

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
имени М.В. ЛОМОНОСОВА
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

На правах рукописи



Чупахина Виталия Валерьевна

**Прогноз распространения пород-коллекторов в
отложениях верхнедевонского доманикоидного
комплекса Муханово-Ероховского прогиба Волго-
Уральского НГБ**

Специальность: 1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:

доктор геолого-минералогических наук,

Ступакова Антонина Васильевна

Москва – 2023

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
Глава 1. Физико-географический очерк и история геологического изучения	9
1.1. Физико-географический очерк.....	9
1.2. История геологической изученности района исследования.....	10
1.3. Анализ изученности доманикоидной высокоуглеродистой формации	12
Глава 2. Геологическое строение и нефтегазоносность доманикоидных отложений Муханово-Ероховского прогиба	18
2.1. Стратиграфия	18
2.2. Тектоническое строение региона исследований	29
2.3. История развития.....	33
2.4. Нефтегазоносность	40
Глава 3 Литологическая типизация и постседиментационные преобразования ...	44
3.1. Литологический состав пород.....	44
3.2. Постседимнтационные преобразования пород.....	64
Глава 4. Природные резервуары доманикоидного типа. Структура пустотного пространства и коллекторские свойства пород.....	82
4.1. Структура пустотного пространства пород доманикоидного типа....	82
4.2. Коллекторские свойства пород	92
Глава 5. Прогноз распространения пород-коллекторов в отложениях доманикоидной высокоуглеродистой формации.	99
Заключение.....	108
Список литературы.....	110

Введение

Работа посвящена изучению состава и строения пород-коллекторов верхнедевонских высокоуглеродистых доманикоидных отложений и прогнозу их распространения в районе Среднего Поволжья Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. В связи с расширением поисково-разведочных работ на нефть и газ в нетрадиционных коллекторах обоснование возможностей развития пустотного пространства, способного вмещать и отдавать углеводороды в породах доманикоидного типа, требует специального изучения. До сих пор эти отложения рассматривались лишь как нефтегазоматеринские, отдающие углеводороды в выше и нижезалегающие природные резервуары.

Актуальность исследований. В настоящее время актуальным становится оценка возможности самих доманикоидных отложений вмещать углеводороды, которые они производят. Нефтегазоносность отложений доманикоидного типа уже доказана открытием залежей в Самарской и Оренбургской областях (ПАО «НК «Роснефть», ООО «Директ Нефть»). Нефтепроявления из отложений доманикоидного типа отмечаются практически на всей территории Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов. Однако из-за сложного и неоднородного строения пород, неравномерного насыщения их органическим веществом (ОВ) и низких значений пористости схема оценки фильтрационно-емкостных свойств находится на низкой стадии разработки. Прогноз развития зон коллекторов и понимание зависимости их емкостно-фильтрационных характеристик от особенностей строения и условий образования необходимы для обоснования оценки ресурсов и запасов углеводородов в нетрадиционных коллекторах доманикоидного типа.

Район исследований относится к южной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ), который является одним из старейших нефтедобывающих регионов России с хорошо развитой инфраструктурой. Крупнейшие месторождения (Ромашкинское, Новоелховское, Туймазинское и др.) были открыты еще в середине прошлого века, а их разработка ведется уже более 60 лет. Вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) из высокоуглеродистой формации (ВУФ) доманикоидного типа поможет повысить эффективность восполнения ресурсной базы этого региона.

Объект и предмет исследования.

Объектом исследования являются природные резервуары доманикоидного верхнедевонского комплекса южной части Волго-Уральского НГБ в пределах Муханово-Ероховского прогиба. Предметом исследования является литологический состав и структура емкостного пространства пород доманикоидной формации, которые зависят от обстановок осадконакопления пород и их постседиментационных преобразований. Анализ взаимоотношения типов пород в зависимости от условий их осадконакопления лег в основу построения седиментационно-емкостных моделей и оценки качества коллекторских свойств природных резервуаров доманикоидной высокоуглеродистой формации.

Целью данной работы является прогноз распространения пород-коллекторов для оценки перспектив нефтегазоносности отложений доманикоидного комплекса Муханово-Ероховского прогиба.

Задачи:

1. Изучение литологического состава верхнедевонских пород высокоуглеродистой формации, выделение литотипов и парагенетических ассоциаций пород и постседиментационных процессов.
2. Определение структуры пустотного пространства и параметров коллекторских свойств различных парагенетических ассоциаций пород.
3. Прогноз распространения пород-коллекторов в разрезе доманикоидного комплекса Муханово-Ероховского прогиба.

Фактический материал и личный вклад.

В основу работы положены материалы исследований 7 скважин с данными керна, а также более 80 скважин с данными ГИС по Самарской и Оренбургской областям (Рисунок 1). База данных исследования включает более 400 метров керна материала, достаточного для построения композитного литолого-стратиграфического разреза среднефранско-фаменских отложений. Литологическая типизация пород была проведена автором на основании самостоятельного описания керна и анализа более 350 петрографических шлифов. Автором был выполнен комплексный анализ результатов лабораторных

исследований ФЕС, РФА и РЭМ, которые легли в основу определения структуры емкостного пространства пород и их коллекторских свойств. Кроме того, автором были построены схемы корреляций скважин по данным ГИС для выделения интервалов разреза, обладающих относительно высокими коллекторскими свойствами, и дан прогноз их распространения по площади.



Рисунок 1. Карта фактического материала.

Методы исследования.

Изучение литологического состава и строения пород высокоуглеродистого доманикоидного комплекса позднедевонского возраста позволило выделить литологические типы пород и описать характерные для них вторичные изменения структуры пустотного пространства. Разные соотношения литологических типов, соответствующих определенным условиям осадконакопления, объединены в пачки, представляющие собой парагенетические ассоциации пород. На основании исследований керна определены основные структурные характеристики емкостного пространства пачек пород, а также проведена оценка параметров их коллекторских свойств. Выделены потенциально перспективные интервалы развития нетрадиционных относительно емких и высокочемких коллекторов, нефтегазоносность которых подтверждена результатами испытания скважин на исследуемой территории.

Научная новизна.

Для сложнопостроенных доманикоидных отложений Муханово-Ероховского прогиба с высоким содержанием органического вещества определены парагенетические ассоциации пород, которые обладают пустотным пространством, достаточным для формирования пород-коллекторов. Определена структура их пустотного пространства и установлено, что наилучшими коллекторскими свойствами обладают керогеново-карбонатно-кремнистые породы, обогащенные скелетными остатками радиолярий и пирокластическим материалом. Поровое пространство в таких породах располагается внутри незалеченных камер радиолярий, а емкость породы увеличивают микрокаверны, сформированные за счет кристаллизации исходного кремнистого вещества. Впервые спрогнозирована доля пород-коллекторов в разрезе доманикоидных отложений различных палеогеографических зон Муханово-Ероховского прогиба.

Защищаемые положения.

