанные и обогащенные органическим веществом пачки аргиллитов, мергелей и глинистых доломитов обнаружены в отложениях мадринской и вэдрэшевской толщ (средний рифей), в которых средневзвешенное содержание  $C_{орг}$  составляет 0,45 и 0,46 % соответственно. Мощность этих пачек достигает 30-40 м, содержание  $C_{орг}$  в них достигает 0,5-2 %. Для этих отложений характерна высокая степень катагенетической преобразованности до стадий МК<sub>4</sub>, водородный индекс изменяется в пределах 80-160 мг УВ/г  $C_{орг}$ . Все это свидетельствует о хорошем начальном нефтегазоматеринском потенциале этих отложений (Ю.А. Филиппов, 2009).



Среднерифейские толщи: vdr - вэдрэшевская, mdr - мадринская, yur - юрубченская, dol - долгоктинская. Верхнерифейские толщи: kmb - куюмбинская, kor - копчерская, yuk - юктенская.

Рис. 2.7. Модель строения Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (А.Э. Конторович и др., 1996 с изменениями С.В. Фролова, 2008)

Большой интерес представляет пачка аргиллитов ирэмэкэнской свиты, относящаяся к верхней части верхнего рифея. Эта пачка представлена аргиллитами слабо доломитистыми темно-серыми и почти черными толщиной около 10 м. Содержание  $C_{орг}$  3,5-13,6 %, водородный индекс 490-730 мг УВ/ г  $C_{орг}$  (И.Д. Тимошина, 2005). Содержание  $C_{орг}$  пород этой пачки

уникально высокое не только для Байкитской антеклизы, но и для всего разреза Сибирской платформы. Степень катагенетической преобразованности этих отложений соответствует МК<sub>1</sub>-МК<sub>2</sub>. Все это говорит о богатом нефтегазоматеринском потенциале аргиллитов ирэмэкэнской толщи.

В отложениях ванаварской свиты (венд) отмечаются пачки аргиллитов темно-зеленовато-серых и темно-серых мощностью до 10-12 м,  $C_{орг}$  может достигать 1,2 %. В отложениях оскобинской свиты (венд), представленной глинистыми доломитами и мергелями доломитовыми, средневзвешанное содержание  $C_{орг}$  составляет 0,2-0,5 %. Встречаются отдельные прослои мощностью 10-50 см с содержанием  $C_{орг}$  до 1,4 %. Уровень катагенетической преобразованности отложений ванаварской и оскобинской свит в пределах Камовского свода составляет МК<sub>2</sub> (Ю.А. Филиппов, 2009). По направлению к более погруженным центральным частям Курейской синеклизы происходит увеличение уровня преобразованности до МК<sub>5</sub> и выше.

Вышезалегающие нижнекембрийские, представленные в основном галогенно-карбонатными отложениями усольской, бельской, булайской и ангарской свит, характеризуются в целом резким снижением содержания  $C_{орг}$  до 0,04-0,23 %. Также в этих породах имеются отдельные слои с содержанием  $C_{орг}$  до 1-2 %, толщина таких слоев достигает несколько сантиметров. Уровень катагенеза органического вещества этих отложений соответствует МК<sub>1</sub>-МК<sub>2</sub>.

Наиболее интересными с точки зрения источника углеводородов для возможного заполнения коллекторов рифейского возраста являются отложения мадринской, вэдрешевской и ирэмэкэнской толщ.

В принятых контурах площадь месторождения составляет около 7500 км<sup>2</sup>. Запасы нефти по данным ГКЗ на 1 января 2010 г составляют по категории АВС<sub>1</sub>+С<sub>2</sub> - 498,9 млн. т., газа - 387,3 млрд. м<sup>3</sup>. Размытая поверхность рифея вскрыта скважинами на абсолютных отметках от - 1933 до - 2137 м. Максимальная вскрытая мощность рифейских отложений 1792 м, а прогнозируемая - до 3300 м. Нефтегазоносность рифейских и вендских отложений доказана получением из них промышленных притоков нефти и газа с конденсатом на Юрубченской, Вэдрешевской и Терской площадях. Притоки газа дебитом до 300 тыс. м<sup>3</sup>/сут получены в пределах глубин -1972 – -2040 м, притоки нефти (до 600 м<sup>3</sup>/сут) - на абсолютных отметках -2025 – -2071 м, поэтому на оснании испытаний скважин НГК принят на абсолютной отметке -2022 м, а ВНК – -2072 м. При таком положении флюидных контактов максимальная высота газовой части залежи составляет 90 м, а нефтяной около 50 м. Таким образом, этаж установленной нефтегазоносности верхней части рифейского комплекса на ЮТМ месторождении достигает 140 м. Кроме того в пределах месторождения продуктивны терригенные и карбонатные пласты

венда, непосредственно залегающие на рифейских породах и гидродинамически с ними связанные.

Нефть ЮТМ имеет плотность 822-828 кг/м<sup>3</sup>, кинематическую вязкость (при 20°C) -  $8,2 \times 10^{-2}$ ;  $10,2 \times 10^{-2}$  м<sup>2</sup>/с. Она малосернистая (0,18-0,37 %), малосмолистая (2,43-10,75 %), содержание асфальтенов – 0,04-0,12 %. Конденсаты характеризуются легким фракционным составом и выкипают до 200 С° на 71-85 %, имеют низкое содержание серы (0,04-0,06 %), в них отсутствуют твердые парафины, смолы, асфальтены, по углеводородному составу существенно метановые.

Свободные газы рифейской залежи имеют существенно углеводородный состав. Среднее содержание метана - 79,5 %, этана - 7,5 %, пропана - 2,0 %, нормального бутана - 0,88 %, изобутана - 0,48 %, газ содержит 8,5 %, азота и до 0,5 % диоксида углерода. Растворенные в нефти газы обогащены тяжелыми углеводородами. Концентрация этана в них изменяется от 13,0 до 18,0 %, пропана - 5,3-12,2 %. Попутные газы содержат значительно меньше азота (3,0-5,0 %), чем свободные (Контрович А.Э. и др., 1994).

### **Глава 3. Методика изучения сложных карбонатных коллекторов**

Проблема изучения карбонатных отложений и их коллекторского потенциала относится к числу важнейших. Открытие крупных и уникальных месторождений нефти и газа в карбонатных толщах различного возраста и в широком диапазоне глубин, значительная изменчивость их фильтрационно-емкостных свойств, неоднозначность установления эффективных толщин – поставили перед исследователями задачу более достоверной оценки сложных типов коллекторов.

При изучении карбонатных пород главной задачей является определение геометрии пустотного пространства и оценка фильтрационно-емкостных свойств. Это возможно при применении в комплексе методов принципиально иного подхода, основанного на изучении карбонатных отложений на образцах кубической формы насыщенных люминесцирующими жидкостями (пенетранты, люминофор) с последующим фотографированием граней образца в ультрафиолетовом свете, определении параметров и визуальной оценки пустотного пространства. Очень важным моментом является фотографирование полноразмерного керна и образцов кубической формы до насыщения их пенетрантом. Эти снимки дают четкое представление о текстурно-структурных особенностях пород.

В природных резервуарах, сложенных карбонатными породами, как правило, присутствуют коллекторы различных типов: поровые, трещинные и сложные, существенно отличающиеся строением ёмкостного пространства и фильтрационно-емкостными свойствами.

Поровые и трещинные коллекторы относятся к простым типам, так как в них емкостные и фильтрационные свойства обеспечиваются одним видом пустот. Сложным является коллектор, в пустотном пространстве которого одновременно развиты несколько типов пустот: поры, каверны и/или трещины. При этом поры и каверны, имеют пористость, значительно превышающую емкостные характеристики трещин, и преимущественно определяют эффективный объем коллектора, а фильтрационные свойства пластов обеспечиваются, главным образом, трещинами. В связи с этим проницаемость в резервуарах со сложным типом строения коллектора, обычно характеризуется анизотропией. Определение ориентированной газопроницаемости измеряется по кубикам в трех направлениях. Наличие систем трещин различной ориентировки и раскрытости, обуславливающие анизотропию проницаемости, выявляются по фотоснимкам, полученным в ультрафиолетовом свете.

Неодинаковое соотношение пустот различных типов в коллекторе обуславливает широкий диапазон изменения их свойств. Сложные коллекторы подразделяются на типы от трещинно-поровых или порово-трещинных до каверново-порово-трещинных, каверново-трещинных и каверново-трещинно-поровых (К.И. Багринцева, 1999).

В названии типа коллектора термины располагаются по мере возрастания их роли в фильтрации. Если на последнем месте стоит слово «трещинный», значит фильтрация в такой породе осуществляется практически только по трещинам. Сочетание трещинно-поровый означает, что количество пор в породе достаточно для обеспечения фильтрации в пласте, а влияние трещин проявляется прежде всего в анизотропии проницаемости.

Неоднородность строения и сильная изменчивость морфологии пустотного пространства карбонатных отложений обусловлена рядом причин, главными из которых являются химическая подвижность карбонатных минералов и склонность карбонатных пород к растворению и трещинообразованию.

Присутствие в карбонатной толще пород, обладающих неодинаковыми прочностными, упругими или пластическими свойствами, которые не одинаково реагируют на тектонические деформации, обуславливают формирование участков повышенной трещиноватости. Они являются зонами активного движения подземных вод различного химического состава и проявления вторичных процессов выщелачивания, растворения и перекристаллизации. Поэтому к таким пластам приурочены вторичные пустоты выщелачивания - крупные поры и каверны, благодаря чему первично плотные, непроницаемые породы становятся коллекторами сложного типа. Вследствии того, что трещины имеют различную ориентировку, протяженность и степень взаимосвязанности, проницаемость пород характеризуется анизотропией. Фильтрация происходит не равномерно через все сечение породы, а по определенным обособленным каналам – трещинам. Эффективная ёмкость складывается из ёмкости собственно трещин и ёмкости вновь образованных каверн и пустот.

В своих работах К.И. Багринцева (1999, 2003) выделяет сложные типы коллекторов по следующим признакам:

- Присутствие в пустотном пространстве в различных соотношениях пор, каверн и трещин. Неравномерность их распределения в породе выявляется при обработке фотоснимков, полученных в источнике ультрафиолетового света по образцам насыщенным люминесцирующими веществами;
- Наличие плотной, практически непроницаемой матрицы, что подтверждается при снятии порометрических кривых и применении электронной микроскопии в режиме катодной люминесценции;
- Установление анизотропии фильтрационных свойств пород при определении проницаемости в трех взаимоперпендикулярных направлениях;
- Получение высоких притоков углеводородов при испытании низкоемких резервуаров;
- Установление неоднородности и величины краевого угла смачивания, наличие гидрофобизации полостей трещин.

Следует подчеркнуть, что вторичная или «вновь образованная» кавернозность не образует связанных каналов, а распределена в породе неравномерно, изолированными кластерами, сообщаемость которых, а следовательно и фильтрационные свойства определяются трещинами. Характерно, что емкостные свойства таких пород за счет каверн изменяются в широких пределах - 5-8 % и более, включая емкость собственно трещин и каверн.

Особенности строения пустотного пространства коллекторов сложного типа обуславливают трудности их изучения и достоверность прогнозной оценки. Сочетание принципиально различных по генезису, морфологии, размерам и роли пустотного пространства в обеспечении фильтрационно-емкостных свойств различных типов коллекторов требует использования нестандартного комплекса методов. Если учесть, что каверны и трещины часто достигают размеров не только соизмеримых, но и значительно превышающих максимально возможные размеры образца, то становится очевидным, что изучение коллекторов сложного строения задача весьма трудная и требует комплексного решения.

Метод капиллярного насыщения карбонатных пород люминесцирующими жидкостями относится к методу неразрушающего контроля – капиллярной дефектоскопии, применяемому в авиационной и оборонной промышленности. В 70-х гг. XX века профессором К.И. Багринцевой (1977, 1978) этот метод был применён для целей нефтяной геологии и основан на изучении образцов кубической формы с гранью 3, 4 или 5 см, он позволяет оценить морфологию, раскрытость и взаимосвязь трещин. Основой метода является капиллярное проникновение люминесцирующей жидкости (пенетрантов) в мельчайшие открытые полости исследуемого образца, заполнение внутренних пустот и обнаружение зияющих трещин, каверн и/или пор при его просмотре в источнике ультрафиолетового света после обработки его специальными сорбентами, позволяя выявить сложную геометрию пустотного пространства. Сопоставление фотографий развертки кубика до насыщения люминофором и после насыщения в источнике ультрафиолетового света (УФС) дает более достоверную информацию об эффективном пустотном пространстве, позволяет дифференцировать типы трещин и выявить влияние литогенетических типов на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов. Еще одна отличительная черта метода - выявление трещиноватости на полноразмерном керне, до его распиловки и определение наиболее информативных участков для изготовления образца кубической формы, так как во время обработки пропадает большая часть керна и теряется минимум 10-15 % трещин.

Учитывая специфику и уникальность осадконакопления древнейших продуктивных отложений рифейского возраста на Юрубчено-Тохомском месторождении, перед исследователями стоит задача **комплексного исследования керна**. В представленной работе по керну проведены многочисленные исследования и определения, представленные на схеме

(рис. 3.1). Литологическое изучение пород проведено на основании макроописаний керна, описаний шлифов, дополненное исследованиями под бинокулярным микроскопом и растровой электронной микроскопии. Пустотное пространство сложных типов коллекторов оценено с использованием методов: ртутной порометрии, электронной микроскопии и по фотоснимкам образцов насыщенных пенетрантом, полученных в источнике ультрафиолетового света. Привлечение растровой электронной микроскопии дает возможность осветить кристаллическое строение матрицы, форму и размеры вторичных кристаллов, выполняющих трещины и каверны. Определена эффективная ёмкость методом Преображенского с обязательной капиллярной пропиткой, выявлена морфология трещин методом капиллярного насыщения люминесцирующими жидкостями, изучена ориентированная газопроницаемость по трем направлениям кубика, которая дает дополнительную информацию о трещиноватости.

Важно подчеркнуть, что все виды исследований проводятся на одном и том же образце. При изготовлении кубика для исследования ориентированной газопроницаемости и трещиноватости с граней отпиливаются пластинки на другие виды анализов, что повышает достоверность определений.

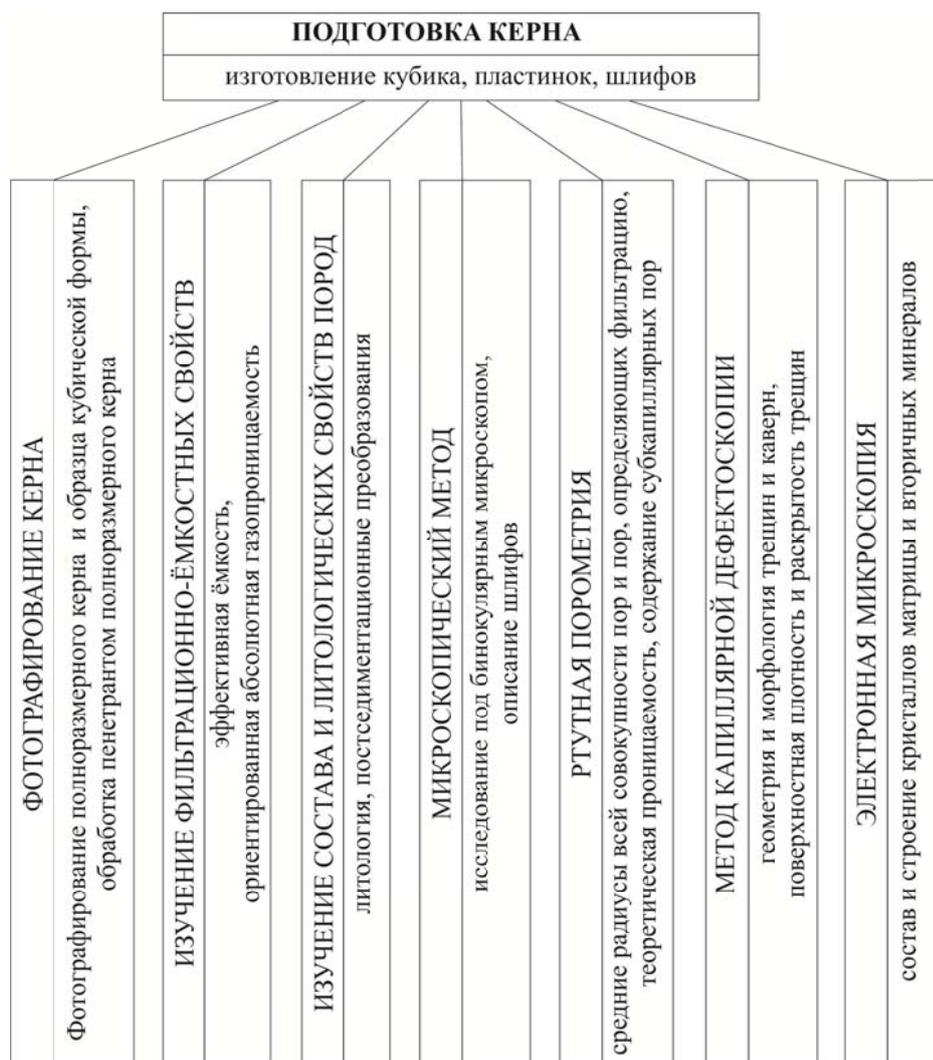


Рис. 3.1. Методы исследования карбонатных коллекторов сложного типа

### 3.1. Особенности изучения полноразмерного керна

Важным моментом исследований явилась *цветная макрофото съемка* ненасыщенных срезов полноразмерного необработанного керна в дневном свете, а также фотографирование образцов кубической формы. Цветные фотографии этих срезов позволяют наглядно увидеть текстурно-структурные особенности пород и зафиксировать широкие минерализованные трещины и крупные пустоты (рис. 3.2), часть которых при дальнейшей обработке керна и подготовке к детальным исследованиям неизбежно теряется. Однако, по цветным фотоснимкам не удастся оценить степень заполненности трещин и пустот, и определить влияние трещин на фильтрационные характеристики породы. Эти вопросы решаются при помощи метода капиллярной дефектоскопии по фотоснимкам образцов насыщенных пенетрантом, а абсолютная величина раскрытости определяется под бинокулярным микроскопом. Исследование полноразмерного керна в УФС, после напыления люминесцирующими жидкостями, позволяет выявить секущие трещины и выбрать наиболее информативный образец.

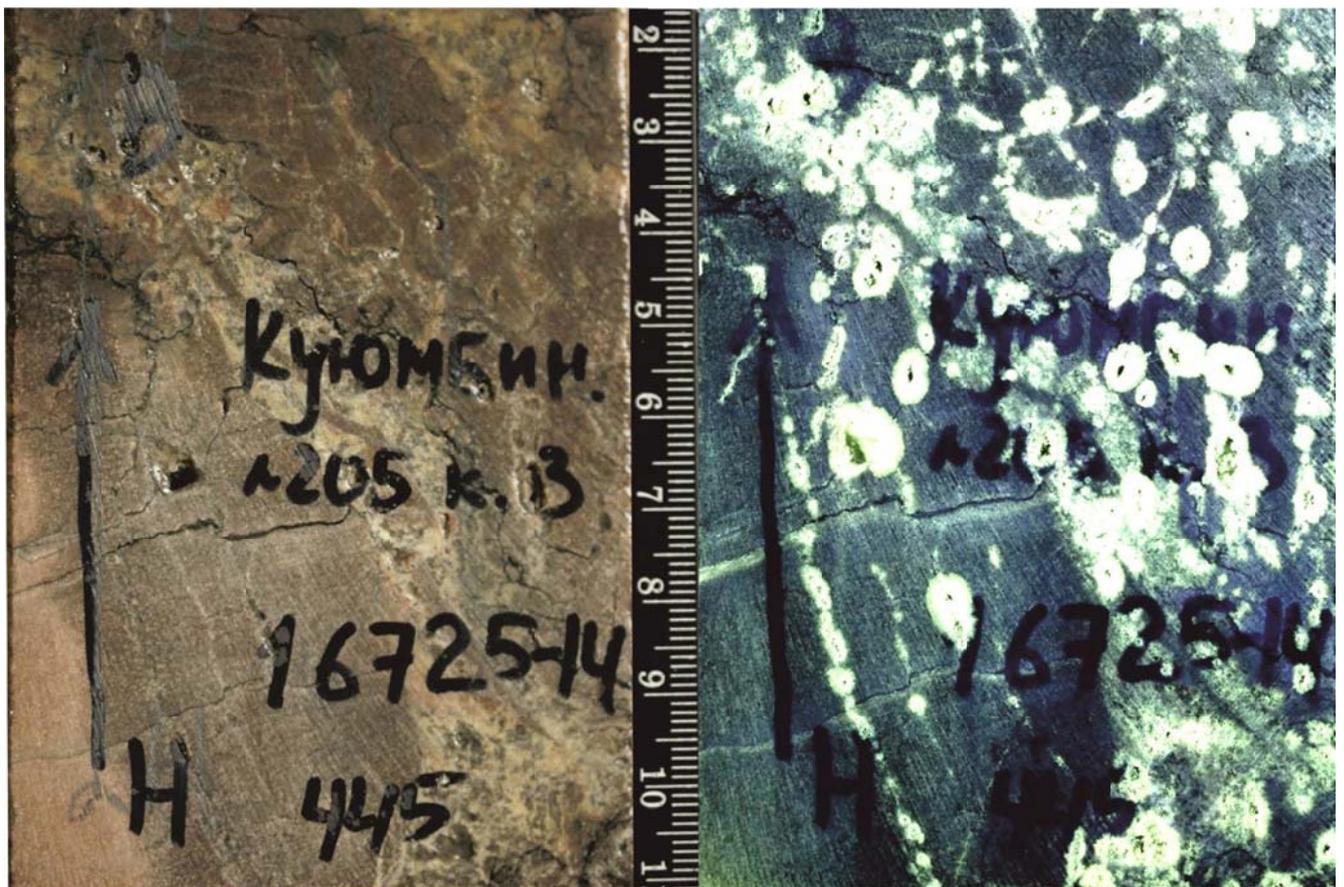


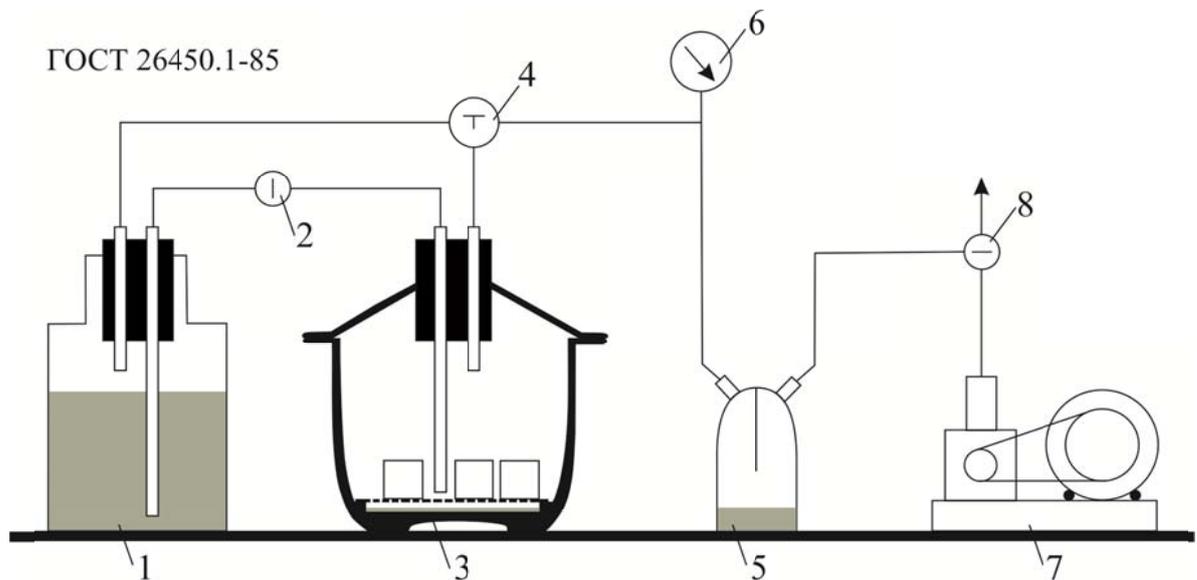
Рис. 3.2. Изучение текстурно-структурных особенностей пород и трещиноватости на полноразмерном керне. Куюмбинское месторождение, скв. № 205, образец № 445, глубина 2422,9 м.

### 3.2. Капиллярная дефектоскопия

В основе методики изучения трещиноватости лежит *метод капиллярного насыщения пород люминесцирующими жидкостями* (К.И. Багринцева, 1978), он основан на использовании нескольких физических явлений: капиллярное насыщение, эффект сорбции и люминесценция вещества в источнике ультрафиолетового света. Главной его особенностью является визуальное восприятие пустотного пространства на большом образце кубической формы и определение ориентированной газопроницаемости и эффективной ёмкости.

Метод простой, включает ряд операций:

- фотографирование полноразмерного керна и образцов кубической формы в дневном свете, дающие большую информацию о текстурно-структурных особенностях строматолитовых доломитов;
- экспресс оценка морфологии пустотного пространства напылением пенетранта и выявление наиболее информативных участков на полноразмерном керне;
- изготовление ориентированного кубика с гранью 5 см и большого прокрашенного шлифа;
- фотографирование образцов кубической формы в дневном свете и его литологическое описание, что даёт четкое представление о текстурно-структурных особенностях пород;
- определение ориентированной газопроницаемости в трех направлениях, ГОСТ 26450.2-85;
- насыщение образца люминесцирующими жидкостями на углеводородной основе под вакуумом с обязательной капиллярной подпиткой (рис. 3.3) и определение эффективной емкости пустот методом Преображенского, ГОСТ 26450.1-85;
- обработка поверхности граней кубика сорбентом для проявления различных видов открытых пустот, имеющих в коллекторе;
- последовательное фотографирование каждой грани образца и его общего вида в источнике ультрафиолетового света;
- выявление и оценка эффективной ёмкости открытых трещин и каверн, и их морфологии;
- определение количественных параметров: ориентировки, раскрытости и поверхностной плотности трещин по фотоснимкам, полученным в источнике ультрафиолетового света;
- сопоставление фотографий развертки кубика в дневном свете и после его насыщения пенетрантом в ультрафиолетовом свете, что дает визуальную и более достоверную информацию об эффективном пустотном пространстве, позволяет дифференцировать типы пустот и выявить влияние на них лито-генетических типов пород;
- обоснование основных путей фильтрации УВ по полученным фотоснимкам в ультрафиолетовом свете и данным ориентированной газопроницаемости.



1 - сосуд для насыщающей жидкости (люминофора); 2 - запорный кран; 3 - ёмкость для насыщения образцов; 4 - трёхходовой кран; 5 - ловушка для предотвращения попадания жидкости в вакуумный насос; 6 - вакуумметр; 7 - вакуумный насос; 8 - запорный кран вакуум-насоса и заполнения системы атмосферным воздухом

*Рис. 3.3. Принципиальная схема устройства для насыщения образцов под вакуумом с капиллярной подпиткой с целью определения эффективной ёмкости*

В качестве насыщающего вещества используется жидкость углеводородного типа - легкая нефть Нориол-А (К.И. Багринцева, 1977) или пенетрант (К.И. Багринцева, Р.С. Сауткин, 2003). Насыщение кубиков, выпиленных из образцов керна, проводится в глубоком вакууме с обязательной капиллярной подпиткой, после чего определяется эффективная емкость по методу Преображенского. По своей сущности капиллярная пропитка пенетрантами, такими как Magnaflux Zyglo ZL-19 и/или Helling MET-L-CHEK FP-901, состоящими из лёгких фракций нефти, аналогична природному явлению заполнения резервуаров УВ. Преимущество метода заключается в том, что насыщающая жидкость, проникая под вакуумом внутрь пустотного пространства, заполняет лишь открытые трещины, каверны и поры и удерживается в них под действием молекулярно-поверхностных сил. После снятия фона за счёт эффекта сорбции на поверхности грани проявляются следы всех пустот, которые имеют связь с внутренним объемом образца (рис 3.4). Затем каждую грань фотографируют в источнике ультрафиолетового света, что дает полную и объективную характеристику геометрии пустотного пространства карбонатных пород. С помощью этого способа выявляются трещины и пустоты, имеющие внутреннюю емкость, и они тем сильнее проявляются на поверхности образца, чем больший объем пенетранта входит в образец. Трещины выделяются в виде светло-зеленых светящихся полос на общем темном фоне образца, видны длина, раскрытость, ориентировка, морфология трещин и их взаимосвязь. При наличии в породах поровых каналов радиусом более 1 мкм, доступных для люминесцирующих жидкостей, они также насыщаются и светятся в виде точек на поверхности образца. По свечению легко дифференцировать трещины на зияющие и заполненные (рис.3.4). Трещиноватость, пористость и кавернозность выделяются

по интенсивности свечения, так как имеется резкий контраст между темным фоном непроницаемых участков породы и нарушенными участками. Трещины, отчетливо видимые на поверхности керна при микроскопическом осмотре, но не имеющие внутреннего объёма (минерализованные), недоступны для пенетранта и после пропитки не светятся (рис. 3.5).

Соотношение трещин и пор, заполненных пенетрантом, или наличие только трещин позволяет оценить пустотное пространство пород: выделить различия, в которых преимущественно развиты поровые каналы, и различия со сложным строением (одновременным развитием пор, каверн и/или трещин), а также образцы, в которых присутствуют лишь трещины. Характер и морфология пустот, выявленные с помощью

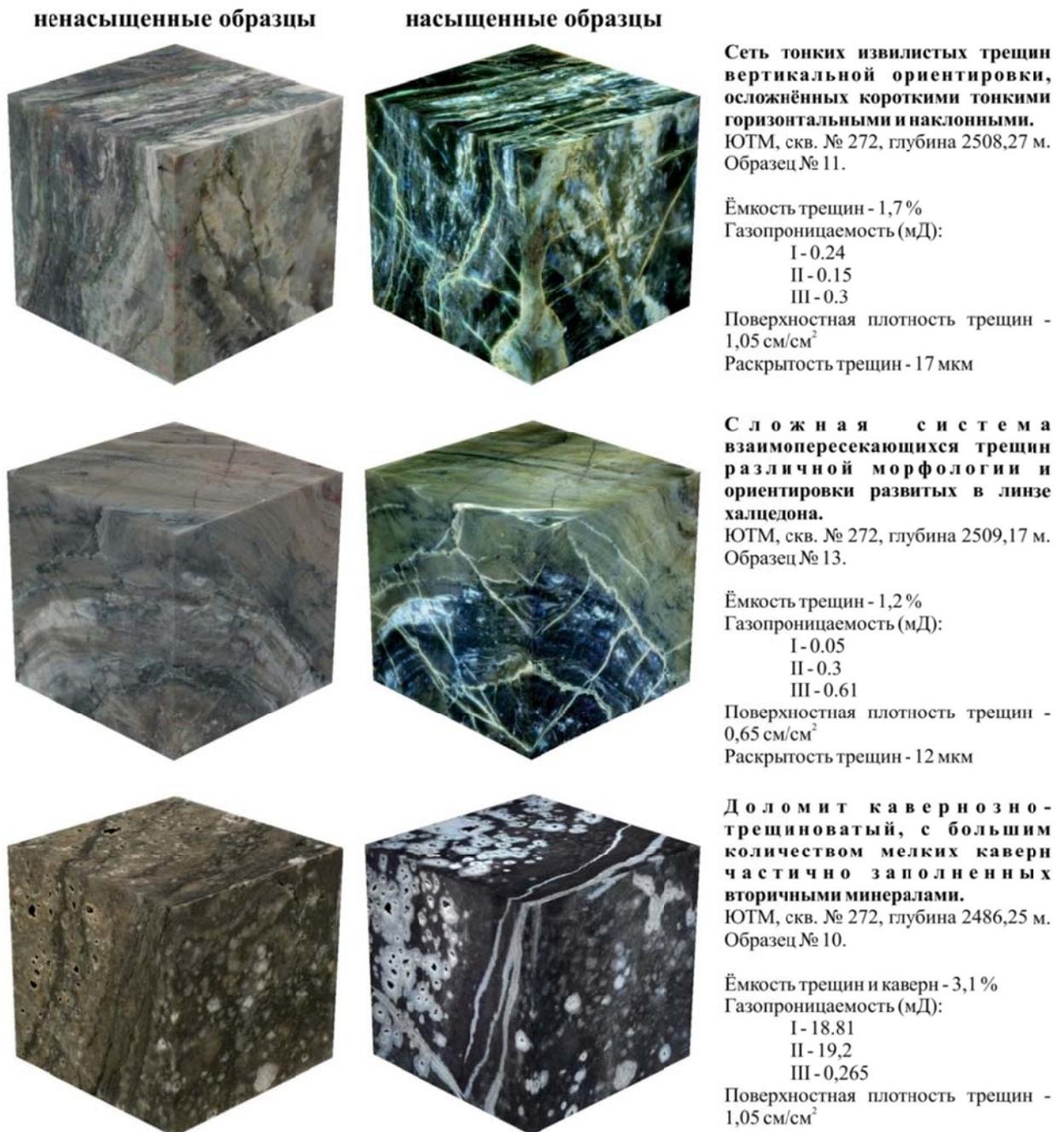
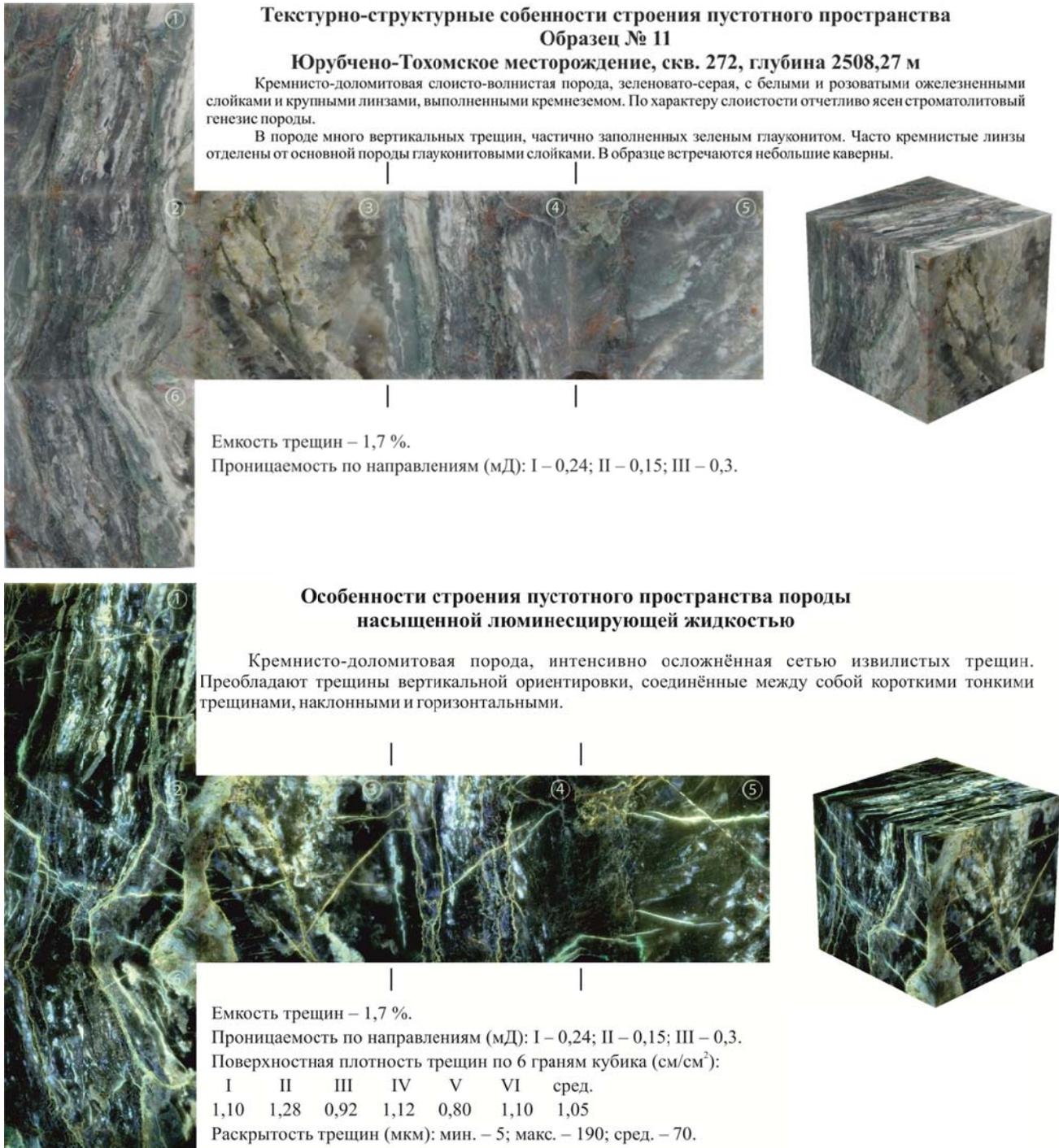


Рис. 3.4. Выявление морфологии пустотного пространства строматолитовых доломитов Юрубчено-Тохомского месторождения.



*Рис. 3.5. Особенности строения пустотного пространства пород и выявление фильтрующих и минерализованных трещин.*

пенетранта, весьма разнообразны, что даёт возможность, выделить в разрезе продуктивных отложений коллекторы различных типов и оценить доленое участие пор, каверн и трещин в ёмкости и фильтрации углеводородов.

По результатам обработки фотоснимков оцениваются параметры трещиноватости: поверхностная плотность трещин по граням и средняя по образцу; взаимосообщаемость, раскрытость и ориентировка трещин в пространстве; морфология, характер и протяженность основных систем трещин. На этом этапе проводится в основном качественное изучение

трещиноватости, поскольку количественные параметры характеризуют отдельный образец, в последующем необходимо получить данные об интенсивности развития трещиноватости в продуктивной толще и связать их с коэффициентами проницаемости пластов по трещинам. Для решения данной задачи использовались элементы математической статистики, положения теории перколяции и ряд других математических приемов (Шершуков И.В., 1990).

**Важной особенностью исследований** является определение фильтрационно-ёмкостных свойств и изучение пустотного пространства на образцах кубической формы большого размера (грань 5 см), что по сравнению со стандартными образцами, позволяет определить ориентированную газопроницаемость в трех направлениях, более достоверно оценить в сложных резервуарах эффективную ёмкость и количественные характеристики трещиноватости, влияющие на фильтрационно-ёмкостные свойства пород.

Определение фильтрационно-ёмкостных свойств Юрубчено-Тохомского месторождения на 5-ти сантиметровом кубике особенно важно из-за большого расстояния между трещинами (часто 3-4 см и более) и только образцы большого размера позволяют достоверно оценить характеристику природного резервуара.

Основное преимущество метода неразрушающего контроля заключается в возможности дифференциации пустотного пространства: выявляются поры, каверны и открытые трещины, зияющие с поверхности и имеющие внутренний объем пустот.

Одним из основных параметров трещиноватости, который во многом определяет ёмкость и особенно фильтрационные свойства трещинного коллектора, является **раскрытость зияющих (не минерализованных) трещин**. Относительную характеристику раскрытости трещин можно получить визуально на фотоснимках по ширине светящихся полос (рис. 3.4-3.5).

Истинная раскрытость трещин определяется двумя способами: под микроскопом в шлифах, изготовленных из пластинок - спилов с граней кубика или непосредственно на гранях кубика при помощи бинокулярного микроскопа. Вдоль каждой трещины производится несколько измерений раскрытости как в наиболее узких, так и в максимально широких участках. При этом, чем сильнее изменяется раскрытость трещины, тем больше проводится замеров. По полученным результатам вычисляются средняя раскрытость каждой трещины и затем средняя раскрытость трещин для образца с учетом всех имеющихся трещин. Однако изучение трещиноватости в шлифах, в том числе и определение средней раскрытости трещин, не дает надежных результатов, поскольку шлиф представляет собой плоскость небольшого размера со следами трещин на ней. При этом сложно установить ориентировку плоскостей трещин, их протяженность и взаимосообщаемость в пространстве.

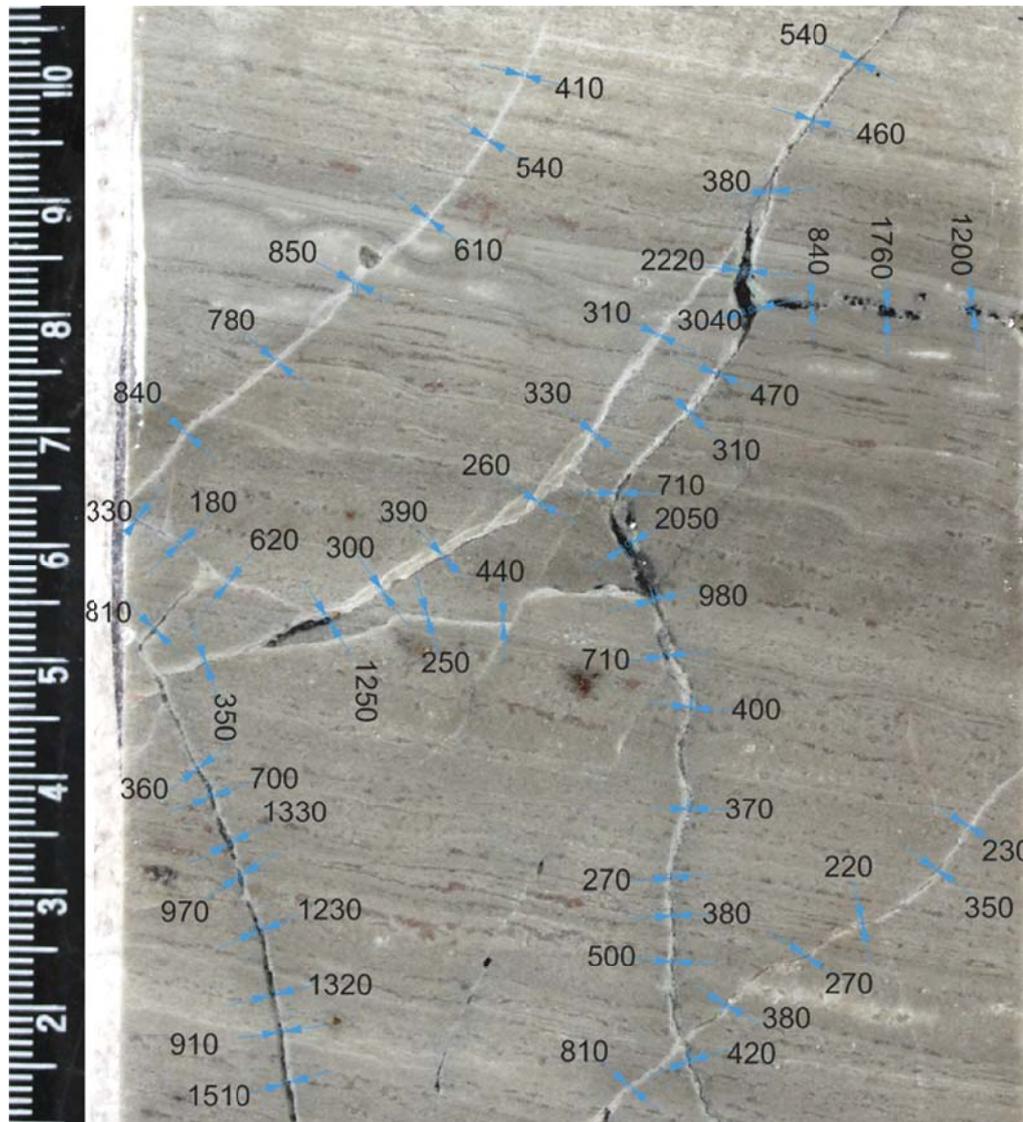


Рис. 3.6. Изменение раскрытости трещин и пустот выщелачивания в микронах, замеренное под бинокулярным микроскопом. ЮТМ, скв. № 120, обр. № 109, глубина 2458,5 м.

Использование образца кубической формы даёт более достоверную и полную информацию при изучении трещиноватости. Фотографии образцов, насыщенных пенетрантом и снятых в источнике ультрафиолетового света, выявляют наличие открытых трещин и показывают их расположение на гранях кубика. Анализируя эти фотоснимки, удастся выявить систему взаимосвязанных трещин, имеющих наибольшее значение для фильтрации флюидов (рис. 3.6). Наблюдение за поведением трещин (их протяженностью, ориентировкой, взаимосвязанностью) последовательно на каждой грани кубика позволяет выделить среди них эффективные (фильтрующие) и неэффективные трещины. К первым относятся трещины длинные и секущие, взаимосвязанные, прослеживающиеся по нескольким граням. Трещины, секущие в пределах одной грани, но затухающие на смежных, относятся к неэффективным для оценки фильтрации в лабораторных условиях, но могут фильтровать углеводороды в природном резервуаре и обеспечивают дополнительную ёмкость. Такая дифференциация

трещин позволяет, с одной стороны, определить среднюю раскрытость всех трещин, встреченных в образце, а с другой - оценить среднюю раскрытость фильтрующих трещин. Причем учитывается и ориентировка фильтрующих трещин. Так как проницаемость трещиноватых пород зависит главным образом от раскрытости трещин, то большая ширина и длина трещин одного направления по сравнению с трещинами других ориентировок позволяет выделять преобладающее направление в фильтрации углеводородов. Выбор преобладающего направления фильтрации корректируется также определением проницаемости в трех направлениях и выявлением анизотропии проницаемости (К.И. Багринцева, 1999).

Комплекс методических исследований проведенный автором по определению раскрытости трещин дает возможность выявить значительную изменчивость этого параметра. Абсолютные величины раскрытости трещин изменяются в широких пределах - от 5 мкм до первых мм и более. Высокие значения раскрытости присущи трещиноватым породам, полости которых расширены выщелачиванием. Одна и та же трещина имеет непостоянную раскрытость по всей своей длине. Она может изменяться без учета расширений выщелачивания по длине трещины почти в 2 раза: от 16 до 40 мкм, от 80 до 160 мкм. На участках интенсивного выщелачивания раскрытость трещин достигает нескольких миллиметров и сопровождается развитием каверн.

Метод капиллярной пропитки имеет большие преимущества по сравнению с методом изучения трещиноватости в шлифах прокрашенных смолой или стандартными петрофизическими исследованиями. Он дает четкую и объективную характеристику пустотного пространства карбонатных пород.

### **3.3. Метод ртутной порометрии**

Критерием оценки типа коллекторов является геометрия порового пространства, определяющая фильтрационные и емкостные свойства пород и количество остаточных флюидов. Наиболее полную картину о структуре порового пространства можно получить *методом ртутной порометрии*, который основан на зависимости капиллярного давления ртути от радиуса порового канала. Ртуть как несмачивающая жидкость не проникает самопроизвольно в поры радиусом менее 50 мкм и для вдавливания ее в поровое пространство необходимо приложить некоторое давление от 15 мм до 2000 атм.

При изучении порового пространства методом ртутной порометрии использовался ртутный «Поромер-ПА-3М» позволяющий измерять радиусы эквивалентных поровых каналов в диапазоне 0,001-50 мкм. В карбонатных породах пористые среды отличаются более сложным строением и характеризуются сочетанием длинных и коротких по протяженности поровых каналов, а также значительной изменчивостью их поперечного сечения. За счет этого в коллекторе нарушается связанность некоторой части поровых каналов наиболее крупных

размеров, в результате чего они сообщаются только через мелкие пустоты или трещины. При снятии порометрических кривых в зависимости от типа пустот получают принципиально различный вид кривой.

Однородная структура порового пространства свойственна высокоёмким коллекторам порового и каверново-порового типов. Наличие большого количества пор радиусом более 0,1 мкм позволяет построить на гистограммах кривые долевого участия пор в фильтрации (рис. 3.7, образец № 8816) и оценить средний радиус фильтрующих пор. При этом уменьшение диаметров основных фильтрующих каналов и их долевого участия в фильтрации отражает закономерное снижение проницаемости пород.

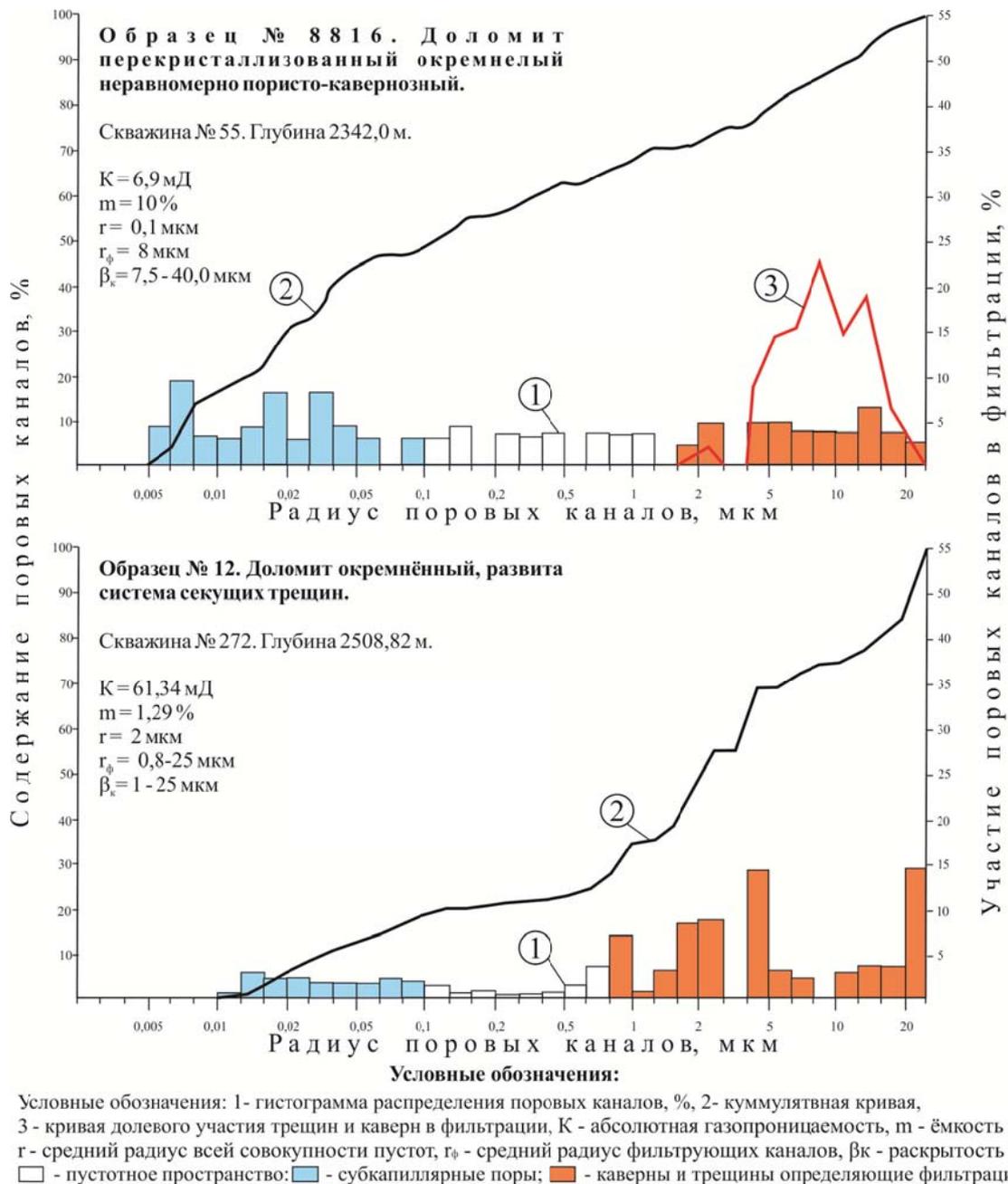


Рис. 3.7. Структура пустотного пространства рифейских доломитов Юрубчено-Тохомского месторождения по данным ртутной порометрии.

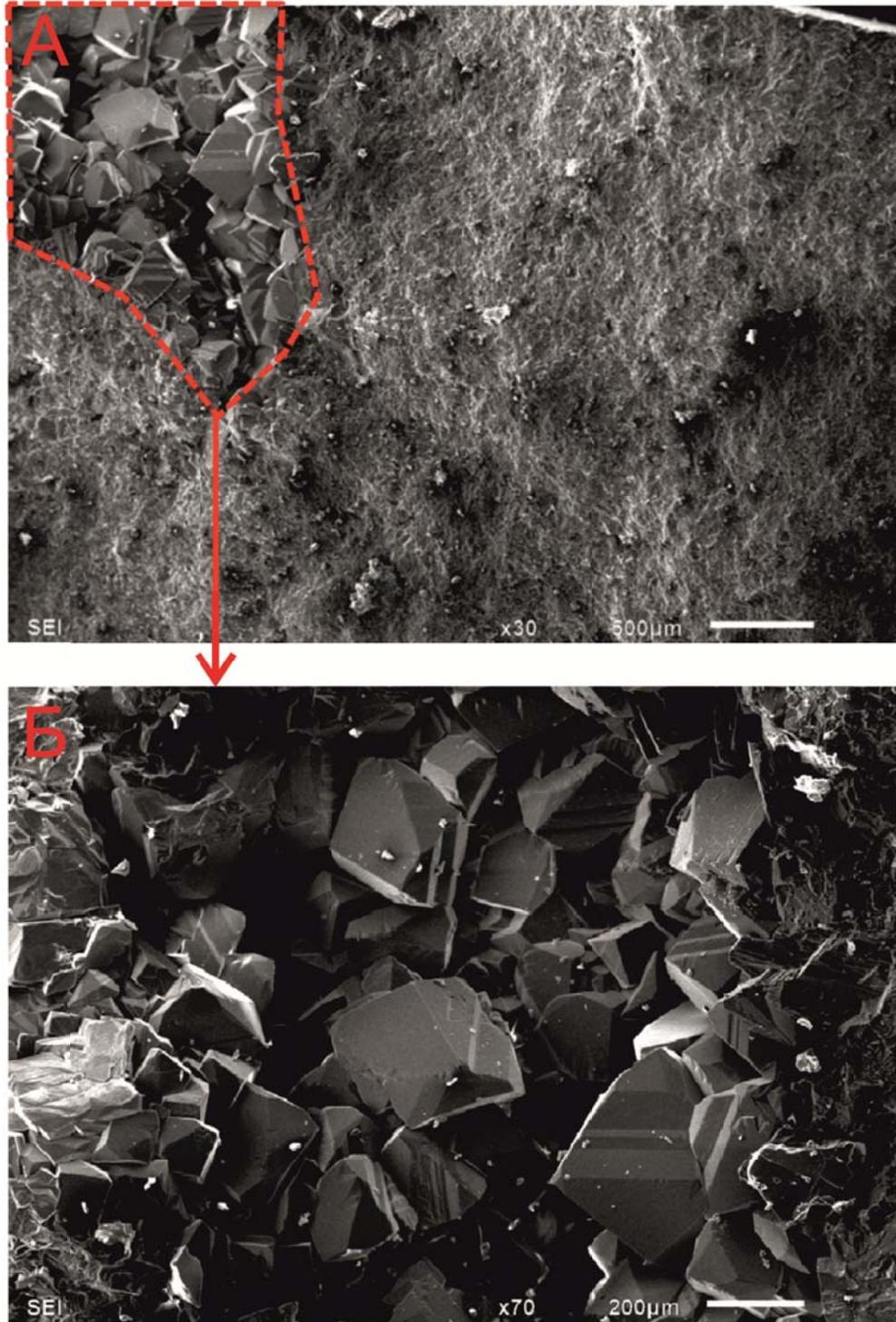
Принципиально иной характер порометрической кривой получен при изучении трещиноватых коллекторов, где наблюдается отсутствие порового пространства между собой и гистограмма имеет вид отдельных столбиков, особенно, при радиусах поровых каналов более 0,1 мкм. Разрозненные участки соответствуют микротрещинам, а по расположению отдельных столбиков на гистограмме можно получить оценку раскрытости микротрещин (рис. 3.7, образец № 12).