1. Изменение типов пород доманикоидных отложений от преимущественно керогеновых, накапливавшихся в условиях относительно глубоководных внутришельфовых впадин, до карбонатных пород мелководно-морского генезиса приводит к смене их структуры емкостного пространства. В породах относительно глубоководной впадины формируется трещинно-микрокаверно-поровый тип емкостного пространства. Для пород, накапливавшихся в условиях мелководно-морского шельфа, емкостное пространство представлено каверново-поровым, поровым и трещинно-поровым типами.

2. Относительно высокими коллекторскими свойствами обладают породы, накапливавшиеся в условиях относительно глубоководных внутришельфовых впадин, где широко развиты керогеново-карбонатно-кремнистые породы, а кремневое вещество представлено скелетными остатками радиолярий и пирокластическим материалом. Смена парагенетических ассоциаций пород, с относительно глубоководных на относительно мелководные, приводит к уменьшению коллекторских свойств пород.

3. Зона максимального развития относительно высокеемких пород-коллекторов в разрезе доманикоидного комплекса связана с верхнефранскими отложениями центральной части Муханово-Ероховского прогиба. По мере

перехода из палеогеографической зоны впадины к зонам склона и ее бортам доля относительно высокочемких коллекторов уменьшается и увеличивается доля низкочемких и весьма низкочемких коллекторов.

Теоретическая и практическая значимость.

Результаты исследования могут быть использованы при проведении поисково-разведочных работ в отложениях доманикоидной высокоуглеродистой формации для прогноза фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) нетрадиционного коллектора, обладающего пустотным пространством, благоприятным для вмещения углеводородов.

Степень достоверности результатов.

Все представленные в работе результаты получены с помощью современного программного обеспечения, лабораторного и скважинного оборудования. Теория построена на известных, проверяемых фактах, согласуется с опубликованными в литературе данными других исследований. Полученные соискателем результаты не противоречат данным, представленным в независимых источниках по данной тематике. В работе использованы современные методики сбора и обработки исходной информации с использованием пакетов прикладных компьютерных программ.

Апробация работы.

Основные результаты исследований докладывались на российских и международных совещаниях и конференциях с 2015 по 2022 годы, среди них X Межрегиональная научно-техническая конференция молодых специалистов ОАО "НК "Роснефть" (г. Москва, 2015), V Международная конференция молодых ученых и специалистов памяти академика А.П. Карпинского (г. Санкт-Петербург, 2017), Конференция научно-исследовательских проектов в рамках разработки концепции научно-технологической долины МГУ "ВОРОБЬЕВЫ ГОРЫ" (г. Москва, 2017), European Geosciences Union General Assembly (Vienna, 2017), Международная научно-практическая конференция "Новые идеи в геологии нефти и газа - 2017" (г. Москва, 2017), The 2ND INTERNATIONAL YOUTH SCIENTIFIC AND PRACTICAL CONFERENCE "INNOVATIONS IN GEOLOGY, GEOPHYSICS AND GEOGRAPHY-2017" (г. Севастополь, 2017), III Всероссийский молодежный научный форум «Наука будущего – наука молодых» (г. Нижний Новгород, 2017),

XII Всероссийская конференция молодых ученых, специалистов и студентов "Новые технологии в газовой промышленности" (г. Москва, 2017), Новые идеи в геологии нефти и газа-2019 (г. Москва, 2019), IV Международная молодежная конференция TATARSTAN UpExPro (г. Казань, 2020) Всероссийское литологическое совещание ГИН РАН (г. Москва, 2021), Международная конференция "Рассохинские чтения" (г. Ухта, 2022), Ломоносовские чтения (г. Москва, 2022)

Основные результаты автора по теме диссертации изложены в 7 публикациях на русском языке, которые изданы в рецензируемых научных изданиях, индексируемых в базах данных Web of Science, Scopus, RSCI, и в изданиях из перечня, рекомендованных Минобрнауки РФ.

Благодарности. Диссертационная работа подготовлена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова. Глубокую признательность автор выражает своему научному руководителю профессору, Ступаковой Антонине Васильевне за постоянное внимание, поддержку и содействие в подготовке данной работы.

Автор выражает особую благодарность Коробовой Н.И, Завьяловой А.П. и Калмыкову Г.А. за помощь и консультации при подготовке работы, а также всем сотрудникам, аспирантам и выпускникам за помощь в написании работы: Сауткину Р.С., Сусловой А.А., Мордасовой А.В., Шелкову Е.С., Желановой О.В, Гиляеву Р.М.

Искреннюю признательность автор выражает сотрудникам кафедры, Жемчуговой В.А., Конюхову А.И., Карнюшиной Е.Е., Прониной Н.В., Митронову Д.В., Ахманову Г.Г., Фролову С.В., Хамидуллину Р.А., Калмыкову А.Г., Соболевой Е.В., Фадеевой Н.П., Полудеткиной Е.Н., Бакай Е.А., Макаровой Е.Ю.

Отдельную благодарность автор выражает членам своей семьи за неоценимую поддержку в процессе написания диссертационной работы.

Глава 1. Физико-географический очерк и история геологического изучения

1.1. Физико-географический очерк

Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн (НГБ) распространен на восточной окраине Русской плиты и ограничен с востока Уральской складчатой системой. Бассейн расположен в пределах Саратовской, Пермской, Кировской, Свердловской, Ульяновской, Куйбышевской, Оренбургской, Волгоградской областей России; в него входят земли республик Татарстан, Башкортостан, Удмуртия (Рисунок 2). Район исследований, к которому относится Муханово-Ероховский палеопрогиб, расположен в южной части бассейна и его площадь составляет 37.2 тыс. км². В административном отношении он находится в пределах Приволжского федерального округа, а именно, приурочен к Самарской и Оренбургской областям.