### **3.4. Метод растровой электронной микроскопии**

Использование метода *растровой электронной микроскопии* (РЭМ) позволило изучить кристаллическое строение матрицы и описать кристаллы, слагающие её, поэтому образцы, отобранные для таких исследований, должны быть ориентированы относительно напластования породы. Большинство фотографий получено с поверхности, перпендикулярной напластованию, так как именно она несет максимальную информацию о расположении структурных элементов, характере и взаимосвязи пустот, степени уплотнения породы с увеличением глубины.

РЭМ обладает большой глубиной фокуса и позволяет просматривать препараты с любой геометрией поверхности. Благодаря этому появилась возможность изучать на сколе породе её ненарушенное строение, поскольку скол происходит по ослабленным зонам, порам, трещинам, по которым идет вторичное минералообразование. Эти поверхности являются наиболее информативными, а раскалывание не искажает формы минералов, их расположения и взаимоотношения.

Изучение скола породы проводилось на приборе JEOL 6610 LV (Япония) в широком диапазоне увеличений 100x - 3000x. Увеличение до 100x дает представление об общем строении породы (рис. 3.8 а). Просмотр препарата при малых увеличениях позволяет сориентироваться на его поверхности, выбрать участок для более детальных исследований и увеличить его в нужное число раз. Последовательное наблюдение строения породы при увеличениях 300x , 1000x , 3000x дает полное о ней представление. Крупные кристаллы в порах удобно изучать при увеличении до 300x (рис. 3.8 б). Строение матрицы породы обычно наиболее полно при увеличении 1000x. На этих увеличениях исследователь видит из кристаллов или зерен какой формы и размеров состоит порода, их расположение, контакты, степень изменения. Особенно большой объем информации можно получить о вторичных процессах, происходящих в породе, об их направленности, влиянии на коллекторские свойства. Хорошо диагностируется характер и стадийность заполнения пор и трещин вторичными минералами (рис. 3.9). Пустоты могут быть заполнены частично или полностью минералами более поздней генерации. Легко устанавливается наличие процессов перекристаллизации и степень разрушения отдельных кристаллов.



*Рис. 3.8. Вторичные кристаллы доломита (анкерита) в пустотах выщелачивания. РЭМ. Юрубчено-Тохомское месторождение, скв. № 56, образец № 8802, глубина 2356,8 м. А – общий вид скола строматолитового доломита и каверны; Б – крупные кристаллы доломита (анкерита) выполняющие полости каверн и трещин.*

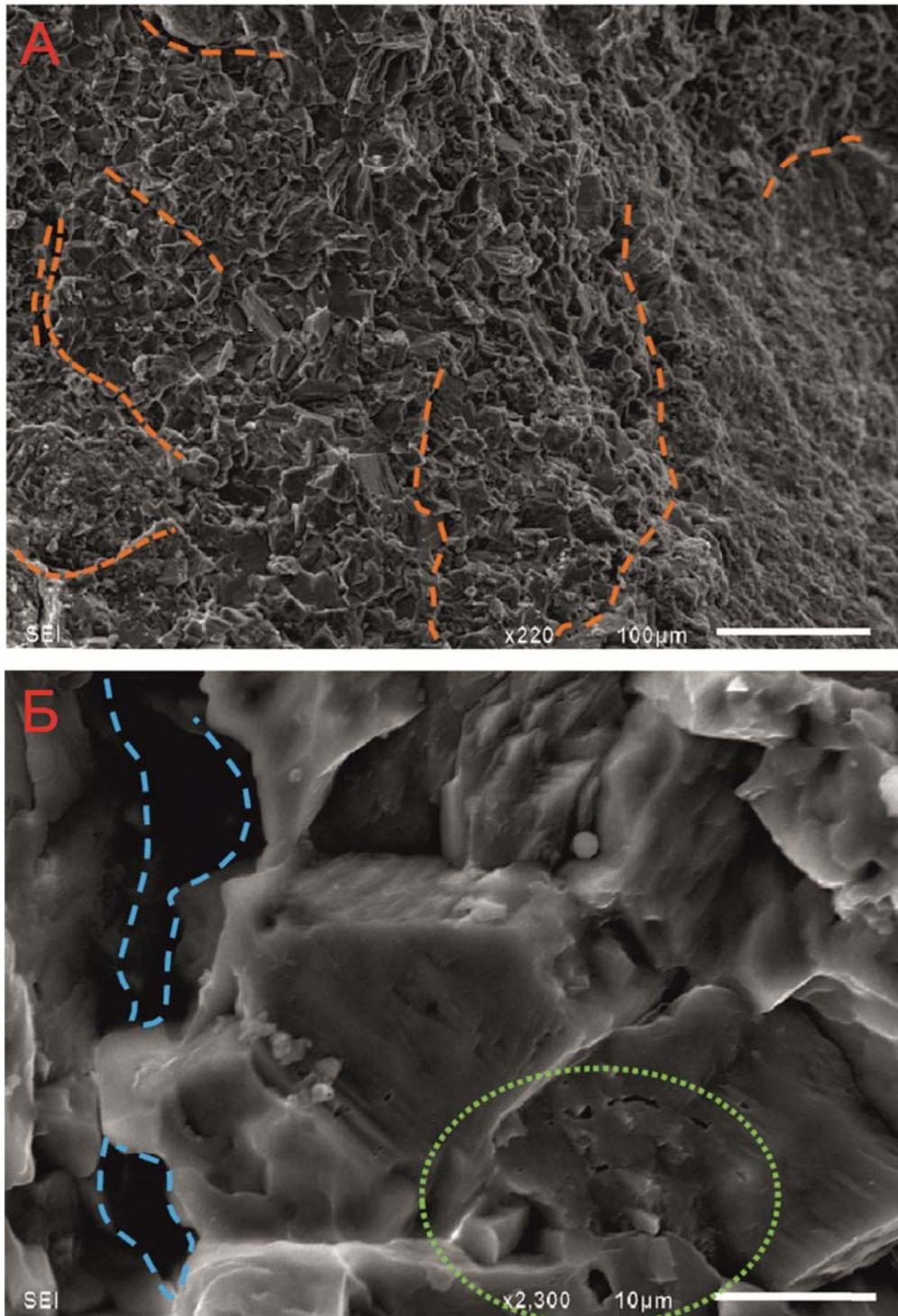
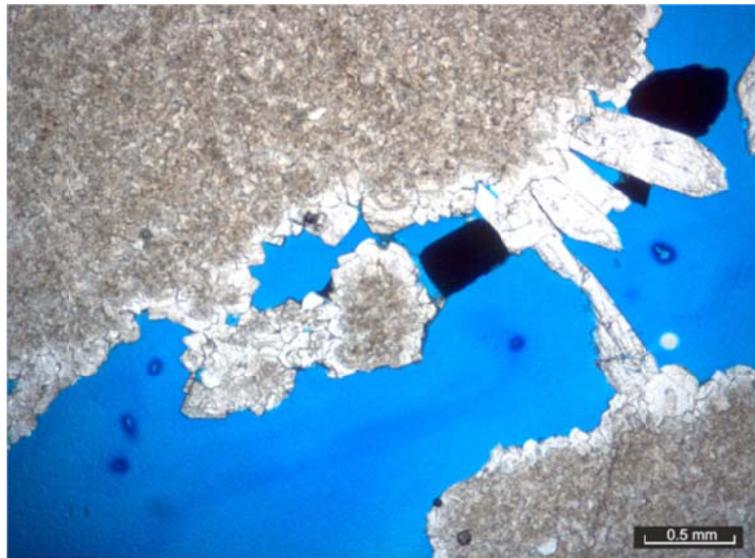


Рис. 3.9. Микротрещиноватость и пустоты выщелачивания в плотной матрице доломита строматолитового. Юрубчено-Тохомское месторождение, скв. № 30, образец № 8812, глубина 2336,1 м. А – общий вид скола породы нарушенный тонкими слабоизвилистыми микротрещинами (показаны оранжевым); Б – щелевидные пустоты выщелачивания вдоль полостей трещин (показаны голубым) и вторичные микропустоты размером до первых мкм в кристаллах доломита.

### 3.5. Метод оптической микроскопии

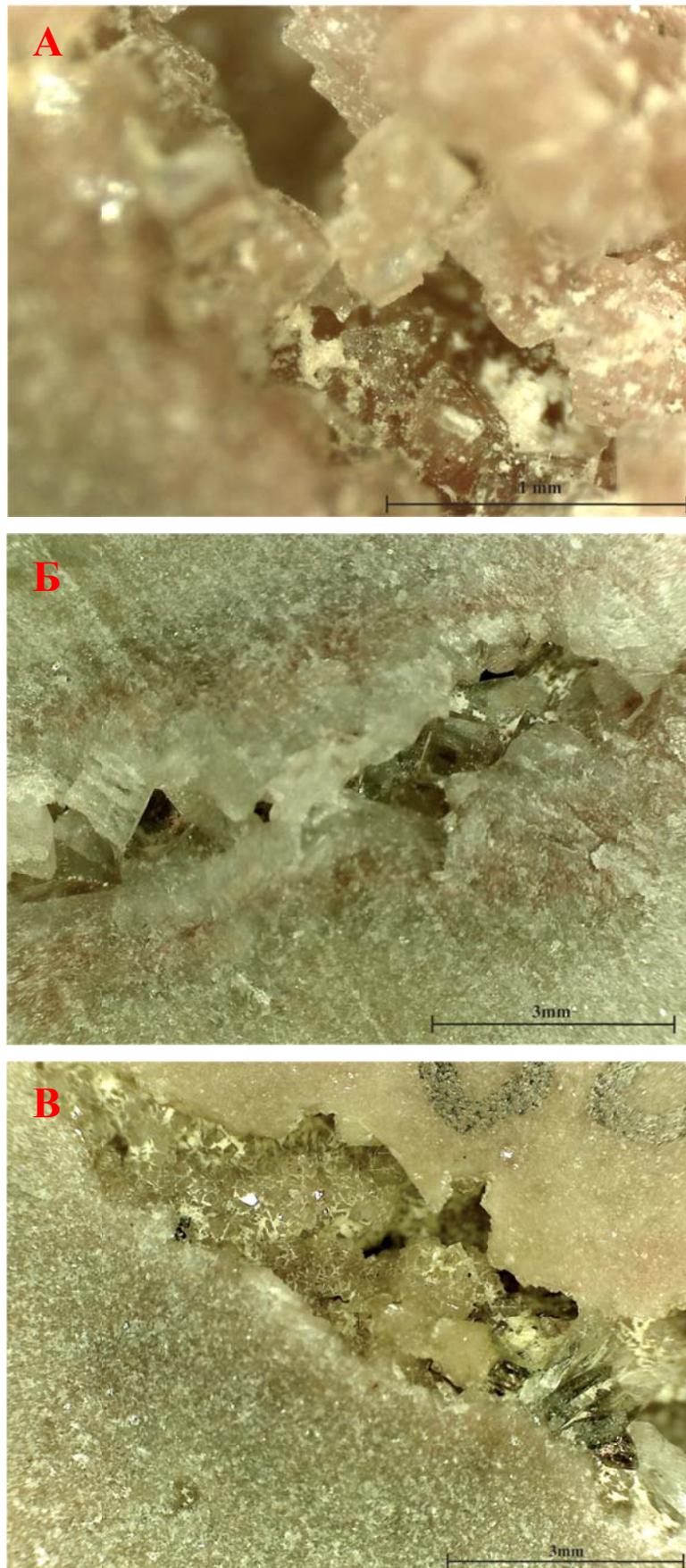
Большие возможности выделения и оценки литологии и морфологии пустотного пространства пород имеет *метод оптической микроскопии*. При изучении карбонатных коллекторов применена цветная фотосъемка керн и шлифов, что позволило получить наглядные и убедительные доказательства текстурно-структурных особенностей исследованных пород и выявить стадийность образования вторичных кристаллов. При изучении большого прокрашенного шлифа под микроскопом ПОЛАР-3 (рис. 3.10-3.11) и бинокулярным микроскопом Axyview MV200UA (рис. 3.12), в трещине видны вторичные кристаллы, что свидетельствует о её природном происхождении и сохранении фильтрационных свойств на глубине. С помощью оптической микроскопии можно определить условия осадконакопления рифейских строматолитовых доломитов.



*Рис. 3.10. Кристаллы кальцита и пирита по стенкам открытой каверны в доломите разнокристаллическом. ЮТМ, скв.57, шлиф 8802, глубина 2356,8 м, николи //.*



*Рис. 3.11. Полости выщелачивания вдоль трещин, стенки которых инкрустированы вторичными кристаллами доломита. Строматолитовый доломит. ЮТМ, скв. № 120, шлиф 102а, глубина 2426,10 м, николи //.*



*Рис. 3.12. Вторичных кристаллы на стенках открытых трещин и каверн:  
А – образец № 8816, ЮТМ, скв.55, глубина 2342,7 м; Б – образец № 16, ЮТМ, скв. 272,  
глубина 2558,87 м; В – образец № 8802, ЮТМ, скв. 57, глубина 2356,8 м.*

### 3.6. Преимущества метода неразрушающего контроля

*Использование метода капиллярной пропитки* пород люминесцирующими жидкостями проведённый в комплексе методов дополняющих друг друга и подтверждённых многочисленными экспериментами автора на образцах кубической формы **позволяет установить**:

- соотношение пустот различного вида, а именно доленое содержание пор, каверн и трещин, т.е. оценить сложный тип коллектора;
- развитие трещин, определяющих направление фильтрации – горизонтальных, вертикальных и/или наклонных;
- наличие взаимопересекающихся трещин различной ориентировки, которые определяет изотропность проницаемости пород;
- определение ориентированной проницаемости по трём направлениям позволяет выявить главные направления фильтрации УВ по пласту;
- более достоверное определение эффективной ёмкости сложных коллекторов;
- морфологию и генезис пустот – возникновение каверн вдоль полостей трещин, т.е. возникновение *«вновь образованной» кавернозности* и обоснование дополнительной ёмкости;
- преобладающее развитие каверн в пористо-проницаемых породах. Они обеспечивают высокие ёмкость и проницаемость, т.е. развитие *«унаследованной» кавернозности*;
- определить количественную характеристику трещин, получить данные о длине, ориентировке и их раскрытости;
- характеристику изменчивости трещин с глубиной, различную интенсивность развития трещиноватости и обосновать закономерности изменения трещиноватости пород в природном резервуаре;
- породы не коллекторы, пропитка которых пенетрантом, даже под вакуумом, не даёт никакого эффекта.

С помощью этого метода возможно:

- определить минерализованные и открытые трещины;
- оценить морфологию (извилистость, протяженность, ширину зияния) и характер взаимосообщаемости трещин;
- установить трещины первого и второго порядка;
- выявить рост вторичных кристаллов в полости секущих трещин, препятствующих смыканию трещин, что позволяет им фильтровать УВ в природном резервуаре;
- получить объективную характеристику пустотного пространства фотографированием и определить изменчивость трещиноватости по образцам и в разрезе месторождения в пределах природного резервуара;
- определить ёмкость собственно трещин на больших образцах керна.

В заключение следует подчеркнуть, что трещины определяют не только фильтрационные свойства, эффективную ёмкость и сообщаемость пластов между собой, но и существенно влияют на выбор рациональной системы разработки месторождений.

## Глава 4. Строение, состав и формирование продуктивной толщи рифея

Строение, литолого-физическая характеристика разреза и условия осадконакопления рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения изучены на основе kernового материала и геолого-промысловым данным по многочисленным скважинам (рис. 4.1). При этом учитывались ранее проведённые исследования Юрубчено-Тохомской зоны (А.А. Трофимук, А.Э. Конторович, А.А. Конторович, К.И. Багринцева, В.В. Харахинов, О.В. Постникова, В.Г. Кузнецов, Н.В. Мельников, О.Е. Рыскаль, Н.М. Кутукова и др). В ходе работы были охарактеризованы строение, состав и мощности продуктивных отложений рифея по площади и вертикали, их фациальная изменчивость, определены основные оценочные параметры: эффективной ёмкости, ориентированной проницаемости и дана характеристика трещиноватости.

Автором проведено экспериментальное изучение kernового материала по скважинам: 5 «б», 8, 14, 25, 28, 29, 30, 32, 34, 39, 43, 44, 46, 50, 55, 57, 61, 106, 120, 198, 272 и др., к сожалению скважины пробуренные до 2000-х гг. имеют небольшой вынос kernа 40-60 %, что не позволяет произвести на них весь комплекс анализов. В ходе исследований большое внимание уделено литогенетическим особенностям строматолитовых доломитов рифея и показано влияние текстурно-структурных свойств на морфологию пустотного пространства и фильтрационно-ёмкостные свойства пород.

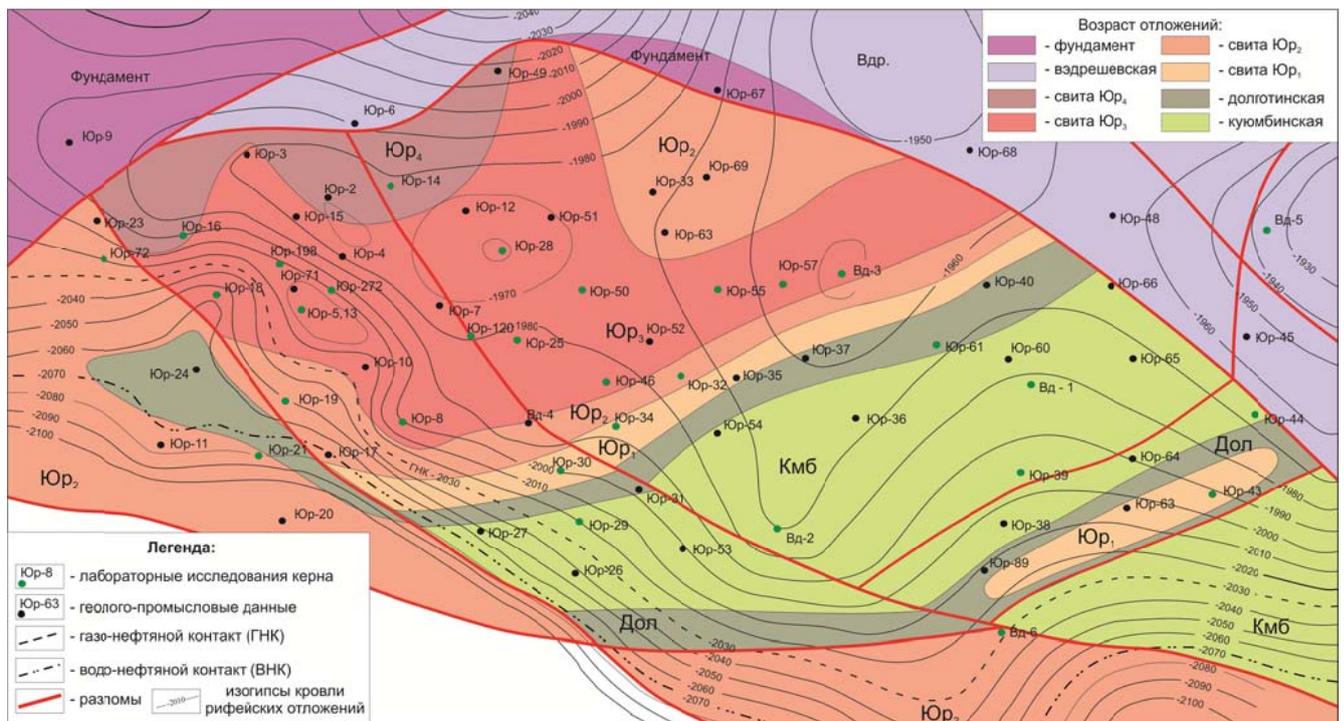


Рис. 4.1. Карта фактического материала и схематическая карта выхода рифейских пород на предвендскую эрозионную.

#### 4.1 Строение и состав рифейских отложений

Юрубчено-Тохомское месторождение имеет сложное блоковое строение рифейского комплекса, осложнённого серией дизъюнктивных нарушений. В районе исследований скважинами вскрыты отложения юрубченской, долготинской и куюмбинской толщ, на рис. 4.1 – рис. 4.2 приведено современное строение Юрубчено-Тохомского месторождения, схематично показаны выходы рифейских толщ на предвендскую эрозионную поверхность. Кровля рифея представляет размытую поверхность, которую несогласно перекрывают вендские отложения.

*Юрубченская толща (Юр)* представлена двумя подтолщами: нижняя - Юр<sub>4</sub>, Юр<sub>3</sub>, и верхняя – Юр<sub>2</sub>, Юр<sub>1</sub>; она сложена преимущественно доломитами, строматолитовыми, водорослевыми, узорчатой и слоистой текстуры, послойно неравномерно окремнённых. С запада на восток увеличивается мощность толщи от 334 м (скв. Юр-25) до 515 м (скв. Юр-30).

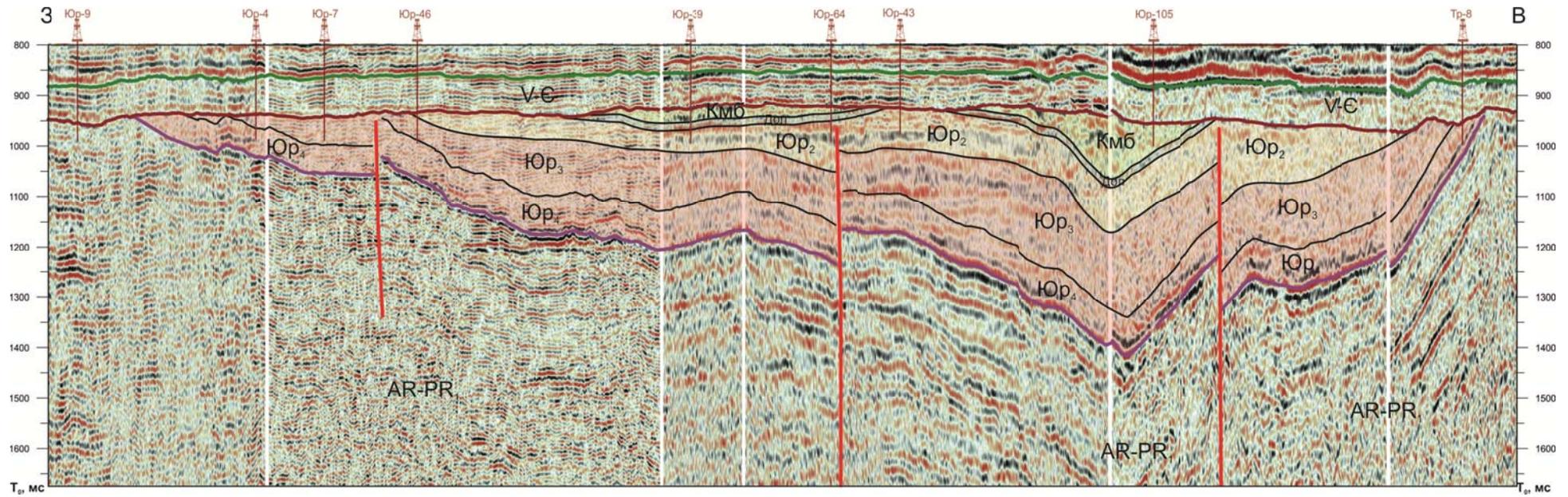
**Нижнеюрбченская подтолща** объединяет - Юр<sub>4</sub> и Юр<sub>3</sub>.

На западе месторождения отложения Юр<sub>4</sub> выходят на предвендскую эрозионную поверхность, постепенно погружаясь в восточном направлении до глубин более 3 км. Они вскрыты небольшим количеством скважин, максимальная мощность в скважине Юр-69 (глубина 2495-2782 м) составляет 287 м. В нижней части разреза отмечено опесчанивание вплоть до перехода в песчаники. Песчаники серые, мелкозернистые, кварцевые реже полимиктовые с доломитовым цементом. Выше по разрезу в основном распространены темно окрашенные доломиты из пластовых строматолитов с контрастной текстурой. Отмечаются прослой кремней до 10 см.

В скважине 14 (интервал 2393-2496 м) горизонт Юр<sub>4</sub> выходит на предвендскую эрозионную поверхность, в её разрезе преобладают серые со слабым кремевым оттенком строматолитовые доломиты. Доломиты неравномерно пронизаны микрослойками, прожилками, гнёздами и мелкими включениями светло-серого, белого, прозрачного вторичного крупнокристаллического доломита, иногда кремния, кварца и ангидрита. Всё это придаёт доломитам узорчатый и полосчато-пятнистый облик.

Отложения *Юр<sub>3</sub>* распространены по всему месторождению на доступных для бурения глубинах (рис. 4.2), в западной части месторождения (скв. 5 «б», 8, 10, 12, 25, 28, 46, 50, 57) они выходят на предвендскую эрозионную поверхность, погружаясь в восточном направлении до глубин 2368-2580 м, где имеют максимальную мощность 212 м в скважине Юр-30. Во всех скважинах отложения горизонта Юр<sub>3</sub> продуктивны на нефть и газ.

Детальное изучение кернового материала скважины 272 показало, что в основании разреза преобладают доломиты реликтово строматолитовые сильно окремнённые, мелкокристаллические. Окремнение неоднородное, встречаются многочисленные



*Рис. 4.2. Сейсмогеологический разрез рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения (по материалам ОАО «НК «Роснефть»)*

мелкие каверны. Выше по разрезу доломиты обломочные, брекчиевидные микрокристаллические, сильно окремненные, с интракластами и отдельными крупными линзами халцедона. Видно, что часть обломков сложена тонкослоистыми доломитами, в которых угадывается первичная строматолитовая текстура. Кристаллы доломита двух генераций: первичные микрокристаллические и вторичные мелко-тонкокристаллические, заполняющие первичные пустоты в строматолитовом доломите в результате перекристаллизации пород. Присутствуют обломки массивных пород, полностью замещенных кремнеземом.

В интервале 2508-2558 м преобладают доломиты строматолитовые, с волнистой слоистостью. Слоистость представлена чередованием первичных микрокристаллических доломитов и вторичных кремнистых слойков толщиной 0,5-2 см, частично заместивших вторично доломитизированные прослой в породе. Присутствуют единичные крупные линзы, размером до 6 см, выполненные халцедоном, в которых развита сложная система взаимопересекающихся трещин различной морфологии и ориентировки, вдоль полостей трещин развиты щелевидные каверны.

**Верхнеюрубченская подтолща** (рис. 4.1) выходит узкой полосой на предвендскую эрозионную поверхность, в скважине Юр-30 она вскрыта на полную мощность (рис. 4.3). Подтолща разделяется на две части Юр<sub>2</sub> - 2320-2368 м и Юр<sub>1</sub>- 2292-2320 м. Литологическое изучение показало, что породы сложены доломитами красно-коричневого и серого цвета, с остатками водорослей, строматолитов, брекчий, с прослоями аргиллитов.

**Горизонт Юр<sub>2</sub>** в основании представлен аргиллитами красновато-коричневого цвета с пятнами и линзами зеленовато-серых разностей. Аргиллиты неравномерно доломитистые, тонкоплитчатые, мелкооскольчатые, слабоволнисто- и линзовидно-слоистые. Они являются надёжным репером почти на всей территории месторождения, их мощность 1-1,5 м. Остальная часть разреза сложена доломитами обломочными светло-серыми, пятнами розоватыми, окремнёнными. Преобладают в основном обломки строматолитовых, микрозернистых доломитов. Они плотно упакованы, некоторые сцементированы мелко-среднезернистым доломитом. Среди них встречаются глинистые прослой. Общая мощность отложений 33-62 м, увеличивается в восточном направлении.

В разрезе **горизонта Юр<sub>1</sub>** преобладают доломиты микрозернистые слабглинистые светло-серые, пятнами розоватые, участками перекристаллизованные, чередующиеся с доломитами серыми, светло-серыми, различно слоистыми, с прослоями светло-розового среднезернистого строматолитового доломита, в которых присутствуют редкие каверны размером от 1-2 мм до 1,5x2 см. Каверны частично выполнены разномзернистым доломитом. Общая мощность 20-50 м.

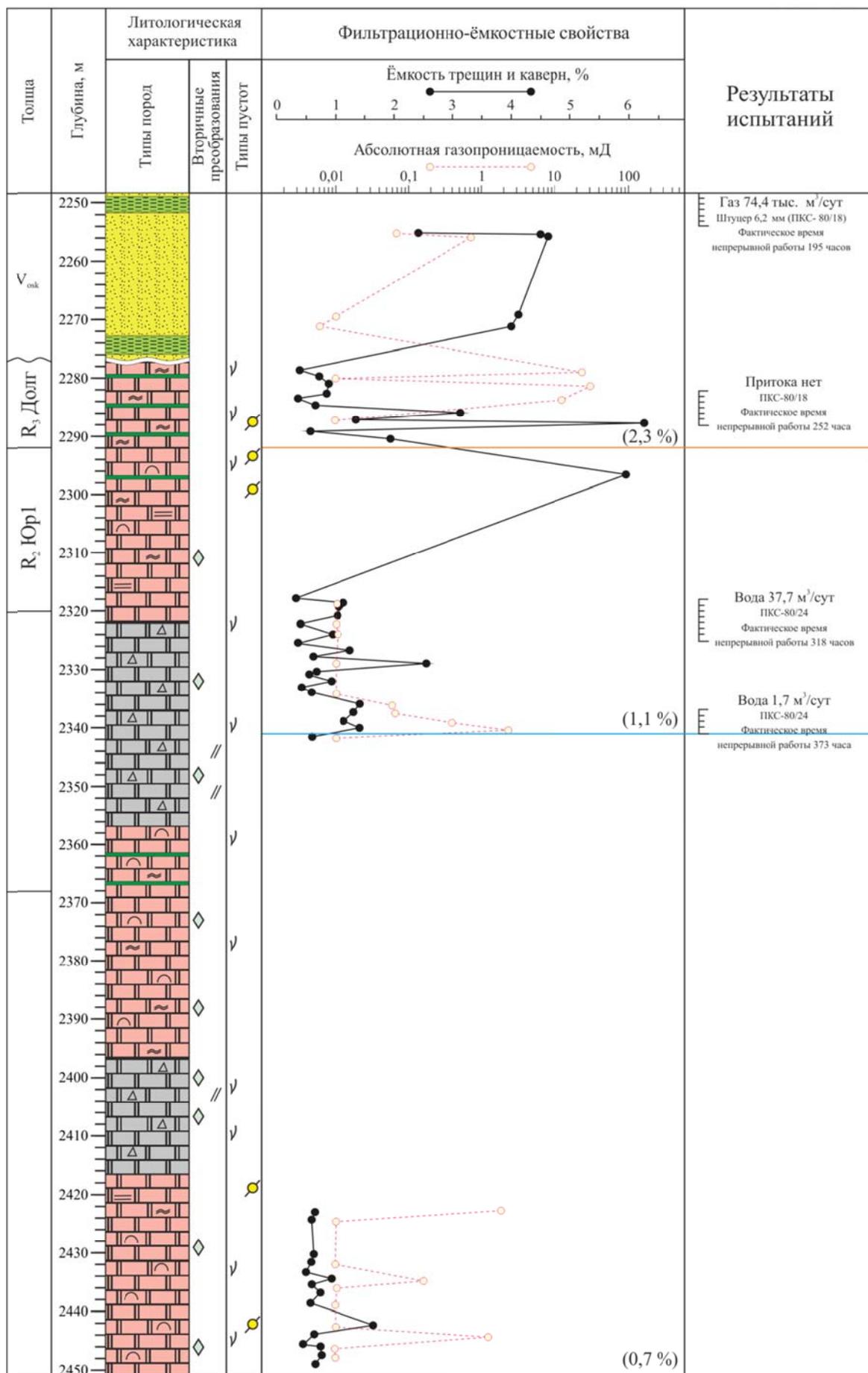


Рис. 4.3. Литофизический разрез рифейских отложений. Скважина № 30.  
Условные обозначения на рис. 4.4.

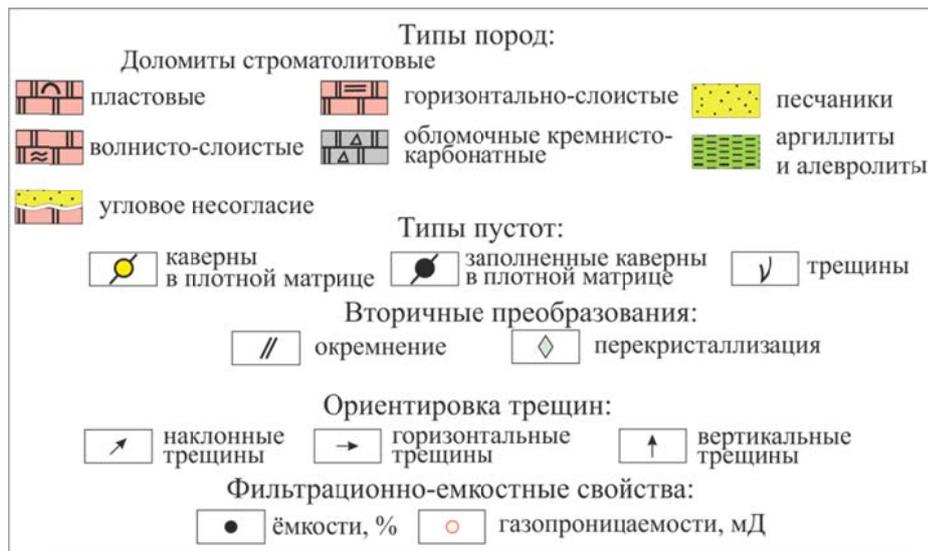


Рис. 4.4. Условные обозначения для литофизических разрезов

**Долготинская толща** вскрыта в восточной части Юрубчено-Тохомского и на Куюмбинском месторождениях, в разрезе выделяется повышенными показаниями ГК, имеет преимущественно карбонатный состав и образует с вышележащей куюмбинской толщей единый массив. Породы представлены строматолитовыми микроволнистослоистыми доломитами от светло-серого до темно-серого цвета. Мощность толщи изменяется от 53 м (скв. Юр-54) до 96 м (скв. Юр-100).

В скважине Юр-31 толща выходит на предвендскую эрозионную поверхность, сложена доломитом с прослоями аргиллитов. Доломит строматолитовый волнисто-слоистый, мелкокристаллический, участками переходящий в среднекристаллические разности, трещиноватый. Встречаются мелкие каверны выполненные кристаллами доломита мелко-среднезернистого.

В скважине Юр-61 толща вскрыта в интервале 2276-2311 м, представлена чередованием доломитов волнистых строматолитовых и микрозернистых прослоев, пелитоморфного доломита и тонкозернистого доломита с включениями мелко-среднезернистого или даже крупнозернистого доломита. Для некоторых строматолитовых доломитов характерно наличие микрофитолитовых прослоев, где микрофитолиты, сложенные микрозернистым доломитом и сцементированы тонкозернистым.

Ниже в интервале 2306,5-2313,8 м доломиты обломочные, сложены обломками доломита и брекчированными разностями строматолитового и слоистого доломитов. Встречаются кремнистые стяжения и линзы окаймлённые светло-коричневым битуминозно-глинистым веществом.

Долготинская толща залегает на различных глубинах от 2480 до 2194 м, местами выходя на предвендскую эрозионную поверхность. Мощность толщи от нескольких метров до 93 м в скважине Юр-44.

**Куюмбинская толща** сложена доломитами пластово-строматолитовыми и представляет собой чередование различных по мощности пачек светло-серого, серого и тёмно-серого цветов. Доломиты микро-мелкокристаллические лапчатые, микроволнистослойчатые, узорчатые. Толща в полном объеме вскрыта скв. Мдр-156 (инт. 2728 - 3202), мощность 474 м.

Детальное изучение керна (2381-2516 м) скважины Юр-39 показало, что толща сложена чередованием различных по мощности пачек доломитов строматолитовых узорчатых, пластовых, неяснослоистых, микроволнистослоистых светло-серого, серого и тёмно-серого цветов с доломитом тонко-, мелкозернистым, массивным, прослоями полосчатым. Иногда встречаются обломочные доломиты. Породы неравномерно кремнистые, окремнение в виде желваков и линз зелёного, коричневого и желтовато-серого цвета. Встречаются тонкие прослой глинистых доломитов и коричневых аргиллитов мощностью до 2,5 см. Трещиноватость развита неравномерно, отмечаются единичные изолированные каверны, в основном, уплощённой формы размером до 2x0,5 см.

В скважине Юр-44 литологическое изучение пород куюмбинской толщи (2200 – 2265 м) показало, что разрез представлен доломитами серыми, темно-серыми микро-тонкозернистыми плотными массивными, иногда волнисто- или горизонтально слоистыми, трещиноватыми. По всему разрезу наблюдается значительное окремнение в виде линз кремния по кавернам и трещинам. Микроскопическое изучение керна на глубине 2232,5 м показало, что доломит разномасштабный имеет водорослевую природу, подвержен интенсивной перекристаллизации. Комки, сложены мелкозернистым доломитом, не имеют четких границ, часто соединены между собой. Цементированы доломитом средне-крупнозернистым, плотно упакованным. Кристаллы доломита, имеют неправильную форму с четко выраженными плоскостями спайности. Породы подвергались интенсивной перекристаллизации причем перекристаллизованы полностью и превращены в реликтивно-водорослевые.

На глубине 2201 м встречаются прослой доломитов неравномерно кавернозных, размеры каверн в поперечнике от долей мм до 5 мм. Часть каверн открытые, другие выполнены крупно-среднекристаллическим доломитом или сульфатами.

#### **4.2. Обстановки осадконакопления**

Накопление рифейских отложений Юрубчено-Тохомской зоны происходило в тёплом мелководном внутришельфовом морском бассейне с сильной изменчивостью условий и режимов седиментации. По данным Р.Н. Гинзбурга (1974) и Дж. Л. Уилсона (1980) в пределах фотической зоны на глубинах до 10-15 м активно развивались цианобактериальные сообщества, обусловившие формирование разнообразных водорослевых, преимущественно строматолитовых пород.

Исследования В.П. Маслова (1961) показывают, что в процессе образования докембрийских строматолитов участвуют химический, биохимический, иногда физиологический процесс выпадения карбоната в осадок. Наиболее интересным является биохимический процесс, когда низшие водоросли и цианобактериальные сообщества меняют рН среды усваивая растворённый в воде углекислый газ, что вело к повышению рН морской воды до величин 9 и даже до 11 (Дольник Т.А., 2000). Именно высокощелочная среда и предопределила седиментационно-диагенетический доломитовый состав строматолитов, поскольку магниезиальные соединения осаждаются при рН выше 9.

Вследствие неодинаковых условий существования низших водорослей в течение сезона изменение температуры, солёности, гидродинамики и латеральных обстановок меняются количество и видовой состав водорослей. Это ведёт к изменению количества и характера отложений карбоната. В мелководных условиях, особенно благоприятных для развития цианобактериальных сообществ, формировались строматолитовые доломиты. При этом на участках с довольно ровным, плавным характером рельефа преобладали их пластовые разновидности, на склонах поднятий и в участках с более расчлененным рельефом развивались преимущественно вертикальные столбчатые формы. В частично изолированных участках мелководья создавались «затишные» условия с пониженной динамикой среды, где накапливались илистые микритовые карбонаты. Зоны мелководья разделялись относительно более глубоководными и гидродинамически активными участками, где под действием постоянных волнений и течений формировались обломочные отложения (Н.М. Скобелева, 2005). Динамические факторы в значительной степени определяли степень крупности материала, генетический набор форменных элементов, сортировку и характер их цементации.

Микробиальные сообщества продуцируя и улавливая  $\text{CaCO}_3$  в период их активной деятельности и ранней минерализации после отмирания нижних частей матов, создавали разнообразные постройки или «иловые холмы». Последние при благоприятных условиях могли достигать уровня моря, противостоять сильным течениям, штормам и влиять на характер седиментации в окружающем пространстве.

Особенности обстановок осадконакопления оказали очень большое влияние на сложное строение и морфологию пустот, образующихся в известковых водорослях. Дж. Уилсон (1980) описывает водоросли, которые образуют полуустойчивую открытую сетку, в неё проникают и задерживаются известковый ил и зёрна песчаной размерности. Слизистые выделения водорослей в сочетании с тонкими нитями действуют как строительные элементы. Внутренней известковой постройки у водорослей не наблюдается, однако сохраняется тонкая слойчатость, отражающая периодическое накопление ила.

Модель осадконакопления рифейских отложений Юрубчено-Тохомской зоны (рис. 4.5) отражает изменение гидродинамических условий седиментации и характер пространственного размещения различных литотипов пород на изучаемой территории. В районе исследований наибольшее развитие получили строматолитовые доломиты разнообразных форм: пластовые, волнисто- и горизонтально-слоистые, куполовидные постройки и продукты их разрушения, обломки и доломито-кремнистые брекчии (К.И. Багринцева, 2015).

На представленной модели (рис. 4.5) выделены три принципиально различных по времени и генезису этапа формирования строматолитовых доломитов, подчеркнута возможность образования водорослевых построек, разрушение которых сопровождается накоплением обломочных кремнисто-карбонатных отложений. На заключительном этапе в долготинское и куюмбинское время в наиболее погруженных частях бассейна накапливаются глинистые строматолитовые доломиты, а также глины и аргиллиты. На модели показаны существенно различные породы по литологическому составу, накапливающиеся в приливно-отливной равнине и на мелководном шельфе.

**В раннеюрубченское время**, на всей территории Юрубчено-Тохомской зоны, в условиях крайнего мелководья, с преобладанием непостоянного гидродинамического режима, образовывались преимущественно пластово-строматолитовые разности, которые неоднократно поднимались на дневную поверхность из-за частых колебаний уровня моря, что приводило к их выщелачиванию и перекристаллизации.

Отложения представлены доломитами реликтово-строматолитовыми, тонко-мелкокристаллическими, сильно перекристаллизованными, в различной степени окремненными. Встречаются комки и сгустки, сложенные микрокристаллическим карбонатом, которые имеют округлую или овальную форму и нечеткие границы. Возможно, они являются результатом неравномерной перекристаллизации водорослевой матрицы. Позже мелководная обстановка сохранилась, о чём свидетельствует наличие реликтовой структуры строматолитовых доломитов. В рифейских отложениях выявлены различные мощности и текстурно-структурные особенности пород, что позволяет судить о неодинаковой гидродинамической активности среды осадконакопления.

В отложениях свиты Юр<sub>3</sub> в районе скважины Юр-28 можно предположить наличие небольшой *иловой постройки* (рис. 4.7), которая сложена доломитом строматолитовым тонко-микрозернистым с включениями крупнозернистого доломита и кремнезёма. Породы сильно перекристаллизованы, присутствуют мелкие каверны частично выполненные вторичными

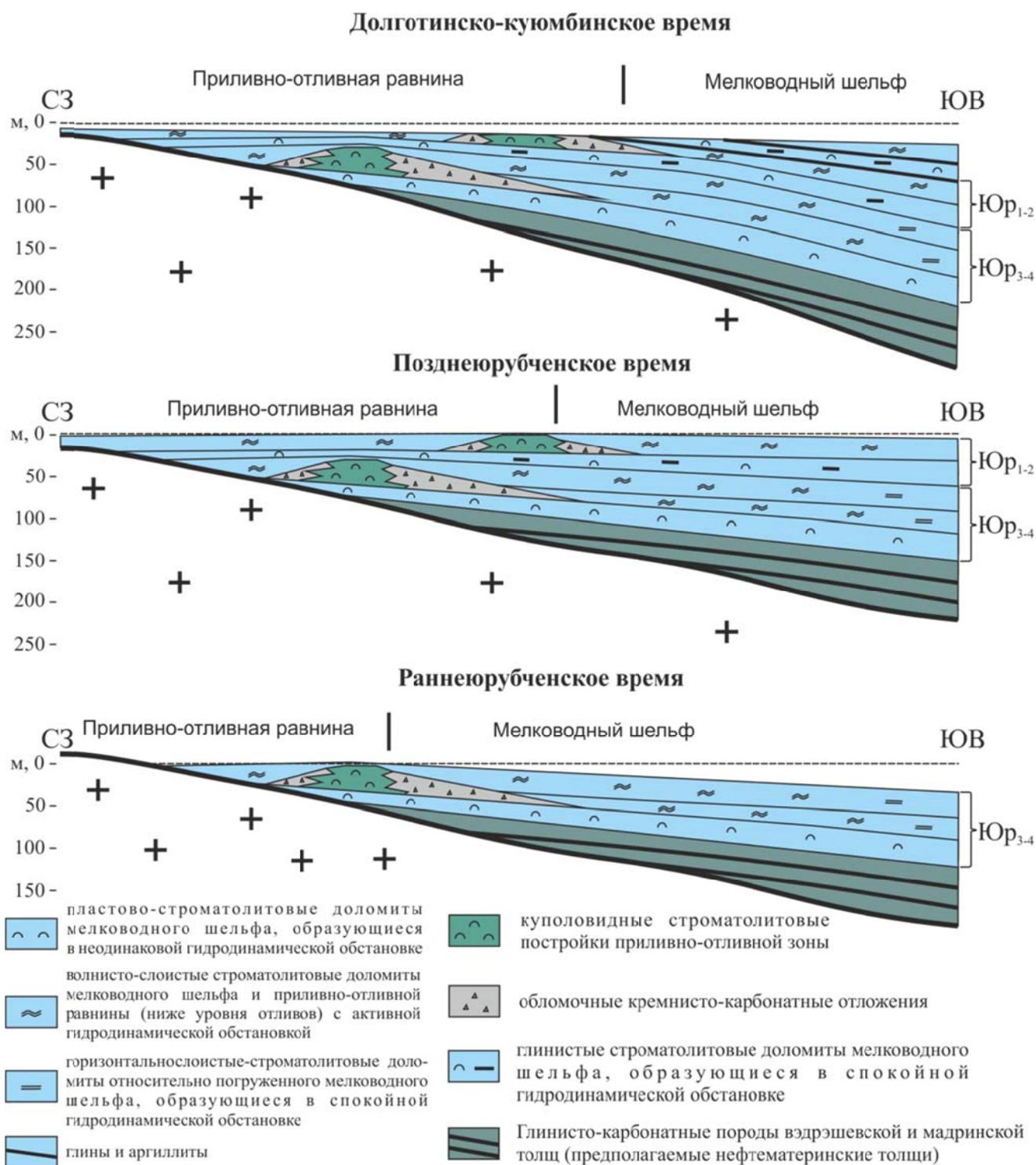
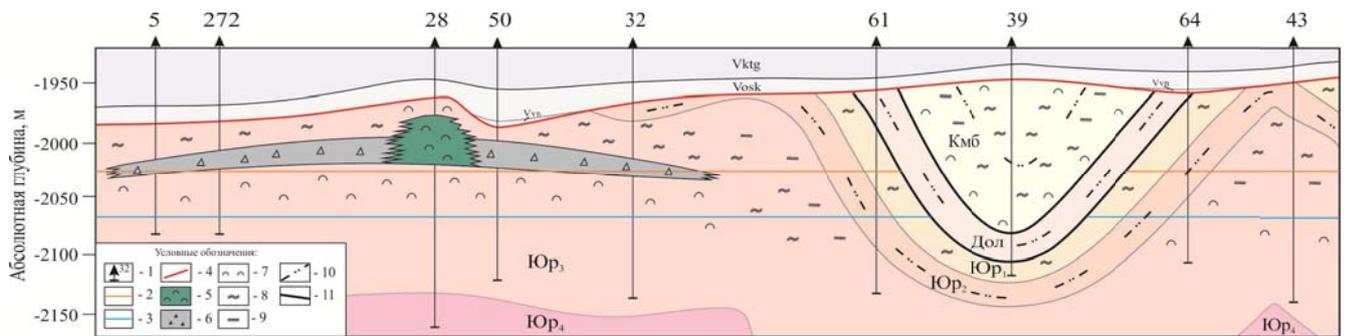


Рис. 4.6. Модель осадконакопления рифейских отложений Юрубчено-Тохомской зоны

(Ж.И. Багринцева, Н.Б. Красильникова, Р.С. Сауткин, 2015)



Легенда: 1 - скважина, 2 - ГНК, 3 - ВНК, 4 - предвендская эрозионная поверхность, 5 - куполовидные строматолитовые постройки, 6 - обломочные кремнисто-карбонатные отложения, 7 - пластово-строматолитовые доломиты, 8 - волнисто-слоистые строматолитовые доломиты, 9 - горизонтально-слоистые-строматолитовые доломиты, 10 - глинистые строматолитовые доломиты, 11 - глины и аргиллиты

*Рис. 4.7. Принципиальная модель строения рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения.*

кристаллами доломита, сгустки сложены пелитоморфным и микрозернистым доломитом. Полосчатый характер распределения разнокристаллического доломита позволяет предположить, что первоначально это были карбонатные известковые илы, описанные в литературе как «иловые холмы» (Дж. Уилсон, 1980).

Иловые постройки характеризуются непостоянством размеров в диаметре и морфологически они разделяются на симметричные в поперечном сечении, куполовидные или уплощенно-линзовидные образования. Вокруг иловых построек, которые подвергаются сильным волновым воздействиям и часто выходят на дневную поверхность формируются обломочные строматолитовые кремнисто-доломитовые разности. Мощность их непостоянна, изменяется от 8-10 м в скв. 5 «б», 13, 272, до 15-20 м – скв. 50, 30, 32 (рис. 3). Образование брекчиевидных доломитов происходило в условиях повышенной гидродинамической активности, которую характеризуют текстуры смятия и взламывания, развитие оолитовых и интракластовых пород. Обломки брекчий неправильной формы имеют размер от 1,5 см до 4 см и более, состоят из доломитов микрокристаллических тонкослоистых, в которых угадывается первичная строматолитовая текстура и интракластовых разностей, которые нередко замещены кремнезёмом. Вокруг обломков располагаются извилистые тонкие трещины, заполненные темно-коричневым глинисто-битуминозным веществом.

Позднее произошло обмеление бассейна, в результате, в северо-западной части Юрубчено-Тохомского месторождения в верхах свиты Юр<sub>3</sub> стали накапливаться доломиты строматолитовые неоднородно-волнисто-слоистые. Слоистость подчеркнута чередованием первичного микрокристаллического и вторичного яснокристаллического доломита, толщиной 0,5-2 см. Породы интенсивно окремнены, часть слоёв замещена халцедоном. Присутствуют

единичные открытые каверны размером 3х6 см, ориентированные параллельно слоистости. Стенки каверн частично выполнены кремнезёмом.

Широкое развитие водорослевых построек свидетельствует о господстве непостоянного гидродинамического режима. В периоды активизации волновой деятельности, связанной с приливно-отливными течениями, формировались микрофитолитовые породы. Присутствие многочисленных мелких каверн, следы взламывания и неоднородная слоистость указывают на периодическое осушение данного участка. Отличительной особенностью данных отложений является полное отсутствие глинистого вещества.

**В позднеюрубченское время** в районе скважин 32, 61, 64, 39, 43 наблюдается резкое изменение обстановок седиментации, происходит погружение бассейна осадконакопления в восточной части ЮТМ, вероятно обусловленное тектоническими факторами. В результате накапливаются слабоглинистые доломиты горизонта Юр<sub>2</sub>, с прослоями аргиллитов красно-коричневого цвета.

Микроскопическое изучение шлифов позволило дифференцировать разрез и выделить различные литотипы. В районе скважины 30 отложения представлены брекчиевидными доломитами, сильно окремнёнными. Форма обломков изометричная, овальная, неправильно изометричная, обломочная часть несортированная. Окатанные обломки доломита овальной, вытянутой формы, размером 0,5 – 7 мм сложены доломитом реликтово-строматолитовым, фитогенным, комковатым и сгустковым доломитом микрокристаллическим. Фитогенные комки и сгустки овальной, округлой формы, размером 0,08 – 0,25 мм с пелитоморфной внутренней структурой. Наличие несортированных и в разной степени окатанных пород и их смешение с комковато-сгустковым материалом, скорее всего, отражает штормовые явления, в результате которых отложения легко разрушались и переоткладывались.

Колебания уровня моря привели к тому, что в основании свиты Юр<sub>1</sub> накапливались различные слоистые строматолитовые доломиты с редкими кавернами размером от 1-2 мм до 1,5х2 см. Каверны частично выполнены крупными кристаллами вторичного доломита.

Осадконакопление горизонта Юр<sub>1</sub> происходило в относительно мелководном бассейне в пределах карбонатного шельфа, с преобладанием непостоянных гидродинамических условий. Зона активной гидродинамики вероятнее всего развивалась вблизи береговой линии, что подтверждается периодическим появлением в разрезе пластово-строматолитовых доломитов. Также об этом свидетельствуют признаки, указывающие на неоднократный выход пород на дневную поверхность - развитие многочисленных каверн и пустот, впоследствии залеченных вторичными минералами, что является свидетельством регрессивного изменения в карбонатных отложениях.

**В долготинское время** фиксируется снижение уровня моря и проградация приливно-отливных равнин в северо-восточном направлении, что сопровождалось повышенным поступлением терригенного материала.

Отложения представлены доломитами строматолитовыми коричневыми преимущественно массивными и неяснослоистыми, часто с рассеянной вкрапленностью зерен кварца песчаной размерности, кристаллов пирита и гидроокислов железа. Доломиты переслаиваются с аргиллитами зеленовато-коричневыми, тонкослоистыми с линзовидными прослойками глинистых доломитов. Разрез неравномерно окремнён. Выявлены поверхности ожелезнения, эрозионные поверхности осложненные микротрещинами проседания, выполненными среднекристаллическим кальцитом.

**В куюмбинское время** сформировался комплекс, сложенный преимущественно доломитами пластово-stromatолитовыми, который представляет чередование различных по мощности пачек светло-серого, серого и тёмно-серого цветов. В настоящее время отложения сохранились только в восточной части исследуемой территории (скв. 26, 27, 36, 39, 44, 65 и др.). Доломиты микро-мелкокристаллические лапчатые, ромбоэдрические, микроволнистослойчатые, узорчатые. Наличие волнистой слоистости, обломков карбонатных пород и окатанных зерен кварца, следов седиментационных деформаций свидетельствует о прибрежной обстановке в период формирования фитогенных построек и разрушения их под действием волн и течений. Присутствуют прослои с явной биоморфной структурой. На поверхностях отдельных микрослоев видны микротрещины усыхания, выполненные среднекристаллическим кальцитом. Встречаются доломиты обломочные с фрагментами микрогоризонтальнослоистых известняков.

Позднее произошло погружение бассейна и относительное повышение уровня моря. Стали накапливаться глинистые пласты (скв. Мдр-156), которые хорошо прослеживаются по всей территории и являются реперами при корреляции.

**В позднекуюмбинское время** изменились условия осадконакопления, в районе скв. Юр-36, Юр-39, Юр-44 и северо-восточнее, на Куюмбинском месторождении, образовалась обширная мелководная депрессия, где накапливались доломиты серые микро-тонкозернистые массивные, иногда волнисто- или горизонтально слоистые. По всему разрезу в породах наблюдается значительное окремнение в виде линз. За счёт интенсивной перекристаллизации породы полностью превращены в реликтивно-stromatолитовые.

В целом, можно предположить, что седиментация происходила в тёплом мелководно-морском бассейне с умеренным гидродинамическим режимом, периодически нарушаемом штормами и приливно-отливными течениями. Периодически отложения осушались, о чём свидетельствуют структуры «птичьего глаза», нарушения микрослоёв и многочисленных трещин усыхания.

*Детальное изучение керна по большому числу скважин ЮТМ позволяет сделать вывод о специфических условиях осадконакопления рифея. Первичная седиментация рифейских отложений характеризуется чрезвычайной изменчивостью и непостоянством условий накопления осадков по площади природного резервуара, что обусловлено разнообразием типов и форм известковых водорослей. Непостоянство гидродинамического режима, скорости осадконакопления ила, химизм вод, солёность и температура – всё это проявляется в изменчивости условий жизнедеятельности различных типов цианобактериальных сообществ.*

*Проведённый анализ позволил сделать вывод о существенном различии условий осадконакопления в юрубченское, долготинское и куюмбинское время. Осадконакопление происходило в широком диапазоне от приливно-отливных обстановок до обстановок относительно погруженной части шельфа.*

*В раннеюрубченское время осадконакопление происходило в достаточно спокойном относительно мелководном бассейне с широким развитием водорослевых матов и строматолитовых построек на возвышенных формах рельефа.*

*В позднеюрубченское время исследуемая территория начала постепенно погружаться в восточном направлении, в результате чего отложения представлены слабоглинистыми доломитами с прослоями аргиллитов красно-коричневого цвета и брекчиевидными сильно окремнёнными доломитами.*

*В долготинское время осадконакопление происходило в мелководно-морском бассейне с формированием массивных и неяснослоистых строматолитовых доломитов, часто переслаивающихся с глинисто-карбонатными породами.*

*В куюмбинское время осадконакопление происходило в прибрежной обстановке, в период формирования фитогенных построек и разрушения их под действием волн и течений. Периодически уровень моря поднимался на длительное время, что подтверждают глинистые пласты, выдержанные по всей толще.*

### **4.3. Влияние постседиментационных преобразований на формирование и морфологию пустотного пространства строматолитовых доломитов**

Наиболее важные постседиментационные преобразования, приведшие к изменению морфологии пустотного пространства и коллекторских свойств рифейских отложений являются трещинообразование, перекристаллизация, окремнение и выщелачивание, неоднозначность и интенсивность которых в наибольшей степени проявилась в мелководных фациях строматолитовых доломитов толщи Юр<sub>3</sub>. В периоды неоднократных кратковременных осушений происходили процессы выщелачивания с образованием каверн, впоследствии они частично, иногда полностью, заполнялись крупнокристаллическим доломитом, кремнезёмом и реже кварцем.

Наиболее интенсивно процессы карстования происходили во время предвендского размыва, что обеспечило образование карстовых полостей, встречных в ряде скважин (Юр-8, Юр-14, Юр-25, Юр-28, Юр-44 и др.) в виде провалов и катастрофического поглощения бурового раствора.

Комплексное исследование пород по разрезу скважин 5«б», 8, 19, 21, 25, 28 и др. показало, что совокупное влияние постседиментационных преобразований обусловило сложное строение и морфологию пустот, и закономерности изменения эффективной ёмкости и проницаемости в резервуаре.

*Перекристаллизация* широко распространена в рифейских отложениях, она происходила в результате неоднократного подъёма отложений и под влиянием активной циркуляции подземных вод. Развитию перекристаллизации способствует неодинаковая растворимость кристаллов различной размерности. Исследования Коржинского (1953) показали, что поровый раствор, насыщенный по отношению к средним зёрнам, будет недонасыщен по отношению к мелким и перенасыщен для крупных. Кроме того, в одной и тоже породе мелкие зёрна находятся под большим внутренним давлением, чем крупные.

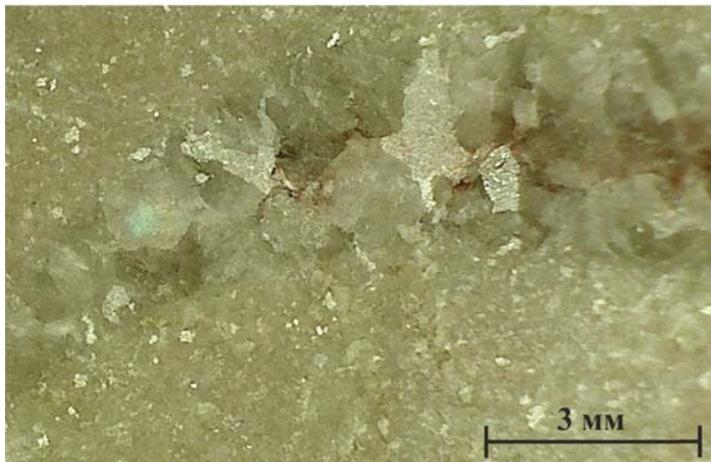
Перекристаллизация происходит неравномерно и зависит от формы межкристаллических контактов кристаллов. В отложениях Юрубчено-Тохомского месторождения перекристаллизация выражена в укрупнении размеров кристаллов доломита (рис. 4.8), её особенностью является частичная инкрустация стенок каверн и трещин, что препятствует их смыканию. По-видимому, перекристаллизация напрямую не влияет на уменьшение коллекторских свойств, лишь иногда в шлифах отмечаются мелкие изолированные поры перекристаллизации.

Изученные доломиты представлены тремя типами. Первый – седиментогенный микрокристаллический, образует плотную непроницаемую матрицу строматолитов. Второй – средне-мелкокристаллический доломит, заполняющий пустоты первичного доломита за счет перекристаллизации. В нем иногда отмечается межзерновая пористость, по границе доломитов первого и второго типа часто формируются трещины извилистой морфологии. Яснокристаллический доломит наиболее подвержен выщелачиванию и последующему окремнению. Третий тип кристаллов – наиболее поздние по времени формирования крупные, почти прозрачные кристаллы (рис. 4.9), которые инкрустирует стенки полостей выщелачивания (рис. 4.10), что подтверждается исследованиями под сканирующим растровым электронным микроскопом Jeol JSM-6400LV (Япония).

Изображения, полученные в рентгеновском излучении при сканировании поверхности образца показывают распространение элементов по площади шлифа, за счёт изменения интенсивности характеристического рентгеновского излучения заданной длины. Участки с



*Рис. 4.8. Инкрустация стенок среднекристаллическим доломитом и частичное выполнение полостей каверны крупнокристаллическим доломитом в строматолитовом доломите. Скважина № 55. Образец № 8816. Глубина 2342,7 м.*

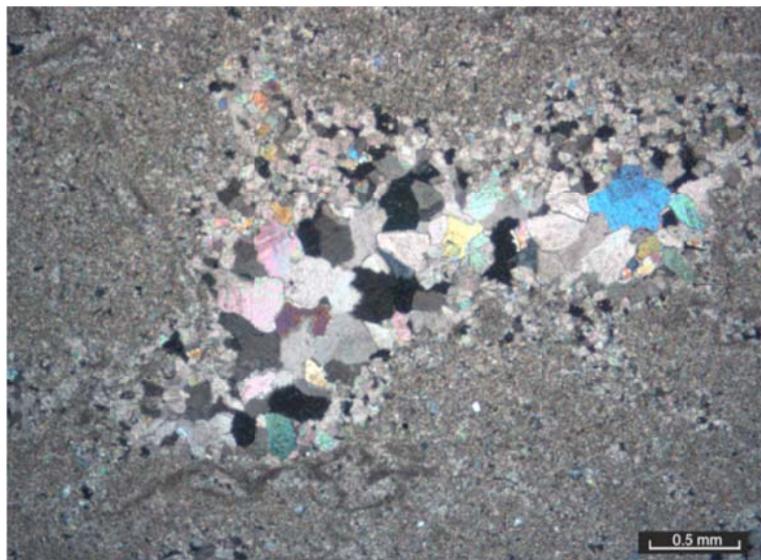


Скважина № 55. Образец № 8672. Глубина 2267,7 м.



Скважина № 25. Образец № 8679. Глубина 2358,7 м.

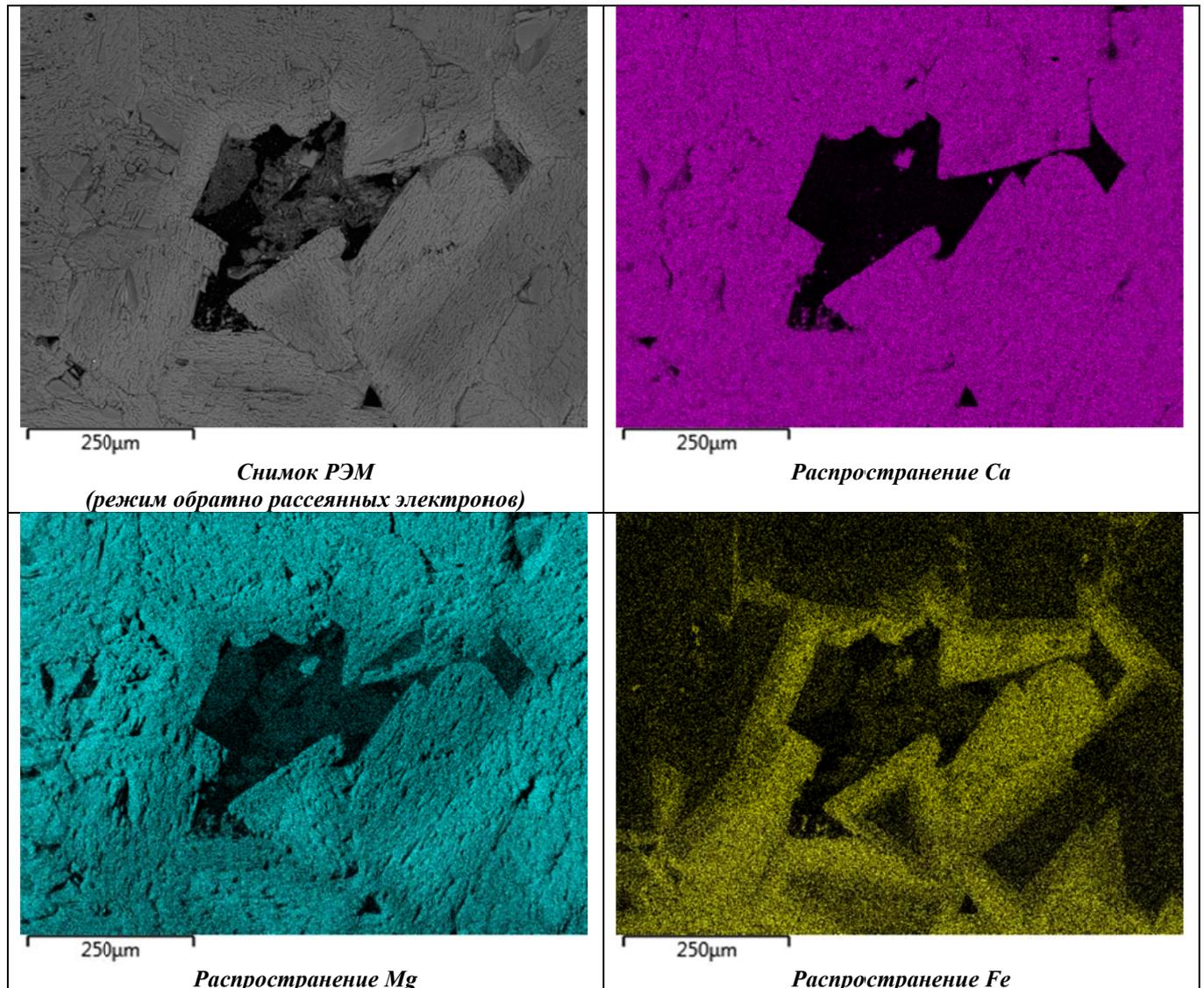
*Рис. 4.9. Крупнокристаллический доломит инкрустирующий полости каверн.*



*Рис. 4.10. Стадийное заполнение каверны средне-мелкокристаллическим (первая стадия) и крупнокристаллическим (вторая стадия заполнения) доломитом. Скважина № 57. Шлиф 8797. Глубина 2453,5 м. Николи X.*

высокой концентрацией исследуемого элемента в пределах площади сканирования будут на изображении почти белыми, места с менее высокими концентрациями – серыми, а те места, где элемент отсутствует, - черными. Построение карт распределения элементов помогает понять структурные взаимоотношения фаз различного состава и выявить стадии и минеральный состав пород.

Проведённые исследования доказывают доломитовый микрокристаллический состав пород, большое содержание Ca и Mg, и заполнение каверн вторичным крупнокристаллическим анкеритом, что отчётливо видно на картах распространения Fe (рис. 4.11).

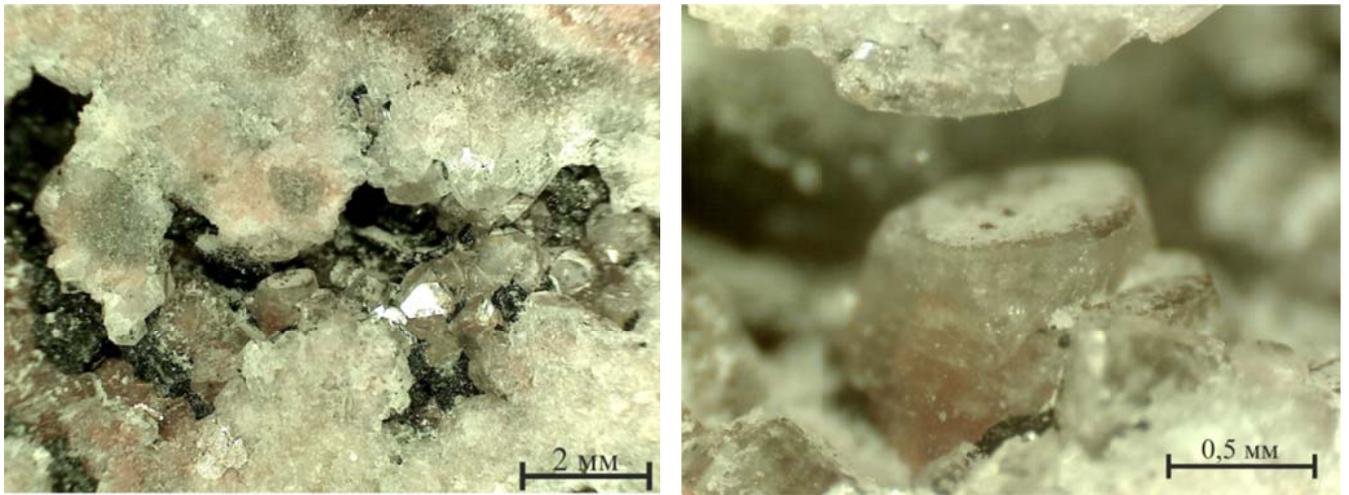


**Рис. 4.11. Карты распределения элементного состава в шлифе. Образец № 106. Скважина № 120. ЮТМ. Глубина 2442,3 м.**

Существенно большее значение на формирование пустотного пространства оказывает **выщелачивание**, которое происходило в рифейских отложениях на разных стадиях литогенеза. Самое раннее - в строматолитовых доломитах при обмелении морского бассейна, в результате чего формировались крупные каверны, сообщающиеся между собой (рис. 4.12). Каверны

довольно быстро заполнялись вторичными кристаллами доломита и анкерита. Следующая стадия образования пустот тесно связана с формированием в строматолитовых доломитах секущих трещин различной ориентировки, по которым протекали агрессивные растворы, насыщенные кремнезёмом и углекислотой, способствующие растворению доломитов и частичной инкрустации стенок пустот кремнезёмом. Формирование каверн различного генезиса и формы в значительной степени увеличило полезную ёмкость изученных отложений рифея.

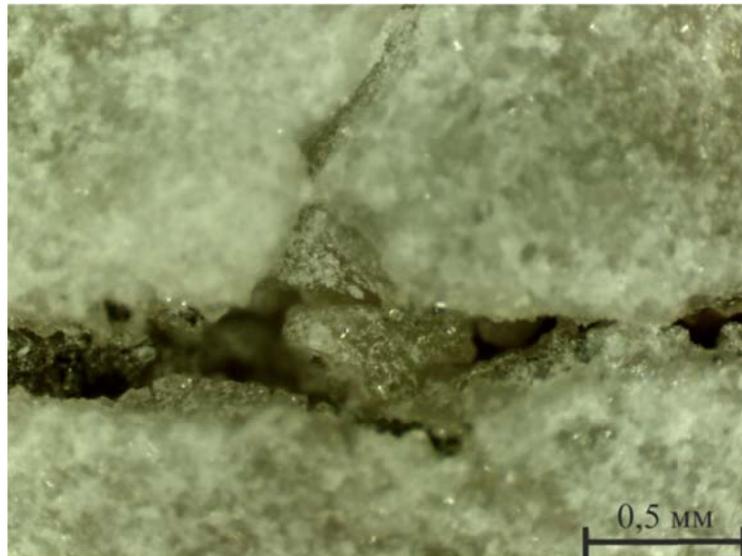
Интервалы кавернозности в разрезе характеризуются зональным распределением. При этом закарстованные участки строматолитовых доломитов располагаются как непосредственно под предвендской эрозионной поверхностью, так и внутри рифейских толщ, что может быть связано с внутририфейскими перерывами или развитием карста на глубине.



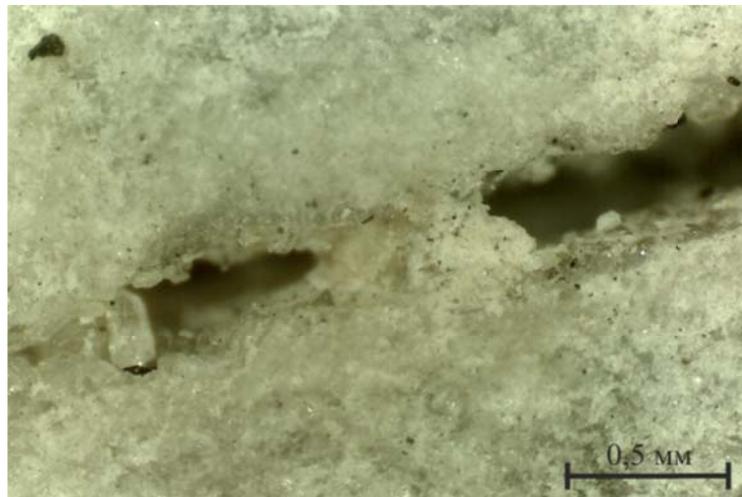
*Рис. 4.12 Крупные каверны причудливой формы инкрустированные крупнокристаллическим доломитом с примесью железистых минералов (анкерит). Скважина № 120, образец № 101б, глубина 2422,96 м.*



*Рис. 4.13. Инкрустация полостей выщелачивания трещин препятствующая смыканию. Скважина № 120, образец № 101а, глубина 2422,90 м.*



*Рис. 4.14. Щелевидные каверны в местах пересечения трещин. Скважина № 120, образец № 109, глубина 2458,50 м.*



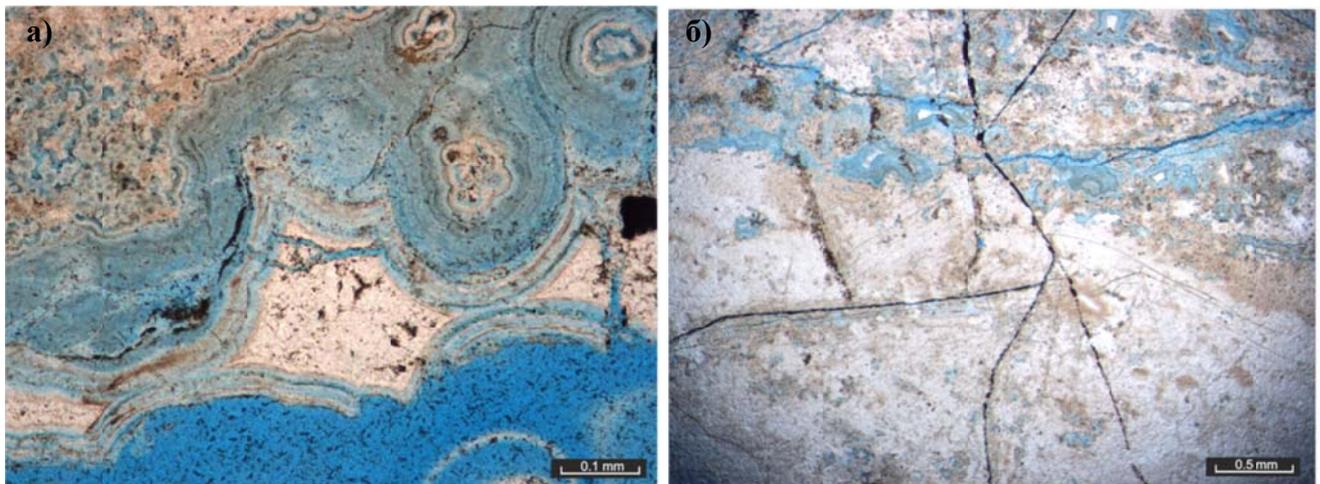
*Рис. 4.15. Щелевидные полости выщелачивания трещин и частичная их инкрустация. Доказывающая фильтрацию УВ в пластовых условиях. Скважина № 120, образец № 102а, глубина 2426,05 м.*

**Окремнение** – один из наиболее интересных и сложных процессов, протекавших в рифейских отложениях. Оно отмечено во всех типах доломитов, но генезис кремнезёма, характер распространения и количество его существенно различно. Скобелевой (2005) установлена возможность формирования седиментационного кремнезёма на этапе осадконакопления. Многочисленные исследования (Го Окамото, 1963; Краускопф, 1963) показывают различную растворимость разных форм кремнезёма, так при значениях  $\text{Ph} > 10$  его растворимость резко возрастает, чему способствует наличие в растворе  $\text{NaCl}$  и  $\text{Mg}$  (Laschet, 1984), именно такие условия и описаны в главе 4.2 «Условия осадконакопления рифейских отложений». При обмелении воды бассейна смешивались с метеорными водами, что приводило к понижению значений  $\text{Ph}$ , в результате чего кремнезём выпадал в осадок.

Повышенное содержание кремнезема в верхней части рифейской толщи обусловлено длительным предвендским перерывом во время которого шло образование коры выветривания, происходило интенсивное развитие карста в строматолитовых доломитах и наблюдался

активный режим циркуляции подземных вод по сложной системе трещин (Пустыльников А.М., 1997).

В строматолитовых доломитах окремнение многостадийно. Во-первых, уже в начале диагенеза кремнезем может выполнять первичные пустоты, во-вторых, на более поздних стадиях литогенеза, породы, подвергшиеся растрескиванию, активно выщелачивались, новообразованные пустоты либо практически сразу выполнялись доломитом, либо позднее - халцедоном. Морфология и размеры подобного окремнения весьма разнообразны (рис. 4.16). Встречаются небольшие, часто удлиненные линзы халцедона, а также крупные полости, в которых видны стадии их постепенного выполнения от периферии к центру. Линзы и стяжения кремнезёма как правило отделены от основной массы породы корочкой, вдоль которой развиваются стилолитоподобные извилистые трещины, заполненные глинистым или органическим веществом. Отмечено, что во всех породах, содержащих окремненные полости, присутствуют крупные трещины, играющие роль подводящих каналов, по которым в породу проникали растворы, выщелачивающие доломит и поставляющие материал для кристаллизации кремнезёма.



**Рис. 4.16.** Изменчивость геометрии пустотного пространства в доломите строматолитовом окремнённом: а) заполнение каверны сферолитовыми агрегатами халцедона; б) развитие пересекающихся микротрещин частично заполненных кремнезёмом (халцедоном). Скважина № 272, илиф 16, глубина 2558,87 м, николи //.

Конкреции (линзы) кремния отличаются по форме и размерам: они округлые, удлиненные, извилистые, диаметр их от 0,5 до 80-100 мм, реже более. Цвет кремней весьма разнообразен: от белого, розовато-желтого, красновато-вишневого до зеленовато-голубого. Встречены желваки кремнезёма черного цвета, окраска которых обусловлена примесью битума и углистого вещества. Стяжения кремнезёма неправильной, причудливой формы встречены в доломитах пятнистых, неравномерно перекристаллизованных, брекчированных, нередко кремнезем частично или полностью заполняет мелкие удлиненные щелевидные каверны и трещины.

При изучении шлифов и керн следует отметить, что в породах наблюдается резкий или постепенный контакт кремнезёма со строматолитовыми доломитами, как правило вокруг

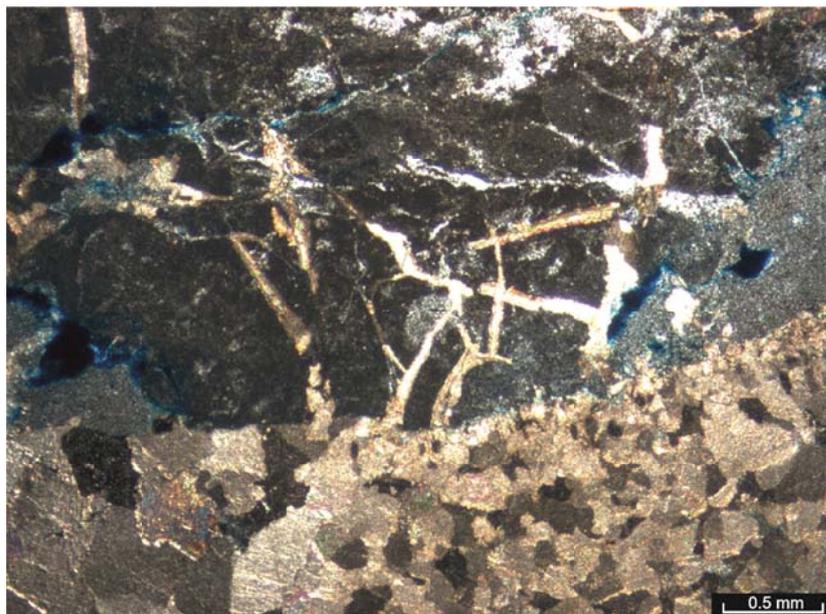
линз кремнезема всегда развита тонкая извилистая стиллолитоподобная трещина (рис. 4.17), выполненная зеленоватым веществом, вероятно хлорит (?).



*Рис. 4.17. Стиллолитоподобная извилистая трещина заполненная глинистыми минералами, разделяющая строматолитовые доломиты и кремнистые линзы. Скважина № 272. Образец № 18. Глубина 2575,94 м.*

К более поздним стадиям диагенеза следует отнести кремнезем, который полностью инкрустирует каверны выщелачивания и стенки крупных секущих трещин в основном вертикальной ориентировки. В этих пустотах наблюдается также рост крупных кристаллов вторичного кварца. Окремнение обычно сопровождается интенсивной перекристаллизацией строматолитовых доломитов.

В пластовых разновидностях строматолитовых доломитов окремнение в основном развивается послойно, толщина окремненных слойков составляет от первых миллиметров, до нескольких сантиметров. Причем выявлено, что степень трещиноватости окремненных слойков всегда выше, чем доломитовых (рис. 4.18).



*Рис. 4.18. Развитие разнонаправленных тонких извилистых трещин сложной морфологии и различной раскрытости в кремнистой породе. Трещины частично минерализованы вторичными кристаллами доломита. Скважина № 272, илиф 11, николи X.*

Важно отметить позитивную роль окремнения, несмотря на залечивание пустотного пространства, обогащённые кремнистым веществом породы становятся более хрупкими, что способствует образованию трещиноватости и пустот выщелачивания.

Описанные выше преобразования – перекристаллизация, выщелачивание и окремнение – могут способствовать увеличению или уменьшению эффективного ёмкостного пространства в породах, тогда как проницаемость зависит в основном от развития системы секущих трещин, их сообщаемости и раскрытости.

Седиментационная первичная неоднородность строения строматолитовых доломитов рифея предопределила направленность и интенсивность постседиментационных преобразований, что проявилось в изменчивости текстурно-структурных свойств и образовании большого числа литогенетических типов пород.

*Исследования показали, что совокупное влияние вторичных процессов, обусловили развитие сложного пустотного пространства в строматолитовых доломитах нижнеюрбченской толщи рифея. Основная роль принадлежит процессам перекристаллизации и выщелачивания, значительно слабее проявилось вторичное минералообразование. Оно наблюдается в виде роста вторичных крупных кристаллов по стенкам каверн и трещин. Перекристаллизация развивалась неравномерно и с различной интенсивностью проявилась в выделенных литотипах пород.*

#### **4.4 Основные типы строматолитовых доломитов**

Изучение керна в больших прокрашенных шлифах позволило выделить литогенетические особенности строматолитовых доломитов, которые сформировались в различных фациальных обстановках, испытывали неодинаковые гидродинамические волнения и подверглись интенсивным вторичным преобразованиям. Наиболее полное исследование докембрийских строматолитовых доломитов приведено в работах Н.И. Крылова.

Строматолитами (греч. «строма» - ковер, подстилка, «литос» - камень) называются «... стяжения, которые образуются низшими организмами на дне водоема. Они выступают со дна наподобие твердого нароста (собственно строматолиты) или свободно перекатываются по дну движением воды (онколиты)». Это определение, данное В.П. Масловым (1960), является наиболее общим и, пожалуй, наиболее точным из известных определений.

В эти определения обычно добавляются уточнения, касающиеся строения стяжений (слоистые, скорлуповатые, концентрические и т.п.), их структуры (комковатые, сгустковые, зернистые, узловатые, пятнистые, волокнистые и т.д.), а также более определенно указывается характер строивших их низших организмов (водорослево-бактериальные или - еще более конкретно - цианобактериальные сообщества).

Процесс накопления карбонатов и образование строматолитов можно представить следующим образом. На мелкие неровности субстрата нарастает колония цианобактериальных матов вместе с бактериями, образующими основу. В слизистой оболочке выделяется кальций и магний, извлечённый из воды. Одновременно в пространстве между индивидами накапливается ил. После гибели живых организмов остаётся карбонатная корочка, которая в промежутки между сезонами роста засыпается осадками. Повторные циклы роста цианобактериальных матов, связанные с колебаниями климата, приводят к формированию сложных биогенно-седиментационных карбонатных толщ суммарной мощностью 100-1000 м. Современные исследования строматолитов показывают, что они являются результатом взаимодействия цианобионтов и бактерий на уровне симбиоза, а возможно и симбиогенеза (И.А. Михайлова, 2006).

Характер биогенного осаждения карбоната кальция и других минералов в цианобактериальных матах до конца не выяснен и вызывает дискуссии. Цианофиты и иные бактерии могут осаждать те или иные минералы, но это не является их особенностью, и обычно осаждение наблюдается при высокой концентрации соответствующих солей в воде, окружающей колонию. В частности, карбонаты могут осаждаться из насыщенных кальцием растворов при использовании цианобактериями растворенного в них углекислого газа. При этом увеличивается и рН, и карбонат кальция выпадает в осадок. Но те же самые цианобактериальные маты могут инкрустироваться и иными минералами: известны не только карбонатные строматолиты, которые резко преобладают (не менее 90- 95%), но и строматолиты, сложенные кремнеземом (кремень или халцедон), фосфатами, окислами и гидроокислами железа, сульфидами, сульфатами (в частности, гипсом) и некоторыми другими минералами. При этом часто отчетливо видно, что мы имеем дело не с вторичным эпигенетическим замещением первично-карбонатных построек, а с непосредственной фоссилизацией водорослево-бактериальных матов как в их прижизненном состоянии, так и на разных стадиях их посмертных изменений (И.Н. Крылов, 1988).

Исследования этих природных объектов и первые опыты их лабораторного моделирования (Н.И. Крылов, 1988) позволили сделать вывод, что морфология строматолитовых слоев достаточно точно отражает форму цианобактериальных матов. Размеры матов не большие и достигают 15-20 см. Пленки, покрывавшие значительное пространство дна водоемов, давали при литификации пластовые строматы; дискретные, нараставшие над поверхностью обособленных бугров маты образовывали столбчатые постройки. Коническая, куполовидная или уплощенная форма строматолитовых слоев также определялась морфологией цианобактериальных пленок.

Сложнее дело обстоит с интерпретацией структуры строматолитовых слоев. В некоторых кремнелых строматолитах отчетливо сохраняются кремнистые псевдоморфозы по цианобактериям и другим организмам, слагавшим бактериальный мат.

Чаще в строматолитовых слоях видны различные сгустки, комки, пятна, стяжения, природа которых дискуссионна. Они могут отражать особенности строения цианобактериальных матов, как прижизненные, так и на разных стадиях посмертной деградации колоний синезеленых водорослей, перерабатываемых бактериями-деструкторами.

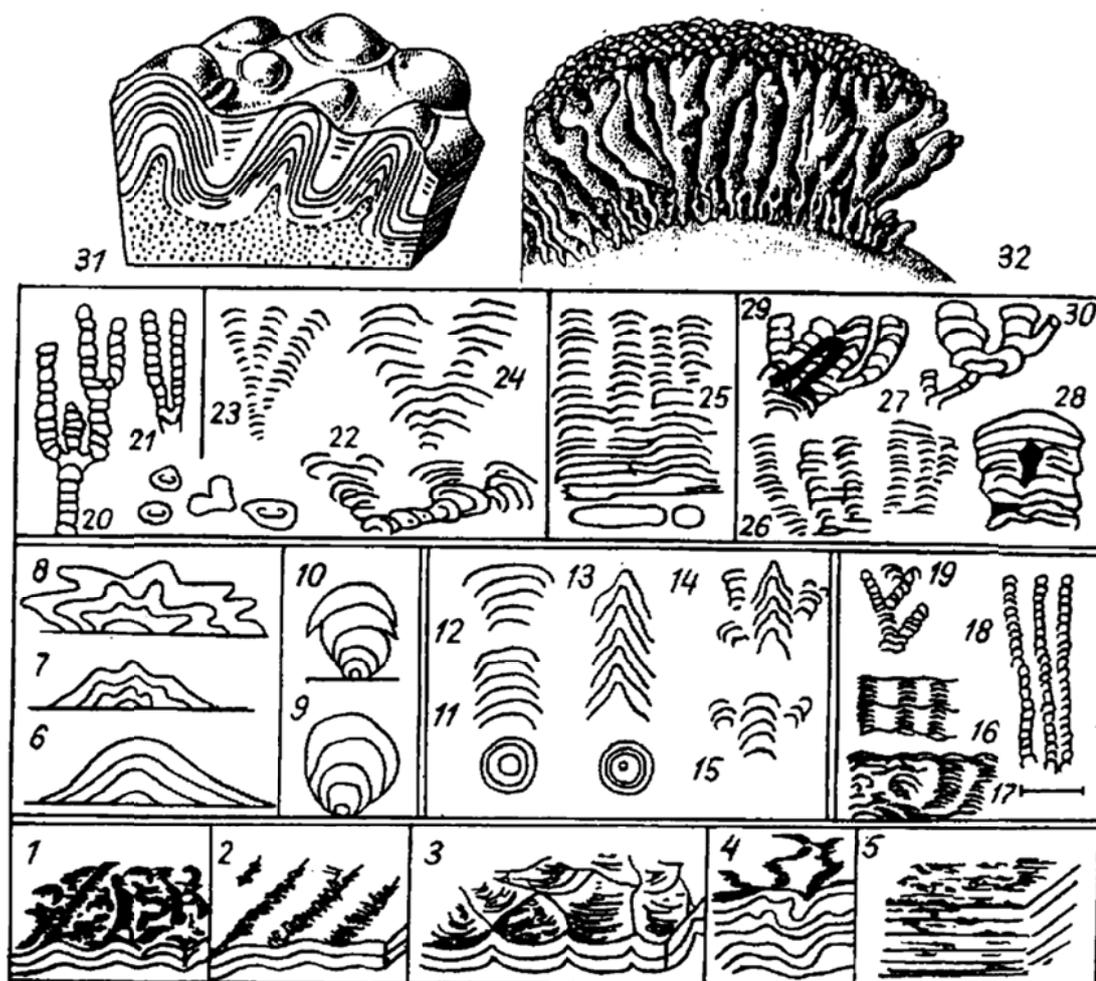
Минерализованные цианобактериальные корки могут быть прикрепленными к субстрату (собственно строматолиты) и неприкрепленными, имеющими форму концентрически-слоистых желваков (онколиты от греч. «онксос» - вздутие, опухоль). Часто эти две формы цианобактериальных построек противопоставляются, но в некоторых классификациях онколиты справедливо рассматривают как одну из разновидностей строматолитов.

По мнению Н.И. Крылова лучше других разработаны классификации докембрийских строматолитов. Дело в том, что в докембрии наряду с изменчивыми по морфологии и структуре постройками встречается и большое число строматолитов (особенно столбчатых) с отчетливыми и хорошо выдерживающимися характеристиками. В фанерозое значительная часть таких строматолитов прекращает существование, а оставшиеся, обладающие пластичной морфологией, очень трудны для классифицирования. К тому же строматолиты нередко единственные органические остатки в докембрийских слоях, тогда как в фанерозое встречается множество других.

Известны пять морфологических типов докембрийских строматолитов (рис. 4.19), выделяемых по форме и строению корок, биостромов и биогермов.

- 1) Пластовые;
- 2) Куполообразные;
- 3) Желваковые;
- 4) Столбчатые:
  - а) неветвящиеся;
  - б) ветвящиеся;
- 5) Микростроматиты.

Большие возможности выделения и оценки литогенетических типов и морфологии пустотного пространства пород имеет *метод оптической микроскопии* – исследования под поляризационным микроскопом и описание полноразмерного зерна. При изучении строматолитовых доломитов Юрубчено-Тохомского месторождения применена цветная



**Рис.4.19. Основные группы строматолитов (И.А. Михайлова, 2006).** (1-30 – морфологические типы докембрийских строматолитов: 1-5 – пластовые; 6-8 – куполообразные; 9-10 – желваковые; 11-15 – столбчатые неветвящиеся; 16-19 – мкростроматиты (длина масштабной линейки 1 см); 20-30 – столбчатые ветвящиеся (Semikhatov, Raaben, 2000; Бурзин, 2003); 31-32 – реконструкции строматолитовых построек (Друшиц, Якубовская, 1961)

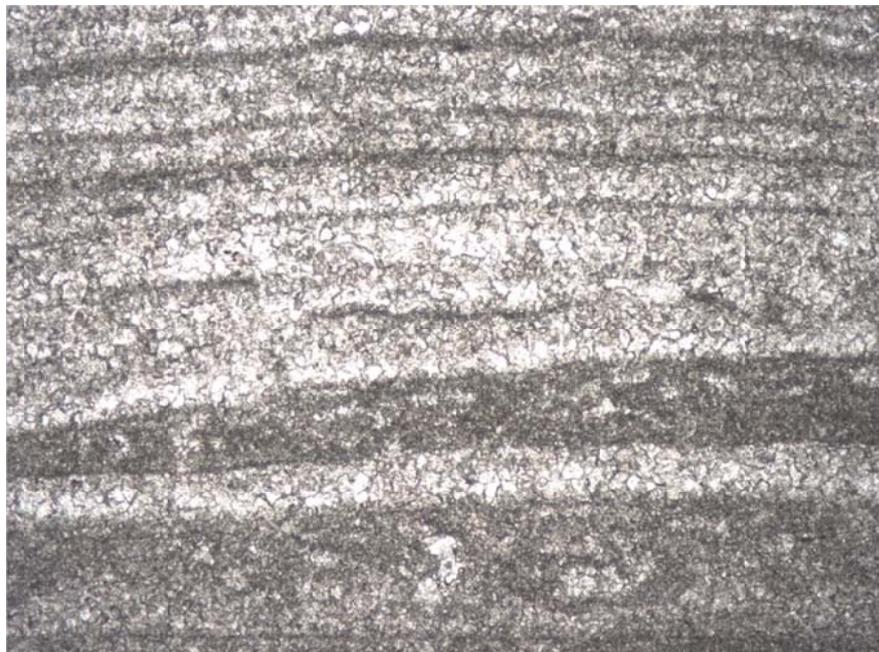
фотосъемка керн и шлифов, что позволило получить наглядные и убедительные доказательства текстурно-структурных особенностей исследованных пород и выявить несколько генераций образования вторичных кристаллов. Цвет рифейских отложений разнообразный – бежевый, серый, коричневый, розовато-серый, зеленовато-серый, иногда встречается красноватый оттенок за счёт окислов и гидроокислов железа, реже тёмно-серый вплоть до чёрного за счёт содержания битуминозно-глинистого вещества.

Строматолитовые доломиты имеют слоистую текстуру разного масштаба от микро- и тонкослоистых до толстослоистых, кроме того отмечаются текстуры в виде трещин усыхания, брекчирования, и специфических кремнистых и глинистых корок, приуроченных к поверхностям перерывов осадконакопления.

Микроскопическое изучение керн в больших прокрашенных шлифах позволяет выделить следующие разновидности литологических типов пород:

**Строматолитовые доломиты** слагают большую часть разреза и представлены преимущественно пластовыми формами, реже встречаются столбчатые разности. Строматолиты имеют характерные микрослоистые, прерывисто-слоистые, волнисто-слоистые и ажурные текстуры. В строматолитах отмечаются седиментационные фенестральные структуры. Эти образования характеризуются вытянутой, линзовидной, щелевидной формой, в основном они имеют меж- и внутрислоевое распространение. В большинстве случаев фенестры заполнены светло-серым доломитом, реже кремнистым веществом или крупнокристаллическим кварцем. Размеры этих минерализованных седиментационных пустот могут достигать 1-3 см (Кузнецов В.Г., 2006).

В доломитах строматолитовых *горизонтально-тонкослоистых* (фото 1) слойки параллельные ровные и слабоволнистые, иногда наблюдается постепенное выполаживание слойков. В образце № 102а (скв. № 120, глубина 2426,05 м) основная масса породы сложена кристаллами менее 0,005 мм и от 0,005 до 0,8 мм. Строматолитовое сложение породы выражается в чередовании слойков с разной структурой – пелитоморфных, пелитоморфно-микроркристаллических, микро- тонкокристаллических, тонко- мелкокристаллических. Контакты между слойками преимущественно четкие. Поверхности строматолитовых слойков маркируются тончайшей бурой глинистой пленкой (фото 1).

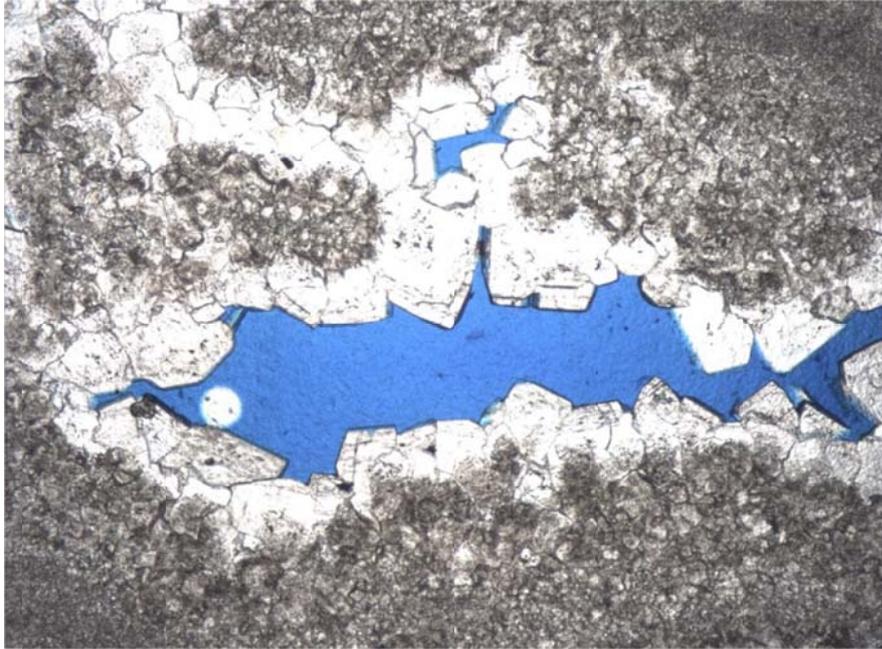


*Фото 1. Доломит строматолитовый тонкослоистый. Шлиф 102а, николи //, х 2,5.*

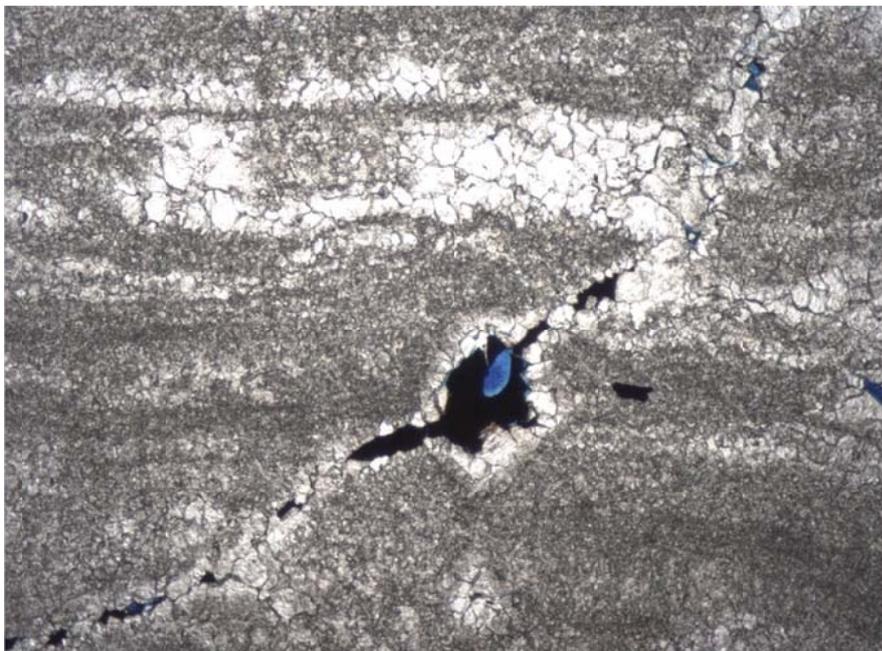
В образце наблюдаются открытые каверны удлиненной, неправильно изометричной, причудливой формы. Стенки каверн инкрустированы кристаллами доломита. Размер каверн составляет 0,5-10 мм (фото 2).

В отдельных кавернах после частичного заполнения наблюдаются угловатые остаточные межкристаллические поры размером 0,08-0,32 мм. Наиболее крупные каверны

причудливой формы развиты по трещине, проходящей через участок мелко-среднекристаллического доломита. От этой трещины наклонно к строматолитовой слоистости отходит затухающая микротрещина шириной 0,08-0,56 мм, частично открытая, частично минерализованная (фото 3). Отмечаются наиболее ранние наклонные, короткие минерализованные трещины, а также редкие короткие микротрещины, заполненные битумом, примазки которого встречаются на стенках каверн.



*Фото 2. Каверна удлиненной формы в строматолитовом доломите стенки которой инкрустированы кристаллами вторичного доломита. Шлиф 102а, глубина 2426,05 м, николи //, х2,5.*

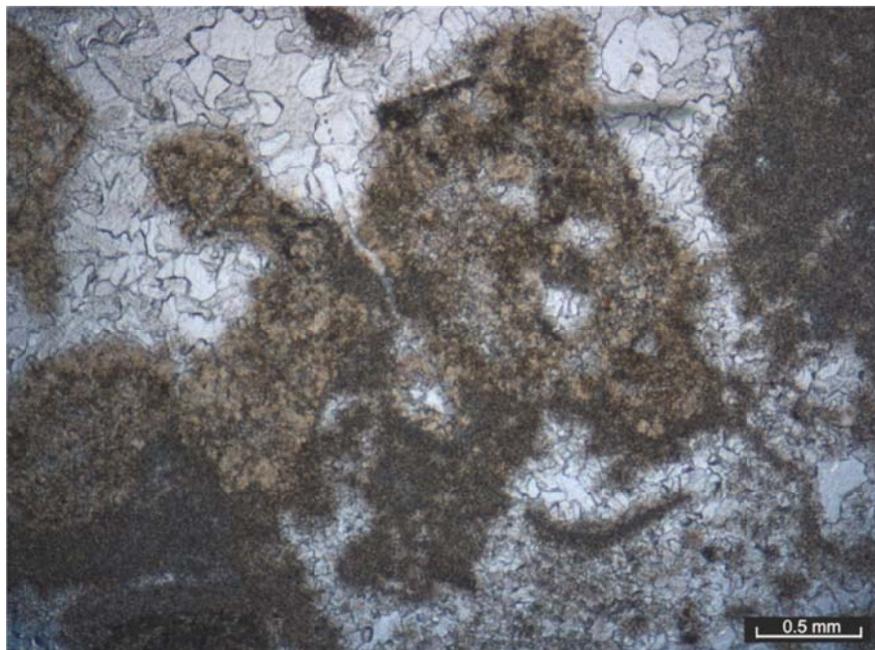


*Фото 3. Трещина, частично минерализованная, частично заполненная битумом, наклонная к строматолитовой слоистости. Шлиф 102а, глубина 2426,05 м, николи //, х2,5.*

**Узорчатые строматолитовые доломиты** выделены условно, они представляют собой цианобактериальные образования, образующие прослои кружевной и узорчатой текстуры (фото 4). ЮТМ, скв. 44 Шлиф 8669, глубина 2232,5 м.

Основная масса породы сложена кристаллами, размер которых изменяется от менее 0,005 мм и от 0,005 мм до 0,8 мм. Пелитоморфный и микро- тонкокристаллический доломит образует узорчатую текстуру сложной формы. Пелитоморфный доломит в этих образованиях закономерно сочетается с микро- тонкокристаллическим. Последний образует агрегаты ксеноморфных кристаллов буроватого цвета, вероятно, являющиеся продуктом перекристаллизации пелитоморфного доломита, реликты которого отмечаются в яснокристаллических агрегатах.

Между форменными компонентами располагаются пустоты неправильной формы размером до 1 см, минерализованные мелко- крупнокристаллическим кальцитом.



**Фото 4.** Доломит разнокристаллический с реликтами органогенной структуры. Пл. Юрубчено-Тохомская, скв.44, шлиф 8669, глубина 2232,5 м, николи //.

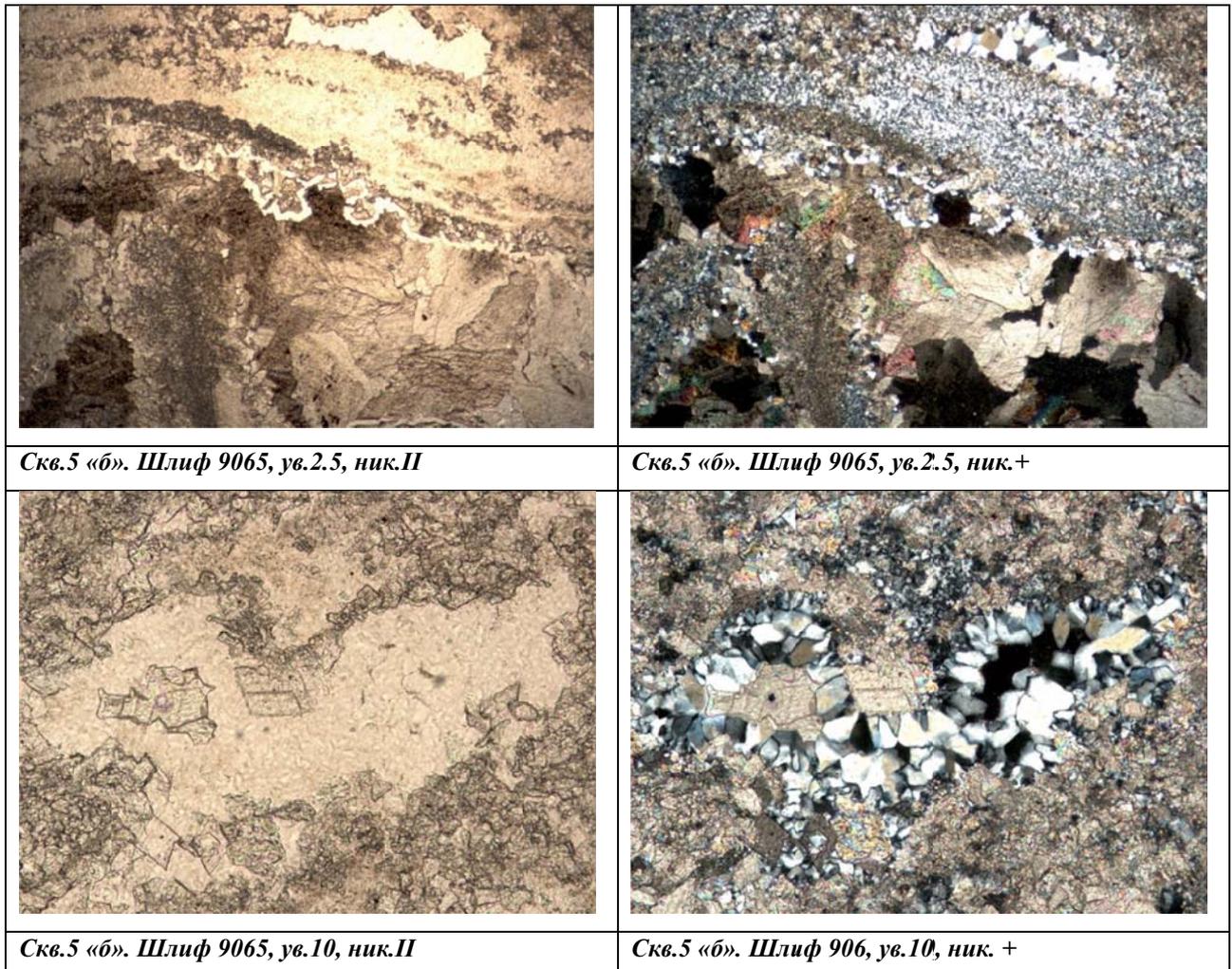
**Столбчатые строматолитовые доломиты** встречаются крайне редко. Существует мнение, что это связано с ограниченным отбором керна, поэтому часть крупностолбчатых строматолитовых разностей интерпретируется как пластовыестроматолиты. Тем не менее, в керне встречаются характерные для столбчатых строматолитов признаки – резкие боковые и верхние границы столбиков, а также более разнородная – волнисто-бугристая, выпукло-микрослоистая и участками пятнистая внутренняя текстура (Скобелева Н.М., 2005).