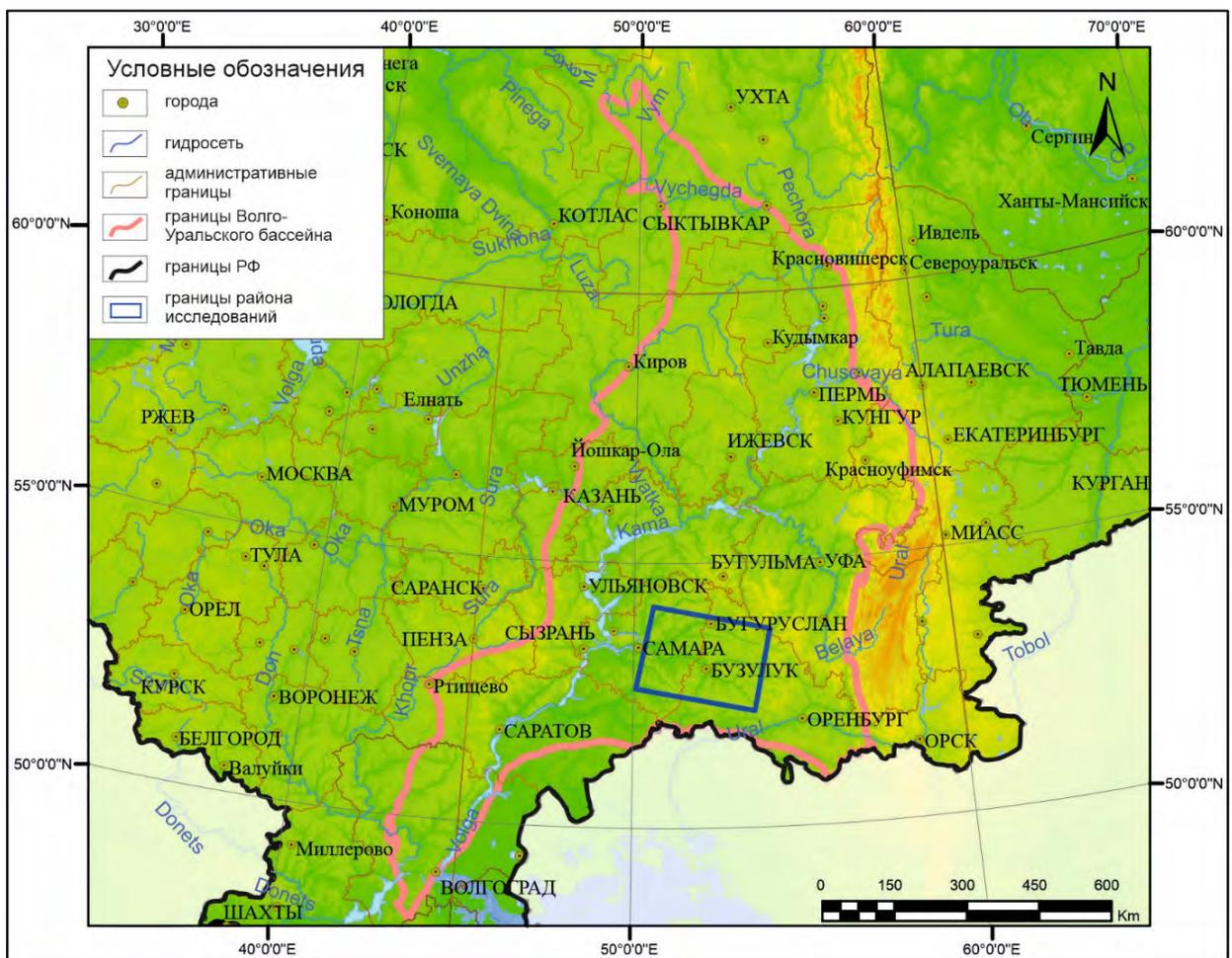


Рисунок 2. Физико-географическая карта с границами Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна и районом исследований.

Климат в пределах исследуемой территории умеренно-континентальный и континентальный, характеризуется большой амплитудой колебаний средних температур воздуха. Средняя годовая температура составляет 6.2 °С, при относительной влажности воздуха около 71%. Продолжительность теплого периода, с устойчивой температурой выше 0 °С колеблется по территории в пределах 187-209 дней, холодного – 156-167 дней. Осадки, за исключением Оренбуржья, имеют достаточно равномерное распределение и достигают 400-560 мм в год.

В геоморфологическом отношении описываемая территория представляет собой слабохолмистую лесостепь, в которой формируются серые лесные почвы, а также оподзоленные и типичные чернозёмы. Леса занимают около 12% территории и относятся к смешанному типу, в котором преобладают дубы, клёны и берёзы.

Животный мир характеризуется разнообразием, при этом наблюдается соседство европейской и азиатской фауны. К лесным животным относятся лось, косуля сибирская, тетерев, глухарь, белка обыкновенная, заяц-беляк, куница лесная; к степным – корсак, дрофа, сурок степной, заяц-русак, и др.

Район работ значительно характеризуется наличием большого количества населенных пунктов, насыщен трассами коммуникаций. Природные ресурсы представлены различными полезными ископаемыми (углеводородные ресурсы, строительное сырьё, гидроресурсы). Топливо-энергетический комплекс является базовой отраслью промышленности. В состав комплекса входит: нефтедобыча, добыча попутного газа, электроэнергетика» (Сунгатуллин Р.Х. и др., 2007).

1.2. История геологической изученности района исследования

Волго-Уральский НГБ является одним из самых разведанных бассейнов на Европейской территории России. История его освоения насчитывает порядка 90 лет, в течение которых были открыты почти все крупные месторождения нефти и газа (Ромашкинское, Оренбургское, Зайкинское и другие).

Признаки нефтеносности на дневной поверхности (пермские породы) в Волго-Уральском НГБ были известны более двухсот лет назад. Первая нефть была открыта в 1929 году в районе с. Верхнечусовские городки в Пермской области (из артинских рифогенных известняков). Первое крупное месторождение –

Ишимбайское – выявлено в 1932 г. (в артинско-сакмарских известняках). Высокопродуктивный девон обнаружен впервые в июле 1944 году в Самарской области (Абдулмазитов Р.Д., 1996). В истории поиска и разведки нефти и газа Поволжья можно выделить четыре этапа.

Первый этап (1703-1929 гг.) характеризуется изучением поверхностных проявлений нефтегазоносности и опытом добычи нефти из естественных обнажений, сложенных битуминозными толщами. Также, в этот период предпринимались попытки найти промышленную нефть в отложениях перми. Исследователями А.Р. Гернгросом-2-го (1836) и Г.Д. Романовским (1864) были сделаны выводы о вторичности происхождения поверхностных битумов и возможной связи битуминозности пермских отложений с нефтегазоносностью глубоководных каменноугольных и девонских отложений (Хисамов Р.С. и др., 2006).

Второй этап (1930-1943 гг.) связан и разработанными новыми методиками геологоразведочных работ (ГРП), открытиями промышленных скоплений нефти и газа в каменноугольных отложениях, а также поисками нефти и газа в пермских отложениях. Основными целевыми объектами на бурения стали пласты глубокого залегания девонской толщи. Впервые начали проводить по методу структурной съемки, разработанному К.Р. Чепиковым в 30-х годах XX столетия. По результатам структурно-картировочного бурения выбирались места заложения глубоких поисковых или разведочных скважин.

Третий этап (1944-1971 гг.) связан с наибольшими успешными поисково-разведочными работами, в результате которых были получены притоки из франских песчаников в Самарской области и республики Башкортостан. После успехов открытия месторождений девонской нефти терригенный комплекс девона становится основным объектом поисков и разведки нефти. В этот период была разработана методика поисково-разведочных работ, которая включала структурно-картировочное и поисковое бурение одиночных скважин глубокого залегания со вскрытием пород фундамента, и разведочное бурение на обнаруженные нефтеносные горизонты. За счет увеличения разведочного и поискового бурения в послевоенное время были открыты наиболее крупные и значительные по размерам и запасам нефти месторождения, в числе которых

Жигулевское (1950 г.), Мухановское (1952 г.), Ново-Елховское (1954 г.), Бондюжское (1955 г.), Первомайское (1956 г.), Елабужское и др. Промышленная нефтегазоносность карбонатного комплекса девонско-каменноугольного возраста на территории Самарской и Оренбургской областей установлены в 60-х годах на Твердиловской и Долматовской площадях, где залежи распространены в карбонатах турнейского и франского ярусов соответственно. Дебиты нефти на Твердиловском месторождении достигали 100 т/сут. Наибольшее значение уделяется геофизическим методам исследований. Методика электроразведки и гравимагниторазведки позволили определить основные тектонические черты строения. В результате увеличения объемов геофизических исследований практически вся территория Самарской области была покрыта съемками разного масштаба.