**Доломит тонко-мелкокристаллический с реликтовой водорослевой структурой, перекристаллизованный, сильно окремненный.** Водорослевая структура породы подчеркивается реликтовыми участками с микрокристаллическим строением. Образец 9065, скв. 5 «б», гл. 2297,4 м.

Порода интенсивно окремнена. Окремненные участки буроватого цвета сложены микро-, тонкозернистыми агрегатами халцедона, содержат замещаемый карбонатный материал. В водорослевой матрице присутствуют многочисленные пустоты причудливой конфигурации с разнообразным заполнением. Некоторые каверны выполняются друзовыми агрегатами доломита, рост ромбоэдрических и неправильно-ромбоэдрических кристаллов подчеркивается тонкодисперсной примесью окислов железа.

В других пустотах стенки сначала инкрустируются мозаичными зернистыми агрегатами халцедона, а центральные участки выполняются карбонатными минералами.

Иногда каверны удлиненной формы выполняются несколькими генерациями халцедона – волокнистый инкрустирует стенки, мозаичный выполняет центральные части. В центральных частях частично заполненных пустот присутствуют межзерновые микропустоты.

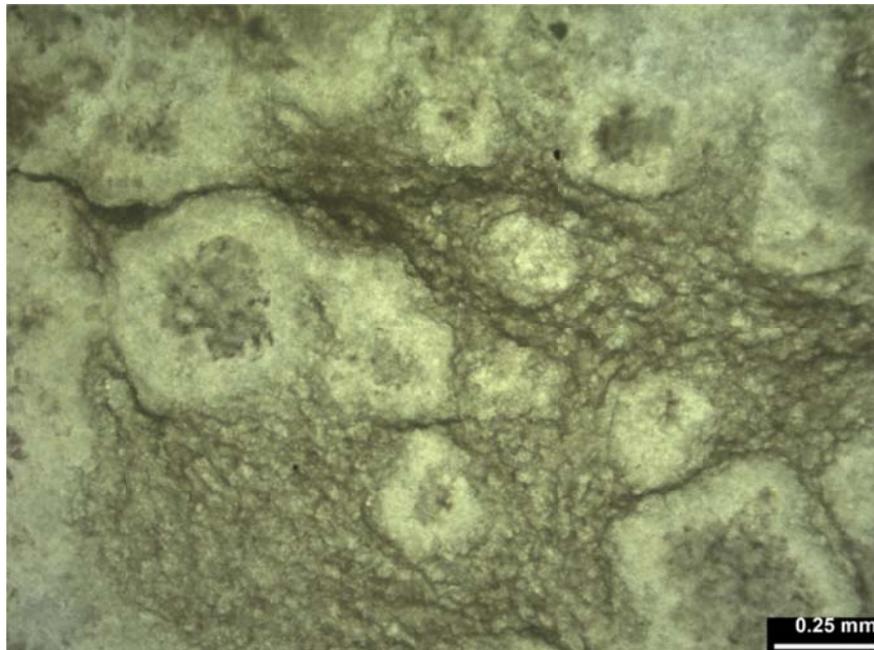


**Фото 5.** Доломит тонко-мелкокристаллический с реликтовой водорослевой структурой. ЮТМ, Образец № 9065, скв. 5 «б», гл. 2297,4 м.

**Доломит желваковый, сгустково-комковатый**, микро-тонкокристаллический пятнистый, неравномерно окремненный по сгусткам (фото 6), с тонкими трещинками. Доломит занимает 65 – 70% породы, кремнистое вещество – 30 – 35%.

Порода сложена фитогенными сгустками (70 – 75%) и кристаллической массой (25 – 30%). Кристаллическая масса сложена гипидиоморфными кристаллами доломита тонкой (0,05 – 0,1 мм) размерности и микроразмерности (0,005 – 0,05 мм), участками – идиоморфными кристаллами доломита мелкой (0,1 – 0,25 мм) размерности.

Фитогенные сгустки округлых очертаний, размером 0,12 – 2 мм, сложены микрокристаллическим доломитом и микрокристаллическим кремнистым веществом, неравномерно замещающим доломит. Отмечаются сгустки, которые обладают внутренней сгустковой структурой (Рис. 2.32).

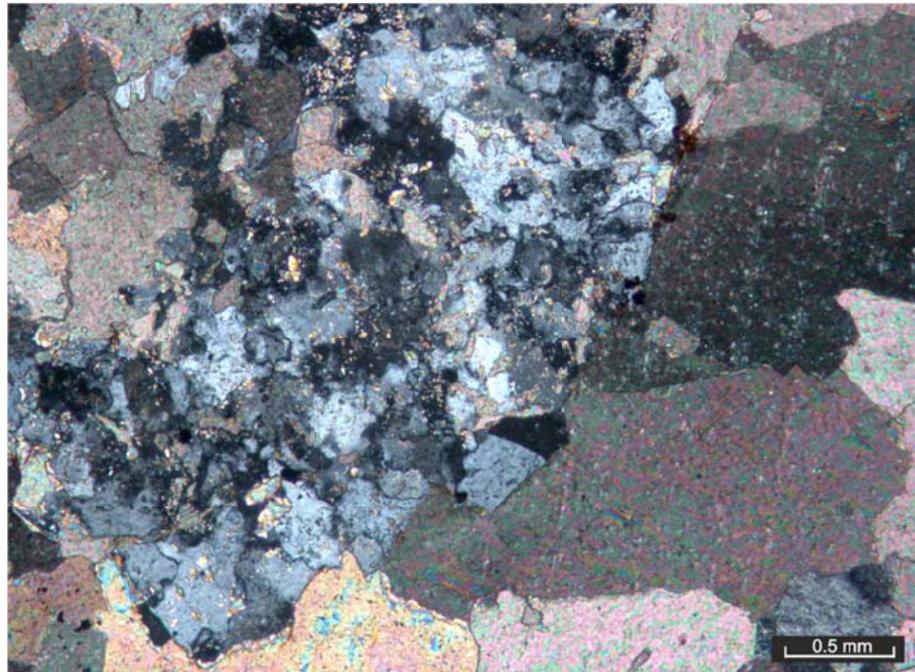


**Фото 6.** Доломит сгустково-комковатый, микро-тонкокристаллический пятнистый, неравномерно окремненный по фитогенным сгусткам. Юрубчено-Тохомское месторождение, скв. 33, шлиф 8731, глубина 2580,2 м, увеличение  $\times 4$ , николи II.

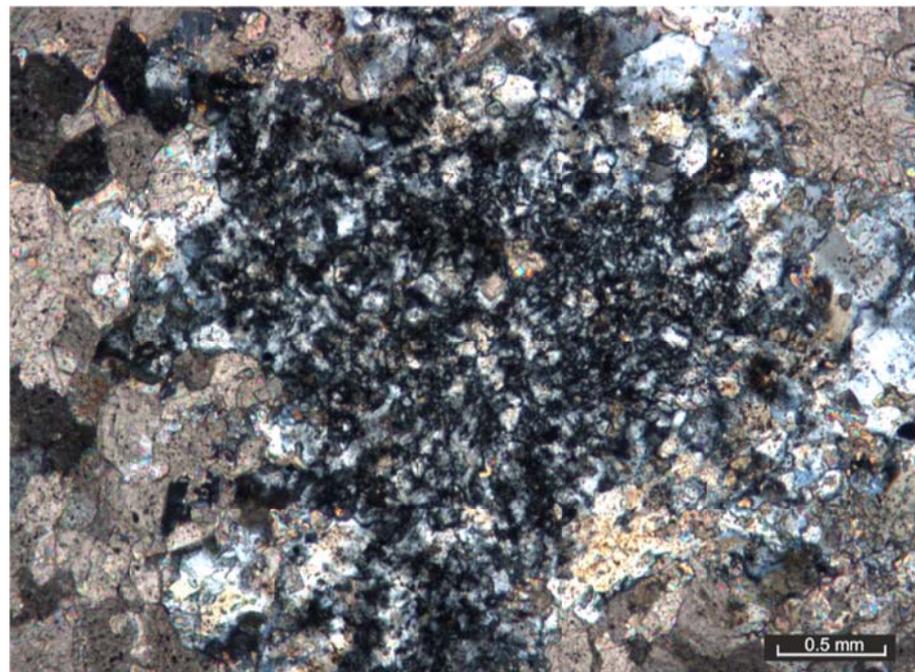
- **Доломит разнокристаллический окремнённый** (фото 7 – фото 8), сложен кристаллами размером от 0,08 мм до 1,28 мм, ксеноморфными плотно прилегающими друг к другу. На отдельных участках между кристаллами по их граням локализуется глинистое и битуминозно-глинистое вещество. ЮТМ, скв. 64, шлиф 8672, глубина 2267,7 м.

Вытянутые участки сложены средне- крупно- и грубо кристаллическим доломитом, являлись кавернами, развитыми по трещинам. В них отмечается несколько генераций кристаллов, самые крупные из которых располагаются в центральных частях каверн и часто характеризуются зонами роста.

В образце отмечается окремнение, представленное агрегатами кварца метасоматического происхождения, о чем свидетельствуют многочисленные включения карбоната в нем. Редкие округлые пятна кварц-халцедонового состава размером от 0,16 мм до 0,8 мм встречаются на других участках шлифа.



*Фото 7. Доломит разнокристаллический с минерализованными кавернами окремненный. ЮТМ, скв.64, шлиф 8672, глубина 2267,7 м, николи X.*



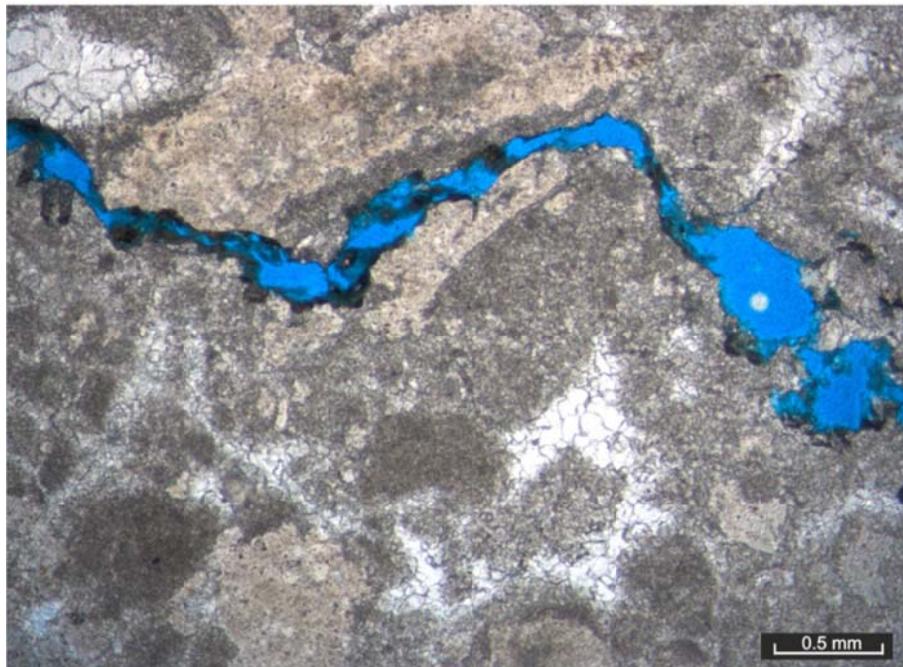
*Фото 8. Доломит разнокристаллический неравномерно оквацованный. ЮТМ, скв.64, шлиф 8672, глубина 2267,7 м, николи X.*

*Доломит обломочный окремненный трещиноватый* (фото 9- фото 11). ЮТМ, скв. 30, шлиф 8812, глубина 2336,1 м. Порода сложена обломками доломитов пелитоморфных, органогенных (микрофитолитовых) песчаного и гравийного размера, и остатками микрофитолитов. Пространство между форменными компонентами заполнено микрокристаллическим кальцитом. Форма обломков изометричная, овальная, неправильно изометричная. Обломочная часть несортированная.

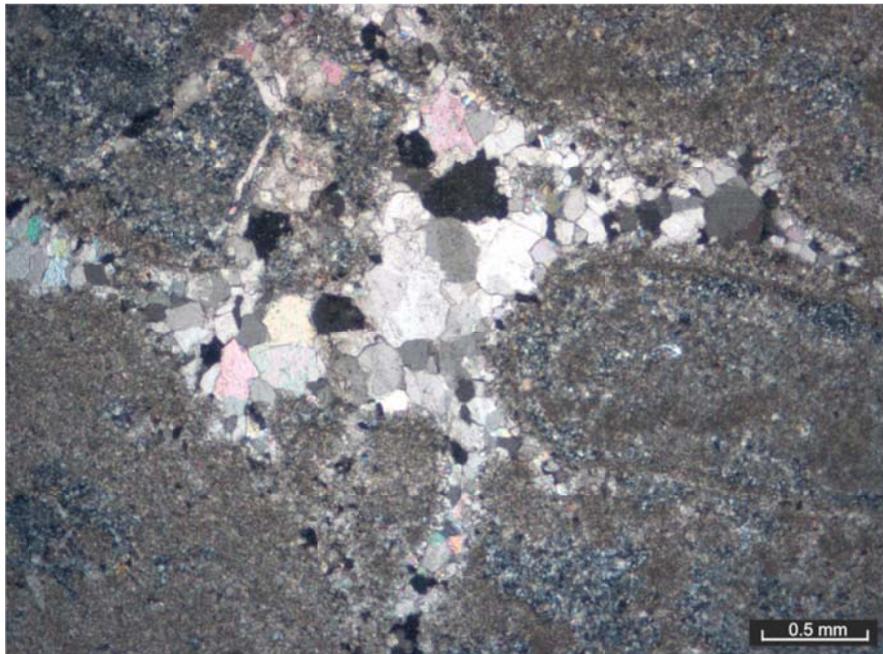
Шлиф пересекается сложно ветвящимися стилолитами, заполненными глинисто-битуминозным веществом с амплитудой зубцов до 5 мм. По стилолитам развиваются открытые поры неправильно изометричной, удлинненной формы размером от 0,08 мм до 0,88 мм.

В породе отмечаются разнонаправленные минерализованные трещины с шириной от 0,02 мм до 0,48 мм. На пересечении трещин наблюдаются каверны, минерализованные кальцитом. Каверны встречаются также в межформенном пространстве, имеют вытянутую, либо неправильную форму, их стенки часто инкрустированы щетками тонковолокнистого кальцита.

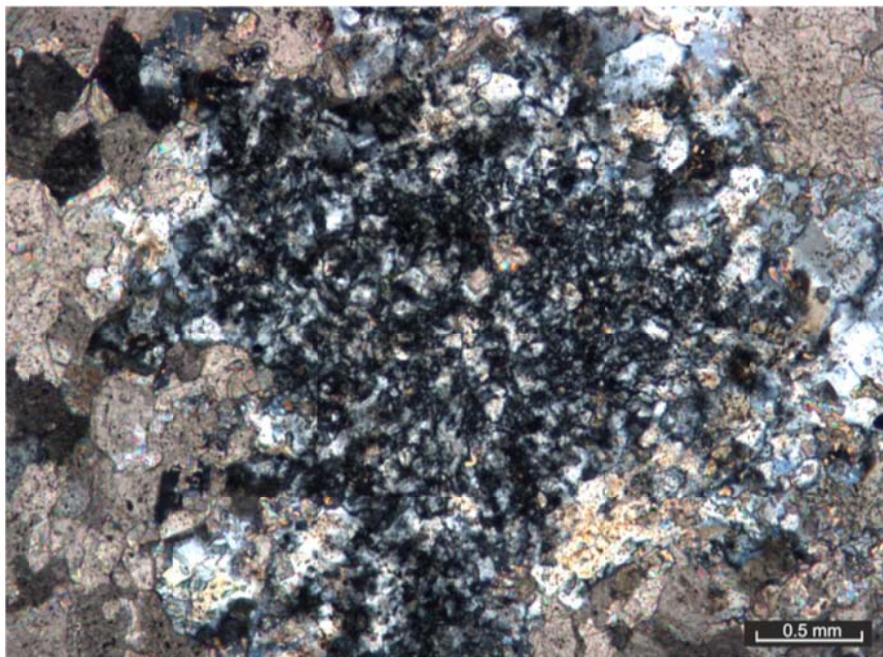
Окремнение породы составляет около 30%, относительно равномерно распределено в породе; развивается по форменным компонентам и между ними; представлено микрокристаллическими агрегатами халцедоново-кварцевого состава, происхождение окремнения метасоматическое, о чем свидетельствуют реликты замещенного карбоната внутри кремневых агрегатов.



*Фото 9. Открытая трещина, проходящая по стилолиту в доломите обломочном окремненном. ЮТМ, скв.30, илиф 8812, глубина 2336,1 м, николи X.*



*Фото 10. Минерализованные доломитом каверны, возникшие на пересечении микротрещин в доломите обломочном. Пл. Юрубчено-Тохомская, скв.30, шлиф 8812, глубина 2336,1 м, николи X.*



*Фото 11. Окремненные участки (конкреции), сложенные кварцевыми агрегатами в доломите разнокристаллическом. ЮТМ, скв.64, шлиф 8672, глубина 2267,7 м, николи X.*

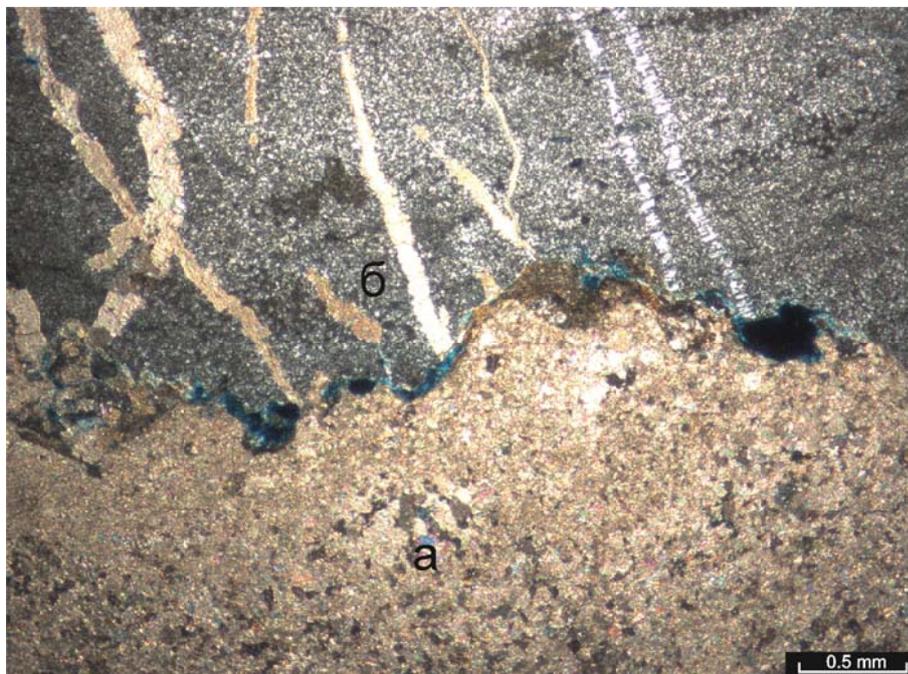
*Доломито-кремнистая брекчия* строматолитовая (фото 12). Скв. № 272, шлиф № 18. Обломки брекчии имеют размер от 1,5 см до более 4 см. По границам обломков располагаются трещины шириной до 1-2 мм, заполненные темно-коричневым глинисто-битуминозным веществом.

Доломит обломочный представлен обломками строматолитов размером от 1 мм до 1,2 см, округлой и неправильной формы. На строматолитовую природу доломита указывает микросгустковое слоистое строение породы. Кристаллы доломита имеют преимущественно

ксеноморфную, реже неправильно ромбоэдрическую форму, плотно прилегают друг к другу, размеры от микрокристаллического (0,005-0,05 мм), до среднекристаллического (0,25-0,5мм), преимущественно тонкокристаллический (0,05-0,1). В доломите присутствуют палеокаверны вытянутой формы размером от 3 мм до 1,2 см, сложенные ксеноморфными кристаллами кальцита, размеры которых составляют до 0,3 мм.

Доломит плотный. Наблюдаются вертикальные открытые слабо ветвящиеся трещины, по которым развиваются единичные вытянутые каверны в длину до 1 см, при ширине 0,03 мм. Емкостное пространство составляет не более 2-3%.

Кремнистая порода сложена халцедоном (рис. 3.28), в котором наблюдаются участки со сгустковой структурой, указывающей на строматолитовую природу породы. Отмечаются участки, сложенные микрокристаллическим халцедоном, окрашенным битумом в бурый цвет.



*Фото 12. Контакт обломка доломита (а) и кремнистой трещиноватой породы (б). Открытая извилистая трещина на контакте пород. ЮТМ, скв. 272, шлиф 18, николи X. Рифей.*

Доломит строматолитовый **неравномерно перекристаллизованный** сульфатизированный трещиноватый с кавернами (фото 13). ЮТМ обр. 110, глубина 2466,85 м.

Порода сложена кристаллами менее 0,005 мм и до 0,32 мм, содержит сгустки компонентов пелитоморфного сложения, отражающие первичную строматолитовую структуру породы. Строматолитовое строение подчеркивается и реликтами первичной слоистой текстуры. Наблюдается чередование прослоев участков лучшей и худшей сохранности строматолитового строения, обусловленное неравномерной перекристаллизацией породы. Слойки с микрокристаллической, пелитоморфной структурой и ячеистой текстурой сменяются слойками

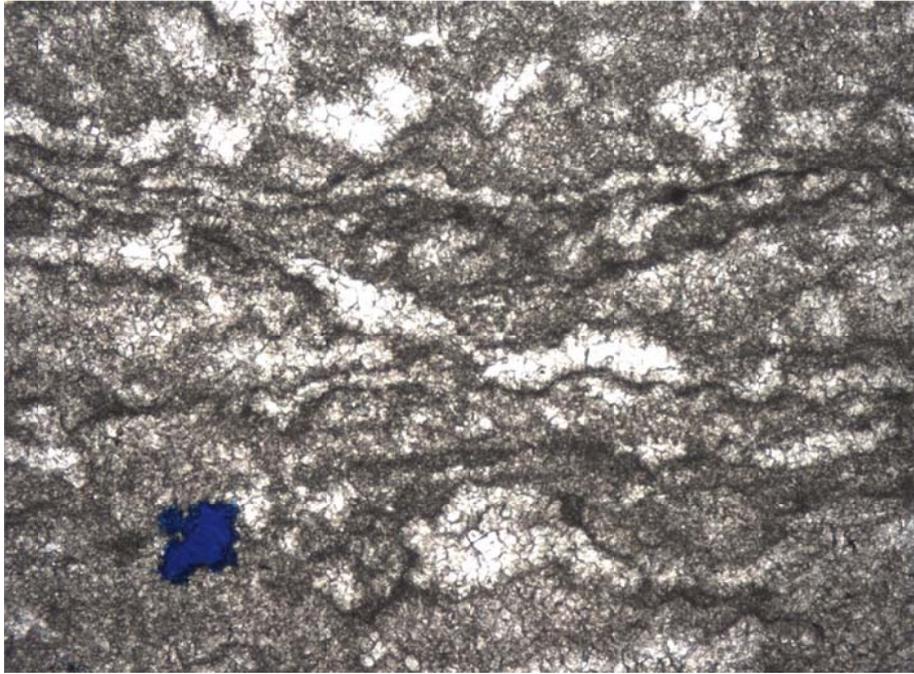
тонко-микроструктурного сложения со структурно-текстурными строматолитовыми реликтами. Контакты между этими слойками могут быть четкие волнистые либо расплывчатые постепенные. В шлифе сохраняется участок строматолита столбчатого типа (фото 13).

Порода пересекается сложно ветвящейся трещиной, открытая часть которой имеет ширину от 0,1 до 0,36 мм. Трещина частично заполнена разноразмерными кристаллами ангидрита (фото 14). Ширина всей трещины и открытой ее части и минерализованной составляет до 5,2 мм. Открытая трещина является вновь образованной по ранее минерализованной ангидритом трещине.

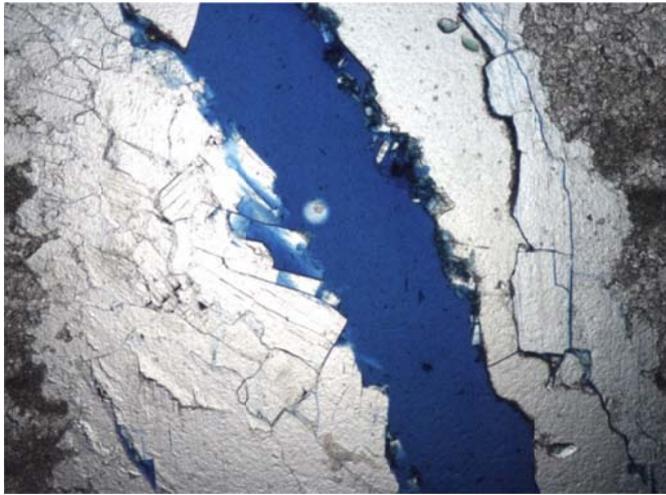
В породе наблюдаются редкие каверны растворения размером 0,1-0,56 мм, образующие послойное скопление; форма пустот неправильно изометричная, редко щелевидная (фото 15). Отдельные изолированные пустоты размером 0,1-0,16 мм располагаются и на других участках породы. Параллельно строматолитовой слоистости наблюдаются минерализованные карбонатом каверны неправильно изометричной и удлиненной формы.

*Изученные отложения рифея представлены девятью литотипами строматолитовых доломитов и их разновидностей с различными текстурно-структурными свойствами, которые претерпели неодинаковые вторичные изменения. Характерной особенностью является седиментационный доломитовый состав пород и интенсивная перекристаллизация строматолитовых доломитов.*

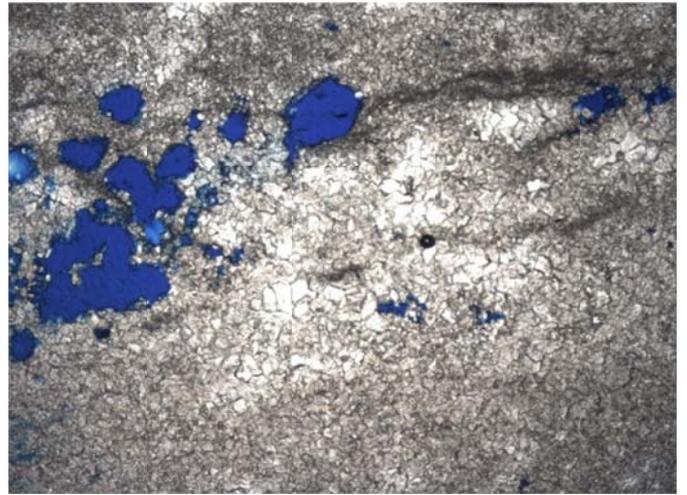
*Пустотное пространство рифейских отложений отличается сложностью строения, одновременным развитием пустот различного вида и времени возникновения. Крайне сложно проследить стадийность возникновения трещин и каверн и их заполнения минеральным веществом, важно, что они развивались неоднократно. Продуктивная часть рифея сложена разнородными доломитами, в различной степени трещиноватыми и кавернозными. Главная особенность морфологии пустот - преобладающая роль трещин и каверн, и их различное соотношение, то есть вторичная пустотность, которая характерна для продуктивных доломитов рифея.*



*Фото 13. Доломит строматолитовый неравномерно перекристаллизованный с изолированной каверной. Шлиф 110, глубина 2466,85 м, николи //, x 2,5.*



*Фото 14. Открытая трещина, развивающаяся по ранее минерализованной ангидритом трещине. Шлиф 110, глубина 2466,85 м, николи //, x 2,5.*



*Фото 15. Скопление каверн и межкристаллических пор. Шлиф 110, глубина 2466,85 м, николи //, x 2,5.*

## **Глава 5. Типы и свойства карбонатных коллекторов рифейского возраста**

Формирование коллекторов в карбонатных породах закладываются в стадию седиментогенеза и определяется минералогическим составом и структурно-текстурными особенностями пород, а окончательное образование фильтрационно-емкостных свойств происходит в результате постседиментационных и тектонических процессов. Многие исследователи обычно выделяют «первичную» пористость, которая включает в себя пустоты, образующиеся во время седиментации и «вторичную» или «вновь образованную» пористость, возникшую в результате постседиментационных изменений. Методика исследований описанная в главе 3 позволяет дифференцировать типы пустот в карбонатных породах, подвергшихся интенсивному преобразованию.

Детальное исследование и анализ условий осадконакопления рифейских отложений показали, что в приливно-отливной зоне в водах с повышенным содержанием магния и неодинаковым придонно-иловым режимом формировались первичные строматолитовые доломиты. По мнению Дж. Уилсона (1980, с. 114) образование строматолитовых доломитов характеризуется незначительной величиной первичной пористости, плотной, практически непроницаемой матрицей и сложной геометрией пустотного пространства. Первичные седиментационные особенности осадка, плотность упаковки, текстурно-структурные свойства, минералогический состав определяются природой осаждающегося материала и скоростью его литификации. Эти факторы играют решающую роль в формировании пустотного пространства сложных типов коллекторов.

Наиболее важным этапом в создании пустотного пространства рифейских отложений служат тектонические процессы, предпосылки к формированию трещиноватости закладываются в стадию седиментогенеза и зависят от пластичности пород. Химически более чистые карбонатные породы – более хрупкие и подвержены развитию трещиноватости, наличие глинистого материала делает породы пластичными и препятствует образованию трещин. Не менее важным свойством карбонатных пород, влияющим на формирование коллекторов, является их способность к растворению и последующему выносу материала (выщелачиванию) из плотной матрицы и полостей трещин.

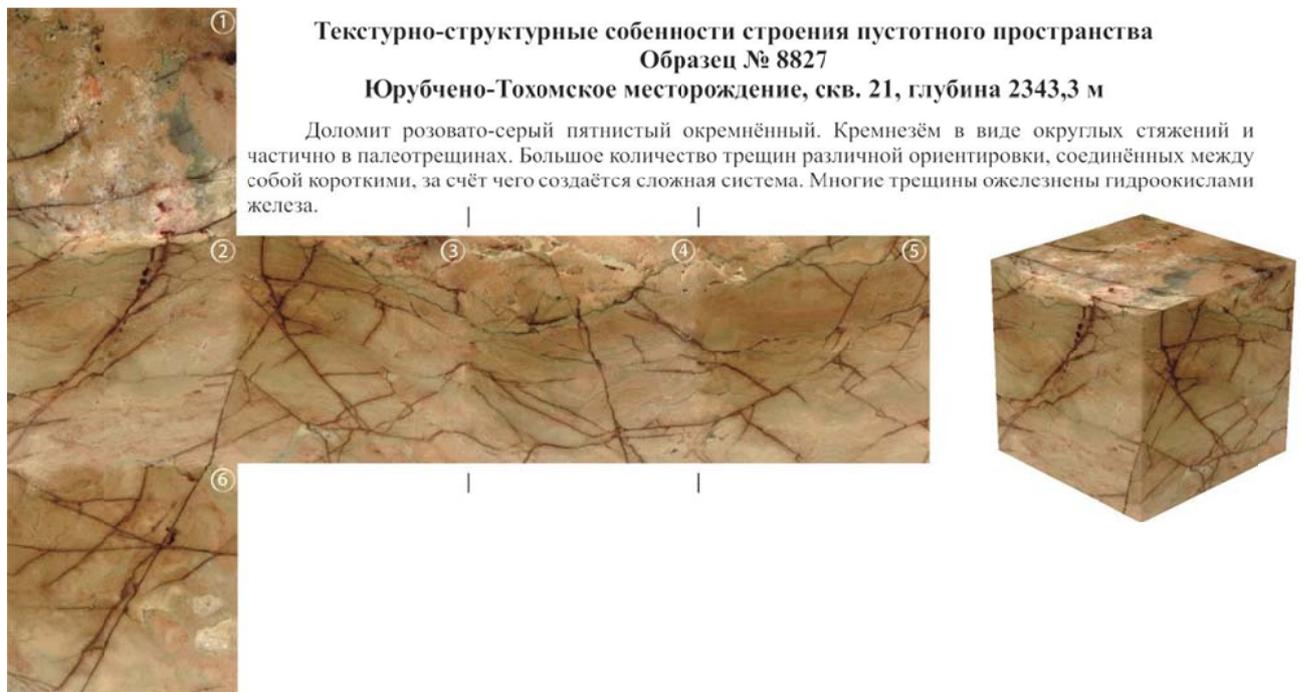
## 5.1. Роль трещиноватости в формировании пустотного пространства

Роль трещиноватости в формировании коллекторских свойств рифейских отложений Юрубчено-Тохомской зоны переоценить сложно, поскольку именно трещины являются проводящими каналами для минерализованных растворов, способствующих выщелачиванию и окремнению пород, они играют основную роль при фильтрации углеводородов. Следует подчеркнуть, что открытые микротрещины, широко развитые в продуктивной толще рифея своим возникновением обязаны тектоническим процессам, но морфология, раскрытость и протяженность их обусловлены литогенетическими особенностями образования доломитов и дальнейшим движением по ним подземных вод.

Образование секущих трещин вертикальной и наклонной ориентировки в верхней части рифейской толщи обеспечило активное движение подземных вод и растворов, обогащенных железом, магнием, кремнеземом и углеводородами в нижние горизонты рифейской толщи, что способствовало образованию сложного резервуара.

В рифейских отложениях Юрубчено-Тохомского месторождения развита трещиноватость различной ориентировки, длины и раскрытости. Интенсивность развития трещин в строматолитовых доломитах весьма неодинакова и имеет несколько стадий генерации различных по времени образования. В отдельных интервалах преобладающее развитие имеют плотные разности почти без трещин. Морфология трещин и их наличие выявлено: при фотосъёмке срезов полноразмерного керна, при насыщении полноразмерного керна образцов кубической формы люминесцирующими жидкостями, использованием данных оптической микроскопии и ртутной порометрии. Эта информация даёт неоднозначную характеристику морфологии пустотного пространства, но дополняет друг друга.

Трещины в изученных отложениях развиты довольно широко. Они бывают прямыми вертикальной и горизонтальной ориентировки, извилистыми, стилолитоподобными. Трещины часто окрашены красным и бурым цветами за счет ожелезнения (рис. 5.1), зеленым или коричневым – при глинизации, а также темными, черными тонами при их заполнении органическим веществом. Вдоль открытых трещин нередко образуются вытянутые щелевидные пустоты, частично заполненные кремнеземом, реже крупными кристаллами кварца или доломита. Трещины имеют различный генезис и время образования. Вертикальные трещины в которых отмечается рост новых крупных кристаллов доломита относятся к наиболее ранней генерации, они длительное время оставались открытыми и определяли пути миграции подземных вод. Несмотря на частичное заполнение полостей секущих трещин вторичными кристаллами они сохранили фильтрационные свойства до настоящего времени и определяют проводимость флюидов в вертикальном направлении.



*Рис. 5.1. Трещины окрашенные бурым цветом за счёт процессов ожелезнения.*

Процесс образования трещиноватости наиболее интенсивно происходил по пластам, неравномерно обогащенным кремнистым материалом. Неодинаковые прочностные свойства, хрупкость пород, постоянный привнос  $\text{SiO}_2$  – всё это обусловило развитие в рифее сложной разноориентированной системы тектонических трещин, с крупными кавернами выщелачивания вдоль их протяжённости.

В результате исследований были выявлены основные типы трещин:

1) Вертикальная трещиноватость 2-х типов: Трещины возникающие за счет напряженного состояния массива, это трещины «сжатия» обуславливающие растрескивание керна после его подъема, что выражается в выносе керна в виде боя разного размера и невозможности в ряде случаев выпилить образец для лабораторных исследований (рис 5.2).

Вторая разновидность - это вертикальные и наклонные широкие, секущие трещины, которые заполнены углеводородами и являются эффективными (рис. 5.3). Полости таких трещин часто выщелочены. Протяженные вертикальные и наклонные трещины обеспечивают основную фильтрацию.

2) Вертикальная секущая трещиноватость с наличием крупных каверн (более 2,5 x 2 см), полости которых частично выполнены крупнокристаллическим доломитом последней генерации, что препятствует проявлению процесса смыкания. Длина трещин 12 см и более, раскрытость от 1 до 10 мм и более.

3) Горизонтальные трещины отличающиеся большим разнообразием морфологии: встречены слабо извилистые, прямолинейные, которые характеризуются малой раскрытостью в



*Рис.5.2. Примеры вертикальной трещиноватости скважина № 120 Юрубчено-Тохомское месторождение*

5-10 микрон. Наличие их проявляется практически на всех изученных образцах в резком увеличении проницаемости в параллельном направлении. Эти трещины значительно удалены друг от друга – 1–2 см, часто выщелочены и содержат мелкие каверны вдоль полостей, вследствие чего их можно отнести к трещинам последней генерации.

4) Система взаимосоединяющихся трещин, обеспечивающая проницаемость в вертикальном и горизонтальном направлении. Вдоль трещин отмечены многочисленные пустоты выщелачивания (рис. 5.4).

5) Трещины сильно извилистые, стиллолитоподобные, которые нередко окаймляют обломки, линзы и стяжения кремнезёма, к ним приурочено наличие каверн выщелачивания.

Выявленные типы трещин имеют различный генезис и характеризуются неодинаковым временем возникновения, трещины имеют сложную морфологию пустотного пространства и сильно изменчивую систему, а главное, всё это, оказывает неодинаковое влияние на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов. Вертикальные трещины, в плоскостях которых отмечается рост новых крупных кристаллов доломита, без сомнения относятся к

наиболее ранней генерации. На первой стадии возникновения они длительное время оставались открытыми и определяли пути фильтрации флюидов, несмотря на частичное заполнение их новообразованными кристаллами они сохраняют высокие фильтрационные свойства и эффективную ёмкость.

### ***Определение раскрытости трещин***

Одним из основных параметров трещиноватости, который во многом определяет ёмкостные и фильтрационные свойства коллектора трещинного типа, является непостоянная раскрытость открытых, частично минерализованных трещин и их протяжённость (длина трещин). Относительную характеристику раскрытости трещин можно визуальным способом получить по ширине светящихся полос на фотоснимках полноразмерного керна и образцах кубической формы насыщенных люминесцирующими жидкостями: наиболее широкие полосы соответствуют трещинам наибольшей раскрытости.

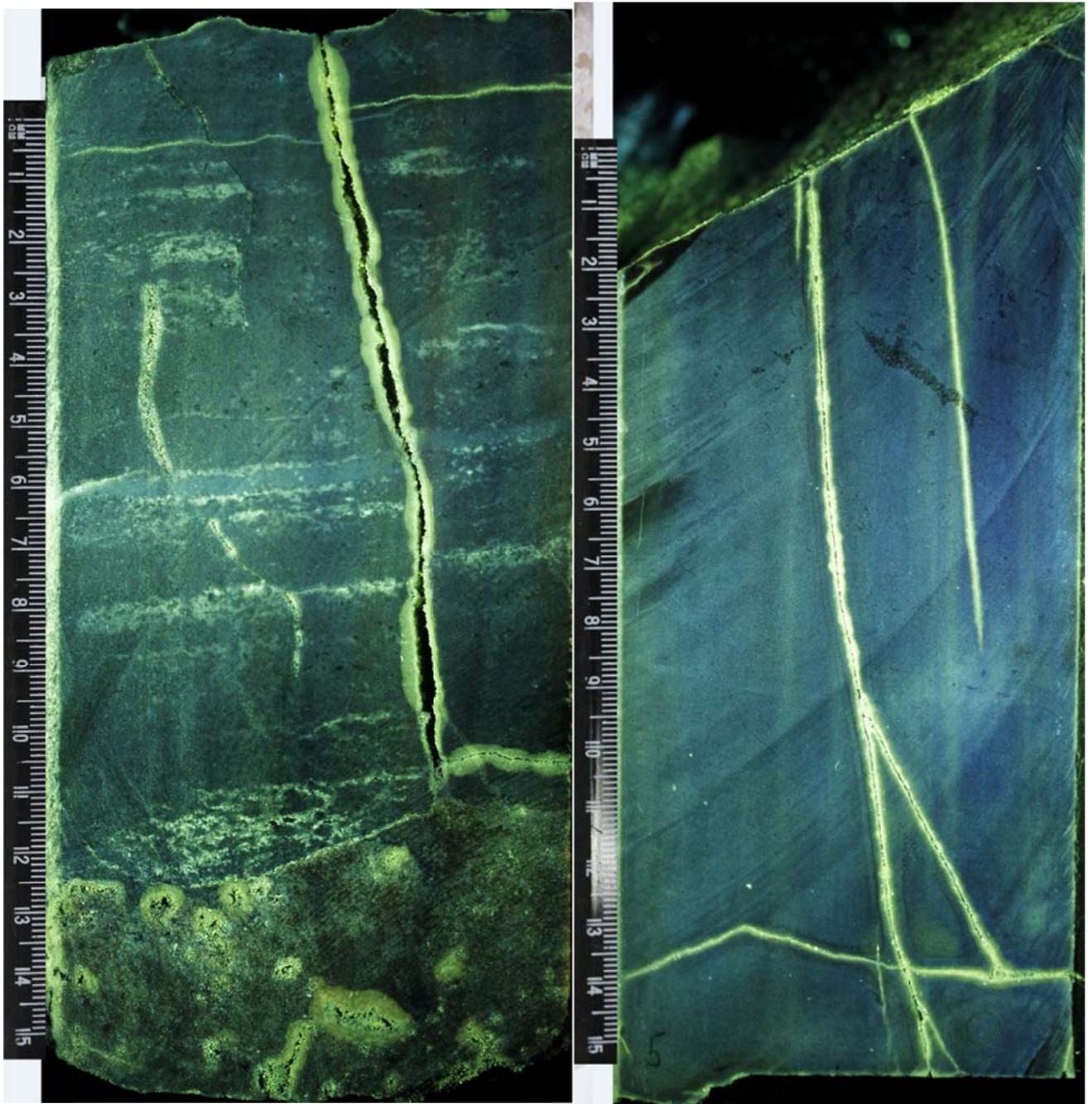
Истинная раскрытость, ширина трещин, определяется под бинокулярным микроскопом на образце кубической формы до насыщения его пенетрантами и проверяется под микроскопом в шлифах, изготовленных из пластинок – спилов с граней кубика. Использование большого образца кубической формы даёт значительно более полную информацию при изучении трещиноватости, по сравнению со шлифами, поскольку наблюдение за изменением трещиноватости (протяжённость, сообщаемость, ориентировка) анализируется последовательно на каждой грани кубика, что позволяет разделить их на эффективные и неэффективные. К первым следует отнести длинные секущие трещины, преимущественно вертикальной и наклонной ориентировки, прослеживающиеся на каждой грани кубика или секущие практически весь полноразмерный керн. Трещины, секущие в пределах одной грани, но затухающие на смежных, можно считать не эффективными или малоэффективными в фильтрации, тем не менее, они опережают секущие и подпитывают их, добавляя полезный объём УВ.

Такая дифференциация трещин позволяет определить, с одной стороны, среднюю раскрытость всех трещин, встречающихся в образце, а с другой – среднюю раскрытость фильтрующих трещин. Причём учитывается и ориентировка фильтрующих трещин. Поскольку проницаемость пластов трещинного типа зависит в основном от раскрытости трещин, то большая ширина и протяжённость трещин одного направления по сравнению с трещинами другой ориентировки позволяет выделить направление преобладающее в фильтрации.

Измерение раскрытости трещин под бинокулярным микроскопом позволяет избежать погрешности определения за счёт неперпендикулярности плоскости трещины к поверхности выхода следов трещин, так как одна и та же трещина измеряется на различных гранях кубика. Кроме того, отчётливо выявляется изменчивость расстояния между стенками трещин в

пространстве, что позволило установить значительную изменчивость раскрытости в широких пределах – от 1 до 500 мкм и более.

*Одна и та же трещина часто имеет неодинаковую раскрытость, она может меняться без учета расширений полостей выщелачивания по длине трещин в 2-3 раза, например от 18 до 50 мкм, от 80 до 200 мкм. При интенсивном выщелачивании раскрытость трещин легко достигает 500-800 мкм. Максимальную ширину имеют длинные секущие трещины, раскрытость оперяющихся значительно меньше. Обычно в пределах одного образца присутствуют трещины различной протяжённости, ориентировки и раскрытости.*



Образец № 101, глубина 2422,9 м, скв. № 120. ЮТМ

Образец № 105, глубина 2426,88 м, скв. № 120. ЮТМ

Рис. 5.3. Вертикальная трещиноватость

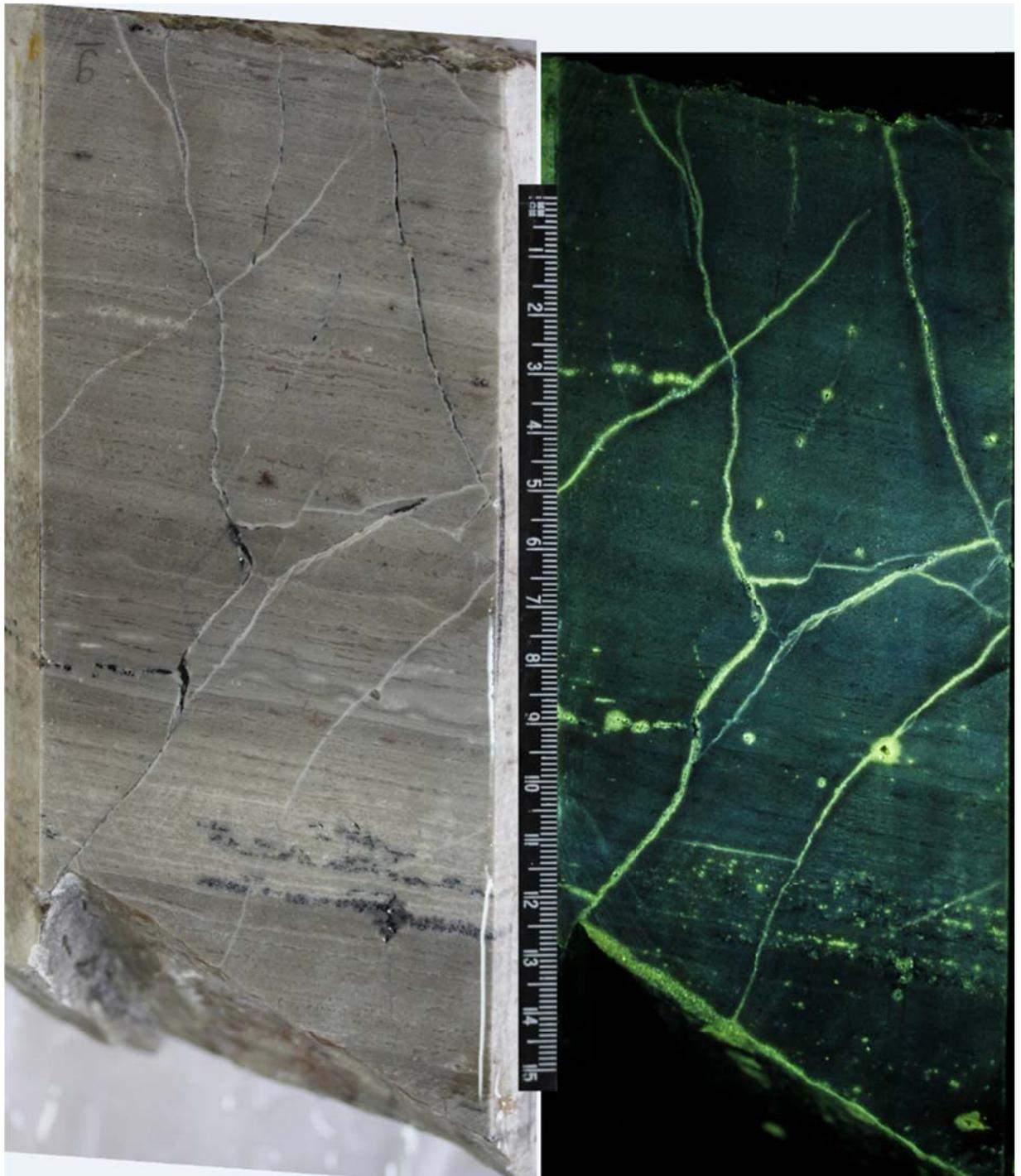
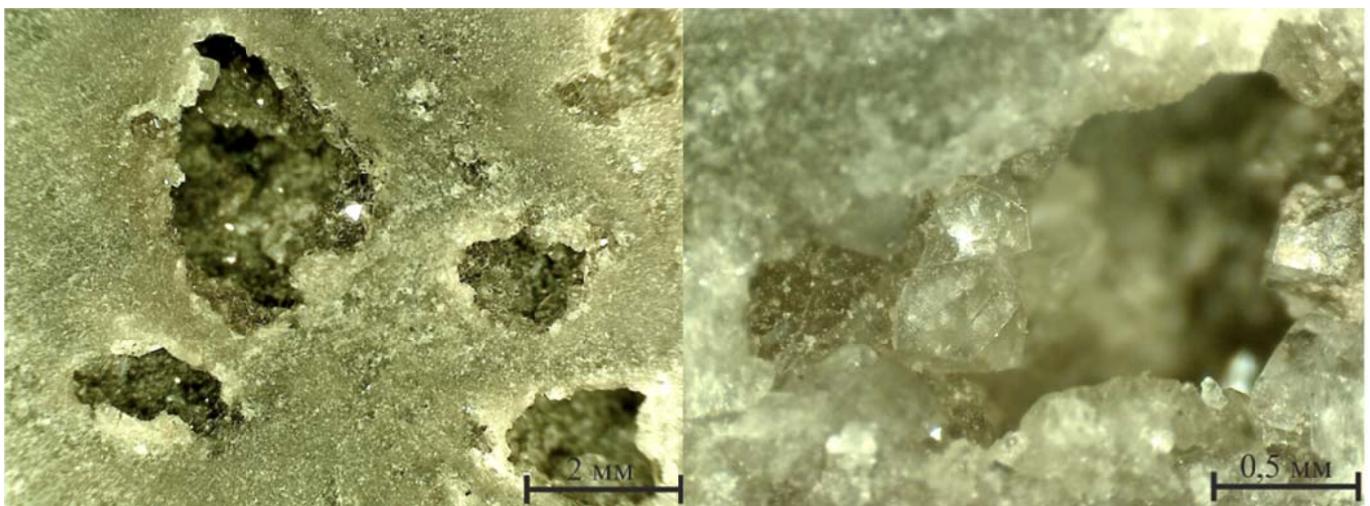


Рис. 5.4. Системы сообщающихся трещин. Образец № 109, глубина 2458,5 м, скв. № 120. ЮТМ

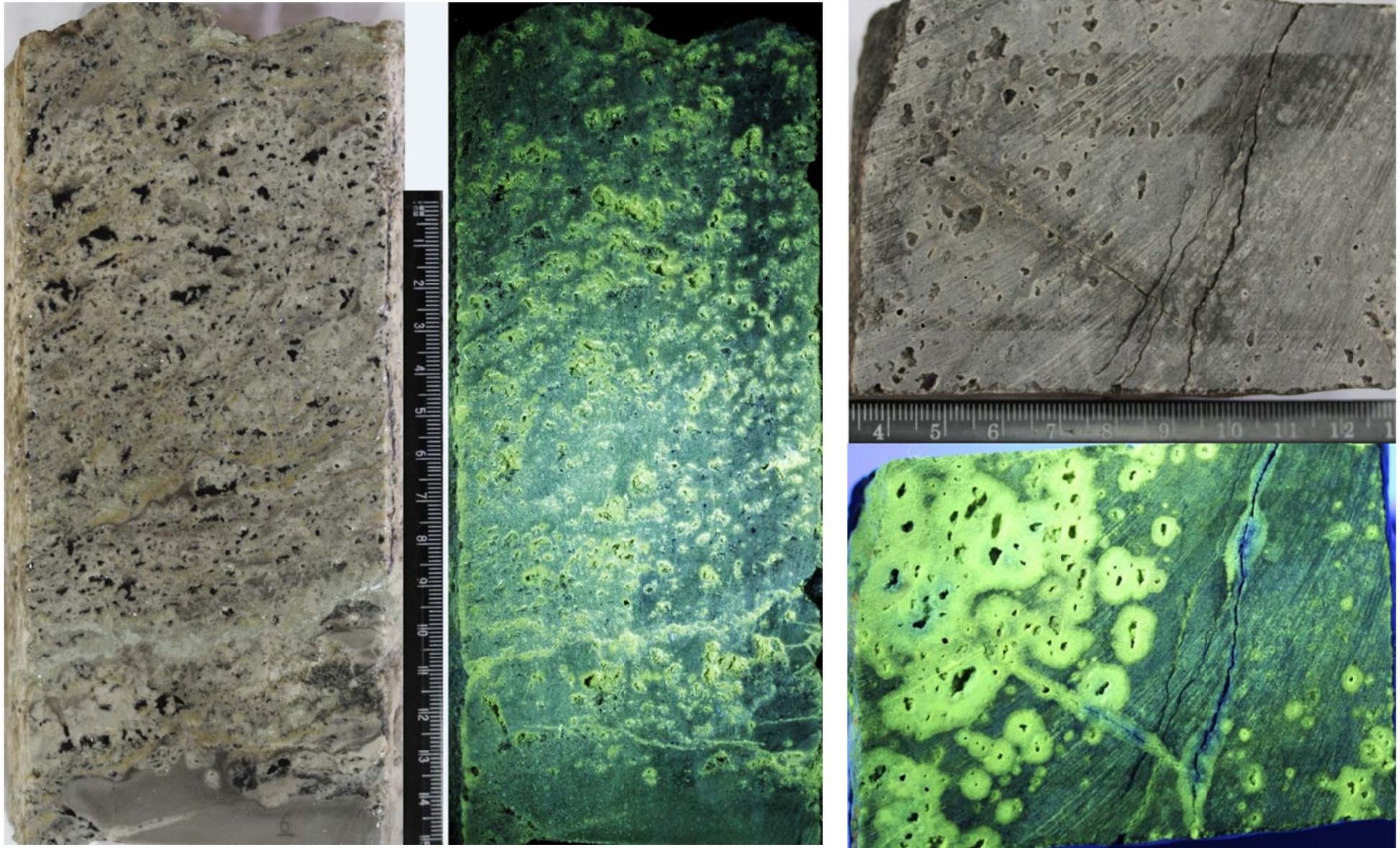
**Кавернозность** в отложениях рифея развита практически повсеместно с различной степенью интенсивности. Изучение кавернозности в доломитах рифея, является очень важным моментом для оценки емкостных свойств изучаемых отложений. Это вторичная пустотность, образовавшаяся за счет выноса кальцитового и доломитового материала из полостей трещин и селективного выщелачивания отдельных гнезд и стяжений.

В настоящее время наиболее достоверным методом можно считать выделение этих пустот при макроописании керна и использовании экспресс-метода, поскольку при обработке керна крупные каверны, как правило, не сохраняются. Изучение образцов под бинокулярным микроскопом позволяет выявить форму, размер кристаллов и стадийность их образования. Для выделения и оценки более мелких каверн, сохранившихся после обработки, применяют комплекс методов. Каверны выявлялись при изучении шлифов и по образцам кубической формы после насыщения их люминесцирующими жидкостями.

Основное количество каверн связано с выщелачиванием или карстованием доломитов в диагенезе. В результате этих процессов доломиты подвергались интенсивному выщелачиванию, в них формировались полости различного размера и морфологии. Доминируют полости преимущественно изометричной, округлой или овальной формы, часто встречаются, причудливо-извилистые и щелевидные. Столь прихотливые формы объясняются интенсивным ростом вторичных кристаллов доломита, кварца и халцедона по стенкам полостей (рис. 5.5). Нередко полости крупных каверн полностью выполнены халцедоном и вторичным доломитом. Размеры каверн от первых миллиметров до 5x10 см, преобладающий размер каверн 2-8 мм. Это максимально возможные размеры, которые удалось зафиксировать в керне. Интервалы кавернозности в изученных скважинах имеют незакономерное распространение и небольшие мощности, в основном до 1-3 м, однако встречаются мощные (до 30 м) кавернозные интервалы.



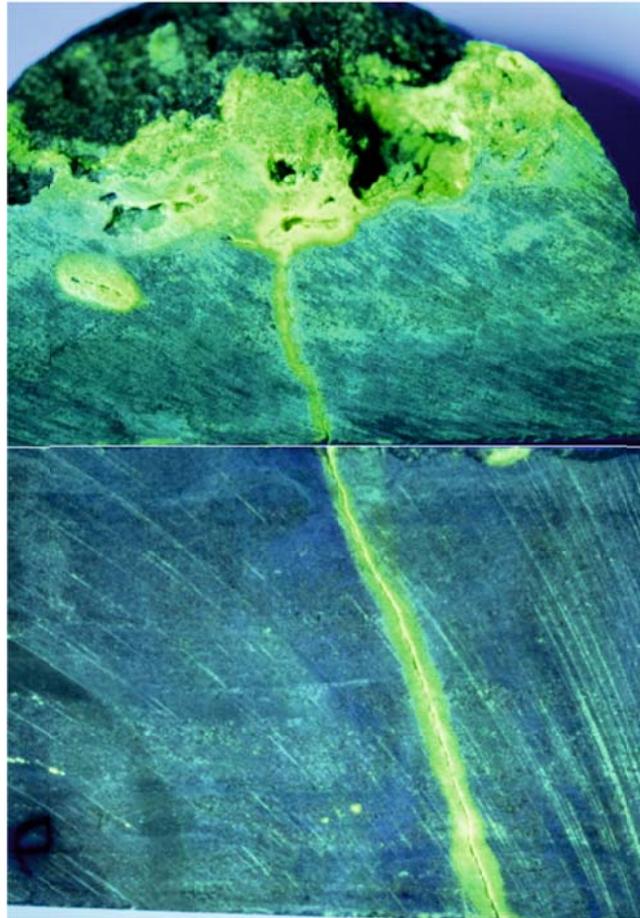
*Рис. 5.5. Частичная инкрустация стенок каверн средне- и крупнокристаллическим доломитом, уменьшающая размер и усложняющая геометрию пустотного пространства.*



Образец № 106, глубина 2442,3 м, скв. № 120. ЮТМ

Образец № 10, глубина 2486,25 м, скв. № 272. ЮТМ

*Рис. 5.6. Разновидности кавернозных разностей строматолитовых доломитов.*



*Рис. 5.7. Развитие карстовых полостей в строматолитовом доломите вдоль вертикальных трещин. Образец № 6, глубина 2786,55 м, скв. № 198. ЮТМ*

В природном резервуаре вполне реально формирование пустот выщелачивания вплоть до расщелин и карстовых пустот, причём они могут располагаться как непосредственно под предвендской эрозионной поверхностью, так и на больших глубинах. Нередко ёмкость карстовых полостей превышает  $25 \text{ см}^3$  (рис. 5.7). Примером служит скважина № 5 «б», где на глубине 30 м от кровли рифея находится 50 см прослой кавернозных строматолитовых доломитов. Каверны округлые размером до 1 см и заполнены жидкой нефтью. Также косвенным доказательством наличия карстовых пустот и кавернозных прослоев служат случаи катастрофического поглощения промывочной жидкости (до  $100 \text{ м}^3$ ), высокая скорость бурения отдельных интервалов (до 120 м/час) вплоть до провала бурового инструмента и промысловые исследования.

*Активное выщелачивание строматолитовых доломитов и полостей трещин, привело к образованию в рифейском комплексе интенсивно кавернозных пород, открытая пористость которых достигает 10-15%. Интенсивная трещиноватость соединяющая каверны и карстовые полости, формирует единую гидродинамическую систему с резервуаром каверно-трещинного типа способным содержать большие запасы углеводородов. Эффективная ёмкость коллектора составляет 4,5-5%.*

## 5.2. Структура порового пространства рифейских отложений

Критерием оценки типа коллекторов является геометрия порового пространства, определяющая фильтрационные и емкостные свойства пород и количество остаточных флюидов. Наиболее полную информацию о структуре порового пространства дает метод вдавливания ртути в образец при различных давлениях от 15 мм до 2000 атм. Особенности структуры порового пространства осадочных пород, а именно: размеры поперечного сечения, извилистость и форма поровых каналов, распределение их в поровом объеме, степень сообщаемости между собой — предопределяют фильтрационные свойства коллекторов.

Изучение структурных характеристик образцов рифейских доломитов юрубченской толщи проводилось *методом ртутной порометрии* с помощью ртутного поромера «Поромер-ПА-3М», диапазон давления ртути при исследовании породы составляет от 0,01 до 1500 атм, что соответствует измерению поровых каналов радиусом от 100 до 0,01 мкм. Метод дает объемную характеристику геометрии пустот в породе. Порометрические кривые позволили оценить диапазон раскрытости пустот и трещин развитых в породе, их процентное содержание и определить количество субкапиллярных пор радиусом менее 0,1 мкм содержащих крепко связанную воду. При интерпретации кривых важно учитывать связанность открытых каналов между собой, чтобы достоверно оценить их участие в фильтрации.

Образцы для ртутной порометрии выпиливались в виде цилиндров 1х3 см из наиболее информативных участков кубиков после выявления трещиноватости методом капиллярной дефектоскопии. В качестве примера различного строения пустотного пространства рифейских доломитов приведены порометрические кривые, характеризующие различные типы коллекторов (рис. 5.8-5.19, табл. 5.1). Из таблицы 5.1 видно, что в кремнистых трещиноватых доломитах преобладают взаимосвязанные микротрещины с широким диапазоном раскрытости от 3 мкм до 80 мкм и небольшим количеством субкапиллярных пор радиусом менее 0,1 мкм.

**Образец № 102а** (скважина № 120, глубина 2426,05 м). Доломит строматолитовый волнисто-слоистый, коричневато-серый, каверново-трещинный, характеризуется сложным строением пустотного пространства (рис. 5.8). Каверны удлиненной формы, они образовались за счёт выщелачивания и расширения полостей трещин. По данным РЭМ, в настоящее время каверны полностью или частично заполнены ОВ (рис. 5.9-5.10). Трещины секущие большой раскрытости достигающие значений – 80-100 мкм по данным ртутной порометрии и 300 мкм – капиллярной дефектоскопии. Трещины соединяют каверны и мелкие пустоты между собой, о чем свидетельствует волнообразная картина распределения поровых каналов. Важной характеристикой является незначительное присутствие субкапиллярных пор (10 %), что означает отсутствие остаточной воды в коллекторе. Наличие большого количества пустот радиусом более 1 мкм позволило выделить на гистограммах кривые долевого участия в

Таблица. 5.1. Структура порового пространства доломитов юрубченской толщи.

№ лаб.	№ скв.	Глубина, м	Ёмкость трещин и каверн, %		Газпроницаемость по трем направления, мД			Ртутная порометрия			Литологическая характеристика
			большой кубик	порометрия	I	II	III	Содержание пор (%) радиусом менее 0,1 мкм	Средний радиус пор, мкм	Диапазон раскрытости трещин определяющих фильтрацию, мкм	
12	272	2508,82	2,51	1,29	66,78	61,34	173,5	18	2	1-25	Доломит окремнённый, развита система секущих трещин
16	272	2558,9	4,1	3,7	8,2	11,1	0,13	10	5	2-64	Доломит коричневый, слоистый, со строматолитовой текстурой, сильно окремнённый.
18	272	2575,9	2,56	3,05	12,8	1,6	9,5	8	8	2,5-64	Доломито-кремнистая брекчия с линзами кремнезёма
102a	120	2426,05	4,4	2,97	362,7	431,6	389,8	10	2,5	3-80	Доломит строматолитовый, каверново-трещинный
106	120	2442,3	11	8,24	89,6	55,7	120,6	12	16	10-80	Доломит строматолитовый, кавернозный
109	120	2458,5	1,21	0,89	55,2	105,2	0,06	9	1,3	50-80	Доломит строматолитовый, трещиноватый
8687	34	2400,1	1,7	1,7	0,001	2,72	3,23	5,4	1,5	1,5-20	Доломит микротонкослоистый, строматолитовый
8812	30	2336,1	1,4	1,5	0,02	0,03	0,06	8	0,8	1,5-5	Доломит пятнистый, перекристаллизованный, неравномерно окремнённый.
8827	21	2343,3	2,1	2,3	1,17	1,28	1,26	8,5	4	1,5-40	Доломит розовато-серый пятнистый, окремнённый
8802	56	2356,8	1,6	2	0,01	0,02	0,01	11	5	1-20	Доломит перекристаллизованный, кремнистый, кавернозный
8705	56	2356,2	5,3	6,2	<0,001	0,7	0,08	62,3	3,75	5-13,5	Доломит строматолитовый, перекристаллизованный, кавернозный
8816	55	2342,7	10	11	6,86	8,5	6,7	34,9	2,5	2-18	Доломит перекристаллизованный, ожелезнённый, кавернозный

филтрации и оценить средний радиус фильтрующих каналов. Видно, что фильтрация осуществляется в основном по пустотам, радиусом более 3 мкм, и кавернам разнообразной формы размером от 5-6 мкм. Стенки каверн окремнённые и инкрустированы кристаллами доломита (рис. 7.3)

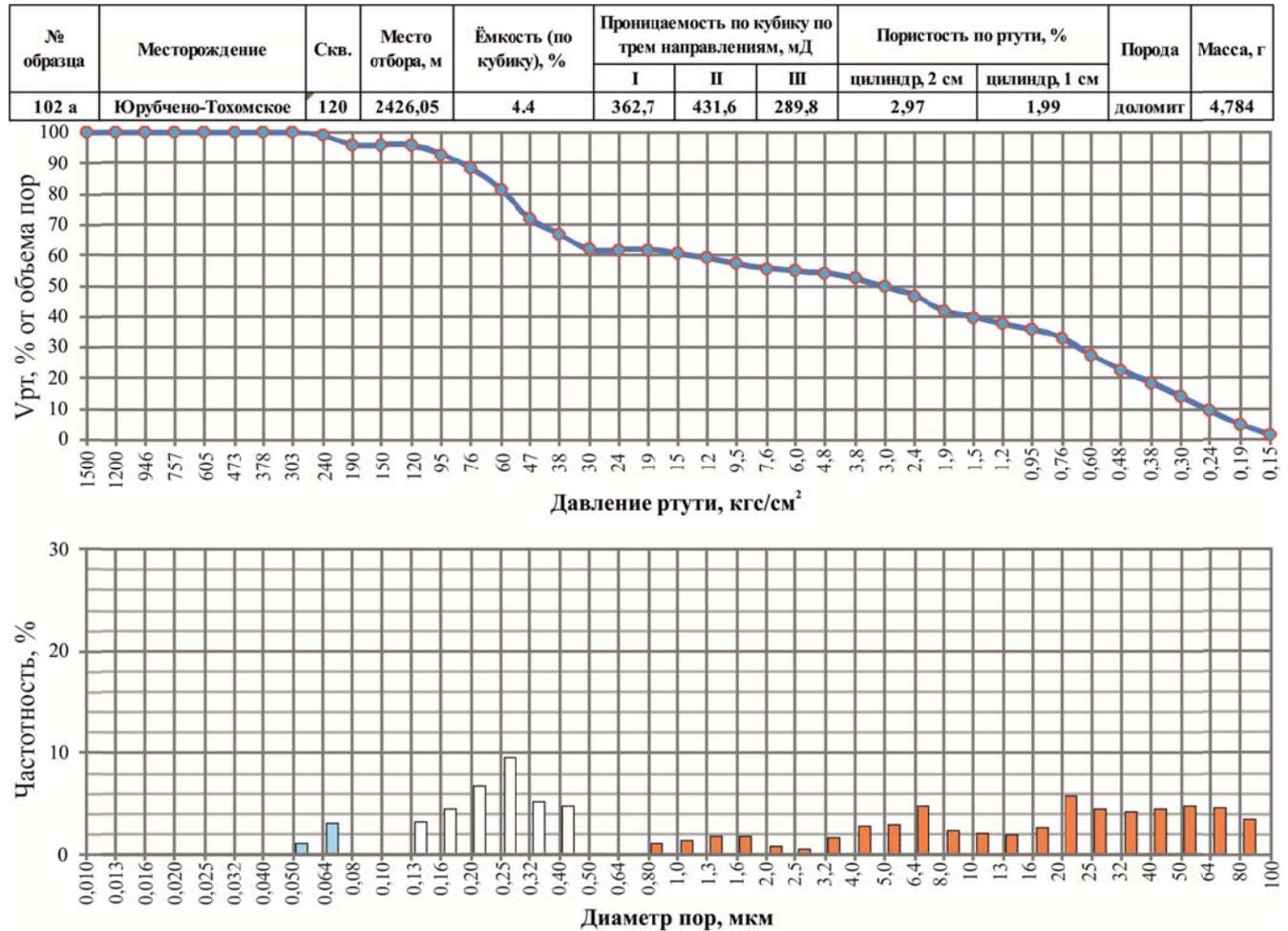


Рис. 5.8. Структура порового пространства строматолитовых доломитов юрубченской толщи. ЮТМ, скв. 120, образец № 102а, глубина 2426,05 м.

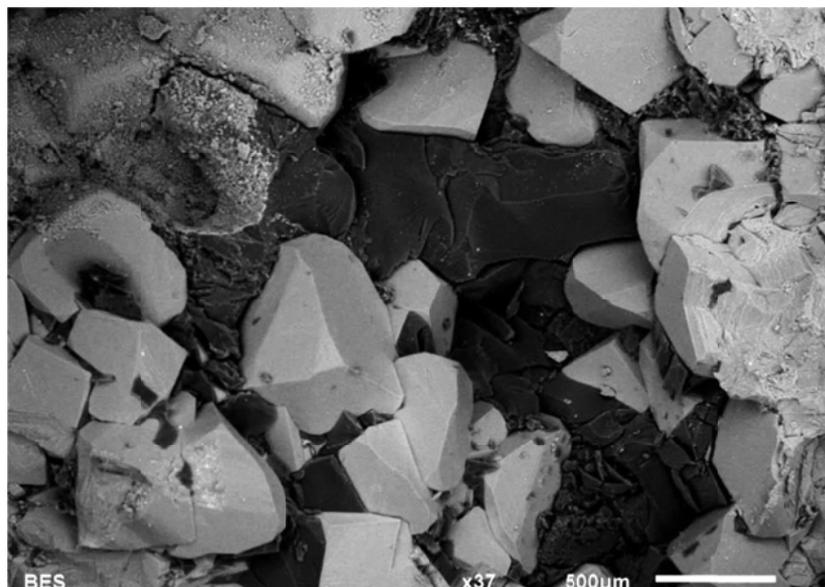
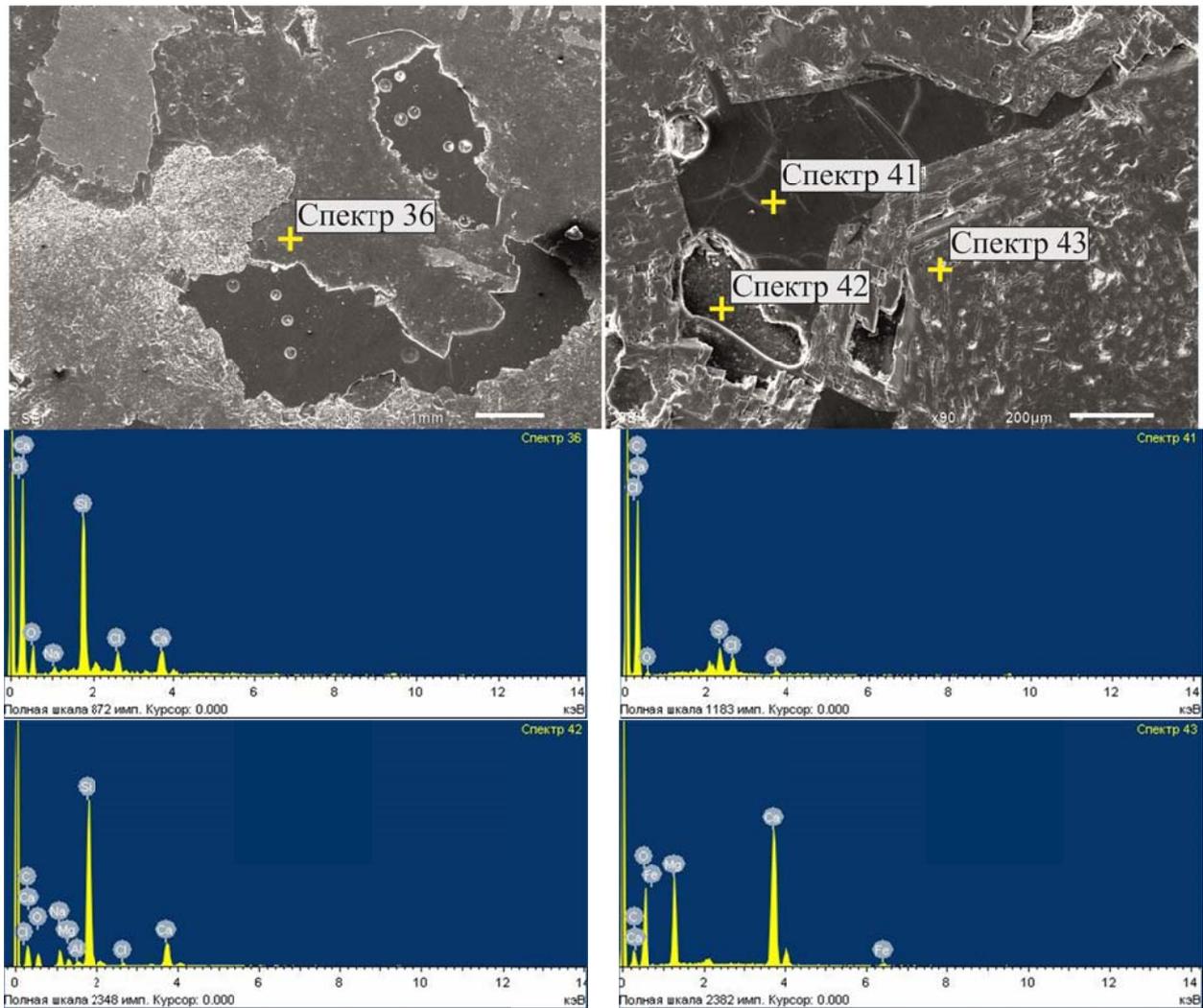


Рис. 5.9. Скопления ОБ в пустотном пространстве (режим обратно рассеянных электронов). ЮТМ, скв. 120, образец № 102а, глубина 2426,05 м.



*Рис. 5.10. Рентгеновские спектры зоны окремнения околопустотного пространства (36), скопления преобразованного ОВ в пустоте (41), зоны окремнения в пустотном пространстве (42), доломита (43). ЮТМ, скв. 120, образец № 102а, глубина 2426,05 м.*

**Образец № 106** (скважина № 120, глубина 2442,30 м). Доломит строматолитовый, светло-серый, кавернозный. Каверны преимущественно округлой и овальной формы. Пористость в таких разновидностях достигает 11% за счет интенсивного выщелачивания пустот. В этих разностях фильтрация протекает по пористо-кавернозным участкам. Средний радиус всей совокупности пустот равен 16 мкм, а диапазон раскрытости каверн, участвующих в фильтрации 10-80 микрон (рис. 5.11). Пустоты частично инкрустированы доломитом, анкеритом и содержат преобразованное ОВ (рис. 5.12).

Данная разновидность породы аналогична пористым разностям за счет развития хорошо взаимосвязанных проводящих каналов, которые обуславливают изотропность фильтрационных свойств, в них проницаемость составляет от 55 до 120 мД.

Кроме того, в пористо-проницаемых разностях, для определения эффективной ёмкости важно учитывать остаточную водонасыщенность. По данным ртутной порометрии она не превышает 12 %, соответственно эффективная пористость составляет 9,7 %. Это III-IV тип коллектора по оценочно-генетической классификации К.И. Багринцевой (1977).

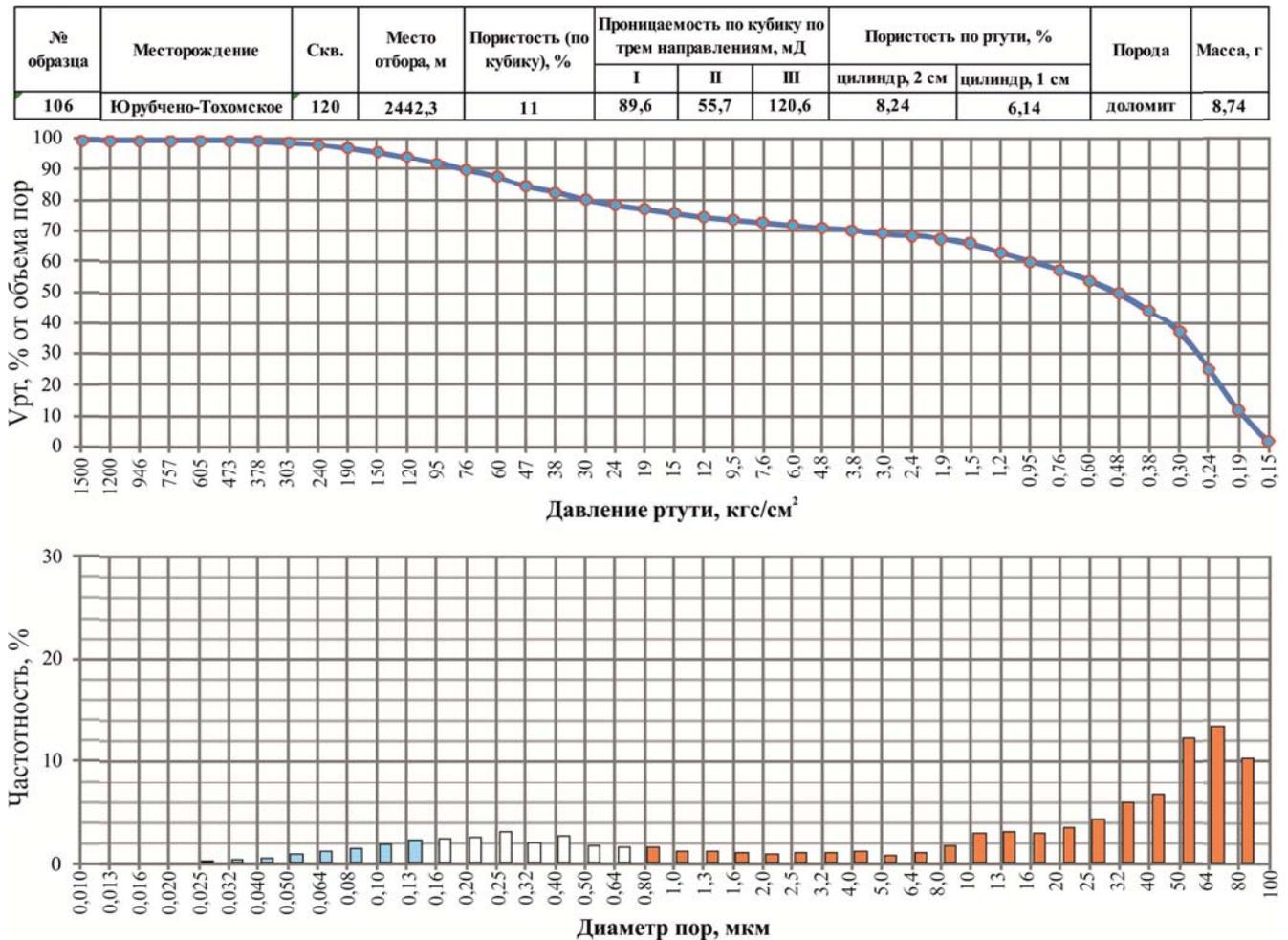


Рис. 5.11. Структура порового пространства строматолитовых доломитов юрубченской толщи. ЮТМ, скв. 120, образец № 106, глубина 2442,30 м.

Принципиально иной характер порометрической кривой выявлен в *образце № 109* (скважина № 120, глубина 2458,50 м), который представлен доломитом строматолитовым, тонкослоистым, серым, трещиноватым. Распределение поровых каналов характеризуется прерывистостью, с диапазоном раскрытости от 0,8-2,5 до 20-100 мкм. Такой тип порограмм характерен для трещиноватых разностей, а по расположению отдельных столбиков на гистограмме можно оценить ширину фильтрующих микротрещин 2-3 и 50-80 мкм (рис. 5.13). Раскрытость трещин, определённая по фотоснимкам образца № 109 насыщенного пенетрантом составляет - 95 мкм, она обеспечивает высокую проницаемость - 100 мД, а суммарный объем трещин достигает 1,21 %.

*Образец № 16* (скважина № 272, глубина 2558,9 м) представлен доломитом строматолитовым тонко волнисто-слоистым, сильно окремненным, трещиноватым с ёмкостью 4,1 %, имеет относительно высокое значение среднего диаметра всей совокупности пор, равное 5 мкм. Порометрическая кривая характеризует систему взаимопересекающихся трещин раскрытостью 1-64 мкм. Фильтрацию обеспечивают крупные поровые каналы в диапазоне от 10 до 64 мкм (рис. 5.14). В большом образце кубической формы проницаемость достигает 11 мД.

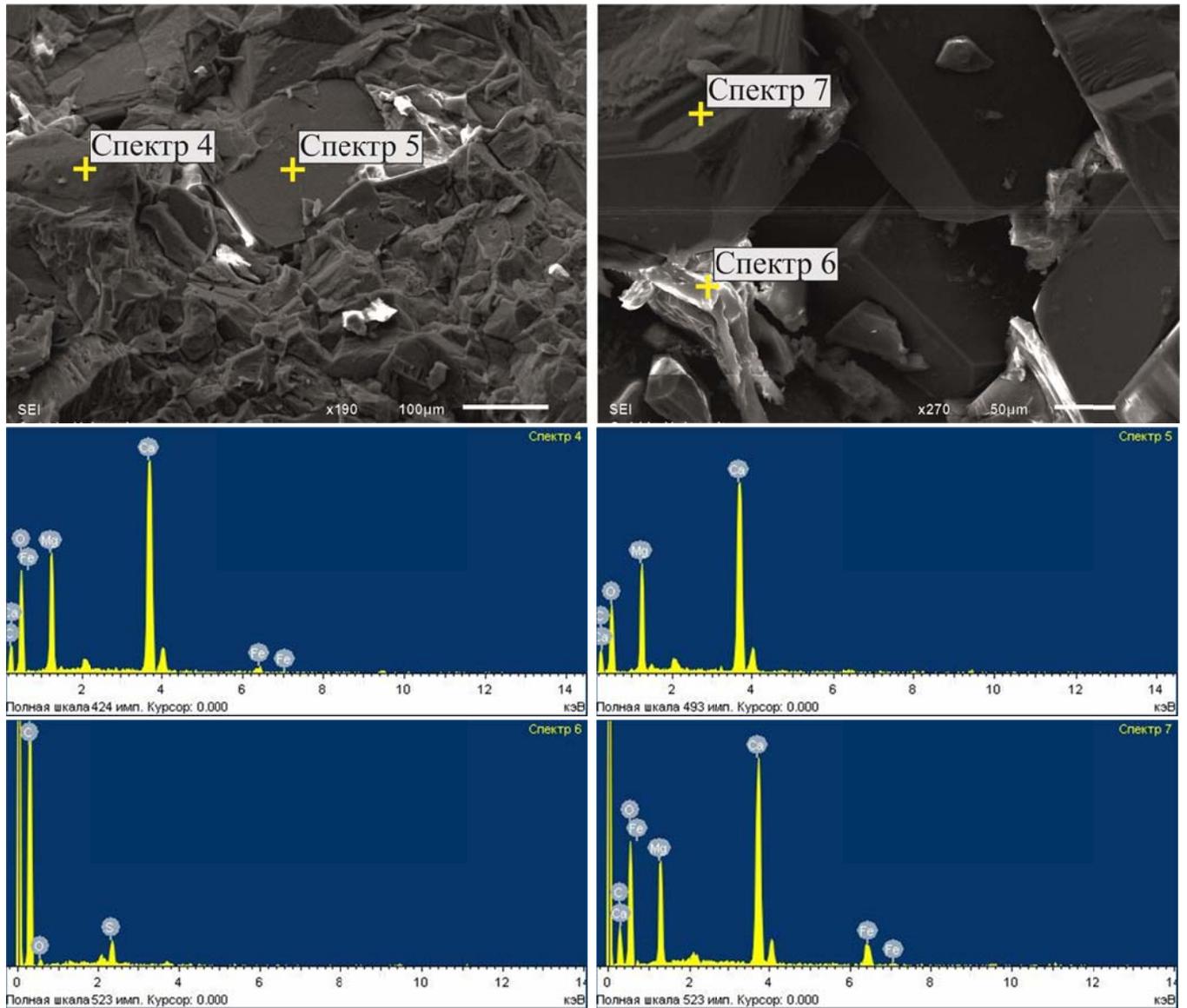


Рис. 5.12. Рентгеновские спектры железистого доломита (4), доломита (5), преобразованного ОВ (6), анкерита (7). ЮТМ, скв. 120, образец № 106, глубина 2442,30 м.

Кристаллическое строение матрицы хорошо освещено при исследовании кремнистого доломита в растровом электронном микроскопе, видна соизмеримость размеров пустот и кристаллов (рис. 5.15).

**Образец № 8812** (скважина № 30, глубина 2236,1 м). Доломит перекристаллизованный, кремнистый. Развита система секущих слабоизвилистых, местами ожелезненных трещин, осложненных мелкими кавернами. За счёт вновь образованной кавернозности ёмкость достигает 1,5 %. Порометрическая кривая характеризует породу как мелкопористую (рис. 5.16), что согласуется с исследованиями РЭМ (рис. 5.17). Однако на общем фоне выделяются пики, характеризующие сеть секущих микротрещин с развитыми по ним щелевидными кавернами.

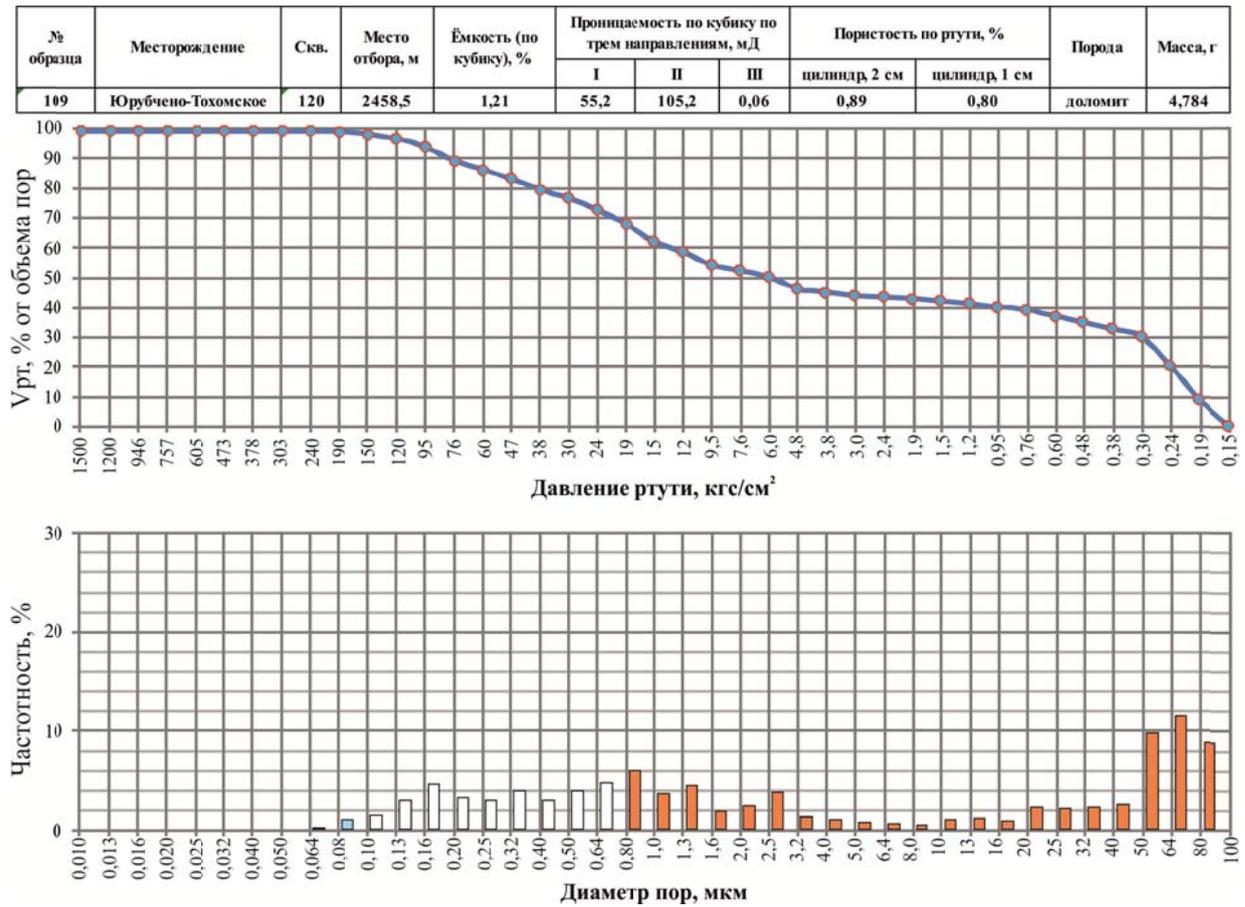


Рис. 5.13. Структура порового пространства строматолитовых доломитов юрубченской толщи. ЮТМ, скв. 120, образец № 109, глубина 2458,50 м.

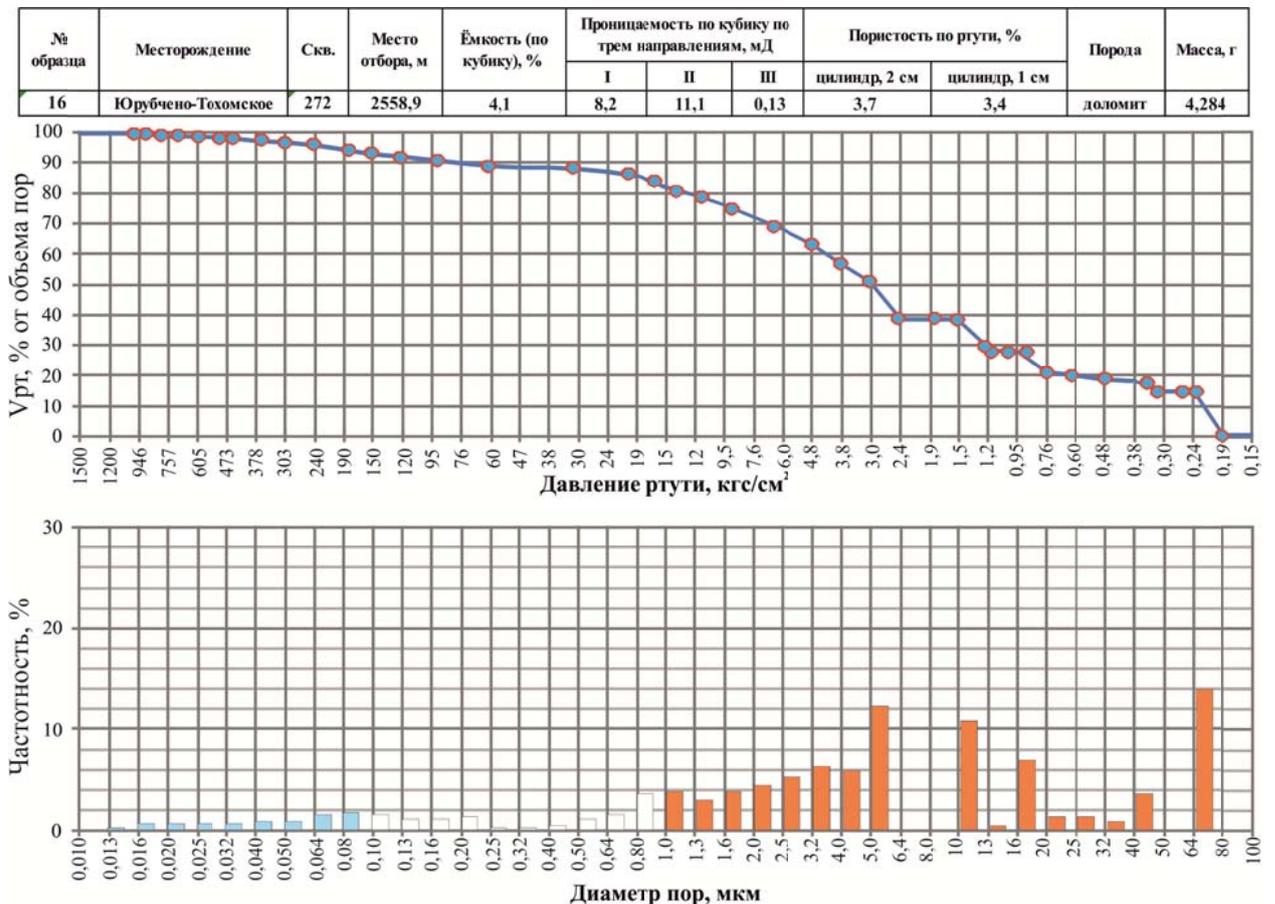
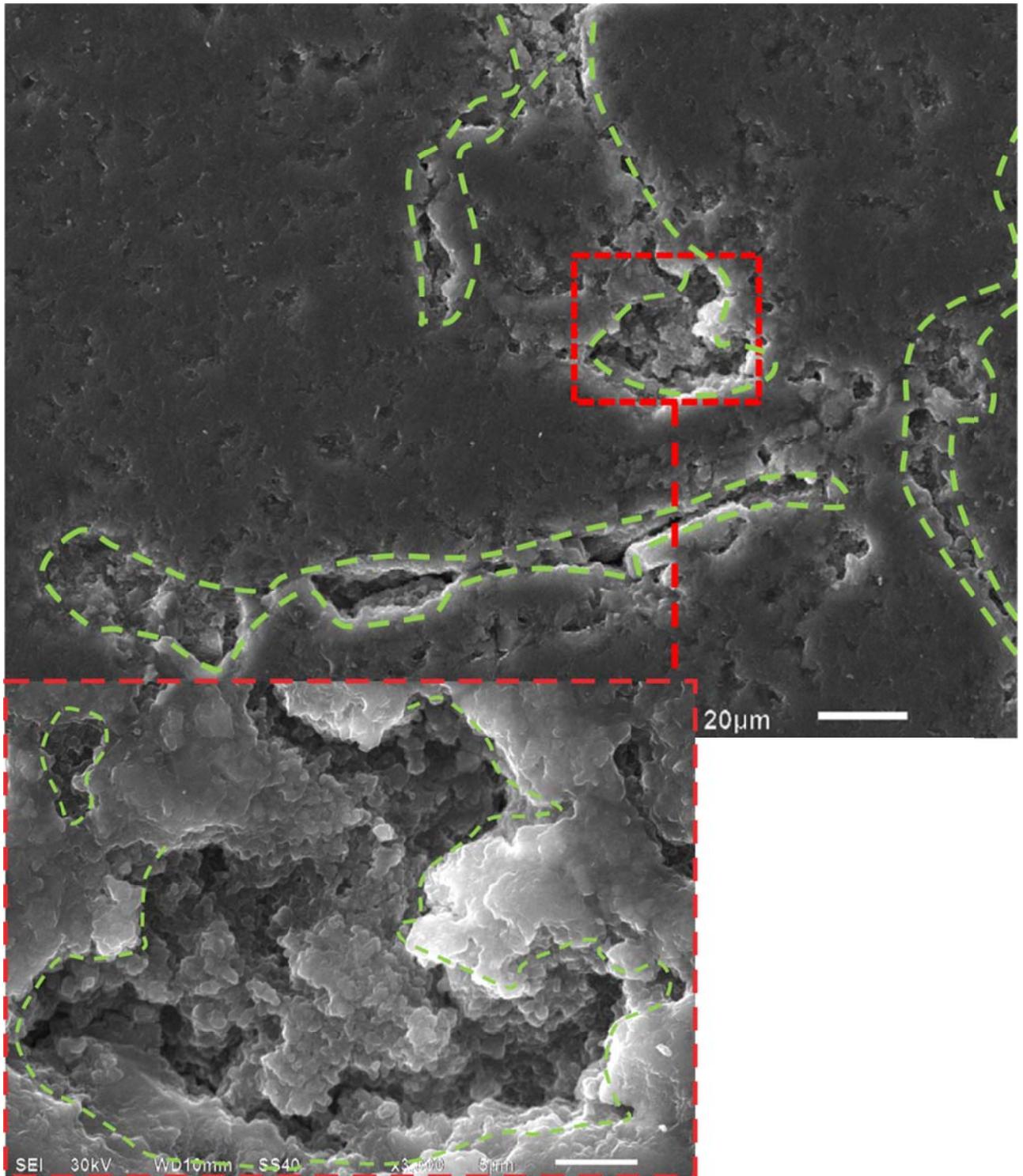


Рис. 5.14. Структура порового пространства по данным ртутной порометрии. ЮТМ, образец № 16, скважина 272, глубина 2558,9 м.



*Рис. 5.15. Пустоты выщелачивания по остаточному поровому пространству в доломите строматолитовом слое. ЮТМ, образец № 16, скважина 272, глубина 2558,9 м.*

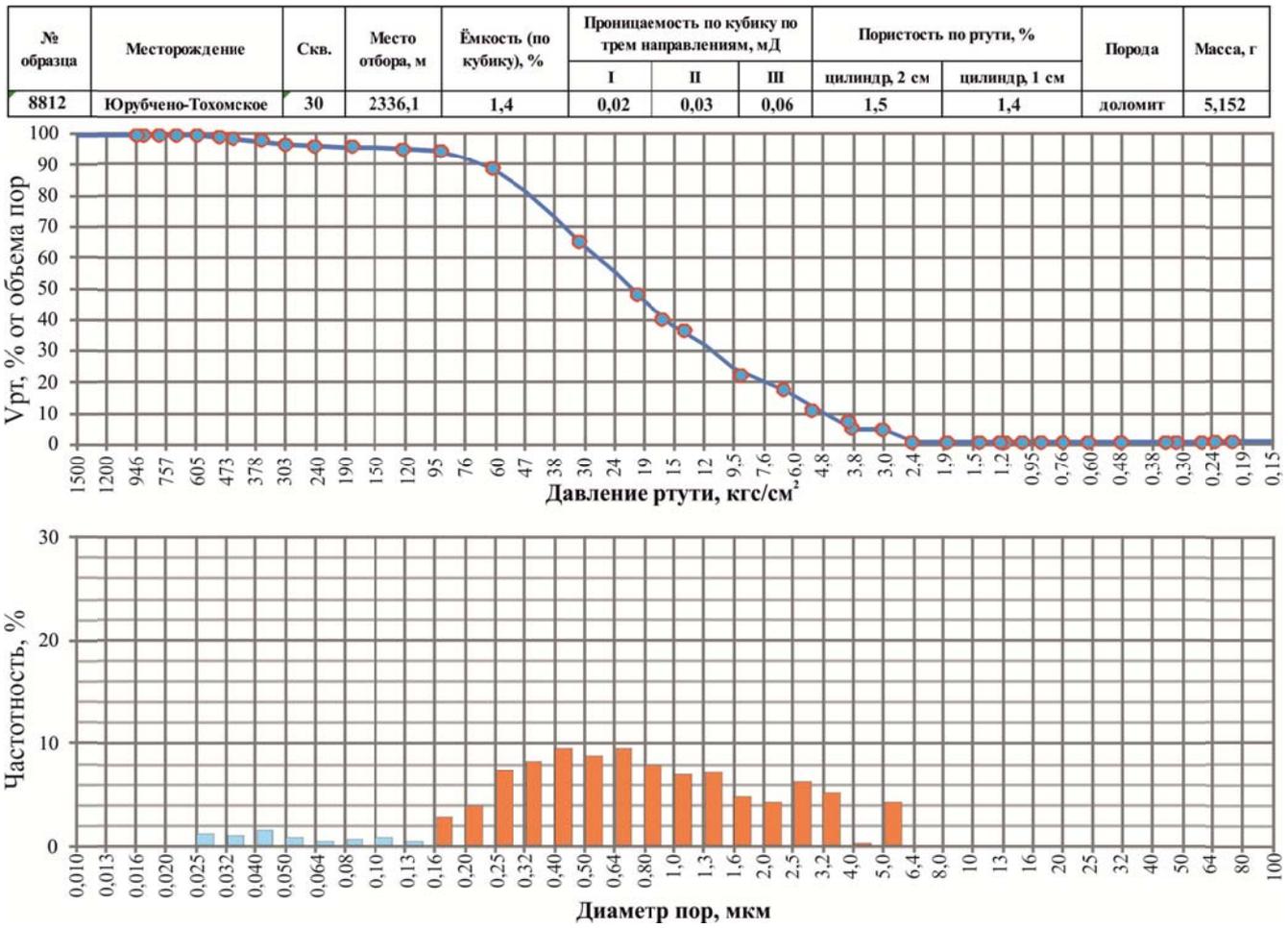
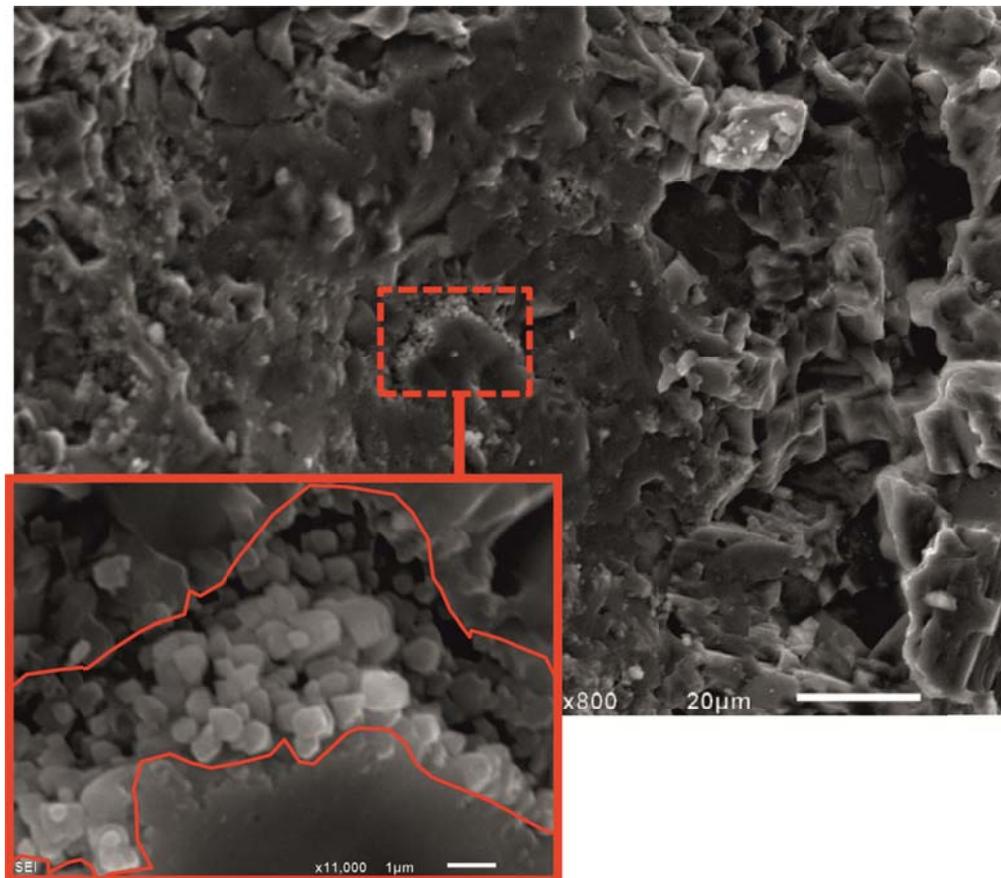
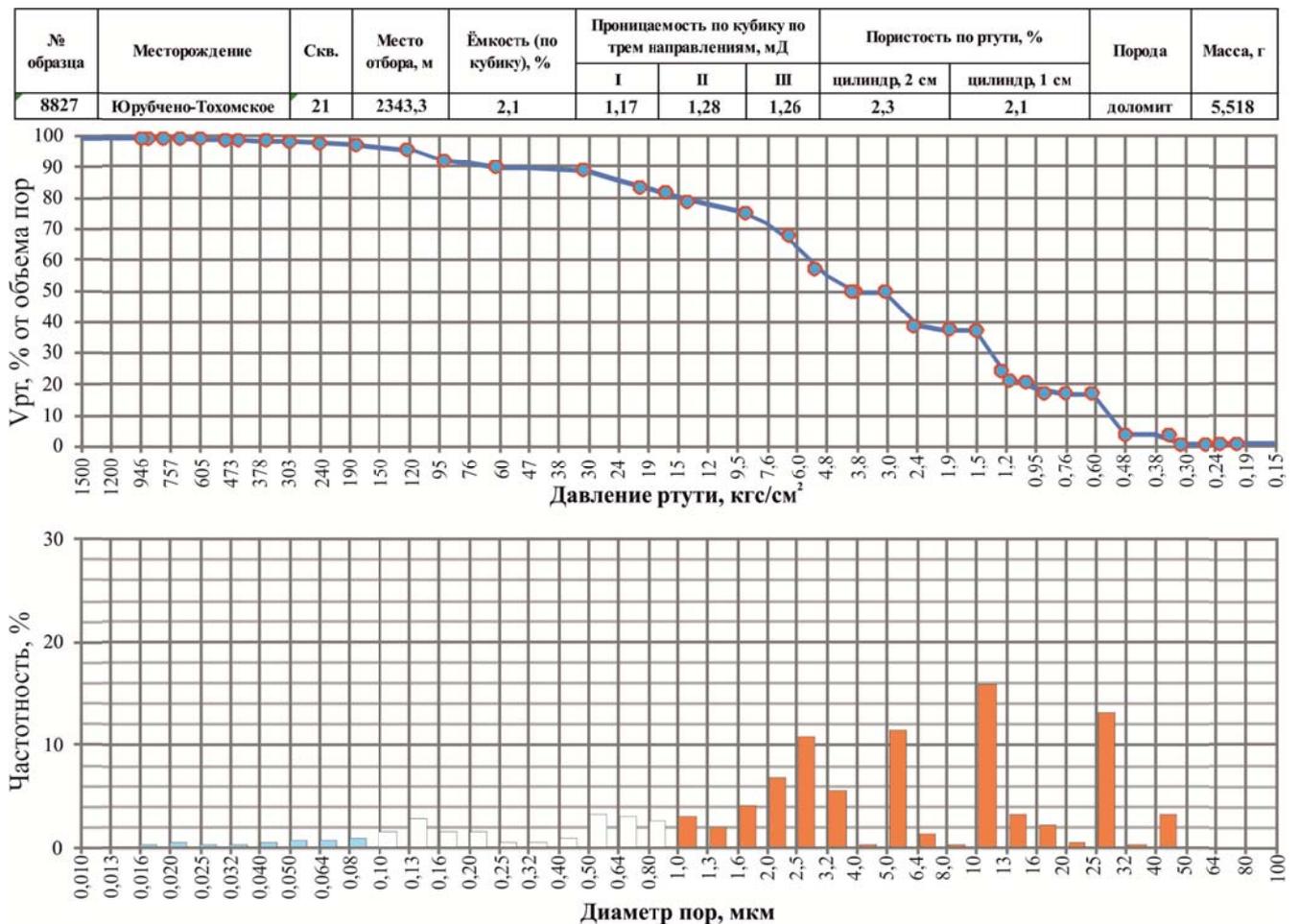


Рис. 5.16 .Структура порового пространства по данным ртутной порометрии. ЮТМ, образец № 8812, скважина 30, глубина 2336,1 м.



**Образец № 8827** (скважина № 21, глубина 2343,3 м). Доломит розовато-серый, пятнистый, кремнёвый. Кремнезём в виде округлых стяжений и частично инкрустирует стенки пустот. Прерывистый характер порометрической кривой доказывает, что в породе развита система секущих трещин (рис 5.18) различной ориентировки, соединённых между собой оперяющими короткими. Раскрытость трещин по ртутной порометрии от 2 до 40 мкм, сильная изменчивость раскрытости и сильное минерализация пустотного пространства отрицательно влияют на фильтрационные свойства, проницаемость в таких разностях редко превышает первых мД. Тем не менее, эффективная ёмкость за счёт крупных щелевидных каверн вдоль полостей трещин достигает 2,1 %.