Четвертый этап начался с 1972 года и продолжается в настоящее время. Он связан с наиболее обширным применением геофизических исследований газогеохимических методов (ГГХМ). Возросла эффективность сейсморазведочных работ, а сочетание структурного бурения и сейсморазведки повысило качество и эффективность ГРП. (Афанасьева М.А., 2011). Активно применяется 3D и 4D моделирование. Современное состояние изученности исследуемой территории оценивается как высокая – плотность бурения составляет 50-100 скв/тыс. км², а плотность сейсмической изученности МОГТ 2D для Самарской и Оренбургской областей составляет 2.4 и 2.3 пог.км/км² соответственно (Фортулатова Н.К. и др., 2016).

1.3. Анализ изученности доманикоидной высокоуглеродистой формации

Исучаемые в данной работе доманикоидная высокоуглеродистая формация (ВУФ) распространена на значительной территории Тимано-Печорского и Волго-Уральского нефтегазоносных бассейнов и развита в составе верхнедевонского турнейского осадочного комплекса (Рисунок 3).

В пределах Волго-Уральского бассейна отложения доманикоидного типа развиты в Пермской, Самарской и Оренбургской областях, Удмуртии, на территориях Республик Татарстан и Башкортостан. Естественные выходы изучаемых отложений длинной цепочкой протягиваются на протяжении всего

горно-складчатого сооружения Урала – от Северного, через Средний (р. Чусовая) и Южный Урал (от хр. Каратау до р. Белая) (Завьялова А.П, Чупахина В.В., 2018).

Первые упоминания термина «доманик» в геологической литературе появляется в 1845 году в отчете о результатах их геологической экспедиции в Россию Р.Мурчисона, Э. Вернейля (Murchison R.J. et.al. 1845). Стратотипический разрез доманикового горизонта Ухтинского района (устье р. Доманик-Ель) (D_{3fr2}) впервые охарактеризован в середине XIX в. А.А. Кайзерлингом. В последствие изучением доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна занимались многие исследователи, среди которых И.М. Губкин, К.П. Калицкий, А.А., Н.М. Страхов (1936), Д.В. Наливкин (1953), В.А. Калюжный, К.П. Иванова (1959), А.И. Першина (1962-1976), Н.Г. Жузе (1964), С.В. Максимова (1970), Т.А. Кирюхина (1987), В.А. Жемчугова (1998-2014), Н.В. Беляева (1998, 1999), О.М. Прищепа (2004,2014), О.В. Артющкова и др. (2011), З.П. Юрьева (2015, 2020) и др.

На территории Волго-Уральского бассейна изучением данного комплекса представлены в работах Г.И. Теодоровича (1935), И.А. Антропова, Г.П. Батановой (1960), Т.Т. Середы (1977), Н.М. Страхова (1939, 1955), Д.В. Наливкина (1953, 1957), В.А. Завьялова (1966), С.В. Максимовой (1970), М.М. Алиева, Г.П. Батановой и др. (1978), М.Ф. Мирчинка (1975), О.М. Мкртчяна (1980-1981), И.К. Королюка и др. (1983-1987), Т.В. Белоконь и др. (1990), М.И. Зайдельсона и др. (1986-1990), С.Г. Неручева (1969,1986, 2006), В.М. Проворова (1982, 1986, 2006), Р.С. Хисамова и др. (2005-2010), Т.К. Баженовой, О.М. Прищепа (2013, 2014), Т.А. Кирюхиной (2013-2015), А.В. Ступаковой и др. (2013-2015), Н.К. Фортунатовой, М.В. Дахновой и др., (2016-2021), А.П. Вилесова (2017), Т.А. Шардановой (2017), Г.Ф. Ульмишека и др. (2017), А.А. Вашкевича и др. (2018, 2019, 2021), А.И. Варламова и др. (2017, 2020), Д. Е. Заграновской и др. (2021), А.Ю. Орловой и др. (2021), А.П. Завьяловой и др. (2021).

В связи с открытием нефти в Приуралье исследователи более детально стали изучать данный регион и непосредственно доманиковый горизонт. В своей работе А.Д. Архангельский (1929) указал на данные отложения как на вероятную нефтепроизводящую свиту Урала. С этого времени начинается всестороннее изучение (стратиграфическое, литологическое и геохимическое) доманикоидных отложений, целью которого являлось установление их роли в формировании

месторождений нефти и газа восточных окраин Восточно-Европейской платформы.

Основополагающими являются работы Н.М. Страхова и соавторов (1939, 1955, 1962), основанные на всестороннем изучении образцов из Волго-Уральской области, в которых он дает подробное литолого-петрофизическое и геохимическое описание «доманиковых фаций», рассматривает обстановки их формирования, а также приходит к выводу, что доманиковый горизонт был нефтепроизводящим, о чем говорят многочисленные асфальтеновые прожилки, и вводит понятие «битумовмещающая толща». Он делает предположение, что доманиковый горизонт вероятно некогда содержал легкие фракции, которые могли мигрировать.

Геохимические исследования доманиковых отложений в последствие изучаются достаточно детально. В работах Л.А. Гуляевой и др. (1961, 1975) была прослежена взаимосвязь между литологическими типами пород и степени битуминизации ОВ, а также сделан вывод о «запечатанности» УВ и отсутствии пористых коллекторов в разрезе доманиковых фаций. Однако более поздние работы Е.С. Ларской (1983), С.Г. Неручева и др. (1986) окончательно опровергнуть точку зрения о «запечатанных» битумах в доманикоидных отложениях. Также в своей работе С.Г. Неручев делает выводы, что основным исходным материалом ОВ служили простейшие планктонные водоросли и планктонные птереподы, которые обогащали осадочные толщи своими органическими оболочками. Также в своей работе он освещает вопрос литологического состава пород доманиковых фаций, а именно об источниках формирования кремнезема, который, по мнению автора, формируется под действием активных вулканических проявлений, происходивших в соседних областях, а также активного сноса с возвышенных частей Восточно-Европейской платформы.

Выделение различных типов разрезов в доманикоидных отложениях Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ) впервые было предложено О.М. Мкртчян (1964). Он выделил два принципиально разных типа разреза – депрессионный, накапливающийся в обстановках глубоководных впадин и сложенный глинисто-кремнисто-карбонатными отложениями, и сводовый, который приурочен к поднятиям, сложенный преимущественно известняками.