**Рис.5.18.** Структура пустотного пространства по данным ртутной порометрии. ЮТМ, образец № 8827, скважина 21, глубина 2343,3 м

**Образец № 8802** (скважина 56, глубина 2356,8 м). Доломит перекристаллизованный, кремнистый. Кремнистые участки породы разбиты многочисленными мелкими извилистыми трещинами, осложненными кавернами, стенки которых инкрустированы кремнезёмом. Каверны мелкие и соединены между собой системой трещин, о чём свидетельствует порометрическая кривая (рис. 5.19). Фильтрацию осуществляют поровые каналы диаметром 3-20 мкм.

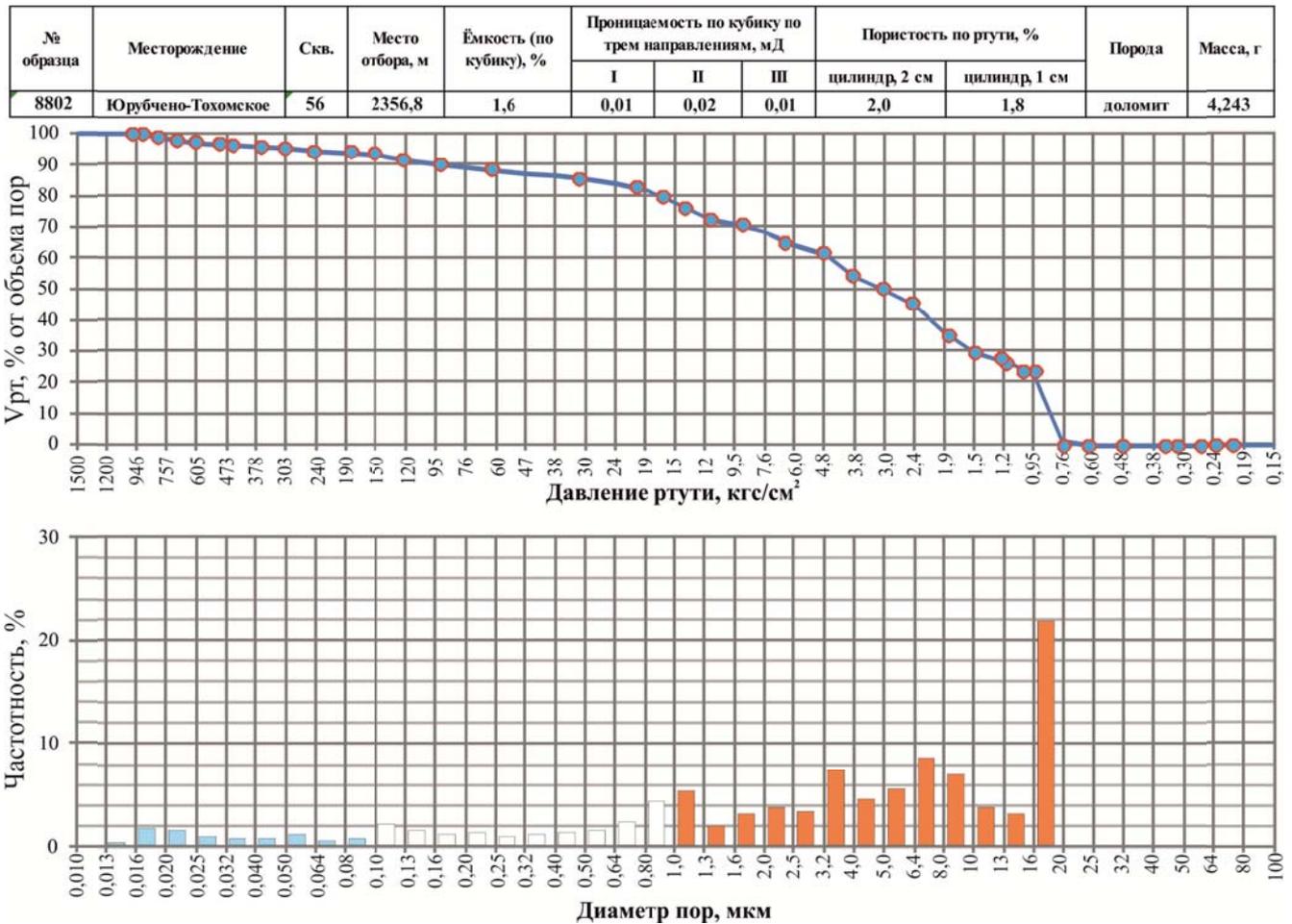


Рис.5.19. Структура пустотного пространства по данным ртутной порометрии. ЮТМ, образец № 8802, скважина 56, глубина 2356,8 м

Исследование показало, что сложным строением пустотного пространства отличаются трещинно-кавернозные доломиты (образец № 102а, рис. 5.8; образец № 8812, рис. 7.7). Каверны вторичные, округлой формы, они образовались за счёт выщелачивания и расширения полостей трещин. Наличие большого количества пустот радиусом более 1 мкм позволило выделить на гистограммах кривые долевого участия их в фильтрации и оценить средний радиус фильтрующих каналов.

В сильно кавернозных доломитах с ёмкостью 10-11 % и более за счет интенсивного выщелачивания создаются пустоты (образец № 106, Рис. 5.11). В этих разностях фильтрация протекает по пористо-кавернозным участкам. Эти породы за счет развития хорошо взаимосвязанных проводящих каналов аналогичны пористым разностям.

Принципиально иной характер порометрической кривой получен при изучении трещиноватых пород (образец № 109, рис. 5.13). Распределения поровых каналов характеризуется прерывистостью, диапазон раскрытости их сильно изменчив. По расположению отдельных столбиков на гистограмме можно оценить ширину микротрещин от 1 до 100 мкм, однако истинная раскрытость определяется по фотоснимкам образца кубической

формы насыщенного люминесцирующими жидкостями и доказывает развитие вторичной ёмкости.

*Таким образом, прерывистый характер распределения гистограммы порометрических кривых позволяет сделать вывод о развитии вторичных пустот за счёт расширения полостей трещин и образования каверн, которые определяют структуру и морфологию пустотного пространства. Оно отличается сложным строением и представлено разнообразными по размеру и генезису трещинами, вторичными пустотами, кавернами различной формы, а также единичными крупными открытыми карстовыми полостями и пустотами выщелачивания.*

*Главная особенность морфологии пустот - преобладающая роль трещин и пустот выщелачивания, различное соотношение их, то есть вторичная пустотность, которая характерна для продуктивных доломитов рифея. За счет развития каверн и щелевидных пустот вдоль полостей трещин значительно увеличивается эффективный объем, доступный для нефти и газа.*

### **5.3. Фильтрационные и емкостные свойства коллекторов рифейских доломитов Юрубчено-Тохомского месторождения**

Автором проведены экспериментальные работы по определению фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных отложений рифея на больших образцах кубической формы с гранью 5 см. Определение абсолютной газопроницаемости в трёх взаимоперпендикулярных направлениях позволяет выявить основные пути фильтрации углеводородов. Диапазон изменения проницаемости в рифейских отложениях сильно изменчив, от тысячных долей до 900 мД и более, что безусловно связано со сложностью строения пустотного пространства и особенно с неравномерным развитием систем трещин. К интервалам повышенной трещиноватости приурочены притоки нефти с высоким дебитом от 10 до 400 м<sup>3</sup>/сут, при испытании в открытом стволе.

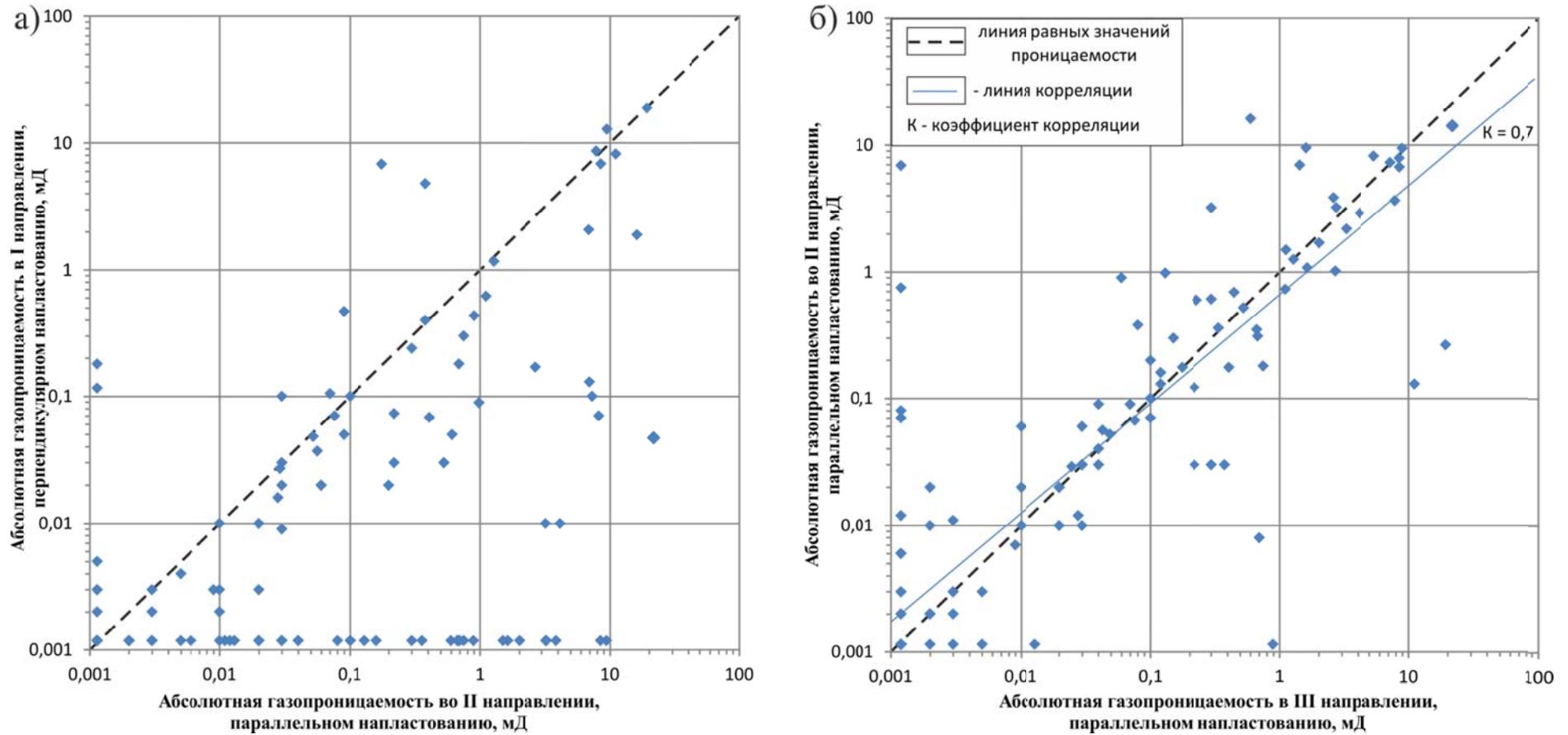
На графике сопоставления газопроницаемости в двух взаимно перпендикулярных направлениях показано изменение фильтрационных свойств доломитов в зависимости от ориентировки трещин: сравнение проницаемости по вертикальному и горизонтальному направлениям, а также по двум направлениям, характеризующим изменение фильтрации по горизонтальным трещинам. Пунктирная линия, лежащая под углом 45 градусов к оси абсцисс, является линией равных значений. Расположение точек вблизи этой линии свидетельствует об изотропности фильтрационных характеристик, характерной для поровых коллекторов либо для пород с системой секущих трещин вертикальной и горизонтальной ориентировки. Измеренные значения коэффициента проницаемости по образцам в основном находятся в пределах от 10 до

100-200 мД (таб. 5.2). В большом числе образцов в скважинах 14, 19, 28, 43 проницаемость за счёт развития секущих трещин вертикальной ориентировки достигает величин 300-400 мД, реже до 826 мД. Полученные результаты не являются доказательством незначительного количества вертикальных и наклонных трещин, поскольку секущие трещины обладают большой величиной раскрытости и к сожалению не всегда сохраняются при обработке керна.

Анализ смещения точек относительно линии равных значений проницаемости показал (рис. 5.20 а), что для изученных образцов из продуктивных отложений рифея характерна резкая анизотропия фильтрационных свойств по взаимно перпендикулярным направлениям, что свойственно сложным типам коллекторов. Значительная часть точек легла на ось абсцисс, что объясняется преимущественным развитием трещин горизонтальной ориентировки. В нескольких образцах (обр. 12 скв. 272, обр. 8788 скв. 106, обр. 140 скв. 19) определены практически одинаковые значения проницаемости как вдоль, так и поперёк напластования. Проницаемость достигает величин 20-800 мД (таб. 5.2). Анализ изменчивости трещиноватости показал, что в этих образцах выявлено развитие взаимосвязанной системы трещин различной ориентировки, которые обеспечили высокую фильтрацию в разных направлениях. В таблице 3 приведены высокие значения проницаемости за счёт развития преимущественно вертикальных и наклонных трещин.

Анализ изменения газопроницаемости по двум параллельным направлениям в образцах кубической формы (рис. 5.20) показывает хорошую сходимость – 0,9, и свидетельствует о равномерном развитии горизонтальной трещиноватости в природном резервуаре. Горизонтальные трещины различны по форме, степени раскрытости, генезису и оказывают неодинаковое влияние на фильтрацию нефти и газа. Диапазон изменения проницаемости при преобладающем развитии горизонтальных трещин от 0,001 до 100 мД. Представленный график (рис. 5.20 б) отражает практически неоднозначную величину проницаемости по направлениям. Увеличение фильтрационных свойств обычно наблюдается в разностях доломита с одновременным наличием каверн. Очень большую роль играет степень связанности горизонтальных трещин, что проявляется на фотоснимках в ультрафиолетовом свете за счёт развития тонких коротких трещин, соединяющих секущие.

Однако, в действительности в разрезах рифейских отложений вертикальных секущих трещин несоизмеримо больше, чем выявлено, что доказано экспресс-методом, напылением пенетранта на полноразмерный керн. Новые технологии бурения и отбора керна, применённые при бурении ЮТМ в последнее десятилетие увеличило вынос керна до 95-100 %, что позволило изучить секущие протяжённые вертикальные и наклонные трещины, несмотря на их большую раскрытость и удаленность друг от друга. Проницаемость секущих трещин изменяется в широких пределах от 5-20 мД до 100-900 мД и более, они приурочены тектоническим



*Рис. 5.20. Изменение ориентированной газопроницаемости по направлениям в доломитах юрубченской толщи Юрубчено-Тохомского месторождения.*

Таблица. 5.2. Фильтрационно-емкостные свойства трещиноватых доломитов юрубченской толщи.

№ лаб.	Скважина №	Глубина, м	Емкость, %	Газопроницаемость, мД (по направлениям)			Литологическая характеристика
				I	II	III	
1	198	2769,05	2,59	0,047	21,6	14,15	Доломит окремнённый мелкокристаллический.
3	198	2775,25	2,48	0,089	0,13	0,98	Доломит тонкослоистый, мелкокристаллический со строматолитовой структурой и линзой кремнезёма. Трещиноватый.
10	272	2486,25	3,1	18,81	19,2	2,65	Доломит строматолитовый, окремнённый, кавернозный.
12	272	2508,82	2,51	66,78	61,34	173,5	Доломит окремнённый, мелкокристаллический, первичностроматолитовый. Сильно трещиноватый.
16	272	2558,87	4,1	8,2	11,1	0,13	Доломит слоистый, строматолитовый, сильно окремнённый.
18	272	2575,94	2,5	12,8	1,6	9,5	Доломито-кремнистая брекчия.
101a	120	2422,90	1,61	254,4	234,5	0,009	Доломит строматолитовый, косослоистый, светло-серый.
105	120	2437,00	1,61	469,5	789,0	0,03	Доломит коричневатого-серый мелко-среднекристаллический.
108	120	2454,9	2,11	204,1	409,2	0,04	Доломит строматолитовый, тонко-волнистослоистый.
109	120	2458,5	1,21	55,2	105,2	0,06	Доломит строматолитовый тонкослоистый.
8827	21	2343,3	2,1	1,17	1,28	1,26	Доломит розовато-серый пятнистый окремнённый. Разноориентированные трещины выполнены гидроокислами железа.
8107	28	2482,4	2,3	1,9	0,6	16,1	Доломит реликтово-строматолитовый, трещиноватый.
8687	34	2400,1	1,7	0,001	2,72	3,23	Доломит микрослоистый, строматолитовый, пятнистый, окремнённый.
8669	44	2232,5	1,5	4,8	0,38	0,03	Доломит разномозерный, неоднородно окремнённый, трещиноватый.
8816	55	2342,7	10,0 (каверна)	6,86	8,5	6,7	Доломит перекристаллизованный, сильно ожелезнённый, кавернозный.
8656	61	2303,5	1,3	0,07	5,4	8,2	Доломит строматолитовый, неяснослоистый, трещиноватый.
8665	61	2332,4	1,4	0,01	4,15	2,92	Доломит строматолитовый, волнистослоистый, окремнённый, трещиноватый.
8787	106	2489,2	1,4	0,17	2,68	1,02	Доломит обломочный, трещиноватый.
8788	106	2490,0	1,8	8,65	7,86	3,67	Доломит обломочный, брекчиевидный, окремнённый, сильно трещиноватый.

трещинам первой генерации, которые неоднократно активизировались. Именно секущие трещины определяют высокую фильтрацию в продуктивной толще рифея в вертикальном и одном из горизонтальных направлениях (рис. 5.21), приуроченных к направлению тектонических разломов.

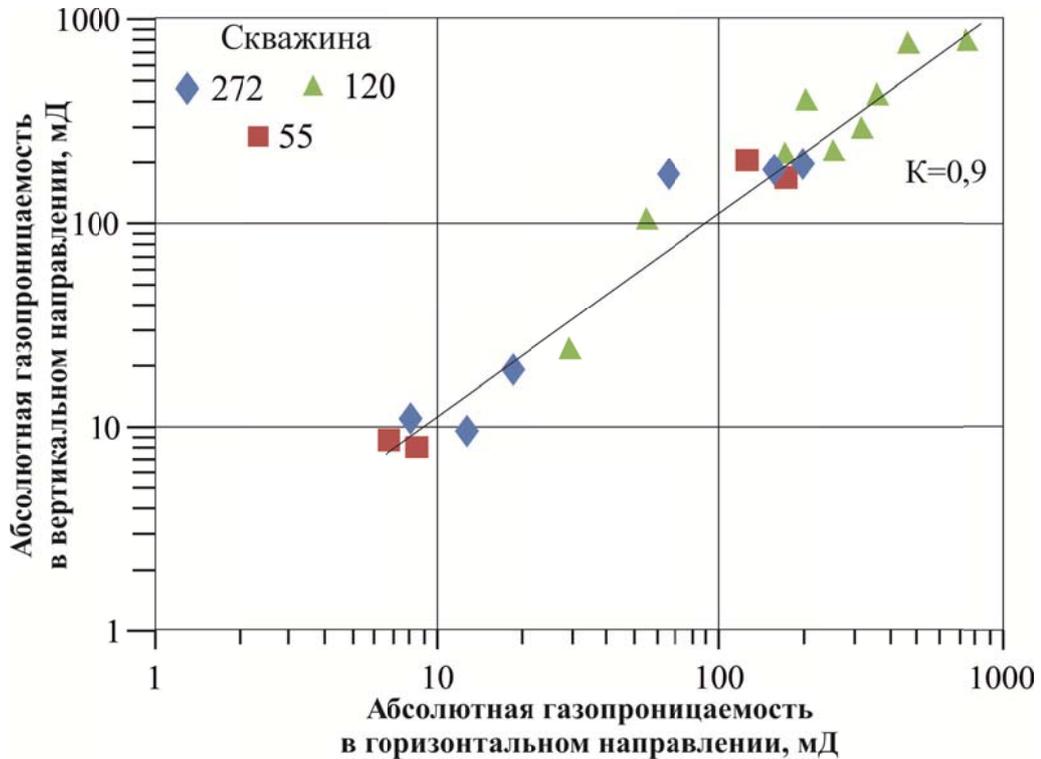


Рис. 5.21. Сопоставление ориентированной газопроницаемости секущих вертикальных и наклонных трещин.

### Определение эффективной ёмкости

Продуктивные отложения рифея отличаются значительной дифференциацией емкостных свойств по разрезу в связи с сильной изменчивостью трещиноватости и увеличением ширины трещин за счёт выщелачивания. Максимальные значения эффективной ёмкости достигают 6-11 %, реже более и характерны для каверново-трещинного типа коллектора продуктивных отложений скважин №№ 8, 14, 25, 28, 32, 50, 120. Среднее значение эффективной ёмкости для трещинных коллекторов – 1,5-2 %, а за счёт развития щелевидных каверн в полостях трещин ёмкость часто возрастает до 4,5-8 %.

Важным моментом в определении эффективной ёмкости сложных типов коллекторов юрубченской толщи является использование капиллярной пропитки люминесцирующими жидкостями кубиков с гранью 5 см. Полнота насыщения образца определяется режимом вакуумирования, а главное – капиллярной подпиткой образца. Изучение керна показало, что применение стандартных образцов цилиндров для определения пустотного пространства рифейских доломитов Юрубчено-Тохомского месторождения не позволяет получить достоверных данных:

1. Влияние маленького размера и формы образца в виде цилиндров даёт заниженное значение ёмкости в сложных типах коллекторов;
2. Невозможность определения ориентированной газопроницаемости по трём направлениям, что не позволяет выявить основные направления фильтрации.

*Сложное строение пустотного пространства продуктивных отложений, интенсивное развитие различной трещиноватости, значительная удалённость секущих трещин друг от друга – 3-4 см, выявляются только на кубиках с гранью 5 см. При стандартных исследованиях по цилиндрам сохраняются только одиночные трещины, что приводит к занижению эффективной ёмкости строматолитовых доломитов.*

Сравнительный анализ ёмкости проведённый автором на кубиках и цилиндрах позволяет сделать вывод о значительно большей достоверности величин ёмкости кубиков при насыщении люминофором с обязательной капиллярной подпиткой. Доказательством служит график (рис. 5.22) сравнения ёмкости доломитов на образцах кубической формы и на стандартных образцах – цилиндрах. Пунктирная линия, лежащая под углом 45 градусов к оси абсцисс, является линией равных значений. Смещение максимального числа точек от линии равных значений свидетельствует о достоверности метода капиллярной пропитки пород люминофором при определении эффективной ёмкости по кубикам.

*Проведённое сравнение 138 образцов показало значительное расхождение в 2-3 раза и более значений ёмкости определённое по кубикам и цилиндрам, из-за потери крупных пустот в образцах стандартного размера. Сложное пустотное пространство, наличие пустот, открытых трещин сохраняется на кубиках и практически отсутствует при изучении цилиндров, что подтверждается экспериментальными исследованиями автора. Таким образом, стандартные методы исследований не могут достоверно определить фильтрационные и ёмкостные свойства в сложных коллекторах, поэтому целесообразно использовать метод капиллярного насыщения люминесцирующими жидкостями с обязательной капиллярной подпиткой в кавернозно-трещинных доломитах для более достоверной оценки фильтрационно-ёмкостных свойств.*

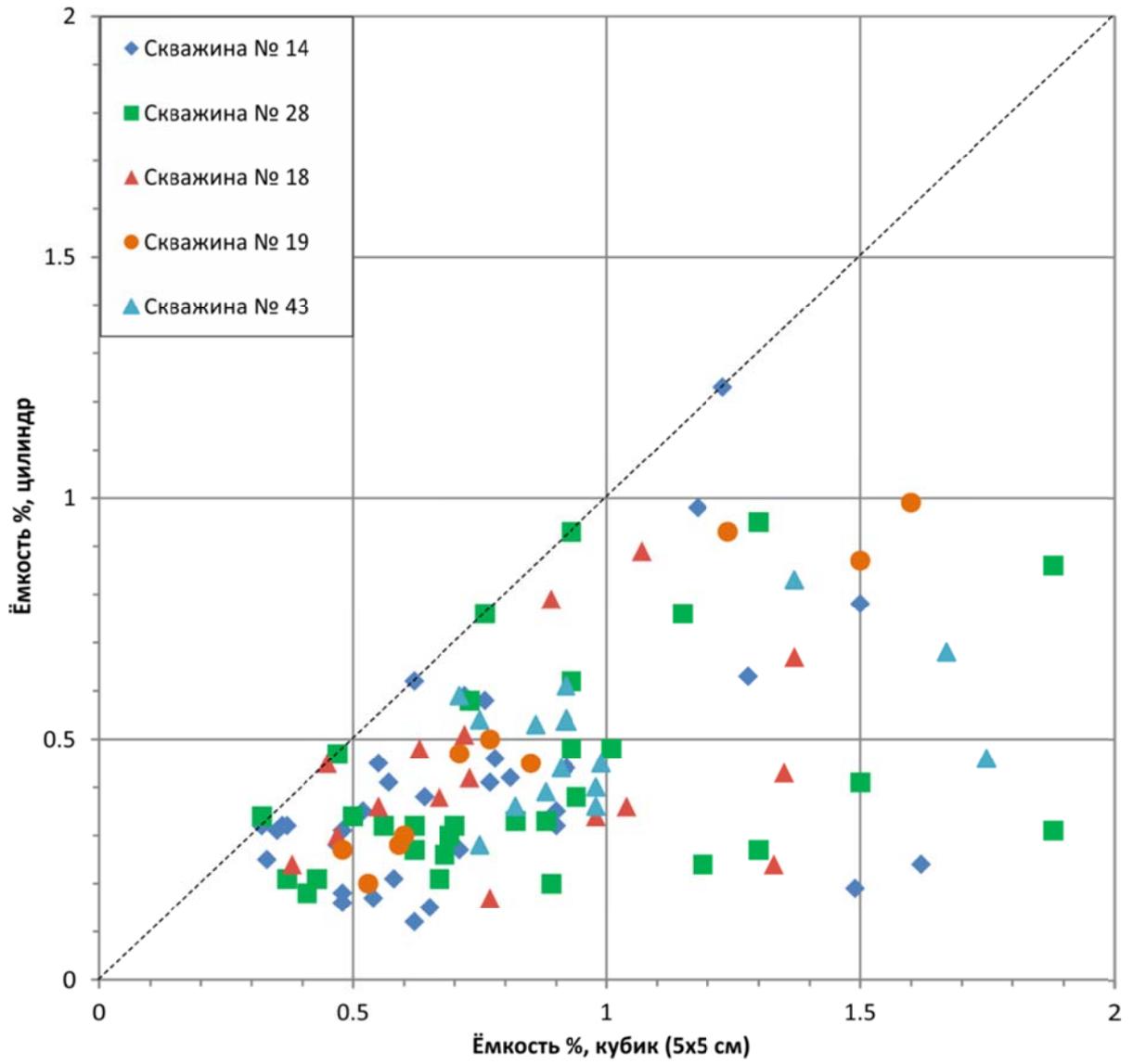


Рис. 5.22. Сравнение ёмкости кубиков (5x5 см) и цилиндров (3x3 см). Рифейские отложения Юрубчено-Тохомского месторождения.

Таблица. 5.3. Сравнение ёмкости по кубикам (5x5 см) и цилиндрам рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения

№ обр.	Глубина отбора, м	Ёмкость пустот, %		Проницаемость, мД	Краткая литологическая характеристика
		Кубик (5x5 см)	Цилиндр		
<b>Скважина № 14</b>					
56	2393,8	0,71	0,27	179,4	Доломит окремнённый, трещиноватый
81	2410,4	1,49	0,19	483,2	Доломит трещиноватый, окремнённый
95	2425,6	0,90	0,32	63,25	Доломит кавернозный, трещиноватый
122	2441,1	1,18	0,98	285,3	Доломит окремнённый
168	2465,7	2,74	1,9	64,8	Доломит окремнённый
193	2480,7	1,5	0,78	826,6	Доломит трещиноватый окремнённый, кавернозный
201	2483,1	1,28	0,63	44,37	Доломит окремнённый, трещиноватый
205	2484,4	1,62	0,24	0,27	Доломит окремнённый, трещиноватый, кавернозный
210	2496,3	2,08	0,69	70,31	Доломит трещиноватый
<b>Скважина № 18</b>					
153	2379,2	3,37	0,65	243,8	Доломит с кавернами
178	2392,8	1,04	0,36	20,80	Доломит трещиноватый
185	2395,2	1,35	0,43	183,5	Доломит сильно трещиноватый
250	2425,8	1,37	0,67	55,75	Доломит трещиноватый, окремнённый
254	2433,1	1,07	0,89	11,56	Доломит окремнённый трещиноватый
<b>Скважина № 19</b>					
75	2332,5	5,55	4,96	5,24	Доломит кавернозный, окремнённый
119	2366,1	1,67	1,45	65,1	Доломит кавернозный, окремнённый
126	2370,3	1,5	0,87	69,55	Доломит трещиноватый
136	2341	1,24	0,93	30,37	Доломит трещиноватый, окремнённый
140	2381,8	1,6	0,99	202,25	Доломит трещиноватый, окремнённый
<b>Скважина № 28</b>					
34	2407,7	1,88	0,86	342,6	Доломит окремнённый, трещиноватый
87	2438,3	0,94	0,21	41,7	Доломит трещиноватый
146	2470	1,34	0,83	130,6	Доломит кавернозный трещиноватый
171	2483,1	1,88	0,31	281,6	Доломит сильнотрещиноватый
171a	2483,2	1,19	0,24	45,03	Доломит сильнотрещиноватый
255	2550,5	1,15	0,62	122,3	Доломит окремнённый трещиноватый
264a	2553,5	1,01	0,48	86,05	Доломит трещиноватый
<b>Скважина № 43</b>					
58	2204,3	1,75	0,46	153,18	Доломит трещиноватый
606	2204,9	1,67	0,68	87,15	Доломит трещиноватый
<b>Скважина № 120</b>					
1016	2422,9	2,97	1,99	227,3	Доломит сильнотрещиноватый
103	2426,88	1,94	1,12	800,2	Доломит сильнотрещиноватый
106	2442,3	11,0	8,28	120,6	Доломит кавернозный
110	2466,85	1,98	1,62	317,1	Доломит сильнотрещиноватый

*Трещиноватость* в рифейских продуктивных отложениях Юрубчено-Тохомского месторождения развита интенсивно, но весьма неодинакова по разрезу. Трещины имеют различную морфологию, ориентировку, протяженность и раскрытость. Фотографирование развёртки кубика в дневном свете до насыщения люминофором выявляет текстурно-структурные особенности пород и помогает определить условия осадконакопления. Однако, по цветным фотоснимкам пород до насыщения люминофором невозможно оценить степень заполненности трещин и пустот, определить влияние трещин на фильтрационные характеристики породы. При использовании метода капиллярного насыщения кубиков люминофором и фотографировании шести граней в источнике ультрафиолетового света появляется возможность получить количественную характеристику трещин. Полученные фотоснимки позволяют увидеть морфологию трещин, выявить сложное строение пустот, оценить значимость каверн и трещин в ёмкости и фильтрации. При обработке фотографий граней кубика снятых в ультрафиолетовом свете после насыщения люминофором оцениваются количественные параметры трещин: раскрытость, поверхностная плотность, морфология и генезис пустот (табл. 5.4). Сравнение фотографий полученных в дневном и ультрафиолетовом свете до и после насыщения образцов люминофором позволяет дифференцировать открытые фильтрующие трещины и минерализованные - заполненные гидроокислами железа красного и бурого цвета, зеленым или коричневым веществом – при глинизации, а также темными, черными тонами при их насыщении органическим веществом. В отдельных интервалах разреза преобладающее развитие имеют плотные разности почти без трещин, в других - выявлена система взаимосвязанных трещин различной ориентировки и степени раскрытости.

Сравнение фотоснимков и их информативность показана на примере рассмотрения нескольких образцов строматолитовых доломитов с существенно различной геометрией трещин (рис. 5.23-5.29). Важной особенностью исследований, проведённых автором, является визуализация пустотного пространства имеющая разную морфологию при практически одинаковых фильтрационных и емкостных свойствах, что позволяет оценить тип коллектора и подобрать рациональную систему разработки месторождений.

Фотографирование в дневном свете до насыщения люминофором образца № 3 скв. 198 показало развитие в строматолитовом мелкокристаллическом доломите крупной линзы округлой формы размером 4х6 см, выполненной халцедоном (рис. 5.23.а). Порода подвергалась интенсивному выщелачиванию, за счёт чего в ней формировались крупные пустоты, которые в течении длительного времени, постепенно в несколько стадий, полностью заполнялись кремнеземом. Кремнистая линза от основной массы породы отделяется зеленоватой корочкой (хлорит), которая образовалась по стенкам полостей выщелачивания.

После насыщения образца люминесцирующими жидкостями на фотоснимке сделанном в источнике ультрафиолетового света выявлено интенсивное развитие трещин различной геометрии (рис. 5.23.б). В доломите развита сложная система трещин разного времени образования. Трещины первой генерации выявленные в доломите – секущие, редкие, вертикальной и горизонтальной ориентировки, длиной 4-5 см и средней раскрытостью до 107 мкм. Они частично заполнены вторичными кристаллами и являлись подводящими каналами для растворов насыщенных кремнезёмом при заполнении палеокаверн. В линзе кремнезёма трещины более поздней генерации, они короткие до 1-2 см, взаимопересекающиеся между собой, раскрытость их существенно меньше, чем в доломите. Неодинаковое развитие трещиноватости в доломите и линзе халцедона отражается на величине поверхностной плотности трещин, так в доломите она составляет  $0,6-0,7 \text{ см}^2/\text{см}^2$ , а в линзе –  $1,1-1,4 \text{ см}^2/\text{см}^2$ . Таким образом, можно сделать вывод, о различном характере трещиноватости в доломите и линзе выполненной халцедоном, которые неодинаково определяют фильтрационно-емкостные свойства. Фильтрация протекает по секущим трещинам развитым в доломите, а эффективная ёмкость обусловлена развитием тонких коротких трещин в линзе халцедона. Общая эффективная ёмкость породы достигает 2,48 %.

В качестве примера столь же неоднозначного развития трещиноватости можно привести доломито-кремнистую брекчию обр. 18, скв. 272. Обломки брекчии неправильной формы имеют размер от 1,5 см до 4 см и более, представлены доломитом строматолитовым тонкослоистым и обломками белого и темно-серого халцедона. По границам обломков располагаются трещины шириной до 1-2 мм, частично заполненные темно-коричневым глинисто-битуминозным веществом (рис. 5.24.а).

На фотографии (рис. 5.24.б) сделанной в ультрафиолетовом свете после насыщения доломито-кремнистой брекчии люминофором отчётливо виден существенно различный характер трещиноватости в строматолитовом доломите и кремнистых обломках. В халцедоне редкие короткие извилистые трещины небольшой раскрытости до 15 мкм. В обломках доломита трещины секущие слабоизвилистые вертикальной и наклонной ориентировки с большой раскрытостью, именно эти трещины определяют существенную ёмкость – 2,5 % и высокую проницаемость одного порядка по всем трём направлениям до 12, 8 мД.

Совершенно иной тип коллектора - каверново-трещинного выявлен в образце № 10 скв. 272 (рис. 5.25.а), который представлен доломитом тёмно-серым, кавернозно-трещинным с ажурной строматолитовой текстурой, подчеркнутой чередованием микритового доломита и светлых окремненных слоев, в которых располагаются многочисленные мелкие каверны преимущественно овальной формы, размером 1-5 мм. Почти все каверны открытые, стенки некоторых частично инкрустированы доломитом и белым кремнезёмом.

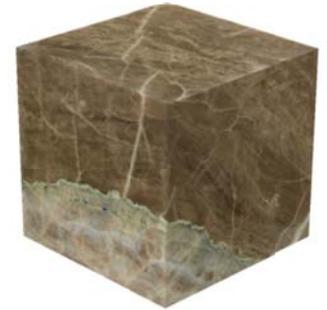
Таблица. 5.4. Характеристика трещиноватости строматолитовых доломитов нижнеюрубченской толщи – Юр<sub>3</sub>.

№ обр.	№ скв.	Глубина, м	Емкость трещин/пустот, %	Проницаемость по направлениям, мД			Поверхностная плотность трещин по граням, см/см <sup>2</sup>						Раскрытость трещин (мкм)					
				I	II	III	I	II	III	IV	V	VI	Сред.		мин.	макс.	сред.	
													все	фильтр.				
8827	21	2343,3	2,10	1,17	1,28	1,26	0,29	1,12	1,16	1,64	1,44	0,57	1,04	0,85	<5	40	11	9
8107	28	2482,4	2,30	1,9	0,6	16,1	0,6	0,38	0,88	0,4	0,84	0,26	0,56	0,52	7	70	21	16
8669	44	2232,5	1,50	4,8	0,38	0,03	0,56	0,64	0,09	0,4	0,32	0,56	0,43	0,55	7	50	14	13
8665	61	2332,4	1,40	0,01	4,15	2,92	0,06	0,25	0,62	0,46	0,45	0,2	0,44	0,47	5	35	18	14
8787	106	2489,2	1,40	0,17	2,68	1,02	0,4	0,58	0,64	0,5	0,8	0,64	0,6	0,53	<5	25	14	12
8788	106	2490,0	1,80	8,65	7,86	3,67	0,24	0,56	0,02	0,24	0	0,16	0,3	0,28	<5	150	50	37
3	198	2775,25	2,48	0,089	0,13	0,98	0,62	1,51	1,23	0,67	1,20	1,65	1,15	0,57	5	107	40	8
5	198	2776,25	2,56	0,18	0,45	0,69	1,10	0,99	1,30	0,97	0,70	1,23	1,05	0,49	5	120	70	11
10	272	2486,25	3,1	18,81	19,2	2,65	0,32	0,46	0,14	0,74	0,15	0,4	0,38	0,31	5	210	100	45
12	272	2508,82	2,51	66,78	61,34	173,5	0,78	0,86	0,78	0,44	0,89	0,76	0,75	0,69	5	250	125	74
18	272	2575,94	2,5	12,8	1,6	9,5	1,36	1,31	1,28	0,96	1,4	1,1	1,2	0,94	5	100	70	19
101a	120	2422,90	1,61	254,4	234,5	0,009	0,20	0,33	0,18	0,29	0,30	0,44	0,29	0,20	5	240	130	118
101б	120	2422,96	2,97	171,1	227,2	0,03	0,64	0,48	0,69	0,84	0,39	0,16	0,53	0,18	5	225	120	100
102a	120	2426,05	4,4	362,7	431,6	389,8	0,32	0,48	0,37	0,52	0,36	0,16	0,37	0,31	8	320	145	130
102б	120	2426,10	2,55	0,013	0,023	0,020	0,24	0,32	0,12	0,39	0,48	0,29	0,31	-	5	190	75	-
103	120	2426,88	1,94	760,2	800,2	0,03	0,52	0,41	0,33	0,44	0,56	0,42	0,45	0,29	5	280	140	135
104	120	2430,40	1,52	29,4	24,2	0,03	0,21	0,21	0,08	0,24	0	0,22	0,16	0,22	4	210	45	30
105	120	2437,00	1,61	469,5	789,0	0,03	0,28	0,49	0,21	0,38	0	0,43	0,3	0,41	8	190	95	95
106	120	2442,3	11,0	89,6	55,7	120,6	Пористо-проницаемая порода											
107	120	2446,55	1,59	0,03	0,03	0,03	0,03	0	0,05	0,13	0,07	0,05	0,06	-	4	45	18	-
108	120	2454,9	2,11	204,1	409,2	0,04	0,28	0,99	0,58	0,64	0,32	0,65	0,58	0,21	5	240	110	90
109	120	2458,5	1,21	55,2	105,2	0,06	0,98	1,02	0,58	1,04	0,19	0,69	0,75	0,62	5	95	65	65
110	120	2466,85	1,98	317,1	301,9	0,04	0,44	0,46	0,43	0,76	0	0,54	0,44	0,55	5	160	100	100

**Особенности строения пустотного пространства**  
**Образец № 3**  
**Юрубчено-Тохомское месторождение, скв. 198, глубина 2775,25 м**

**а) Фотография образца до насыщения люминофором**

Доломит серый, тонкослоистый, мелкокристаллический. Строматолитовая текстура подчеркивается чередованием темных микритовых доломитов и светлых, кремнистых прослоев. В породе встречаются крупные линзы, выполненные халцедоном. Доломиты подвергались интенсивному выщелачиванию, в них формировались крупные пустоты, которые постепенно в несколько стадий полностью заполнялись кремнеземом. Кремнистая линза от основной массы породы отделяется зеленоватой глауконитовой корочкой, которая образовалась на стенке полости выщелачивания. Данная полость была незаполненной в течение длительного времени.



Емкость трещин и каверн – 2,48%.

Проницаемость по направлениям (мД): I – 0,089; II – 0,13; III – 0,98.

**б) Фотография образца насыщенного люминофором**

В строматолитовом доломите развита сложная система хорошо взаимосвязанных фильтрующих трещин. Наблюдается различный характер трещиноватости в строматолитовом доломите и в крупной линзовидной конкреции, выполненной халцедоном. В конкреции трещины более короткие пересекающиеся между собой, раскрытость трещин и ориентировка их существенно меньше, чем в доломите. Совокупное влияние разноориентированных трещин определяет анизотропию проницаемости. Поверхностная плотность средняя (1,15 см/см<sup>2</sup>). Раскрытость меняется от 5 до 107 мкм.



Емкость трещин и каверн – 2,48%.

Проницаемость по направлениям (мД): I – 0,089; II – 0,13; III – 0,98.

Поверхностная плотность трещин по 6 граням кубика (см/см<sup>2</sup>):

I	II	III	IV	V	VI	сред.
0,62	1,51	1,23	0,67	1,20	1,65	1,15

Раскрытость трещин (мкм): мин. – 5; макс. – 107; сред. – 40.

Раскрытость трещин (мкм): мин. – 5; макс. – 107; сред. – 40.

**Рис.5.23. Различный характер трещиноватости в халцедоновой линзе и строматолитовом доломите. Скважина 198, обр. 3, глубина 2775,25 м.**

На фотоснимке образца насыщенного люминесцирующей жидкостью отчётливо видны особенности строения и морфология пустот. Преимущественным развитием пользуются целые серии каверн, соединяющиеся сетью хорошо фильтрующих микротрещин, сужений и каналов. Морфология пустотного пространства кавернозно-трещиноватых строматолитовых доломитов показана на образцах №№ 10 (скважина № 272) и 106 (скважина № 120). В некоторых разностях емкость единичных каверн достигает  $20 \text{ см}^3$ , это крупные округлой или удлиненной формы пустоты, приуроченные к широким вертикальным трещинам.

Трещины секущие длинные прямые вертикальной ориентировки, осложнены редкими короткими оперяющимися трещинками (рис. 5.25.б). Одновременное развитие секущих вертикальных трещин и большого числа каверн определяют эффективную ёмкость до 3,1 - 11 % и фильтрационные свойства – 19 мД.

Учитывая вышесказанное можно говорить о средней эффективной величине емкости каверн не менее 2,5 %, а проницаемость кавернозно-трещиноватых пластов может достигать 500 мД и выше по всем трём направлениям.

Неодинаковое влияние характера трещиноватости на фильтрационно-емкостные свойства пород можно видеть при сравнении фотографий насыщенных образцов кубической формы № 12 и № 5 сделанных в источнике ультрафиолетового света (рис. 5.26.а).

Образец № 12 скв. 272 (рис. 5.26.а) представлен доломитом строматолитовым тонкослоистым кремнистым. Трещины длинные секущие вертикальной и наклонной ориентировки располагаются на расстоянии более 2 см друг от друга, под углом 90 градусов. Вдоль полостей трещин развиты щелевидные каверны средней раскрытости до 125 мкм, частично выполненные крупными вторичными кристаллами доломита. Совокупность системы секущих трещин и полостей выщелачивания вдоль них определяет высокие коллекторские свойства пород: эффективная ёмкость – 2,51 %, проницаемость по трём направлениям от 66,8 до 173,5 мД.

Образец № 5 скв. 198 (рис. 5.26.б) также сложен строматолитовым доломитом, но отличается развитием очень большого количества хаотически распределённых взаимопересекающихся тонких коротких трещин различной ориентировки, с большой поверхностной плотностью -  $1,05 \text{ см}/\text{см}^2$ . Вдоль полостей трещин развиты узкие щелевидные каверны выщелачивания шириной до первых мм, за счёт чего эффективная ёмкость достигает 2,56 %, т.е. практически одинакова с образцом № 12. Отсутствие секущих трещин обусловило низкую проницаемость породы. Тем не менее, стоит подчеркнуть, что сеть трещин развитая в обр. 5 является питающей для секущих трещин первой генерации и увеличивает в пласте извлекаемые запасы углеводородов.

**Особенности строения пустотного пространства  
Образец № 18  
Юрубчено-Тохомское месторождение, скв. 272, глубина 2575,94 м**

**а) Фотография образца до насыщения люминофором**

Доломито-кремнистая брекчия с реликтами первичного строматолитового доломита, коричневого тонкослоистого, и кремнеземом белого цвета.

Наблюдаются обломки коричневого доломита неправильной формы, интенсивно разбитые трещинами. Внутри доломита встречаются слоистые линзы белого и темно-серого цвета, они окаймлены извилистыми трещинами, заполненными частично кремнеземом и глауконитом.



Емкость трещин и каверн – 2,5 %.

Проницаемость по направлениям (мД): I – 12,8; II – 1,6; III – 9,5.

**б) Фотография образца насыщенного люминофором**

Доломито-кремнистая брекчия. Наблюдается существенно различный характер трещиноватости в доломите и в кремнистых обломках. В халцедоне трещины извилистые, меньшей раскрытости, нередко окаймляют обломки. В доломите трещины секущие, они определяют ёмкость и проницаемость.

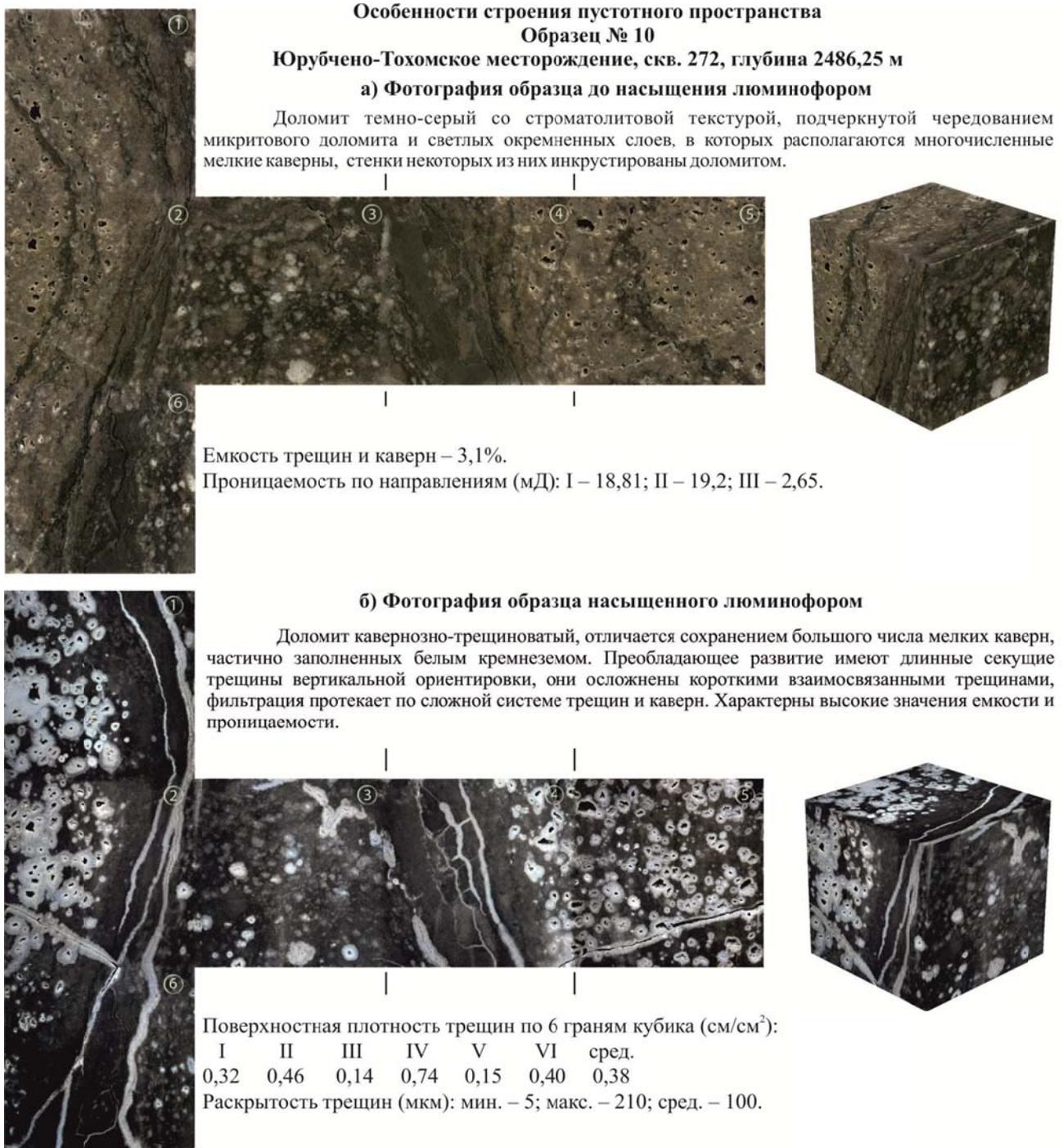


Поверхностная плотность трещин по 6 граням кубика (см/см<sup>2</sup>):

I	II	III	IV	V	VI	сред.
1,36	1,31	1,28	0,96	1,40	1,10	1,20

Раскрытость трещин (мкм): мин. – 5; макс. – 100; сред. – 70.

*Рис.5.24. Неоднозначная характеристика трещиноватости в доломито-кремнистой брекчии. Скважина 272, обр. 18, глубина 2575, 94 м.*

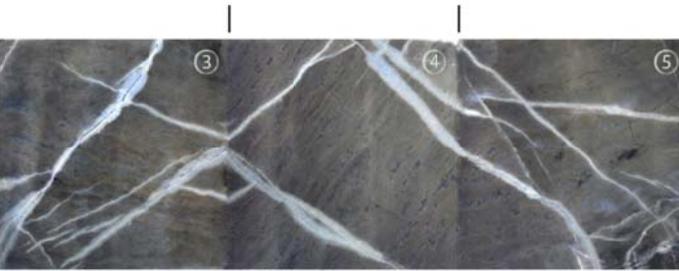


*Рис.5.25. Одновременное развитие секущих вертикальных трещин и открытых каверн определяющих эффективную ёмкость и проницаемость. Скважина 272, обр. 10, глубина 2486,25 м.*

а)

**Особенности строения пустотного пространства образца насыщенного люминофором  
Образец № 12  
Юрубчено-Тохомское месторождение, скв. 272, глубина 2508,82 м**

Доломит строматолитовый, тонко слоистый, кремнистый. Развита сложная система длинных секущих взаимопересекающихся трещин. Вдоль полостей трещин развиты щелевидные каверны. Преобладают трещины наклонной ориентировки, которые определяют высокие фильтрационные свойства пород. Трещины располагаются на расстоянии более 2 см друг от друга, под углом 90 градусов.



Емкость трещин и каверн – 2,51%.  
Проницаемость по направлениям (мД): I – 66,78; II – 61,34; III – 173,5.  
Поверхностная плотность трещин по 6 граням кубика (см/см<sup>2</sup>):

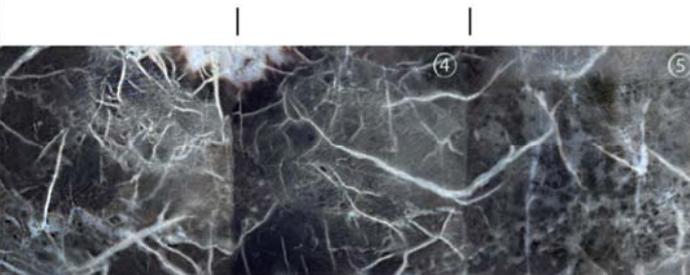
I	II	III	IV	V	VI	сред.
0,78	0,86	0,78	0,44	0,89	0,76	0,75

Раскрытость трещин (мкм): мин. – 5; макс. – 250; сред. – 125.

б)

**Особенности строения пустотного пространства породы насыщенной люминофором  
Образец № 5  
Юрубчено-Тохомское месторождение, скв. 198, глубина 2776,25 м**

В доломите развито большое число тонких коротких трещин различной ориентировки, однако отсутствие секущих трещин обусловило низкую проницаемость породы.



Емкость трещин и каверн – 2,56%.  
Проницаемость по направлениям (мД): I – 0,18; II – 0,45; III – 0,69.  
Поверхностная плотность трещин по 6 граням кубика (см/см<sup>2</sup>):

I	II	III	IV	V	VI	сред.
1,10	0,99	1,30	0,97	0,70	1,23	1,05

Раскрытость трещин (мкм): мин. – 5; макс. – 120; сред. – 70.

**Рис.5.26. Неодинаковое влияние трещиноватости на фильтрацию углеводородов. а) развитие системы секущих взаимопересекающихся трещин, определяют высокую проницаемость. Скважина 272, обр. 12, глубина 2508,82 м; б) развитие тонких коротких взаимосвязанных трещин, создающих сеть и определяющих низкую фильтрацию. Скважина 198, обр. 5, глубина 2776,25 м.**

Текстурно-структурные особенности пород  
Образец № 101 б

Юрубчено-Тохомское месторождение, скв. 120, глубина 2422,96 м

Доломит строматолитовый, светло-серый, косослоистый, трещиноватый. Трещины вертикальные большой раскрытости, стенки частично выполнены вторичным доломитом.

В основании, в виде линзы, доломиты биоморфные пористо-кавернозные, пятнистые розовато-светло-серые за счёт ангидритизации и перекристаллизации. Каверны неправильной формы диаметром от первых мм до 1,5-2 см. В них отмечаются многочисленные кристаллы розового ангидрита диаметром до 2 мм, которые частично выполняют стенки каверн.



Ёмкость трещин – 2,97%.

Проницаемость по направлениям (мД): I – 171,1; II – 227,2; III – 0,03.

Особенности строения пустотного пространства породы насыщенной люминофором

Доломит строматолитовый, трещиноватый. Выявлена система вертикальных секущих трещин, в основании образца соединяющихся с линзой выполненной перекристаллизованным доломитом и ангидритом. Вертикальные трещины оперяются редкими горизонтальными трещинками небольшой раскрытости. Секущие трещины большой раскрытости (>100 мкм) частично, более тонкие оперяющие почти полностью инкрустированы вторичными кристаллами.