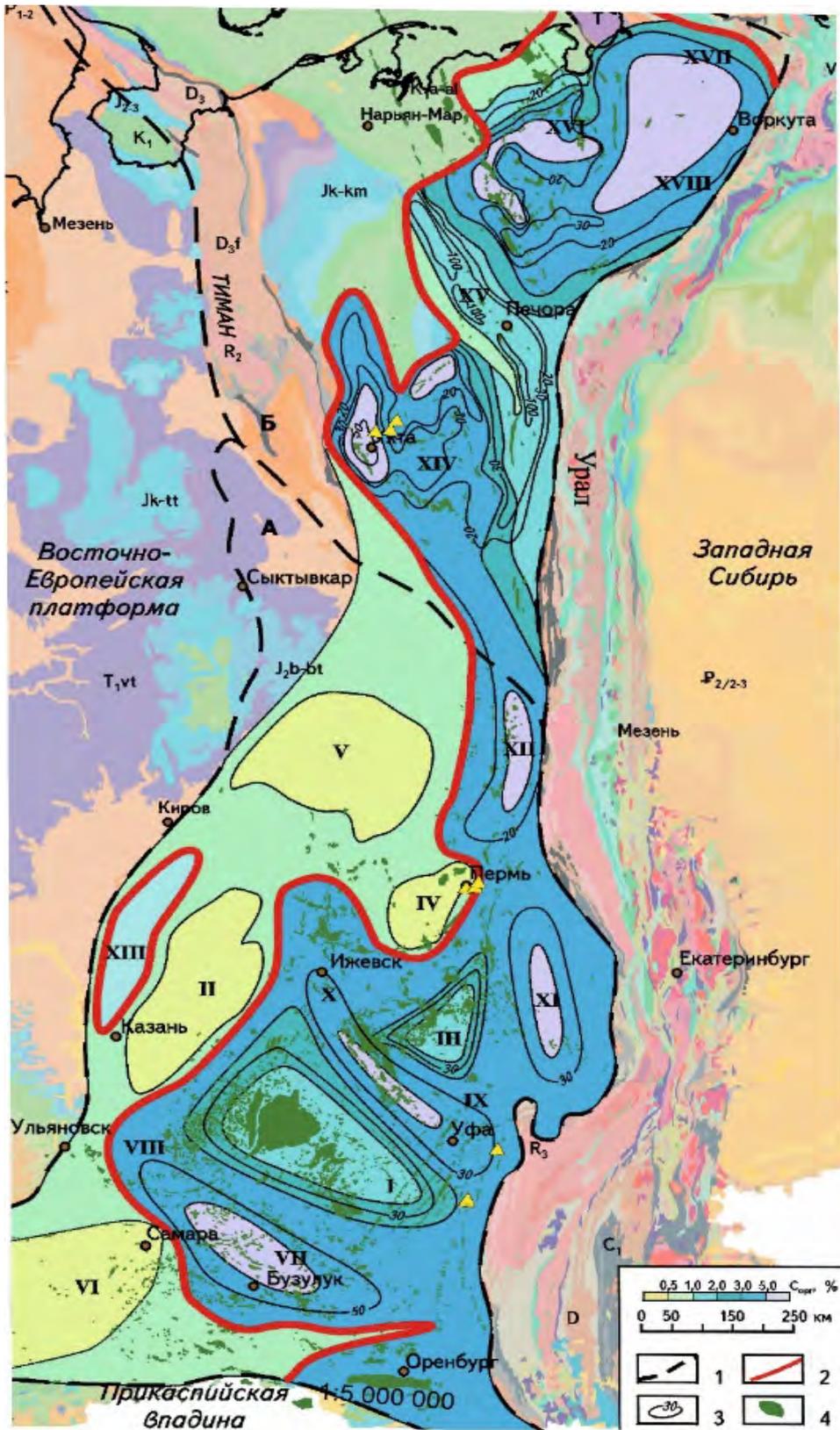


Рисунок 3. Область распространения доманиковых отложений в Тимано-Печорском и Волго-Уральском бассейнах (Кирюхина Т.А. и др., 2013).

1 — границы НГБ, 2 — распространение доманиковых отложений, 3 — линии равных мощностей, 4 — месторождения

Позже, более детальная типизация доманиковых отложений была предложена Н.В. Беляевой (1999). В основе ее работы лежит изучение разрезов Калининской впадины. Полученные результаты позволили выделить четыре принципиально разных структурно-генетических типа разреза: наиболее погруженный депрессионный, склоновый, а также внешней и внутренней зон мелководного шельфа. В работе С.В. Максимовой (1970) выявлена закономерность изменения вещественного состава осадков (преимущественно глинистых и кремнистых) от фациальных и экологических особенностей бассейна. В этой же работе были сделаны выводы об обстановках эпиконтинентального бассейна с нормальной соленостью.

Коллектив под руководством А.В. Ступаковой (2014-2017) исследователей кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ проводил обширные исследования пород доманиковой формации, в результате которых были выделены типы разрезов, характеризующие различные структурно-фациальные обстановки. Детальные литологические и стратиграфические исследования керн, а также сейсмостратиграфические исследования верхнедевонского комплекса отложений, позволили выделить в разрезе высокоуглеродистой доманикоидной формации три типа разреза: относительно глубоководные отложения с некомпенсированным осадконакоплением, отложения склонов и относительно мелководно морские отложения шельфовых равнин

Типизация углеродсодержащих пород приводится в работах разных авторов, в основе которых лежит тип и концентрация органического вещества. С.Г. Неручев (1965) относит к отложениям доманикового типа сапропелевые сланцы, в которых содержание Сорг превышает 20%, а также отложения с сапропелевым ОВ до 5 до 20%. Как нефтематеринские толщи Н.Б. Вассоевич (1968) вводит термин доманикиты, к которым относит битуминозные породы, в которых концентрация органического вещества варьирует 2.5 - 40%. Т.К. Баженовой (1998) предложено разделять по содержанию ОВ породы на собственно доманикиты (с Сорг 5 - 22 %) и доманикоиды (Сорг = 0,5 – 5 %) (Таблица 1).

Таблица 1. Сравнения различных классификаций углеродсодержащих пород по данным различных авторов (Шарданова Т.А., 2017).

$C_{орг}$ (вес. %)	Н.Б.Вассоевич, 1968	О.К.Баженова, 2004	Я.Э.Юдович, 1988	В.Н.Шванов, 1998
>25	Каустобиолиты	Собственно сапропелиты	Высокоуглеродистые ($C_{орг} >10\%$)	Идиолитические сапропелиты
10–25	Доманикиты, баженовиты	Доманикиты		Доманикиты
5–10		Доманикоиды	Углеродистые ($C_{орг} 3–10\%$)	Доманикоиды
2,5–5,0	Низкоуглеродистые ($C_{орг} 1–3\%$)			
1,0–2,5			Умеренно рассеянное	
0,5–1,0	ОВ	Субдоманикоиды		Субдоманикоиды
0,1–0,5	Сильно рассеянное органическое вещество			

Термин «высокоуглеродистая формация» был впервые сформулирован на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова и определяется как природная совокупность тонкослоистых горных пород со сходными условиями образования, благоприятными для накопления органического вещества и его преобразования в углеводороды с последующей возможной миграцией в пустотное пространство этих пород (Кирюхина Т.А. и др., 2013).

Современный этап изучения доманикоидных отложений связан рассмотрением их с точки зрения ТРИЗ. Сложное строение разрезов, а также необходимость применения высокотехнологичных методов разработки, требующих значительных капиталовложений, вынуждает более детально подходить к изучению структурно-морфологических и вещественных особенностей строения. Основная цель и направленность последних исследований связана с изучением коллекторских свойств доманикоидной высокоуглеродистой формации в различных частях Волго-Уральского региона и освещены в работах Г.Ф. Ульмишека и др., (2017), Т.А. Шардановой и др., (2017), Д.Е. Загарновской и др. (2021), А.С. Канева (2022), Е.Н. Соболевой (2022).

Глава 2. Геологическое строение и нефтегазоносность доманикоидных отложений Муханово-Ероховского прогиба

2.1. Стратиграфия

В формировании рассматриваемой территории участвуют архейские и нижнепротерозойские метаморфические и магматические образования кристаллического фундамента. Осадочный чехол включает рифейские и вендские отложения доплитного комплекса, развитые в глубоких депрессиях, и ортоплатформенный чехол, который начинается на территории ККСП (как и на основной части территории Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна) со среднего девона. Основной объем осадочного чехла занимают терригенные и карбонатные образования рифейско-вендского, девонского и каменноугольного возрастов, а также преимущественно карбонатные, сульфатные и галогенные образования пермского возраста (Шейн В.С., 2006). Как одному из основных источников углеводородов данного региона, в работе особое внимание уделяется терригенно-карбонатному среднефранско-турнейскому комплексу.

Стратиграфическая характеристика осадочного комплекса на территории Муханово-Ероховского прогиба охарактеризована данными глубокого бурения и сейсморазведочными работами. Данный раздел составлен по материалам: Стратиграфическая схема палеозоя Русской платформы, 1990 г.; Унифицированная субрегиональная стратиграфическая схема..., 2018 г., Объяснительная записка к геологической карте N-(38)39, 2000 г.; Постановления межведомственного стратиграфического комитета – МСК, 2008 г.

Архей – нижний протерозой (AR–PR₁)

Породы фундамента представлены магматическими образованиями, главным образом, амфиболитами и гнейсами различного состава архей – нижне-среднепротерозойского возраста. Кристаллические образования фундамента прорваны дайками и интрузиями. На фундаменте местами лежит кора выветривания магматических и метаморфических пород (Ляпустина И.Н. и др., 1997).

Верхний протерозой (PR₂)

Рифей-вендский комплекс (Rf - V)

Рифей-вендские отложения распространены фрагментарно и приурочены к пониженным участкам фундамента. Их мощность варьируется в широком диапазоне и может в пределах авлакогенов достигать 1500-2100 м.

На изучаемой территории рифейские отложения представлены боровской свитой (R_{1br}), сложенной, в основном, песчаниками с подчиненными прослоями различной мощности алевролитов и аргиллитов. В основании обычно залегают грубозернистые песчаники, гравелиты и конгломераты.

Палеозойская эратема (PZ)

Разновозрастные породы верхнего протерозоя с резким угловым несогласием перекрываются палеозойскими, чаще всего, раннедевонскими отложениями. Палеозой представлен девонской, каменноугольной и пермской системами.

Девонская система (D)

Отложения девона в пределах района работ развиты повсеместно. Полнота разреза, фациальный состав и мощность отложений находятся в соответствии с древним структурным планом (Рисунок 4). В девонской части разреза выделяются два мощных комплекса пород: преимущественно терригенный и терригенно-карбонатный. Первый объединяет отложения лохковского, пражского, эмского, эйфельского и живетского стратиграфических интервалов. Второй – франского и фаменского интервалов.

Нижний отдел (D1)

На большей части территории Муханово-Ероховского участка отложения нижнего девона отсутствуют и денудированная поверхность фундамента перекрывается породами среднего девона. *Эмский ярус (D1e)* представлен карбонатно-терригенными породами, подразделяется на *вязовский (D1vz)* и *койвенский (D1cv)* горизонты. Первый развит на территории Восточно-Оренбургского поднятия, и представлен серыми кварцевыми разномзернистыми песчаниками с прослоями гравелитов (внизу) и алевролитов (вверху). Мощность горизонта превышает 24 м. *Койвенский (D1cv)* горизонт представлен переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов, местами с отпечатками

углефицированных растительных остатков и вкраплениями пирита. Мощность изменяется от 6 до 30 м. В глинах определены споры койвенского комплекса: *Retusotriletes aculeatus* Tschibr., *Hymenozonotriletes impolitus* Tschibr. и др.

Средний отдел (D₂)

Отложения среднего девона распространены на всей изучаемой территории и представлены в составе двух ярусов – эйфельского и живетского.

Эйфельский ярус (D_{2ef}) подразделяется на 2 подъяруса. Нижний сложен отложениями *бийского горизонта (D_{2bs})*, который в Бузулукской впадине сложен известняками темно-серыми глинистыми, с прослоями карбонатных глин. Возраст подтвержден многочисленными определениями руководящих видов брахиопод *Zdimir baschkiricus* (Vern.), кораллов *Favosites gold-fussi* Orb., остракод *Coeloenellina testata* Pol. и др. Верхний подъярус выделяется в *афонинскую свиту (D_{2af})*, представленной в объеме нерасчлененных клинцовского-мосоловского (*D_{2kl-ms}*) и черныярского (*D_{2cr}*) горизонтов. Отложения афонинской свиты представлены чередованием глин, известняков и доломитов, общей мощностью до 136 м.

Живетский ярус (D_{2zv}) представлен образованиями зоны *Stringocephalus burtini* в объеме старооскольского надгоризонта, в котором выделяются воробьевский, ардатовский и муллинский горизонты, и пашийского горизонта. Мощность живетских отложений достигает в среднем составляет 150 м.

Воробьевский горизонт (D_{2vb}) представлен кварцевыми песчаниками, местами с гравием, вверху глинами и алевролитами с маломощными прослоями известняков, мергелей и доломитов. Его мощность варьирует от 10 до 42 м. Возраст устанавливается по характерному комплексу спор и многочисленным определениям брахиопод, в т.ч. *Chonetes voro-bjensis* Ljasch.

В основании разреза ардатовского горизонта (D_{2ar}) мощностью 20-80 м обычно залегает пласт проницаемых кварцевых песчаников и алевролитов, перекрываемый пачкой чередования глин и алевролитов, с прослоями карбонатных пород.

Отложения муллинского горизонта (D_{2ml}) представлены алевролитово-

песчаными, глинисто-алевролитовыми и глинистыми разностями.

Пашийский горизонт (D_{2ps}) сложен чередованием пачек проницаемых кварцевых песчаников и алевролитов с аргиллитами и глинами. В осевой зоне Бузулукской впадины отмечаются тонкие прослойки известняков. Мощность пашийского горизонта составляет 5-30 м.