Ёмкость трещин - 2,97%

Тип коллектора: трещинный с полостями выщелачивания

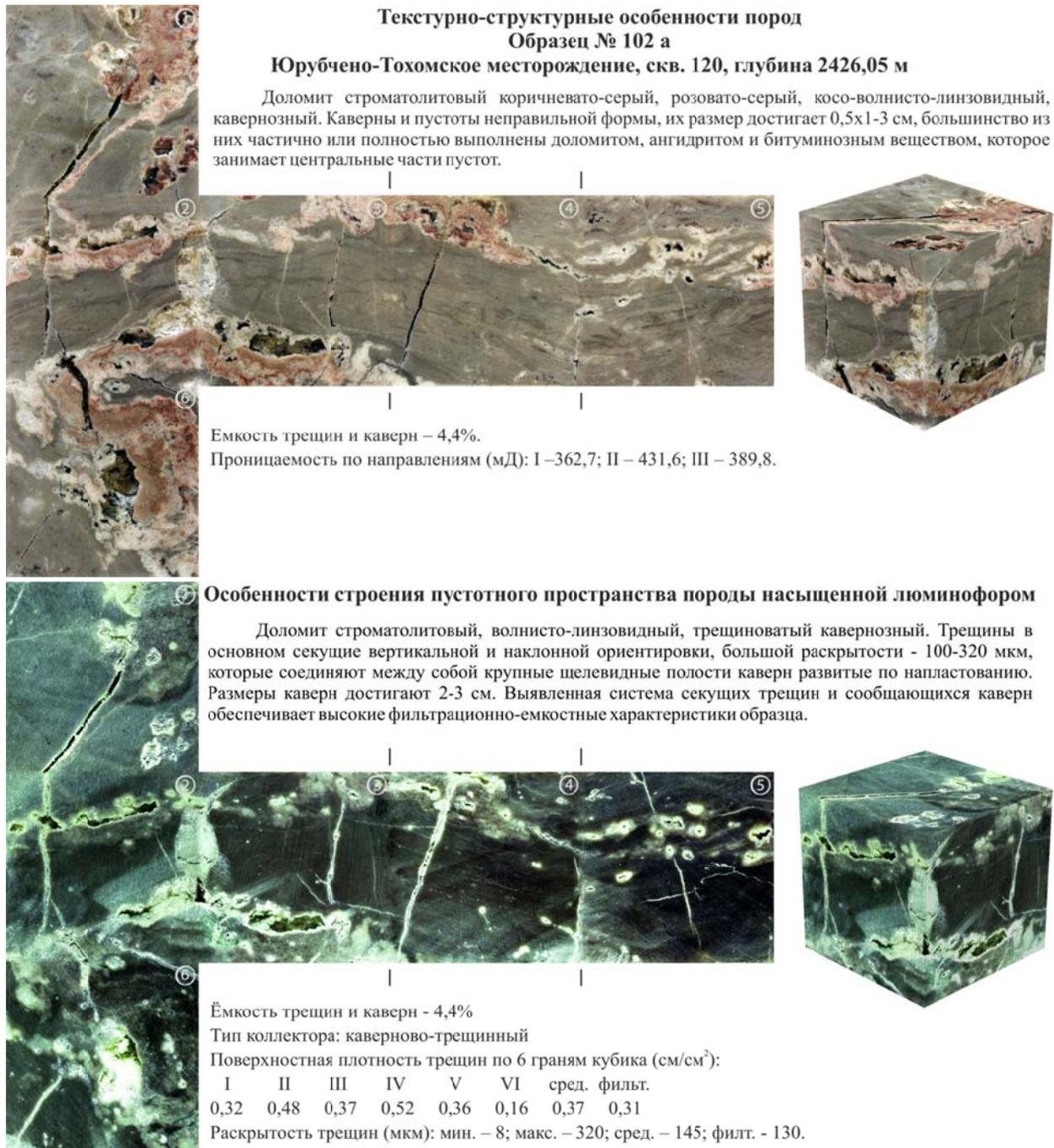
Поверхностная плотность трещин по 6 граням кубика (см/см<sup>2</sup>):

I	II	III	IV	V	VI	сред.	фильт.
0,64	0,48	0,69	0,84	0,39	0,16	0,53	0,18

Раскрытость трещин (мкм): мин. – 5; макс. – 255; сред. – 120; фильт. - 100.

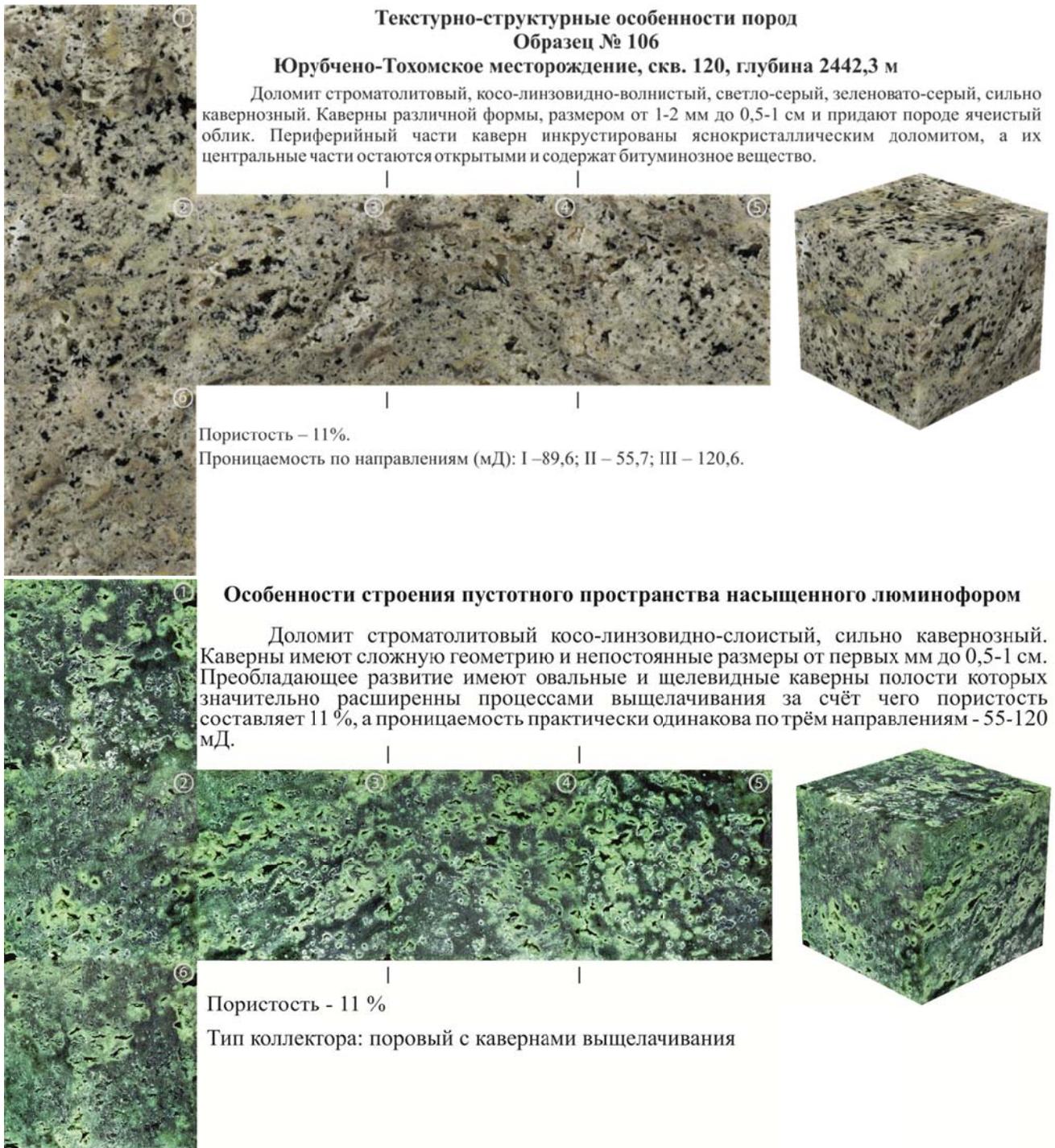
Рис. 5.27. Секущая вертикальная трещиноватость и минерализованная линза с редкими пустотами

Образец № 101б доломит строматолитовый косослоистый (рис. 5.27), является продолжением образца №101а. В породе развита секущая вертикальная трещина большой раскрытости и щелевидными полостями выщелачивания раскрытостью до 500 мкм. В основании образца трещина упирается в линзу, пористо-кавернозную, пятнистую, розовато-серую за счёт ангидритизации и перекристаллизации. Каверночки неправильной формы диаметром от первых мм до 2 см. Практически все каверны выполнены вторичными кристаллами. Секущая трещина видимо была подводным каналом для минерализованных растворов полностью выполнивших палеокаверну. За счёт трещиноватости и полостей выщелачивания проницаемость достигает 227 мД, при ёмкости 2,97 %



**Рис. 5.28. Одновременное развитие вертикальных секущих трещин и кавернозных прослоев**

Совершенно иной тип коллектора – каверново-трещинный выявлен в образце № 102а (рис. 5.28.), который представлен доломитом строматолитовым, косо-волнисто-линзовидным. Линзы развиты по напластованию, на удалении 2-3 см, внутри них расположены каверны, частично выполнены доломитом и ангидритом. Каверны и пустоты неправильной формы, размером 0,5х1-3 см. После насыщения образца люминофором выявлены секущие трещины вертикальной и наклонной ориентировки с раскрытостью 100-320 мкм и полостями выщелачивания 500-600 мкм. Трещины соединяют между собой кавернозные участки, за счёт чего достигается высокая проницаемость пород во всех трёх направлениях до 431 мД и большая ёмкость – 4,4 %.



*Рис. 5.29. Пористо-проницаемая порода*

На глубине 2442,3 м в образце № 106 выявлен принципиально иной тип коллектора – поровый с кавернами выщелачивания (рис. 5.29). Порода представлена доломитом строматолитовым, косо-линзовидно-волнистым, зеленовато-серым, кавернозным. Стенки каверн инкрустированы доломитом, а их центральные части остаются открытыми и содержат битуминозное вещество. Каверны различной формы, преимущественно овальные и щелевидные, размером от 1-2 мм до 0,5-1 см, придают ячеистый облик породе. Полости каверн значительно расширены процессами выщелачивания, за счёт чего пористость составляет 11 %, фильтрационные свойства практически одинаковы во всех направлениях – 55-120 мД.

*Продуктивные отложения Юрубчено-Тохомского месторождения характеризуются интенсивно развитой трещиноватостью, установлена повышенная склонность пород к растрескиванию в вертикальном и горизонтальном направлении. Особенностью развития трещиноватости является редкое расположение трещин. Установлена закономерность, что горизонтальные трещины удалены друг от друга на 1-2 см и более, вертикальные трещины на 3-5 см.*

*Секущие вертикальные трещины, явно тектонического происхождения. В продуктивных пластах без сомнения это трещины большей протяженности и раскрытости, которые обуславливают фильтрацию углеводородов по пластам. Поверхностная плотность трещин невелика, так как они прямые, но широкие, стенки их частично инкрустированы вторичными кристаллами.*

*Выявлен неоднозначный характер трещиноватости в строматолитовом и окремнённом доломите. В чистом доломите развиты преимущественно крупные прямолинейные секущие трещины вертикальной и наклонной ориентировки, определяющие пути фильтрации рассолов. В кремнистых доломитах и линзах кремнезёма (халцедона) преобладают тонкие короткие взаимопересекающиеся трещины различной ориентировки, они увеличивают эффективную ёмкость, но практически не влияют на проницаемость пласта.*

*Большую роль играет развитие кавернозности, за счет которой существенно повышается эффективная ёмкость пород. Наблюдается развитие отдельных каверн размером до 5x10 см, которые пересекаются длинными чаще вертикальными или наклонными трещинами зиянием более 1-2 мм (зафиксирована раскрытость до 1-2 см).*

*Вдоль полостей трещин наблюдаются пустоты расширения, часто целевидной формы, частично выполненные кристаллами новообразованного доломита, анкерита и кремнезёма, что доказывает движение по ним флюидов и сохранение раскрытости длительное время. Предыдущими исследователями доказано, что матрица не содержит крупных пор, соответственно вся величина ёмкости должна быть отнесена к полезной. Таким образом, **средняя величина эффективной ёмкости достигает 4,5-5 %.***

#### 5.4. Модель природного резервуара и закономерности изменения типов и свойств коллекторов

Большой объём разносторонних исследований керна позволил построить литолого-физические разрезы по скважинам Юрубчено-Тохомского месторождения и проследить изменчивость параметров: ёмкости, проницаемости, дебитов нефти и газа на различных глубинах и по площади природного резервуара. Проведённый анализ продуктивности скважин и обобщение комплекса экспериментальных исследований позволили оценить коллекторский потенциал рифейских отложений и выделить свиту *Юр<sub>3</sub>* как наиболее продуктивную толщу на нефть и газ (таб.5.5). Она отличается высокими дебитами нефти (211-310 м<sup>3</sup>/сут) и газа (40-302 тыс. м<sup>3</sup>/сут), большой эффективной ёмкостью за счёт трещин и каверн, и выдержанной толщиной в разрезе большого числа скважин Юрубчено-Тохомского месторождения.

Данный факт подтверждают построенные литолого-физические разрезы по большому числу скважин (№№ 5, 8, 14, 18, 19, 25, 28, 30, 32, 33, 34, 39, 43, 50, 61, 64, 106, 120, 198, 272) и сопоставление изменчивости ряда параметров в пределах продуктивных горизонтов. На разрезы нанесена информация позволяющая представить процесс формирования продуктивной толщи рифея: отражена изменчивость литогенетических и текстурно-структурных свойств рифея, показаны вторичные преобразования в строматолитовых доломитах за счёт окремнения и выщелачивания, дана характеристика типов пустот и трещиноватости, установлена направленность изменения фильтрационно-ёмкостных свойств с глубиной и по площади природного резервуара. Важным моментом является анализ изменения мощности отдельных стратиграфических горизонтов отличающихся неодинаковой продуктивностью дебитов нефти и газа. В качестве примера рассмотрены изменения параметров по нескольким скважинам.

**Скважина 5 «б»** вскрыла рифейские отложения нижнеюрбченской толщи (пласт Юр<sub>3</sub>) в интервале 2234-2305 м. Кровля рифейских отложений представляет размытую поверхность, которую несогласно перекрывают более молодые вендские отложения. Снизу вверх в пласте Юр<sub>3</sub> наблюдается переслаивание трёх литогенетических типов: доломит микро-тонкозернистый реликтово строматолитовый, строматолитовый и обломочный доломито-кремнистый.

На предвендскую эрозионную поверхность, на глубине 2234 м выходят доломиты строматолитовые коричневато-красные, неяснослоистые, пятнами и линзами серые, неравномерно-кавернозные до ноздреватых. Мощность кавернозного слоя 30-40 см, размер каверн изменяется от 1-2 мм до 5-7 мм, редко до 2 см. Стенки каверн, как правило, инкрустированы кристаллами вторичного доломита, покрытого черным полублестящим битумом и пленкой густой вязкой нефти, которая в источнике УФС дает жёлтое, оранжевое иногда белое и голубоватое свечение.

Таблица. 5.5. Изменение продуктивности и эффективной ёмкости отложений по скважинам Юрубчено-Тохомского месторождения

№ скв.	Юр-4			Юр-3			Юр-2			Юр-1		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Юр-8				206 1-11	209 1,5-6	0,7-4						
Юр-14	153,2 0,3-1,5	150 0,57-1,2										
Юр-18					21,3 0,7-3,3	5,3 0,6-0,9						
Юр-19								4	25			
Юр-21										Притоков нет		9,4
Юр-23							Притоков нет					
Юр-25				302 1,2-13,5	211 1,5-3,1	19,6 1,5-1,8						
Юр-28				151,1 0,7-2,3	19,1 0,9-1,5	81,6 0,7-1						
Юр-30				137	191	1,7						
Юр-32				40 0,5-1,15	11,3 0,6-4,17							
Юр-33				237,8 0,5-5,4	6,7 0,6-2	12,5 0,5-0,9						
Юр-34					19,2 0,6-1,2	3 0,4-0,6	Притоков нет					
Юр-35										Притоков нет		6,7
Юр-36										Притоков нет		8,5
Юр-43				62,8 0,5-2,2	17,3 0,7-2	30 0,5-2						
Юр-46				77,5 0,5-11	39 0,3-1							
Юр-49	91,1 1,32											
Юр-50				230 1,3-2,5	310 1,2-1,7	51,2						
Юр-57	11,4 0,6-1,1	145 0,5-2,17										
Юр-63							Притоков нет		48,2			
Юр-65										Притоков нет		
Юр-66										Притоков нет		

Условные обозначения:

1 - Притоки газа, тыс. м<sup>3</sup>/сут  
Пределы эффективной ёмкости, %2 - Притоки нефти, м<sup>3</sup>/сут  
Пределы эффективной ёмкости, %3 - Притоки воды, м<sup>3</sup>/сут  
Пределы эффективной ёмкости, %

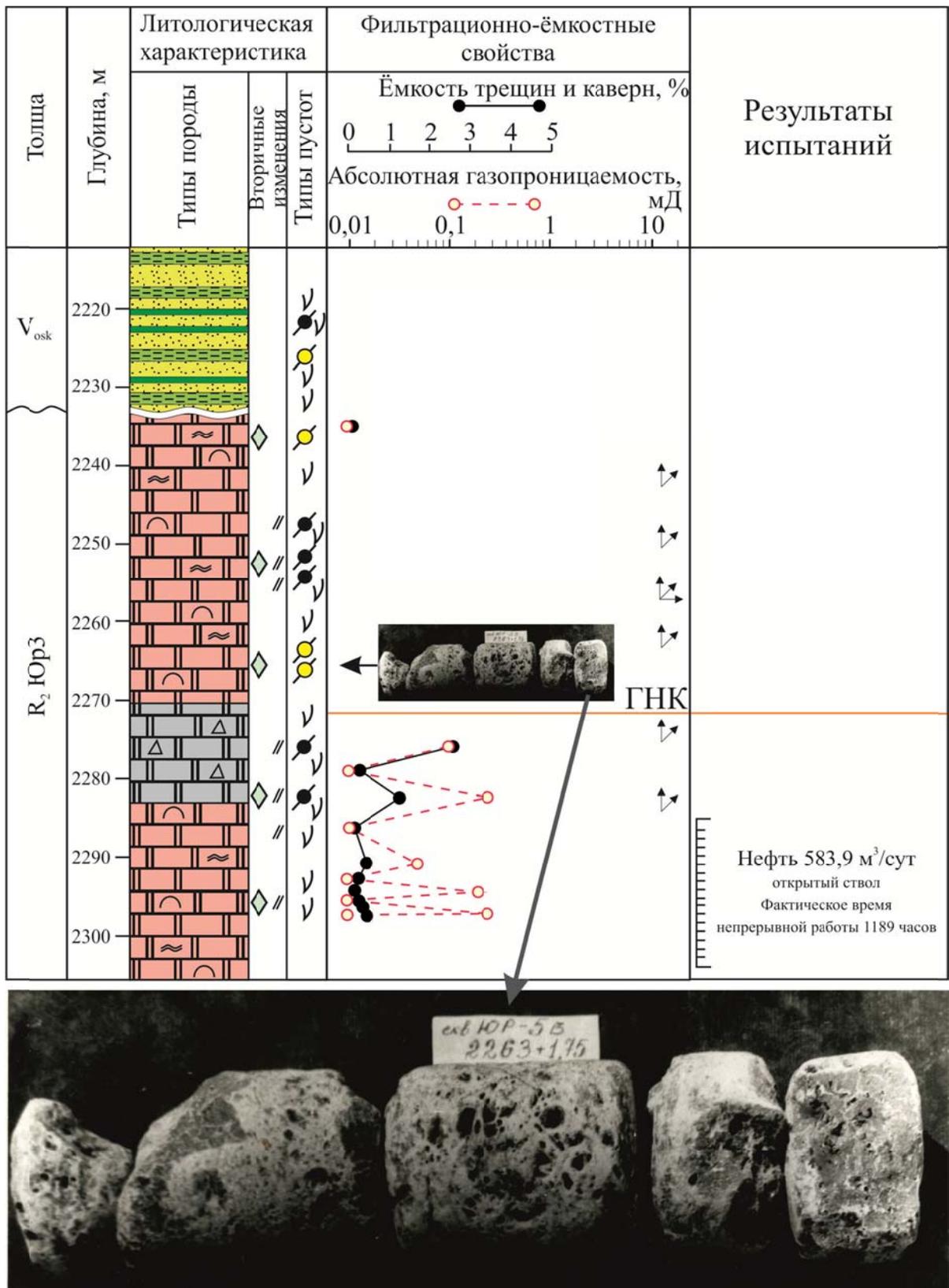


Рис. 5.30. Литолого-физический разрез скважины № 5 «б». Легенда на рис. 4.4.

Ниже по разрезу доломиты массивные, неясно-слоистые неравномерно трещиноватые. Среди открытых трещин преобладают вертикальные и круто-наклонные. На некоторых из них отмечены примазки чёрного блестящего битума, а также тонкая плёнка гидроокислов железа. По разрезу неравномерно встречаются линзы и округлые гнёзда кремня серого, розовато-

серого, размером 4x1,5 см. Весь вышеописанный интервал представлен обломками крупного боя.

На глубине 2264 имеется прослой (0,4-0,5 м) неясно-слоистых светло-серых кавернозных доломитов. Каверны округлые размером от 1 до 10 мм, заполненные жидкой нефтью. Стенки каверны покрыты мелкими кристаллами вторичного доломита и битумом. Породы неравномерно-трещиноватые. Трещины в основном вертикальные и круто-наклонные.

Ниже по разрезу, с глубины 2271 м, доломиты брекчиевидные пятнами и линзами розовато- и коричневатого-серые. Обломочная часть составляет 50-65 % и представлена окатанными и полуокатанными обломками микрокристаллической карбонатной породы и обломками с реликтовой органной структурой. Открытые трещины вертикальные, наклонные и послойные. По трещинам фиксируется жёлтое свечение нефти.

На глубине 2282,5 м доломиты светло-серые, линзами и прослойками (до 10 см) розовато-коричневые и розовые, тонко- и мелкозернистые, массивные, неясно-слоистые реликтово-строматолитовые. Часто встречаются линзы (3 см), желваки (до 2 см) и прослойками (до 6 см) желтовато-коричневого кремния. Породы неравномерно трещиноватые. Открытые трещины вертикальные, наклонные и послойные. По некоторым трещинам и микропорам в кремнях наблюдается желтое и синевато-молочное свечение остаточной нефти.

Перекристаллизованные и окремнённые реликтово-строматолитовые доломиты характеризуются значительной ёмкостью – 2,3 %. Из интервала 2285-2305 м в открытом стволе получен приток нефти от 241,5 до 583,9 м<sup>3</sup>/сут и газа до 76,69, тыс. м<sup>3</sup>/сут, что подтверждает интенсивную трещиноватость и высокие фильтрационные свойства пород.

**Скважина № 28** вскрывает нижнеюрбученскую толщу рифея Юр<sub>3</sub> на глубине 2399 м и Юр<sub>4</sub> - 2570 м. Продуктивные отложения сложены строматолитовыми доломитами, в различной степени трещиноватыми и кавернозными (рис. 14). Большой процент керн фиксируется в виде боя разного размера, причем это отмечается по всему разрезу.

На предвендскую эрозионную поверхность выходят доломиты светло-серые, трещиноватые, кавернозные. Трещины в основном вертикальные и наклонные, по стенкам каверн располагаются крупные кристаллы кальцита и коричневого доломита. Ёмкость высокая от 1,4 до 2,6 %, проницаемость достигает 342,6 мД.

В интервале 2420-2460 м доломит темно-серый, строматолитовый, тонко-мелкозернистый, массивный, неравномерно окремненный, трещиноватый. Возможно на этой глубине развивались куполовидные строматолитовые постройки или иловые холмы. Трещины преимущественно вертикальные сильно выщелочены, несут следы и примазками черного битума. В разрезе встречаются редкие открытые каверны, диаметр которых не превышает 2 мм, стенки каверн инкрустированы кристаллами вторичного доломита, иногда встречаются

кристаллики пирита размером не более 0,5 мм. Окремнение присутствует в виде волнисто-слоистых участков и линз, окаймлённых тонкими горизонтальными трещинами, выполненными серо-зеленым глинистым материалом.

За счёт выщелачивания полостей трещин ёмкость высокая до 2 % и более, а система разнонаправленных трещин обеспечивает фильтрацию до 42 мД. Изменчивость фильтрационно-ёмкостных свойств представлена в таблицах 3, 4. Отложения испытаны в двух интервалах, где были получены притоки газа 151,1 тыс. и 104,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Ниже по разрезу доломиты реликтово-строматолитовые микрозернистые, пятнистые с включениями вторичного тонкозернистого доломита, слабо окремнённые, со следами ожелезнения, плотные, трещиноватые. В интервале 2483-2486 м преобладают секущие трещины различной ориентировки с полостями выщелачивания и мелкими кавернами. Наличие этих трещин обеспечивает высокие фильтрационные свойства пород, проницаемость меняется от 45 мД до 280 мД. Эффективная ёмкость трещин и каверн существенна - до 3 %.

Следует отметить, что опробование проводилось в интервалах 2475-2482 м и 2495-2502 м, к сожалению в более плотных разностях, тем не менее из первого интервала был получен приток газа 27,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут, конденсата 5,1 м<sup>3</sup>/сут и из второго - газа 6,9 тыс. м<sup>3</sup>/сут., нефти 19,1 м<sup>3</sup>/сут, воды 81,6 м<sup>3</sup>/сут. Более высокоёмкий интервал пород остался не испытан.

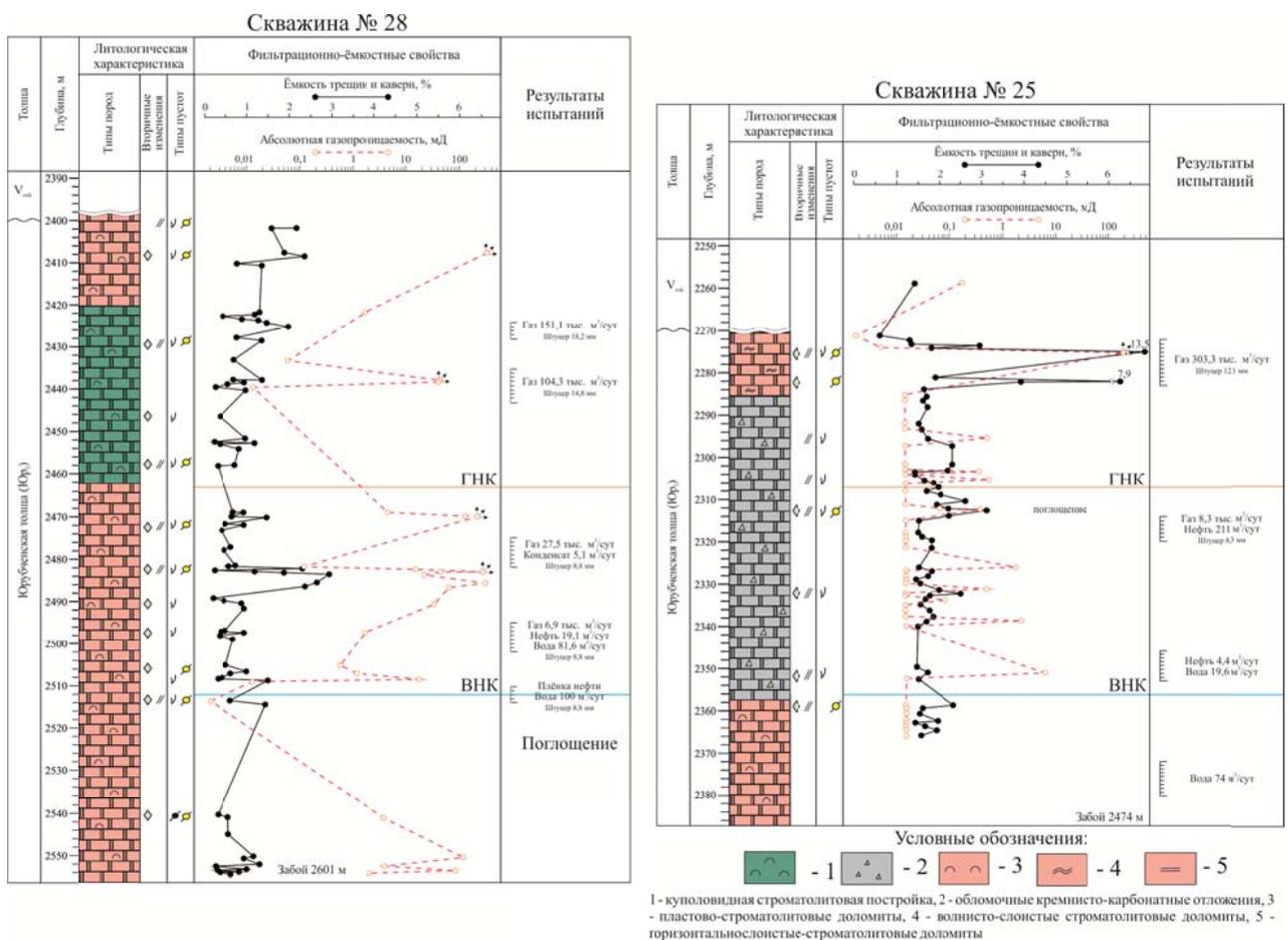


Рис. 5.31. Изменение фильтрационно-ёмкостных свойств и продуктивности отложений в разрезах скважины 28 и скважины 25. Легенда на рис. 4.4.

В нижней части разреза сохраняется высокая трещиноватость, ёмкость изменяется в пределах 0,5-1,5 %. В интервале 2510-2514 получен приток воды 100 м<sup>3</sup>/сут, поскольку испытания проводились на границе ВНК. На глубине 2525 м во время бурения отмечено аномальное поглощение бурового раствора.

*Скважина № 25* вскрывает рифейские отложения в интервале 2270-2474 м, в стратиграфическом плане отложения представлены нижнеюрбченской толщей (рис. 14) - Юр<sub>3</sub> (2270-2424 м) и Юр<sub>4</sub> (2420-2474 м).

Керном охарактеризована только свита Юр<sub>3</sub> выходящая на предвендскую эрозионную поверхность. Литологическое изучение показало, что в разрезе преобладают доломиты микрозернистые с включениями средне-мелкозернистого, с остатками водорослей и доломитом водорослевым сгустково-комковатым. Сгустки и комки сложены кремнеземом, и сцементированы доломитом тонко-мелкозернистым. Прослоями встречены доломиты оолитово-обломочные кремнистые, которые обогащены окатанными зернами кварца алевритовой размерности с небольшим количеством зерен песчаной размерности.

Разрез скважины отличается наличием в обеих разностях доломита большого количества кремнистого материала. Кремнезем развит в породе в рассеянном состоянии или в виде линзообразных включений микро-тонкозернистого кремнезема, имеющих неправильную или округлую форму. Процессы перекристаллизации и вторичного минерального заполнения также развиты в отложениях, но интенсивность их проявления в породах значительно меньше, чем окремнения.

В результате процессов вторичного минералообразования многие первичные пустоты заполнены полностью мелко-средне-крупнозернистым доломитом. Лишь небольшими прослоями встречаются остаточные от кальцитизации открытые пустоты. Они развиты в следующих интервалах: 2282-2289 м; 2311-2318 м; 2358-2366 м. Полости каверн инкрустированы крупными ромбоэдрическими кристаллами доломита. Нередко пространство между кристаллами доломита выполняющими стенки каверн, заполнено черным ОВ.

Изменения ёмкости и проницаемости с глубиной сильно меняются, особенно неоднозначны величины проницаемости, что связано с трещиноватостью. Развитие системы трещин в совокупности с кавернами обеспечивают высокие фильтрационно-ёмкостные свойства резервуара. Проницаемость до 100 мД и более, ёмкость от 1,5 % до 13,5 % за счёт полостей выщелачивания и каверн, что подтверждается большими притоками газа в интервале 2272-2283 м – 303, 3 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В продуктивной части разреза Юр<sub>3</sub> проведено два испытания. Первое, на границе ГНК в интервале 2314-2320 м, где по лабораторным данным эффективная ёмкость изменяется от 1 до 4 %, получен приток газа 8,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут и нефти 211 м<sup>3</sup>/сут. Второе испытание проводилось в

интервале 2346-2353 м, всего на 2 м выше ВНК, в результате чего получено 19,6 м<sup>3</sup>/сут воды и небольшой приток нефти 4,4 м<sup>3</sup>/сут.

С глубины 2357,7 м в разрезе преобладают доломиты мелко-среднекристаллические, сильно окремненные, пластово-строматолитовые. В породе наблюдается система извилистых микротрещин, на пересечении которых развиты пустоты выщелачивания. Трещины частично выполнены органическим веществом. Многочисленные пустоты выщелачивания частично или полностью заполнены мелко-среднекристаллическим кремнеземом. В интервале 2372-2380 м, расположенном ниже уровня ВНК, получен приток воды 74 м<sup>3</sup>/сут.

В целом рифейские отложения в скважине № 25 сильно трещиноваты, трещины вертикальные, горизонтальные и наклонные, развиты по всему разрезу и представляют собой трещинный тип коллектора. Прослои кавернозных пород выделяются как каверново-трещинный тип коллектора. Эффективная ёмкость изменяется от 0,6% до 1,8% и лишь в кавернозных разностях возрастает до 13,5%.

*Скважина № 50* вскрывает отложения рифея в интервале глубин 2291-2407 м (забой) и в стратиграфическом плане представляют верхнюю часть пласта Юр<sub>3</sub> нижнеюрбченской толщи.

Литологическое изучение пород показало, что разрез представлен доломитами преимущественно серого цвета с оттенками от светло-серого до темно-серого. Доломиты тонкозернистые водорослевые, строматолитовые, массивные, сильно трещиноватые. Доломиты чистые, средняя карбонатность 85-100%, редко снижается до 56%. В интервале 2318-2328 м развито окремнение. Кремнезем встречается в виде линз и в рассеянном состоянии.

В плотной матрице породы развиты в основном горизонтальные трещины. Они открытые фильтрующие, проницаемость по ним достигает значительных величин - 200 мД и более. Встречаются интервалы с наличием секущих вертикальных трещин. Отмечено интенсивное развитие каверн выщелачивания.

В скважине проведены испытания в трёх интервалах. В газовой части, с эффективной ёмкостью 1,3-2,5 % (средняя 2,2 %), получен приток газа 230 тыс. м<sup>3</sup>/сут и конденсата 34 м<sup>3</sup>/сут в интервале 2309-2312 м. Ниже, в интервале 2232-2238 м с эффективной ёмкостью 1,2-1,7 % (средняя 1,46 %) был получен приток газа 74 тыс. м<sup>3</sup>/сут и нефти 310 м<sup>3</sup>/сут.

В интервале 2352-2360 м получен приток нефти 3,4 м<sup>3</sup>/сут и воды 51,2 м<sup>3</sup>/сут, несмотря на то, что ВНК находится на 11 м ниже. Следовательно, можно предположить, что породы рифея имеют протяжённые секущие трещины вертикальной ориентировки, по которым подтягивается вода.

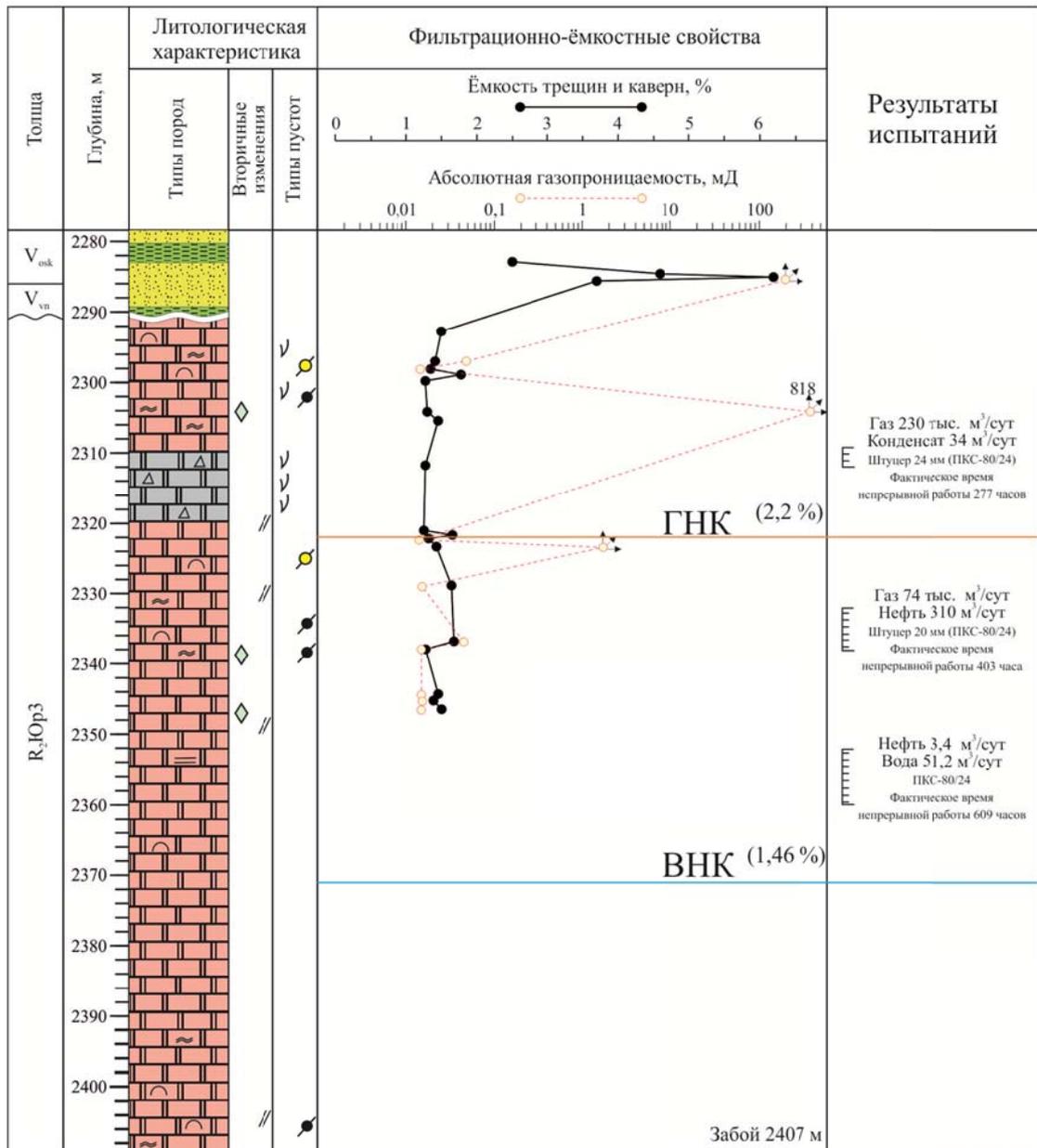


Рис. 5.32. Литолого-физический разрез скважины № 50. Легенда на рис. 4.4.

Скважина № 43 вскрывает отложения рифея в интервале 2169-2350 м. В стратиграфическом плане отложения характеризуют верхнеюрубченскую толщу пласт Юр2 (2169-2212 м) и нижнеюрубченскую толщу пласт Юр3 (2212-2132 м).

Пласт Юр2 выходящий на предвендскую эрозионную поверхность представлен кавернозными доломитами, толщиной 30 см, светло-серыми мелкозернистыми. Каверны диаметром 3-15 мм заполнены кристаллами прозрачных минералов. Ниже доломиты серые, тонко-, мелкозернистые, массивные и горизонтально слоистые за счёт чередования тёмных и светлых прослоев. В породе развиты преимущественно тонкие трещины вертикальной и наклонной ориентировки. Трещины часто заполнены розовым и красно-бурым ангидритом.

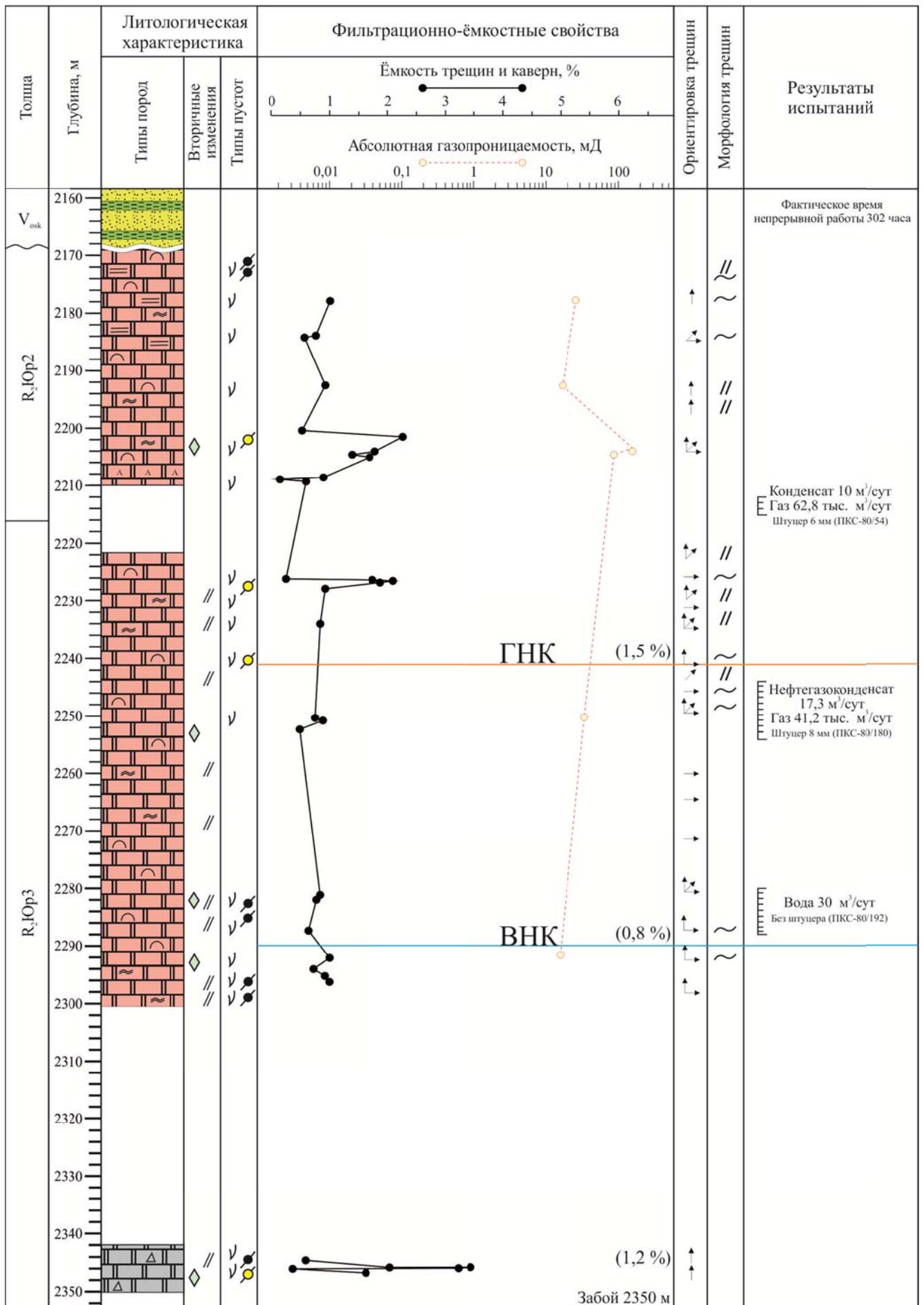


Рис. 5.33. Литолого-физический разрез скважины № 43. Легенда на рис. 4.4.

В интервале 2200-2208 м в мелкозернистых светло-серых доломитах развиты открытые разнонаправленные трещины, частично заполненные вторичным доломитом. Проницаемость в таких породах достигает 190 мД и более, эффективная ёмкость до 2,2 %.

В основании пласта Юр<sub>2</sub> выделяются маломощные слои белого ангидрита и гипса-ангидрита с чёрным налетом и запахом углеводородов.

С глубины 2210 м керн не отбирался, а в интервале 2214-2222 м вынос керна составил 0 %. Видимо поэтому было проведено испытание в интервале 2212-2215 м и получен приток конденсата 10 м<sup>3</sup>/сут и газа 62,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Ниже, в интервале 2014-2016 м, проходит граница между верхнеюрубченской и нижнеюрубченской толщами. Достоверно выделить границу затруднительно из-за отсутствия керна.

Отложения пласта Юр<sub>3</sub> представлены доломитами серыми, мелкозернистыми, реликтово-строматолитовыми, горизонтальнослоистыми и пятнистыми за счёт более тёмных разностей. Породы сильно трещиноваты. Преобладают трещины вертикальной и наклонной ориентировки. Весь пласт интенсивно окремнён, встречаются многочисленные желваки и линзы кремнезёма бурого цвета. По трещинам окремнение в виде прожилок и налётов красно бурого цвета. Иногда в разрезе встречаются каверны до 1 см, часто выполненные кристаллами кальцита.

При испытании пласта Юр<sub>3</sub> в интервале 2245-2254 м получен приток газа 41,2 тыс. м<sup>3</sup>/сут и нефтегазоконденсата 17,3 м<sup>3</sup>/сут, а в интервале 2280-2288 м расположенный на границе ВНК приток воды - 30 м<sup>3</sup>/сут.

**Скважина № 61** вскрывает отложения рифея в интервале глубин 2276-2440 м. В стратиграфическом плане они представляют долготинскую (2276-2311 м) и юрубченскую (2311-2440 м) толщи. В целом рифейские отложения скважины представлены доломитами с небольшими прослоями аргиллитов.

Проходка ствола скважины с отбором керна проводилась в интервале глубин 2286-2356 м, который захватывает в основном только газоносную часть разреза и в интервале 2424-2440 м. Поэтому удалось получить комплексную литолого-физическую характеристику только этой части разреза, в которую попадают в основном отложения долготинской и верхнеюрубченской толщ.

Литологическое изучение пород показало, что в скважине № 61 преобладают доломиты строматолитовые, в меньшей степени доломиты слоистые и обломочные, нередко с рассеянной вкрапленностью зерен кварца песчаной размерности кристаллов пирита и гидроокислов железа.

Долготинская толща представлена чередованием доломитов строматолитовых и микрозернистых волнистых прослоев, пелитоморфного доломита и тонкозернистого доломита с

включениями мелко-среднезернистого или даже крупнозернистого доломита. Для некоторых строматолитовых доломитов характерно наличие микрофитолитовых прослоев, где микрофитолиты, сложенные микрзернистым доломитом. В данных отложениях в интервале 2276-2282 м был получен небольшой приток газа 7,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Ниже в интервале 2306,5-2313,8 м доломиты обломочные, сложены обломками доломита и брекчированными разностями строматолитового и слоистого доломитов. Встречаются кремнистые стяжения и линзы окаймлённые светло-коричневым битуминозно-глинистым веществом.

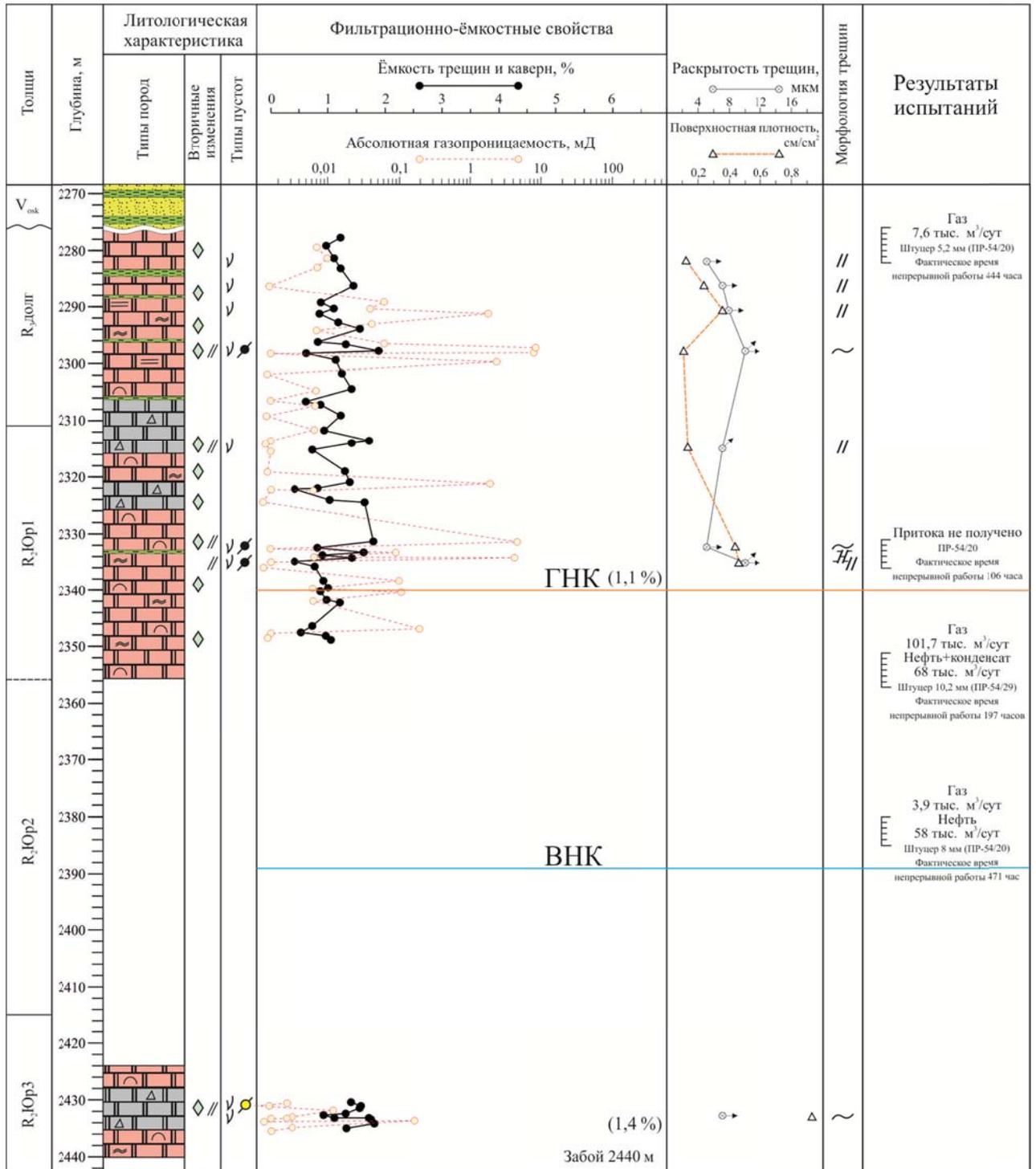


Рис. 5.34. Литолого-физический разрез скважины № 61. Легенда на рис. 4.4.

Верхнеюрубченская толща представлена доломитами серыми, реликтово-строматолитовыми, сильно трещиноватыми. Трещины нескольких генераций. Раннегенерационные выполнены крупнокристаллическим доломитом, по которому развиваются более поздние тонкие трещины. Полости трещин частично заполнены битумом. Трещины поздних генераций тонкие волосовидные соединяют частично заполненные битумом каверны. Трещины ранних генераций выполнены мелкокристаллическим доломитом. Иногда, эти трещины приурочены к прослойкам глинисто-алевритового материала.

Трещины более поздних генераций наиболее распространены в породе, выполнены тонко-микрокристаллическим доломитом по стенкам трещин и в центральной части крупнокристаллическим доломитом. Полости трещин, расширенные выщелачиванием, частично минерализованы, в результате остаются незаполненные каверны, соединенные между собой тонкими волосовидными трещинами.

Вторичные процессы оказывают существенное влияние на коллекторские свойства рифейских отложений и проявились в виде развития интенсивной перекристаллизации, причем перекристаллизованы, как форменные компоненты, так и цемент. В результате интенсивной перекристаллизации доломит строматолитовый был преобразован в доломит разномерный с реликтами строматолитов.

Верхнеюрубченская толща испытана в трех интервалах. В интервале 2231-2236 притока не получено, несмотря на высокую эффективную ёмкость - 1,2-1,8 %, видимо из-за редких плохо сообщающихся трещин. Ниже в интервалах нехарактеризованным керном получен приток газа 101,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут и 68 м<sup>3</sup>/сут нефти с газоконденсатом (2351-2357 м), а также 3,9 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа и 58 м<sup>3</sup>/сут нефти (2380-2385 м).

**Скважина № 39** вскрывает рифейские отложения на глубине 2381 м, они представлены куюмбинской (2381-2516 м) и долготинской (2516-2557 м) толщами.

Отложения куюмбинской толщи, выходящие на предвендскую эрозионную поверхность, сложены доломитами серыми, мелкозернистыми, массивными, неяснослоистыми с прослоями аргиллитов. Породы неравномерно кремнистые с редкими линзами тёмно-серого кремния. Трещиноватость развита неравномерно, преобладают тонкие трещины вертикальной и наклонной ориентировки, стенки которых инкрустированы вторичным доломитом и возможно ангидритом. Свечения углеводородов по трещинам нет. Вынос керна не более 25 %, раздробленность керна различная.

Ниже чередование различных по мощности пачек доломитов строматолитовых неяснослоистых светло-серого, серого и тёмно-серого цветов с доломитом тонко-, мелкозернистым, массивным, прослоями полосчатым. Породы неравномерно кремнистые, в виде желваков и линз кремнезёма зелёного, коричневого и желтовато-серого цвета.

Встречаются тонкие прослои глинистых доломитов и коричневых аргиллитов мощностью до 2,5 см.