Верхний отдел (D₃)

Верхнедевонские отложения в объеме франского и фаменского ярусов распространены на исследуемой территории повсеместно (Рисунок 4). Залегают они на образованиях среднего девона и перекрываются каменноугольными отложениями.

Франский ярус (D_{3f}) подразделяется на три подъяруса. Нижний подъярус включает тиманский (D_{3tm}) и саргаевский (D_{3sr}) горизонты, средний – доманиковый (D_{3dm}), верхний – речицкий (D_{3rc}), воронежский (D_{3vr}), евлановский (D_{3ev}) и ливенский (D_{3lv}) горизонты.

Тиманский горизонт распространен несколько шире пашийского. В его составе выделяются два пласта известняков, разделенные пачкой глин и алевролитов. Подчиненную роль играют песчаники. Мощность может достигать 300 м.

Саргаевский горизонт в пределах Муханово-Ероховского прогиба, как на обширной территории всего Волго-Уральского бассейна, представлен переслаиванием битуминозных известняков, мергелей и глинисто-известковистых сланцев. В Муханово-Ероховской СФЗ саргаевскому горизонту соответствует могутовская свита. Мощность отложений саргаевского горизонта изменяется от 10 до 50 м.

Доманиковый горизонт, являющийся возрастным аналогом семилукского, развит в Волго-Уральском регионе почти повсеместно, за исключением вершины Жигулевско-Пугачевского свода. Характерным для изучаемого региона является разрез, представленный высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми и кремнисто-карбонатными породами со сланцеватой текстурой и повышенным содержанием ОВ (> 5%). Однако встречаются также преимущественно карбонатные отложения, развитие которых приурочено к поднятиям и их склонам. Мощность доманикового горизонта составляет 20-50 м.

Нерасчлененные речицкий и воронежский горизонты в Муханово-Ероховской СФЗ объединяются в мендымскую свиту, которая представлена светло-серыми известняками органогенными, часто доломитизированными с маломощными прослоями мергелей. Мощность изменяется от 10 м до 50 м.

Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Горизонт	4. Ижевско-Бузулукская СФО										
					4.5. Жигулевско-Пугачевская СФЗ		4.6. Муханово-Ероховская СФЗ		4.7. Южно-Татарская СФЗ		4.8. Актаныш-Чишминская СФЗ				
					4.5.1. Внутренняя подзона		4.5.2. Внешняя подзона		4.7.1. Внутренняя подзона		4.7.2. Внешняя подзона		4.8. Актаныш-Чишминская СФЗ		
					Серия	Свиты	Серия	Свиты	Серия	Свиты	Серия	Свиты	Серия	Свиты	
Девонская	Верхний	Фаменский	Верхний	Зиганский	Урмарская	Туймазинская	Байтуганская	Алькеевская	Малочеремшанская	Урмарская	Туймазинская	Байтуганская	Алькеевская	Малочеремшанская	
				Хованский											
				Озерский											
				Плавский											
				Оптуховский											
		Франский	Средний	Лебедянский	?	Улеминская	Янчиковская	Алькеевская	Асканская	Урмарская	Турмышская	Улеминская	Янчиковская	Алькеевская	Асканская
				Елецкий											
				Задонский											
				Волгоградский											
				Ливенский											
Франский	Нижний	Евлановский	Турмышская	Улеминская	Алпаровская	Алькеевская	Мендымская	Урмарская	Турмышская	Улеминская	Алпаровская	Алькеевская	Мендымская		
		Воронежский	Трудолобовская	Улеминская	Трудолобовская	Алькеевская	Доманиковская	Урмарская	Трудолобовская	Улеминская	Трудолобовская	Алькеевская	Доманиковская		
		Речицкий	Альметьевская	Улеминская	Тлянчи-тамакская	Алькеевская	Доманиковская	Урмарская	Альметьевская	Улеминская	Тлянчи-тамакская	Алькеевская	Доманиковская		
		Доманиковский	Гусихинская	Улеминская	Саргаевская	Алькеевская	Могутовская	Урмарская	Гусихинская	Улеминская	Саргаевская	Алькеевская	Могутовская		
		Саргаевский	Приказанская	Улеминская	Приказанская	Алькеевская	Кузнечихинская	Урмарская	Приказанская	Улеминская	Приказанская	Алькеевская	Кузнечихинская		
Тиманский	Приказанская	Улеминская	Приказанская	Алькеевская	Кузнечихинская	Урмарская	Приказанская	Улеминская	Приказанская	Алькеевская	Кузнечихинская				

Рисунок 4. Схема сопоставления региональных и местных стратиграфических подразделений девонской системы Ижевско-Бузулукской СФО (Жигулевско-Пугачевская, Муханово-Ероховская, Южно-Татарская, Актаныш-Чишминская СФЗ) (Унифицированная субрегиональная..., 2018).

Нерасчлененные евлановский и ливенский горизонты в изучаемом районе фациально изменчивы, их состав напрямую связан с положением разреза относительно Камско-Кинельской системы прогиба (ККСП). В наиболее погруженных (депрессионных) зонах разрез представлен высокоуглеродистыми кремнисто-карбонатными породами, что соответствует депрессионному типу разреза доманикоидных отложений. На сводах отложения представлены органогенными известняками и доломитами, а для склонов характерно развитие карбонатных пород с прослоями мергелей и кремнисто-карбонатных и карбонатно-кремнистых разностей.

Фаменский ярус (D₃fm) верхнего девона подразделяется на три подъяруса. Нижний разделен на волгоградский, задонский и елецкий горизонты, средний – на

лебедянский, оптуховский и плавский горизонты, а верхний – на озерский, хованский и зиганский горизонты. На территории Муханово-Ероховской СФЗ отложения нарасчлененного фаменского яруса слагают малечеремшанскую свиту.

Разрез представлен также тремя основными типами, аналогично вышеописанным евлановскому и ливенскому. В зависимости от фациальной зональности, приуроченной к ККСП, литологический состав пород изменяется от чисто карбонатных разностей темной окраски, до битуминозных кремнисто-карбонатных, карбонатно-кремнистых и кремнистых пород. В разрезе отмечаются прослой, обогащенные вулканомиктовым материалом и скелетными останками радиолярий. Мощность фаменских отложений изменяется в широком диапазоне - от 70-80 м в депрессионных зонах до 700 м в склоново-сводовых областях (Гатовский Ю.А., 2014).

Каменноугольная система (С)

Каменноугольные отложения повсеместно залегают на породах девона, перекрыты они несогласно пермскими образованиями. Представлены в разном объеме всеми тремя отделами.

Нижний отдел (С₁)

Нижний отдел включает турнейский, визейский и серпуховский ярусы. Положение границ и стратиграфических подразделений приведено на основании унифицированной схемы стратиграфической приуроченности по Волго-Уральской НГП.