В толще отмечаются единичные изолированные каверны, в основном, уплощённой формы размером до 2x0,5 см. Стенки инкрустированы кристаллами кальцита вторичного доломита окрашенного лимонитом в красно-коричневый цвет. Порода неравномерно трещиновата, преобладают вертикальные и наклонные трещины, частично выполненные вторичным доломитом, окрашенным гидроокислами железа. По трещинам имеется остаточная

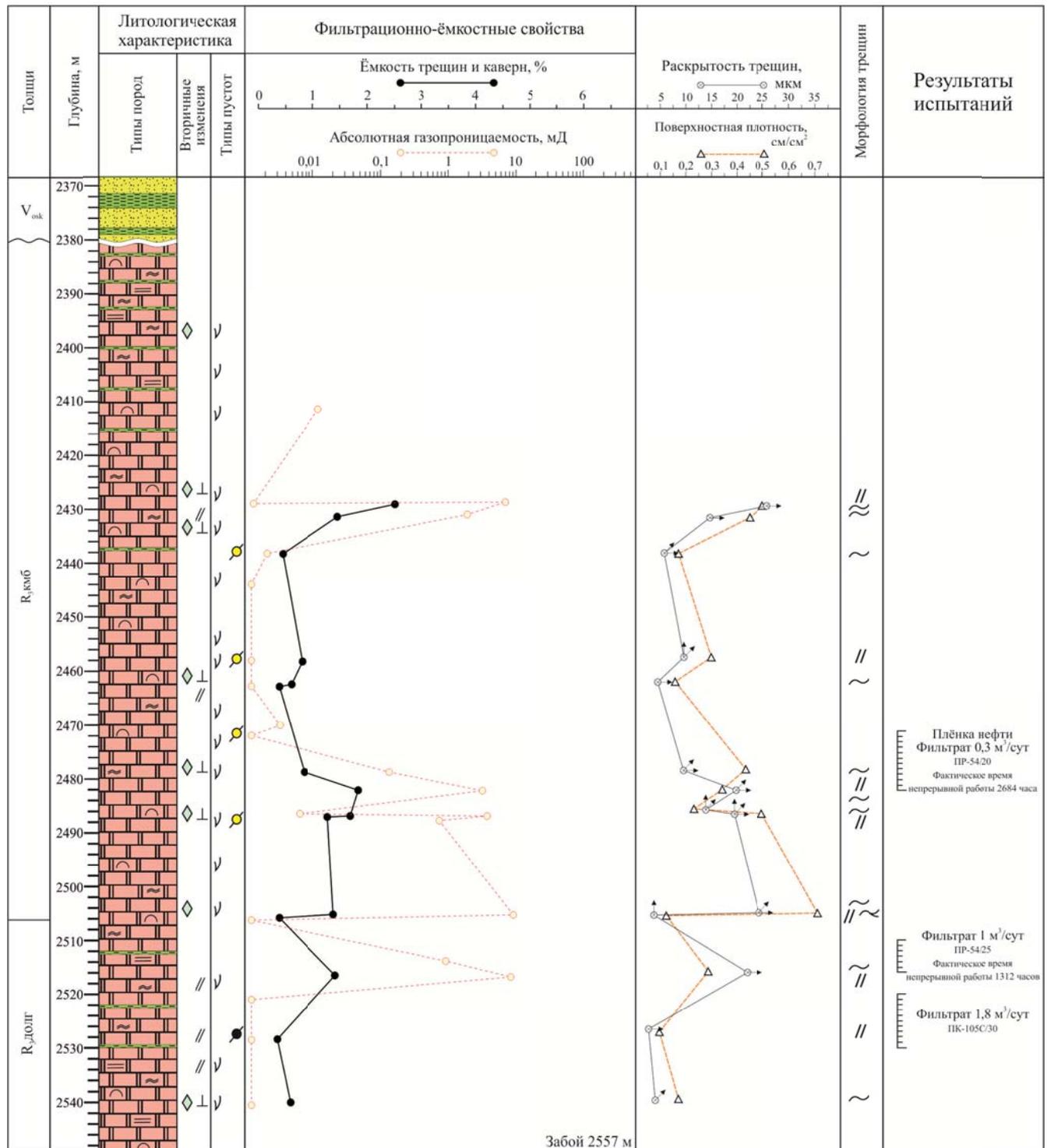


Рис. 5.35. Литолого-физический разрез скважины № 39. Легенда на рис. 4.4.

нефть, дающая светло-жёлтое свечение. Раскрытость отдельных трещин достигает 2 мм, но непротяжённые и почти все они затухают через 15-20 см.

Ёмкость в куюмбинской толще достигает 2,5 %, средняя - около 1%, проницаемость небольшая, обычно до 10 мД. Низкие фильтрационные свойства можно связать с отсутствием секущих трещин. В интервале 2471-2482 м получена плёнка нефти с 0,3 м<sup>3</sup>/сут фильтра бурового раствора.

Отложения долготинской толщи вскрытые на глубине 2506 м имеют преимущественно карбонатный состав и образуют с вышележащей куюмбинской толщей единый массив. Породы представлены строматолитовыми доломитами коричневыми, тонко-, мелкозернистыми, преимущественно массивными и неяснослоистыми. Доломиты иногда переслаиваются с аргиллитами зеленовато-коричневыми, тонкослоистыми с линзовидными прослойками глинистых доломитов. Разрез неравномерно окремнён, встречаются крупные желваки обломков светло-коричневого кремня размером от 0,5x1 см до 4x7 см. Местами выявлены поверхности ожелезнения, а эрозионные поверхности осложнены микротрещинами проседания, выполненными среднекристаллическим кальцитом.

Породы неравномерно трещиноваты. Трещины в основном вертикальные и наклонные, обычно выполнены рыхлым веществом светло-зелёного цвета (хлорит ?). Редкие открытые трещины частично выполнены вторичными кристаллами доломита. Признаков нефти нет, что подтверждают два интервала опробования, давшие до 1,8 м<sup>3</sup>/сут фильтра бурового раствора.

Систематизация разностороннего экспериментального материала, литологических особенностей пород, величин эффективной ёмкости, ориентированной газопроницаемости, характеристики пустотного пространства (трещиноватости, кавернозности и размеры пустот выщелачивания) позволила **установить закономерности размещения различных типов коллекторов** в рифейских отложениях Юрубчено-Тохомского месторождения (рис. 5.36). Сложность строения пустотного пространства резервуара отчётливо выявляется при насыщении образцов кубической формы люминесцирующими жидкостями с последующим фотографированием в дневном и ультрафиолетовом свете.

Изначально рифейские отложения не являлись коллекторами и приобрели фильтрационно-ёмкостные свойства после развития в них трещиноватости. В плотных первично низкоёмких породах за счёт интенсивного развития трещиноватости и активного выщелачивания вдоль полостей трещин создаётся сложный трещинный и каверново-трещинный тип коллектора. Важным моментом является анализ изменение мощности отдельных стратиграфических горизонтов, на которых показана неодинаковая продуктивность в виде различных дебитов нефти и газа.

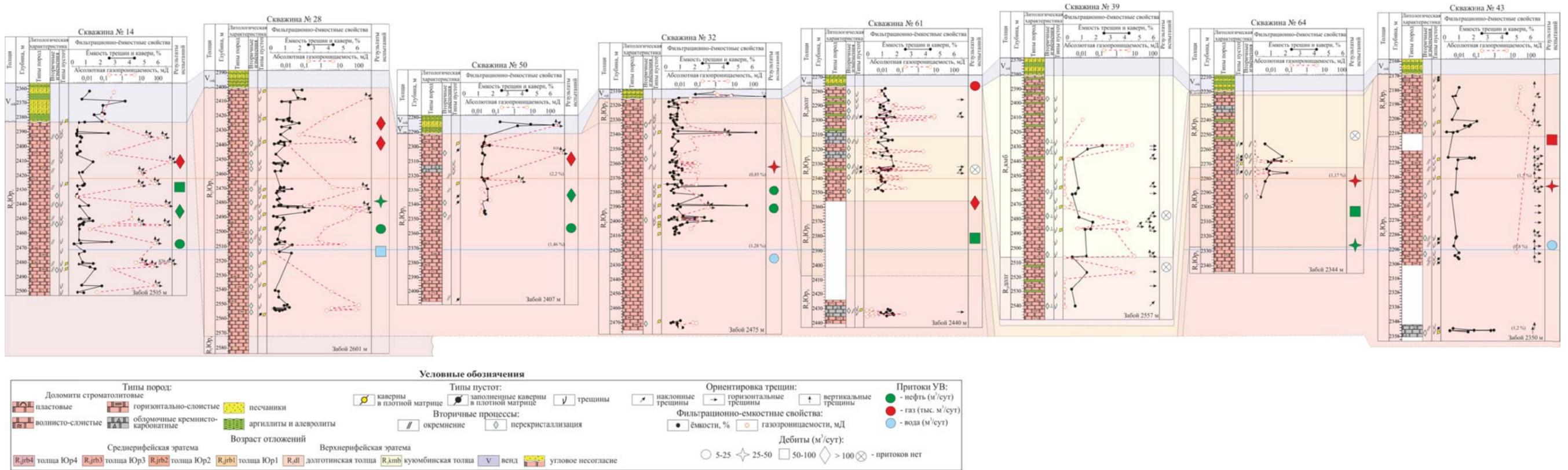


Рис. 5.36. Изменчивость состава и литофизических свойств продуктивной части рифейских отложений по профилю скважин №№ 14-28-50-32-61-39-64-43.

Анализ литолого-физических свойств, особенностей строения пустотного пространства и схемы сопоставления разрезов (рис. 5.36) даёт четкую картину дифференциации толщ и возможность составления модели ЮТМ. В качестве основы для построения модели взята поверхность денудации рифейских отложений и стратиграфические разбивки отложений по данным ГИС и палеонтологических исследований. На месторождении преобладают коллекторы трещинного и каверново-трещинного типов, однако их распространение и фильтрационно-емкостные свойства существенно различаются по разрезу. Так в нижнеюрубченской (Юр<sub>3-4</sub>) толщи выходящей на предвендскую эрозионную поверхность преобладают трещины вертикальной и наклонной ориентировки, обеспечивающие основную фильтрацию углеводородов и гидродинамическую связь между скважинами. Трещины имеют большую раскрытость до первых мм, полости их выщелочены до щелевидных каверн и карстовых пустот, а стенки частично инкрустированы крупнокристаллическим доломитом. По литологическому составу преобладают пластовые строматолитовые доломиты с подчинённым значением столбчатых и окремнённых разностей. Из постседиментационных преобразований наиболее активно на фильтрационно-емкостные свойства повлияло выщелачивание происходившее трещинам и окремнение, в значительно меньшей степени – перекристаллизация и минеральное заполнение пустот. За счёт интенсивного растворения, протекающего в строматолитовых доломитах по трещинам, по всему разрезу выявлены многочисленные кавернозные интервалы мощностью от 1-2 до 5 м, тем самым сформировалась система хорошо сообщающихся «вновь образованных» пустот, т.е. образовался каверново-трещинный тип коллектора. Для них характерно изменение ёмкости от 1,5 до 10 %, ориентированной газопроницаемости от 5-7 до 800-900 мД, однако в условиях природного резервуара без сомнения эти показатели могут быть значительно выше, что подтверждается высокими притоками нефти в среднем от 25 до 100-150 м<sup>3</sup>/сут и 40-300 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа.

В отложениях верхнеюрубченской и долготино-куюмбинской толщ преобладают короткие трещины горизонтальной и наклонной ориентировки небольшой раскрытости. Трещины и выявленные немногочисленные каверны практически полностью инкрустированы вторичными минералами. Слабое развитие трещиноватости связано с большим присутствием глинистого материала, строматолитовые доломиты переслаиваются с прослоями аргиллитов и алевролитов мощностью до 1-2 м. Глинистые примеси также препятствуют развитию вторичных преобразований, поэтому в данных толщах ёмкость редко превышает 1-1,5 %, газопроницаемость обычно изменяется в пределах 0,01-10 мД.

Таким образом, в пределах ЮТМ наблюдается невыдержанный, линзовидно-выклинивающийся характер распределения коллекторов трещинного и каверново-трещинного

типов, что обусловлено изменением литологического состава пород и проявлением вторичных преобразований связанных с развитием карста.

На основе проведённых исследований и обобщении имеющихся промысловых материалов была построена карта нефтегазоности ЮТМ (рис. 5.37). Ранжирование зон по перспективности в первую очередь связано с выходом рифейских толщ на предвендскую эрозионную поверхность и их литологическим составом.

**Высокоперспективная зона** приурочена к западной части месторождения, где на предвендскую поверхность выходит нижнеюрубченская толща (Юр<sub>3-4</sub>), представленная преимущественно строматолитовыми доломитами, нередко окремнёнными и кремнисто-доломитовой брекчией. За счёт окремнения и чистого доломитового состава, отложения данной толщи во время тектонических перестроек в рифей-вендское время подверглись процессам трещинообразования и последующему выщелачиванию и карстированию пород по разуплотнённым зонам. Вследствие чего в данной зоне сформировалась система сообщающихся крупных секущих разломов и трещин объединяющая карстовые полости и «*вновь образованные*» пустоты, т.е. коллектор каверново-трещинного типа (VII класс соответственно по К.И. Багринцевой), обуславливающие *высокую среднюю эффективную ёмкость пласта 4,5-5 %* и большие притоки углеводородов, часто превышающие 400 м<sup>3</sup>/сут.

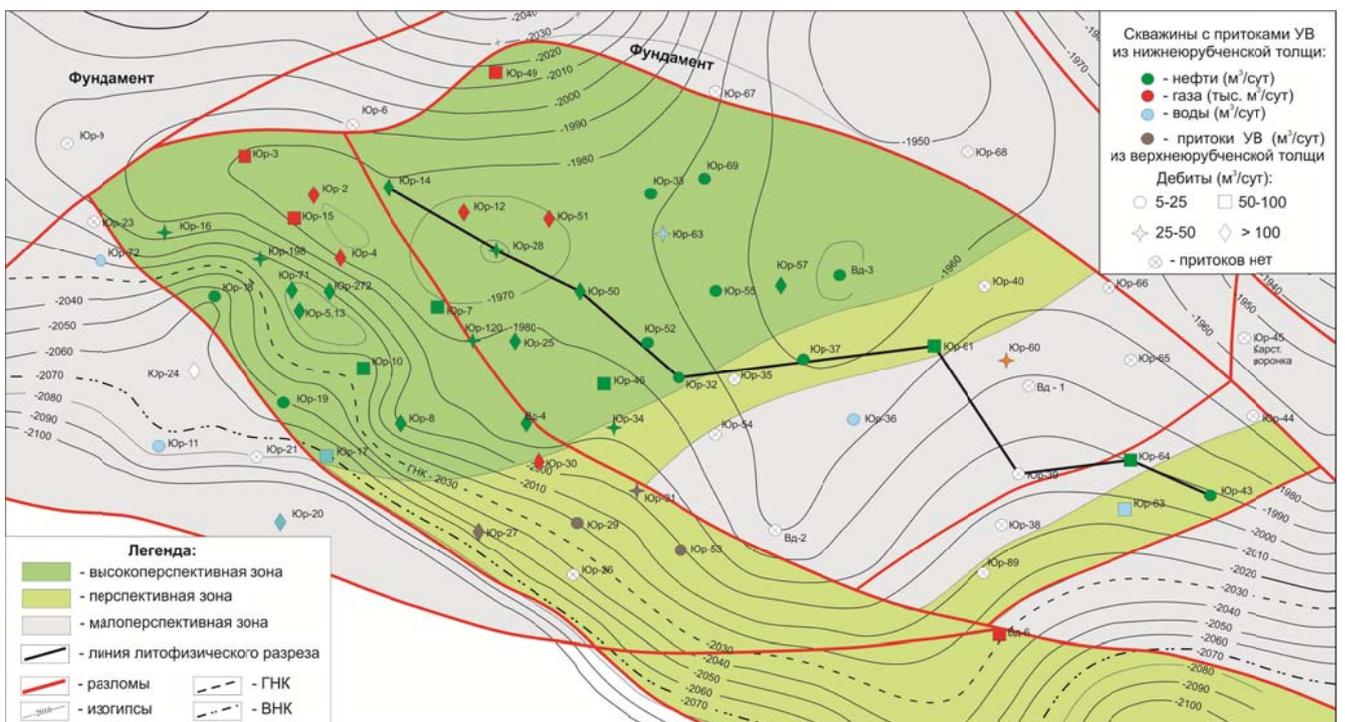


Рис. 5.37. Карта перспективных зон Юрубчено-Тохомского месторождения.

**Перспективная зона** приурочена к выходу на предвендскую поверхность отложений верхнеюрубченской (Юр<sub>1-2</sub>) и долготинской толщи. В их разрезе происходит чередование глинистых строматолитовых доломитов и аргиллитовых прослоев, что уменьшает хрупкость

пород и препятствует процессам выщелачивания и образования коллекторов приемлемого качества. Проведённые исследования показывают, что под этими толщами залегают *продуктивные отложения свиты Юр<sub>3</sub>*, характеризующейся практически такими же свойствами, как и в высокоперспективной зоне, но с меньшим этажом нефтегазоносности.

**Малоперспективная зона** связана с выходом куюмбинской толщи, сложенной преимущественно глинистыми доломитами с многочисленными прослоями аргиллитов мощностью до 2 м. Притоки в данной зоне могут быть приурочены только к крупным региональным разломам и областям с аномально высокой тектоникой, как на Куюмбинском месторождении, однако по сейсмическим данным Юрубчено-Тохомское месторождение имеет относительно простое тектоническое строение.

## Заключение

Данная работа посвящена изучению условий формирования и достоверному определению фильтрационно-емкостных свойств рифейских коллекторов ЮТМ. Комплексное изучение кернового материала с применением метода капиллярной дефектоскопии позволила выявить сложную морфологию и увидеть на фотоснимках сложное строение пустотного пространства.

1. Детальное изучение керна по большому числу скважин ЮТМ позволяет установить первичную седиментацию рифейских отложений, которые характеризуются чрезвычайной изменчивостью и непостоянством условий накопления осадков по площади природного резервуара, что обусловлено разнообразием типов и форм строматолитовых доломитов. Непостоянство гидродинамического режима, скорости осадконакопления ила, химизм вод, солёность и температура – всё это проявляется в изменчивости условий жизнедеятельности различных типов цианобактериальных сообществ.

2. Исследования показали, что совокупное влияние вторичных преобразований, обусловили развитие сложного пустотного пространства в строматолитовых доломитах нижнеюрбченской толщи рифея. Основная роль принадлежит процессам перекристаллизации и выщелачивания. Вторичное минералообразование наблюдается в виде роста вторичных крупных кристаллов по стенкам каверн и трещин. Перекристаллизация развивалась неравномерно и проявилась с различной интенсивностью в породах. Главная особенность морфологии пустот - преобладающая роль трещин и каверн, и их различное соотношение, то есть вторичная пустотность, которая характерна для строматолитовых доломитов рифея.

3. Особенностью развития трещиноватости в продуктивной толще является редкое расположение трещин. Установлена закономерность, что горизонтальные трещины удалены друг от друга на 1-2 см и более, вертикальные трещины на 3-5 см. Секущие вертикальные

трещины, явно тектонического происхождения. В продуктивных пластах без сомнения это трещины большей протяженности и раскрытости, которые обуславливают фильтрацию углеводородов по пластам. Поверхностная плотность трещин невелика, так как они прямые, но широкие, стенки их частично инкрустированы вторичными кристаллами.

4. Доказана большая достоверность ФЕС полученным по образцам кубической формы, выявлено значительное расхождение в 2-3 раза и более значений ёмкости определённое по кубикам и цилиндрам. Сложное пустотное пространство, наличие пустот, открытых трещин сохраняется на кубиках и практически отсутствует при изучении цилиндров. Таким образом, стандартные методы исследований не могут достоверно определить фильтрационные и емкостные свойства сложных коллекторов, поэтому целесообразно использовать метод капиллярного насыщения люминесцирующими жидкостями с обязательной капиллярной подпиткой.

5. Большую роль играет развитие кавернозности, за счет которой существенно повышается эффективная ёмкость пород. Наблюдается развитие отдельных каверн размером до 5x10 см, которые пересекаются длинными чаще вертикальными или наклонными трещинами шириной более 1-2 мм (зафиксирована раскрытость до 1-2 см). Вдоль полостей трещин наблюдаются пустоты расширения, часто щелевидной формы, частично выполненные кристаллами новообразованного доломита, анкерита и кремнезема, что доказывает движение по ним флюидов и сохранение раскрытости длительное время.

Активное выщелачивание строматолитовых доломитов и полостей трещин, привело к образованию в рифейском комплексе интенсивно кавернозных пород и формированию каверново-трещинного типа коллектора, средняя величина эффективной ёмкости которого – 4,5-5%.

6. Построена модель размещения типов коллекторов ЮТМ, каверново-трещинный тип коллектора имеет невыдержанный характер распределения, что обусловлено изменением литологического состава пород и проявлением вторичных преобразований связанных с развитием карста. Полученные данные позволили районировать месторождение на зоны перспективности.

## Публикации по теме диссертации

### Статьи в журналах рекомендованных ВАК:

1. **Сауткин Р.С.** Коллекторские свойства и продуктивность рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения // Георесурсы. — 2015. — Т. 2, № 4 (63). — С. 15–24.
2. Багринцева К.И., Красильникова Н.Б., **Сауткин Р.С.** Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов рифея Юрубчено-Тохомского месторождения // Геология нефти и газа. — 2015. — № 1. — С. 24–40.
3. **Сауткин Р.С.** Структура пустотного пространства рифейских доломитов Камовского свода (Восточная Сибирь) // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. — 2014. — № 4. — С. 80–83.
4. Ступакова А.В., Фролов С.В., Кирюхина Т.А, Суслова А.А., **Сауткин Р.С.** Новые направления поисково- разведочных работ на нефть и газ // Газовая промышленность. — 2014. — Т. 714, № 11. — С. 29–33.
5. Рыжов А.Е., Виценовский М.Ю., **Сауткин Р.С.** Оценка коллекторских свойств карбонатных пород Приразломного нефтяного месторождения // Геология нефти и газа. — 2012. — № 4. — С. 39–53.

### Статьи в других журналах:

6. Багринцева К.И., **Сауткин Р.С.**, Шершуков Г.И. Применение капиллярной дефектоскопии в нефтяной геологии для выделения и оценки трещиноватости в горных породах // MEGATECH. Новые технологии в промышленной диагностике и безопасности. — 2013. — № 4. — С. 24–32
7. **Сауткин Р.С.**, Багринцева К.И., Карнюшина Е.Е. Перспективы нефтегазоносности рифейских толщ Юрубчено-Тохомского месторождения // Геология в развивающемся мире: сб. науч. тр. (по материалам VIII науч.-практ. конф. студ., асп. и молодых ученых с междунар. участием). — Т. 1. — Пермский государственный национальный исследовательский университет Пермь Пермь, 2015. — С. 510–513.
8. Багринцева К.И., **Сауткин Р.С.**, Ступакова А.В. Трещиноватость нижнепермских карбонатных отложений Северо-Долгинской площади Тимано-Печорского бассейна // Геология в развивающемся мире: сб. науч. тр. (по материалам VIII науч.-практ. конф. студ., асп. и молодых ученых с междунар. участием). — Т. 1. — Пермский государственный национальный исследовательский университет Пермь Пермь, 2015. — С. 349–353.

9. **Sautkin R. S.**, Stoupakova A. V., Kaykova A.V. Carbonate reservoirs of the pechora sea // Abstracts and Proceedings of the Geological Society of Norway. — Vol. 2. — Norsk Geologisk Forening/Norwegian Geological Society Trondheim, Norway, 2014. — P. 66–67.
10. **Сауткин Р.С.**, Хамидуллин Р.А., Коробова Н.И. Трещиноватость высокоуглеродистой формации на северном склоне Южно-Татарского свода // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. — 2016. — № 1. — С. 92–97.
11. **Сауткин Р.С.** Влияние вторичных процессов на формирование залежей нефти и газа в рифейских отложениях Камовского свода // Геология в развивающемся мире: сборник научных трудов (по материалам VII науч.-практ. конф. студ., асп. и молодых ученых с междунар. участием). — Т. 1. — Пермский государственный национальный исследовательский университет Пермь, 2014. — С. 409–412.
12. **Сауткин Р.С.** Нефтегазоносность рифейских доломитов Байктской антеклизы (Восточная Сибирь) // VII международная конференция «МОЛОДЫЕ - НАУКАМ О ЗЕМЛЕ». — Т. 1. — РГГРУ Москва, 2014. — С. 25–26.
13. **Сауткин Р.С.** Роль трещин в образовании Юрубчено-Тохомского месторождения (Восточная Сибирь) // XXI Международная конференция студентов, аспирантов и молодых учёных Ломоносов. Материалы Международного молодежного научного форума Ломоносов-2014 [Электронный ресурс]. — Геология. — МГУ Москва, 2014.
14. Багринцева К.И., **Сауткин Р.С.**, Шершуков Г.С. Методика программной обработки экспериментальных данных после насыщения карбонатных пород люминофором // Доклады III Международной конференции молодых ученых и специалистов «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии XXI века». — Т. 4. — ВНИГРИ Санкт-Петербург, 2013. — С. 4–7.
15. **Сауткин Р.С.**, Багринцева К.И., Ступакова А.В. Роль трещиноватости в фильтрационно-емкостных свойствах Приразломного и Северо-Долгинского месторождений // Труды 11-й Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO / CIS Offshore 2013). — Химиздат Санкт-Петербург, 2013. — С. 528–531.
16. **Сауткин Р.С.**, Багринцева К.И. Типы и свойства рифейских коллекторов в пределах Юрубчено-Тохомского месторождения // Доклады III Международной конференции молодых ученых и специалистов «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии XXI века». — Т. 3. — ВНИГРИ Санкт-Петербург, 2013. — С. 33–38.
17. **Сауткин Р.С.** Фильтрационно-емкостные свойства рифейских коллекторов в пределах Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления // V Международная молодежная научно-практическая конференция **НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: ОПЫТ И ПРЕЕМСТВЕННОСТЬ**. — Москва, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2013. — С. 52.

## Список использованной литературы

18. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П. и др. Под ред. Конторовича А.Э., Суркова В.С., Трофимука А.А. Геология нефти и газа Сибирской платформы. М.: Недра, 1981. – 552 с.
19. Афанасенков А.П., Бухаров Н.Г., Мухаметзянов Р.Н., Соколов Е.П., Шлёнкин С.И., Харахинов В.В., Зеренинов В.А. Новые данные о геологическом строении Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления и пути дальнейшего освоения её нефтегазового потенциала // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2004. № 1. С. 34-44.
20. Афанасьев И.С., Антоненко Д.А., Кутукова Н.М. и др. Системная оптимизация проектных решений для разработки Юрубчено-Тохомского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2011. № 6. С. 10-13.
21. Багринцева К.И. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. М., Недра, 1977, 247 с.
22. Багринцева К.И. Способ определения типа и характера пустот в горных породах // Авторское свидетельство № 761885. 24 апреля 1978 г.
23. Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. М., Недра, 1982. 256 с.
24. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. М.: РГГУ, 1999. 285 с.
25. Багринцева К.И., Дмитриевский А.Н., Бочко Р.А. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ. Издательство «Иван Фёдоров», г. Санкт-Петербург, 2003. 264 с.
26. Багринцева К.И., Чилингар Г.В. Роль трещин в развитии сложных типов коллекторов и фильтрации флюидов в природных резервуарах // Геология нефти и газа. 2007. № 5. С. 28-37.
27. Баженова Т.К., Вожов В.И., Гурари Ф.Г. и др. Главные критерии перспектив нефтегазоносности запада Сибирской платформы // Проблемы нефтеносности Сибири. Новосибирск. 1971. С. 186-212.
28. Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П. Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего - среднего кембрия Сибирской платформы. М.: ВНИГНИ, 2014. 128 с.
29. Бакун Н.Н., Копилевич Е.А., Давыдова Е.А., Соколова Н.Е. Литогенез и спектрально-временная характеристика типов разреза рифейских отложений Куюмбинского месторождения // Геология нефти и газа. 1999. № 9. С. 57-64.
30. Баранова М.И. Сдвиговые дислокации в районе Куюмбинского газонефтяного месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2011. Т.6. № 3. С. 1-22.
31. Белозёрова Г.Е. Влияние условий осадконакопления и постседиментационных преобразований на коллекторские свойства карбонатных пород // Труды ВНИГНИ. М., вып. 207. 1978. С. 18-33.

32. Белоновская Л.Г., Булач М.Х., Гмид Л.П. Роль трещиноватости в формировании ёмкостно-фильтрационного пространства сложных коллекторов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007. № 2. С. 1-18.
33. Белоусов В.В. Основы геотектоники. М.: Недра. 1975.
34. Белоусов В.В., Гзовский М.В. Экспериментальная тектоника. М.: Недра. 1964.
35. Битнер А.К., Кринин В.А., Кузнецов Л.Л., Назимков Г.Д., Накаряков В.Д., Нешумеев В.А., Правотворов С.Б., Распутин С.Н., Скрылёв С.А. Нефтегазоносность древних продуктивных толщ запада Сибирской платформы // Красноярск. 1990. – 114 с.
36. Вараксина И.В., Хабаров Е.М. Микроструктуры, литологические ассоциации и условия образования рифейских строматолитов Байкитской антеклизы (запад Сибирской платформы) // Литосфера, 2007, № 4, с. 59-72.
37. Вальчак В.И., Евграфов А.А., Горюнов Н.А., Бабинцев А.Ф. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности рифейского комплекса пород юго-западной части Сибирской платформы // Геология и геофизика. 2011. Т. 52. № 2. С. 289-298.
38. Вахромеев А.Г., Данилова Е.М., Разяпов Р.К., Ивашкин В.М., Суртаев Р.У. Аномально проницаемый «трещинно-жильный» и «карстово-жильный» карбонатный коллектор в рифее Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения (по геолого-промысловым данным горизонтального бурения) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2014. № 4. С. 49-60.
39. Вахромеев А.Г., Иванишин В.М., Сираев Р.У., Разяпов Р.К., Данилова Е.М., Сверкунов С.А. Геологические аспекты применения технологий первичного вскрытия сложных карбонатных коллекторов рифея на «управляемом давлении» // Бурение и нефть. 2013 - № 11. С. 30-34.
40. Вахромеев А.Г., Сираев Р.У., Иванишин В.М. и др. Геологическая обусловленность проблемных аспектов бурения нефтедобывающих скважин на Юрубчено-Тохомском НГКМ, Эвенкия. Инновационные решения в строительстве скважин / Тезисы Всероссийской научно-технической конференции. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. С. 41 – 45.
41. Вотях О.А. Тектоника докембрия западной окраины Сибирской платформы //М.:Наука. 1968. 138 с.
42. Гаврилов В.П. Роль региональных разломов в формировании залежей нефти и газа // Геология нефти и газа. 1976. № 1. С. 31-37.
43. Гольф-Рахт Е.Р. Основы нефтепромысловой геологии трещиноватых коллекторов. М.: Недра. 1986. 608 с.
44. Го Окамото, Такеси Окура, Куцуми Гото. Свойства кремнезема в воде. Геохимия литогенеза. М.: ИЛ, 1963. - С. 196-209.

45. Горина А.Б., Илюхин Л.Н., Кузнецов В.Г., Постникова О.В., Тихомирова Г.И. О механизме формирования рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомской зоны // Геология нефти и газа. – 1992. № 9. С. 22-25.
46. Гришин М.Н., Канторович А.Э., Ларичев А.И. и др. Рифейские осадочные бассейны Восточно-Сибирской провинции и их нефтегазоносность // Осадочные бассейны и нефтегазоносность. М., 1989. С. 5-12.
47. Дмитриевский А.Н., Самсонов Ю.В., Илюхин Л.Н., Кузнецов В.Г., Вагин С.Б., Миллер С.А., Постникова О.В., Дмитриевский С.А., Московина Е.Ю. Зоны нефтегазонакопления в карбонатных отложениях Сибирской платформы. М.: Недра, 158 с.
48. Добрынин В.М. Деформация и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа. М.: Недра. 1970.
49. Долматова И.В., Пешкова И.Н. Рифейские осадочные бассейны Сибирской платформы // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 2001. № 7. С.29-35.
50. Дольник Т.А. Строматолиты и микрофитолиты в стратиграфии рифея и венда складчатого обрамления юга Сибирской платформы. М.: СО РАН, филиал Гео, 2000 – 317 с.
51. Дольник Т.А. К вопросу о корреляции рифейских отложений южного и западного складчатого обрамления Сибирской платформы // Актуальные вопросы геологии и географии Сибири: Материалы научной конференции. Томск, 1998. Т. 1. С. 205-207.
52. Дольник Т.А., Титоренко Т.Н., Вельков М.М. Органогенные постройки рифея Байкальской горной области и некоторые закономерности их размещения // Эволюция карбонатакопления в истории Земли. М.: Наука, 1988. С. 126-138.
53. Достовалов В.В. Обоснование методики оптимизации размещения поисково-оценочных скважин в пределах сложнопостроенных нефтегазовых месторождений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции с использованием нейронного анализа (на примере Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления). Диссертация на соискание учёной степени кандидата геолого-минералогических наук. Новосибирск, 2015. – 125 с.
54. Жемчугова В.А. Практическое применение озервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем. М.: РГУНГ имени И.М. Губкина. 2014. 341 с.
55. Ивашкин В.М., Сираев Р.У., Разяпов Р.К., Акчурин Р.Х., Вахромеев А.Г. Инновационные технологии первичного вскрытия рифейских карбонатных коллекторов горизонтальными скважинами на Юрубчено-Тохомском YURV – применимость, эффективность бурения и геологические ограничения // Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири: Материалы Всероссийской научной конференции молодых учёных и студентов, посвящённой 80-летию академика А.Э. Конторовича. ИНГГ СО РАН, Новосибирск, 2014. С. 133-140.

56. Карякин А.В., Боровиков А.С. Люминесцентная и цветная дефектоскопия. М.: Машиностроение. 1972.
57. Кашников Ю.А., Гладышев С.В., Разяпов Р.К., Конторович А.А., Красильникова Н.Б. Гидродинамическое моделирование первоочередного участка разработки Юрубчено-Тохомского месторождения с учетом геомеханического эффекта смыкания трещин // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. 2011. №4. С. 104 – 107.
58. Киркинская В.Н., Смехов Е.М. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. Л. Недра. 1981. 285 с.
59. Кнеллер Л.Е., Рыскаль О.Е., Скрылев С.А. Использование материалов ГИС для изучения коллекторов сложного строения (на примере Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления). – М., 1991. – 75 с.: (Раздел геофизики: Обзор/ВИЭМС. МГП «Геонформарк»). – Библиогр.: с. 71-75.
60. Кнеллер Л.Е., Рындин В.Н., Плотников А.Н. Оценка проницаемости пород и дебитов нефтегазовых скважин в условиях сложных коллекторов по данным ГИС. – М., 1991.
61. Кнеллер Л.Е., Рыскаль О.Е., Скрылев С.А. Выделение и оценка коллекторов в рифейских отложениях Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления. // Геология нефти и газа. – 1990. №12.
62. Комар Вл. А. Столбчатые строматолиты рифея севера Сибирской платформы // Уч. Зап. НИИГА. Палеонтология и биостратиграфия. Л.: 1964. Вып. 6. С. 84-105.
63. Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. Геология нефти и газа Сибирской платформы. М.: Недра. 1981. 552 с.
64. Конторович А.А., Конторович А.Э., Кринин В.А., Кузнецов Л.Л., Накаряков В.Д., Сибгатуллин В.Г., Сурков В.С., Трофимук А.А. Юрубчено-Тохомская зона газонефтегазонакопления – важный объект концентрации региональных поисково-разведочных работ в верхнем протерозое Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика, 1998. – № 11. – С. 45–55.
65. Конторович А.Э., Изосимова А.Н., Конторович А.А., Хабаров Е.М., Тимошина И.Д. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы // Геология и геофизика, 1996. Т. 37. № 8. С. 166-195.
66. Конторович А.Э., Мельников Н.В., Сурков В.С., Трофимук А.А. и др. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Выпуск 6. Байкитский регион. Новосибирск. 1994. 52 с.
67. Коржинский Д.С. Инфильтрационный метасоматоз при наличии температурного градиента и приконтактовое метасоматическое выщелачивание // Зап. ВМО, 1953 - Ч. 82; Вып. 3. С. 161-172.

68. Коробов А.Д., Коробова Л.А. Гидротермальные процессы в погребённых палеорифтах Западной Сибири и их роль в доломитизации известняков и насыщении пород фундамента нефтью. // Геология нефти и газа. 2003, № 3.
69. Коробов А.Д., Коробова Л.А. Эпигенетические изменения рифей-вендских карбонатных толщ и пермотриасовых интрузивов Байкитской антеклизы в связи с проблемой формирования трещинно-каверновых коллекторов // Геология нефти и газа. 2008. № 1.
70. Коробов А.Д., Коробова Л.А. Гидротермальная природа кавернообразования венд-рифейских коллекторов Байкитской антеклизы ключ к прогнозу зон нефтегазоаккумуляции // Известия Саратовского университета. Новая Серия. Серия Науки о Земле. № 1. Т. 6. 2006. С. 57-63.
63. Королук И.К. Строматолиты верхнего докембрия // Стратиграфия СССР. Т.2. Верхний докембрий. М.: Госгеолтехиздат, 1963.
71. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М.: Недра. 1977.
72. Краускопф К.Б. Геохимия кремнезема в среде осадкообразования // Геохимия литогенеза. - М.: ИЛ, 1963. - С. 210-233.
73. Крылов И.Н. На заре жизни. М.: Наука. 1972. 104 с.
74. Крылов И.Н. Строматолиты рифея и фанерозоя СССР. М.: АН СССР. 1975. 243 с.
75. Крылов И.Н. Строматолиты (природа и принципы классификации) // Известковые водоросли и строматолиты. Новосибирск: Наука. Сибирское отделение. 1988. С. 132-140.
76. Кутукова Н.М. Модель рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомской зоны // Научно-технический вестник ОАО «НК«Роснефть», 2009 – С. 6-14.
77. Кутукова Н.М., Бирун Е.М., Малахов Р.А. и др. Концептуальная модель строения рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2012. №11. С. 4 – 7.
78. Кузнецов В.Г., Илюхин Л.Н., Постникова О.В., Бакина В.В., Горина А.Б., Дмитриевский С.А., Скобелева Н.М., Тихомирова Г.И., Сухы В., Флмичёва Л.И. Древние карбонатные толщи Восточной Сибири и их нефтегазоносность. М.: Научный мир. 2000. – 104 с.
79. Кузнецов В.Г., Скобелева Н.М., Маркова В.Н., Найденов О.В., Рябченко В.Н. Фациальная обусловленность развития коллекторов в рифейских отложениях Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции // Геология нефти и газа, 2006 - № 6.
80. Кузнецов В.Г., Скобелева Н.М., Маркова В.Н., Найдёнов О.В., Рябченко В.Н. Фациальная обусловленность развития коллекторов в рифейских отложениях Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции // Геология нефти и газа. – 2006. № 5. С. 34-42.

81. Кузнецов В.Г., Беляков М.А., Скобелева Н.М., Соколова Т.Ф. Магнетит ии кальцит в рифейских отложениях Юрубчено-Тохомской зоны // Доклады РАН. – 2003. Т. 392. №1. – С 89-91.
82. Кузнецов В.Г., Скобелева Н.М. Процесс окремнения рифейских карбонатных отложений (Юрубчено-Тохомская зона, Сибирская платформа) // Литология и полезные ископаемые. – 2005. № 6. С. 637-650.
83. Кузнецов В.Г. Природные резервуары нефти и газа карбонатных отложений. М.: Недра. 1992. 240 с.
84. Кузнецов В.Г. Эволюция карбонатакопления в истории Земли. М.: ГЕОС. 2003. 260 с.
85. Крылов И.Н. Строматолиты рифея и фанерозоя СССР. М.: Наука, 1975. 245 с.
86. Макаров А.Н. Упругодеформационные и фильтрационно-емкостные характеристики продуктивных пород рифея Юрубчено-Тохомского месторождения //Геология нефти и газа. 2004. №5.
87. Мальцев Ю.М. Разломы Байкитской антеклизы и их значение в оценке перспектив нефтегазоносности // Итоги и направления поисковых работ на нефть и газ в красноярском крае. Красноярск. 1985. С. 97-98.
88. Макарова М.Г., Скарятин В.Д. Блоковое строение трещинных коллекторов и скорость их восполнения углеводородами // Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов. Проблемы их освоения. Казань: КазГУ. 2005. С. 171-174.
89. Маслов В.П. Строматолиты и фации // Докл. АН СССР М.: 1960. Вып. 41. 186 с.
90. Маслов В.П. Водоросли и карбонатоосаждение // Известия Академии наук СССР. Серия геологическая. 1961. С. 81-86.
91. Майдебор В.Н. Схема строения трещинной среды // Тр. СевКавНИИ, вып. III, М.: Недра, 1967.
92. Майдебор В.Н. Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. М.: Недра. 1980.
93. Мельников Н.В., Яшкин М.С., Шишкин Б.Б., Ефимов А.О. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и её складчатого обрамления. Новосибирск: Академическое издательство «ГЕО». 2005. 391 с.
94. Мельников Н.В., Шемин Г.Г., Ефимов А.О. Региональные резервуары нефти и газа Лено-Тунгусской провинции // Результаты региональных геолого-геофизических исследований Сибири. Новосибирск, 1989. С. 37-49.
95. Мигурский А.В., Старосельтцев В.С. Дизъюнктивная тектоника и нефтегазоносность юга Сибирской платформы // Доклады серии Всероссийского съезда геологов и научно-

практической геологической конференции «Состояние и перспективы развития сырьевой базы углеводородов России». Санкт-Петербург: ВНИГРИ. 2000. С. 159-168.

96. Михайлова И.А., Бондаренко О.Б. Палеонтология. 2-е изд., перераб. И доп.: Учебник. М.: Изд-вл МГУ, 2006. – 592 с.

97. Мухаметзянов Р.Н., Соколов Е.П., Шлёнкин С.И. и др. Строение рифейских природных резервуаров Куюмбинского и Терско-Камовского участков Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления // Геология нефти и газа. 2003. № 4. С. 39-45.

98. Мухаметзянов Р.Н., Соколов Е.П., Зоценко Н.А., Рябченко В.Н. Перспективы разработки залежей углеводородов в карбонатных трещиноватых коллекторах Восточной Сибири (на примере Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2004. № 1. С. 46-53.

99. Краевский Б.Г., Якшин М.С. Проблемы стратиграфии верхнего докембрия Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2010. № 1. С. 58-62.

100. Постникова И.Е., Постникова О.В., Тихомирова Г.И., Фомичёва Л.Н. Карстовая модель природного резервуара Юрубчено-Тохомского месторождения // Геология нефти и газа. – 2001. № 3.

101. Постникова О.В. Эволюция рифей-венд-кембрийского осадочного бассейна юга Сибирской платформы и его нефтегазоносность // диссертация на соискание доктора геолого-минералогических наук. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2008.

102. Прошляков Б.К., Гальянова Т.И., Пименов Ю.Г. Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах. М.: Недра, 1987. – 200 с.

103. Прошляков Б.К., Кузнецов В.Г. Литология. М.: Недра, 1991. – 444 с.

104. Пустыльников А.М., Вотинцев А.Н., Краевский Б.Г. и др. Стратиграфия, литолого-петрофизические особенности и нефтегазоносность рифейских отложений Юрубчено-Тохомской зоны // Строение и нефтегазоносность карбонатных резервуаров Сибирской платформы. Новосибирск, СНИИГГиМС, 1991. С. 120-128.

105. Пустыльников А.М., Вакуленко Л.Г. Происхождение и формы выделения кремнезёма в рифейских отложениях Байкитской антеклизы (Сибирская платформа) в связи с проблемой формирования трещинно-каверновых коллекторов // Геология и геофизика, 1997, т. 38, № 12, С. 1962-1967.

106. Пустыльников А.М. Постседиментационные преобразования рифейских отложений юго-запада Сибирской платформы: Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири // Результаты работ по межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1994 г. Новосибирск, 1996. Ч.1. С.85-86.

107. Раабен М.Е. Строматолиты верхнего рифея (гимносолениды). М: Наука, 1969. 97 с.

108. Разяпов Р.К., Сорокин А.С., Вольпин С.Г. и др. Уточнение геологического строения Юрубчено-Тохомского месторождения по данным исследования скважин методом гидропрослушивания // Нефтяное хозяйство. 2013. № 8. С. 20-23.
109. Рац М.В., Чернышёв С.Н. Трещиноватость и свойства трещиноватых горных пород. М.: Недра, 1970.
110. Ромм Е.С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. М.: Недра, 1966.
111. Семихатов М.Л. Рифей и нижний кембрий Енисейского кряжа. - М.: Изд-во АН СССР, 1962. - 242 с.
112. Серебряков С.Н. Условия образования строматолитов в рифее: Палеонтология докембрия и раннего кембрия // Тр. Всесоюз. симпоз. Д.: Наука, 1979. С53-57.
113. Скобелева Н.М. Литология и коллекторские свойства рифейских и венд-кембрийских отложений юга Сибирской платформы. Диссертация на соискание учёной степени кандидата геолого-минералогических наук. М.: РГУНГ. 2005. 137 с.
114. 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.
115. Славкин В.С., Зиньковский В.Е., Соколова Н.Е., Давыдова Е.А. Геологическая модель рифейского резервуара Куюмбинского месторождения // Геология нефти и газа. 1999. № 11-12. С. 13-21.
116. Смехов Е.М. Теоретические и методические основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа. Л.: Недра, 1974. 200 с.
117. Смехов Е.М., Белоновская Л.Г., Булач М.Х., Гмид Л.П. Закономерности размещения карбонатных трещинных коллекторов нефти и газа. Л.: Недра. 1977.
118. Смехов Е.М., Дорофеева Т.В. Вторичная пористость горных пород – коллекторов нефти и газа. Л. Недра, 1987. 96 с.
119. Советов Ю.К., Комлев Д.А. Тиллиты в основании оселковой серии Присяянья и нижняя граница венда на юго-западе Сибирской платформы // Стратиграфия. Геологическая корреляция. 2005. Т. 13. № 4. С. 3-34.
120. Соколов Б.А., Мазор Ю.Р. Нефтегазоносность бассейнов древних платформ и трапповый магматизм // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. 1980. № 6. С. 53-59.
121. Соколов Б.С. Рифей и венд в геохронологической перспективе поисков докембрийских углеводородов// Геология и геофизика. 1999, т.40, № 10, С. 1389-1396.
122. Соколов Б.С. Докембрийская биосфера в свете палеонтологических данных // Вестник АН СССР. 1972. №8. С. 48-54.
123. Соколов Д.С. Основные условия развития карста. М.: Госгеолтехиздат. 1962. – 322 с.

124. Степаненко Г.Ф. Модель рифейского коллектора Юрубчено-Тохомского месторождения: Геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения нефтяных и газовых месторождений нижнего Приангарья // Докл. Всерос. конф. Красноярск, 1997. С.141-145.
125. Страхов П.Н. К вопросу о влиянии процессов перекристаллизации на каверново-поровое пространство известняков // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1993. №9. С. 11-14.
126. Сурков В.С., Гришин М.П., Краевский Б.Г., Ларичев А.И. Строение и перспективы нефтегазоносности рифейских отложений Байкитской антиклизы и катангской седловины // Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1992-1993 годы. Новосибирск, 1995. 4.1. С.55-60.
127. Сурков В.С., Коробейников В.П., Крылов С.В. и др. Геодинамические и седиментационные условия формирования рифейских нефтегазоносных комплексов на западной окраине Сибирского палеоконтинента // Геология и геофизика. 1996. Т. 37, № 8. С. 154-165.
128. Тимошина И.Д. Геохимия органического вещества нефтепроизводящих пород и нефтей верхнего докембрия юга Восточной Сибири. Новосибирск.: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО». 2005. – 166 с.
129. Трофимук А.А. Нефтегазоносность Сибирской платформы // Геология и геофизика. 1960. №7. С.3-12.
130. Трофимук А.А. Куюмбо-Юрубчено-Тайгинское газонефтяное месторождение – супергигант Красноярского края. Основы технико-экономического обоснования разработки. – Новосибирск, 1992. - 60 с.
131. Трофимук А.А., Молчанов В.И., Параев В.В. Модель формирования нефтегазоносных карбонатов (на примере Куюмбо-Юрубчено-Тайгинского супергиганта) // Докл.АН. 1999. Т. 364. №3. С. 366-368.
132. Тхостов Б.А., Везирова А.Д, Вендельштейн Б.Ю., Добрынин В.М. Нефть в трещинных коллекторах. М.: Недра. 1970.
133. Уилсон Дж.Л. Карбонатные фации в геологической истории. Пер. с англ., М.: Недра. 1980. – 463 с.
134. Умперович Н.В., Губина Н.К. Тектоника Юрубчено-Тохомской зоны и ее влияние на формирование скоплений углеводородов (Сибирская платформа) // Геология и геофизика. 1995. Т.36. №11. С.87-94.
135. Филиппов Ю.А., Старосельцев В.С. Рифейские прогибы – основные источники нефти и газа в западной части Сибирской платформы // Геология нефти и газа. 2009. № 6. С. 40-56.

136. Филиппов Ю.А., Старосельцев В.С. Рифейские прогибы западной части Сибирской платформы – очаги интенсивного образования нефти и газа на позднепалеозойском и мезозойском этапах его развития // Перспективы на нефть зоны и объекты Сибирской платформы. Новосибирск: СНИИГГиМС. 2009. – С. 8-18.
137. Фукс Б.А., Иванов Я.А., Фукс А.Б., Битнер А.К., Конторович А.А. Результаты гидродинамических исследований карбонатных нефтяных пластов Юрубчено-Тохомского месторождения // Геология и геофизика. 1997. т. 38, №7.
138. Хабаров Е.М. Палеотектонические обстановки образования докембрийских рифогенных формаций // Геология и геофизика, 1990. №8. С.27-35.
139. Хабаров Е.М. Формации и эволюция рифейской седиментации восточных зон Енисейского кряжа // Геология и геофизика. 1994. Т. 40. № 8. С. 44-54.
140. Хабаров Е.М. Строение и обстановки формирования некоторых окраинно-кратонных рифогенных формаций докембрия // Геология и геофизика. 1987. №8. С. 27-35.
141. Харахинов В.В., Нестеров В.Н., Соколов Б.П. и др. Новые данные о геологическом строении Куюмбинского месторождения Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления // Геология нефти и газа. 2000. № 5. С. 12-20.
142. Харахинов В.В., Шленкин С.И., Зеренинов В.А., Рябченко В.Н., Зощенко Н.А. Нефтегазоносность докембрийских толщ Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. -Т.6. - №1. С. 1-31.
143. Харахинов В.В., Шленкин С.И. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири. – М.: Научный мир, 2011. – 420 с.
144. Хворова И.В. Особенности изучения карбонатных пород // Методы изучения карбонатных пород. М.: Госгеолтехиздат, 1957. Т.П. С.284-300.
145. Хлебников А.Я. Возраст рифейско-вендских формаций юго-западной окраины Сибирской платформы и скорость их накопления // Материалы по стратиграфии и палеонтологии Сибири. Труды СНИИГГиМС. 1974. Вып. 192. С. 34-38.
146. Чернова Л.С. Литогенетическая модель нетрадиционных карбонатных коллекторов рифея Юрубчено-Тохомской (Восточная Сибирь) // Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов. Проблемы их освоения: Материалы научной конференции. Казань, 2005. С. 327-330.
147. Чернышев С.Н. Движение воды по сетям трещин. М.: Недра. 1978.
148. Шахановский И.М., Копылова О.Ю. Формирование месторождений нефти и газа, связанных с зонами перерывов в осадконакоплении // Геология нефти и газа. 199. № 5-6. С. 22-27.

149. Шенфильд В.Ю. Проблемы расчленения и корреляции докембрийских отложений внутренних райнов западной части Сибирской платформы // Поздний докембрий и ранний палеозой Сибири. Нов-к: ИГиГ СО АН СССР, 1983. С.50-62.
150. Шершуков И.В. Новый методический подход к оценке теоретической проницаемости по порометрической кривой // Геология нефти и газа. – 1995. № 7. С. 26-32.
151. Шехтман Г.А., Кузнецов В.М., Ефимов А.С., Кащук Е.П., Бандов В.П., Косолапов А.Ф., Сафиуллин Г.Г. Прогноз микро- и макроструктуры околоскважинного пространства в условиях Юрубчено-Тохомской зоны на основе комплексирования ВСП и пластовой наклонометрии // Технологии сейсморазведки. – 2004. № 1. С. 14-18.
152. Шостак А.В., Маргулис Е.А., Фёдоров В.В. Микротрещиноватость рифейских отложений // Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России: сборник материалов научно-практической конференции. Спб.: ВНИГРИ. 2010. С. 114-119.
153. Япаскурт О.В. Литология. М.: Издательский центр «Академия», 2008. – 336 с.
154. Hobert L.A., Wetzel A. On the relationship between silicia and carbonate diagenesis in deep-sea sediments // Geol. Rdsch. 1989. V. 78. № 3. P. 765-778.
155. Laschet Ch. On the Origin of Cherts// Facies. - 1984. - V. 10. - P. 257-290.
156. Logan B.W., Rezak R., Ginsburg R.N. Classification and environmental significans of algal stromatolites // J. Geol. 1964. Vol. 72. № 1. P. 68-83.
157. Preiss W.V. The systematics of the South Australia Precembrian and Cambrian stromatolites, Part 1 // Trans. Roy. Soc. S. Austral. 1972. Vol. 96. P. 2.
158. Raaben M.E., Shina A.K. Classifications of stromatolites // Him. Geol. 1989. Vol. 13. P. 215-227.
159. Walter M.W. Stromatolites // Developments of sedimentology. Amsterdam^ Elsevery, 1976. № 20. 790 p.
160. Ginsburg R.N., Rezak R., Wray J.L. Geology of calcareous algale (notes for a short course). Sedimenta I. 61 pp. Comparative Sedimentology Lab., University of Miami, 1971.

### **Фондовая литература**

161. Багринцева К.И., Сауткин Р.С. и др. Исследование структуры пустотного пространства образцов керна скважин Юрубчено-Тохомского месторождения. Москва. ВНИГНИ – 122 с , 2012 а.
162. Багринцева К.И., Сауткин Р.С. и др. Выполнение работ по изучению морфологии пустотного пространства и количественное определение эффективного пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов рифея насыщением люминофором. Москва. ВНИГНИ - в 2-х книгах, 2012 б.

163. Багринцева К.И., Сауткин Р.С., Шершуков Г.И., Немова В.Д. и др. Выполнение работ по структурно-вещественному анализу и количественному определению эффективного пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов рифея. Москва. ВНИГНИ – 325 с. 2013.
164. Багринцева К.И., Сауткин Р.С., Агафонова Г.В., Коробова Н.И. и др. Выполнение работ по «Авторский надзор за выполнением работ по капиллярной дефектоскопии пород по методике К.И. Багринцевой в 2015г. Составление эталонного атласа типов и свойств коллекторов рифейских отложений ЮТМ» Москва. ВНИГНИ – 170 с. 2015.
165. Контрович А.А., Красильникова Н.Б., Дегтярёв Б.П., Касаткин В.Е. и др. Подсчёт запасов нефти, газа и конденсата Юрубчено-Тохомского месторождения. Красноярск. ВСНК – 540 с. 1995.
166. Постникова О.В, Пименов Ю.Г. и др. Выполнение работ по разработке структурно-вещественной модели кремнисто-карбонатных пород-коллекторов на примере верхнерифейского природного резервуара ЮТМ. Москва, РГУНГ – 297 с, 2013.