В составе *турнейского яруса (С_{1т})* выделяется шесть горизонтов: гумеровский, малевский, упинский – в составе ханинского надгоризонта; черепетский, кизеловский – представляющие шуриновский надгоризонт и косьвинский горизонт, замыкающий стратиграфический разрез турнейского яруса. *Турнейский ярус* представлен также тремя типами разреза в зависимости от приуроченности к сводовым, бортовым или осевым частям Камско-Кинельской системы прогибов. Наиболее полный разрез турнейских отложений вскрыт в центральной части Мухано-Ероховского прогиба. Мощность турнейских отложений варьирует в пределах 100 - 350 м. Отложения косивинского горизонта выражены в терригенной и карбонатно-терригенной фациях - переслаивания

аргиллитов, алевролитов, песчаников с редкими прослоями доломитов и мергелей.

Визейский ярус (C_{IV}) подразделяется кожимский и окский надгоризонты.

В состав кожимского надгоризонта входят радаевский и бобриковский горизонты, присутствующие в полном объеме и разрезе изучаемого района. Литологически они представлены терригенной толщей, сложенной преимущественно мелкозернистыми песчаниками, неравномерно глинистыми, с прослоями глин и алевролитов и редкими прослоями мергелей. Суммарная мощность отложений кожимского надгоризонта в среднем составляет 270-350 м. Окский надгоризонт подразделяется на тульский, алексинский, михайловский и веневский горизонты. Тульский горизонт (C_{1tl}) представлен карбонатным разрезом мелководно-морского типа мощностью 35-60 м, и сложен переслаиванием известняков и вторичных доломитов, плотных, микрокристаллических, часто глинистых. Алексинский, михайловский и веневский горизонты (C_{1al+mh+vn}) представлены толщей сульфатно-карбонатных пород, развивавшихся в обстановках нормально-соленых вод мелководного шельфа. В разрезе преобладают плотные разности известняков, слабо глинистых, с прослоями в нижней части доломитов, а в верхней - ангидритов. Толщина этих отложений изменяется от 280 до 365 м.

Серпуховский ярус (C_{IS}) выделяются в объеме тарусского, стешевского и протвинского горизонтов и сложен толщей переслаивания известняков и доломитов серых, тёмно-серых, тонко-мелкозернистых, плотных, прослоями глинистых известняков и мергелей, а также ангидритов голубовато-белых. Мощность отложений серпуховского яруса в Бузулукской впадине колеблется от 118 до 230 м.

Средний отдел (C₂)

Отложения среднекаменноугольные отдела представлены двумя ярусами - башкирским и московским.

В составе *башкирского яруса* выделяется 4 подъяруса, включающие 6 горизонтов: вознесенский, краснополянский, северокельтменский, прикамский, черемшанский, мелекесский. Отложения в целом выражены однородной толщей светло-серых (до почти белых) биоморфно-детритовых известняков, преимущественно водорослевых, оолитовых, органогенно-обломочных с

прослоями доломитов. Наиболее полно башкирский ярус представлен в Бузулукской впадине, где отложения башкирского яруса накапливались в условиях мелководного шельфа, а их мощность изменяется от 80 до 185 м.

Отложения *московского яруса* (C_{2m}) развиты на всей площади исследования. Они трансгрессивно залегают на отложениях башкирского яруса. Наиболее полный разрез представлен в Бузулукской впадине, где суммарная мощность комплекса достигает 550 м. Подразделяется на нижний и верхний подъярусы. Первый включает отложения верейского и каширского горизонтов, а второй - подольского и мячковского горизонтов. Для верейского подъяруса ($C_{2m_{1vr}}$) характерно резкое изменение литологического состава как на площади, так и в разрезе. В целом, в Бузулукской впадине верейские отложения имеют терригенный состав, и сложены переслаиванием песчаников полевошпатовых, кварцевых с прослоями алевролитов, аргиллитов, углей и углистых сланцев, известняков и доломитов. Общая мощность верейского горизонта в Бузулукской впадине изменяется от 9 м до 104 м.

В разрезе каширского горизонта (C_{2ks}) преобладают известняки с подчиненными прослоями доломитов, а также включениями гипса, ангидрита, пирита. В основании разреза присутствуют прослои аргиллитов, мергелей и полимиктовых песчаников. Мощность отложений данного горизонта в среднем составляет 80 м.

Подольский горизонт (C_{2pd}) представлен известняками тонко-мелкозернистыми органогенными, участками глинистыми с подчиненными прослоями вторичных доломитов. Мощность отложений достигает 150 м.

Мячковский горизонт (C_{2mc}) слагают органогенно-обломочные, форамениферо-водорослевые коричневато-серые известняки, интенсивно кавернозные и доломитизированные, с прослоями гипсов и ангидритов. Толщина горизонта варьируется в пределах 90 до 160 м.

Верхний отдел (C_3)

Отложения среднего отдела каменноугольной системы согласно перекрываются позднекаменноугольными образованиями, которые представлены в объеме касимовского и гжельского ярусов. Мощность их достигает 400 м.

Отложения *касимовского яруса* (C_{3ks}) представлены известняками

органогенными, органогенно-детритовыми мелкозернистыми. Вверх по разрезу увеличивается количество прослоев доломитов. Мощность отложений яруса от 30 до 200 м.

Гжельский ярус (C_{3g}) почти на всей изучаемой территории отложения яруса представлен мелководной морской фацией, сложенной известняками органогенно-детритовыми, вверх по разрезу увеличивается содержание доломитов, а также отмечается наличие ангидритов. Мощность отложений составляет 60-167 м.

Пермская система (P)

Система включает нижний, средний и верхний отделы.

Нижний (приуральский) отдел (P₁)

Отдел включает в себя ассельский, сакмарский, артинский, кунгурский и уфимский ярусы. Отложения развиты повсеместно, имеют различную мощность, состав и стратиграфическую полноту разреза.

Отложения ассельского яруса (P_{1as}) залегают согласно на верхнекаменноугольных породах и подразделяется, часто условно, на холодноложский и шиханский горизонты, представлены органогенными и органогенно-детритовыми (водорослево-криноидно-фораминиферовыми) известняками, и доломитами тонко- и мелкозернистыми. Мощность яруса изменяется от 40 м до 169 м.

Сакмарский ярус (P_{1s}) подразделяется на тастубский и стерлитамакский горизонты. В разрезе сакмарского яруса помимо известняков и доломитов, аналогичных таковым в ассельской толще, на территории Бузулукской впадины присутствуют прослойки сульфатов. В западных части Оренбуржья в разрезе преобладают доломиты с прослоями сульфатов, содержание которых местами достигает 30-35%. Мощность яруса на территории участка относительно выдержана и составляет 100-150 м.

Артинский ярус (P_{1ar}). В целом артинские отложения представлены карбонатными породами мелководно-морской фации. Разрез сложен доломитами и известняками интенсивно кавернозными, с пачкой сульфатов в его верхней части. С востока на запад увеличивается количество прослоев сульфатов и возрастает роль доломитов в разрезе. Мощность артинских отложений составляет в среднем 30-40 м.

Кунгурский ярус (P_{1k}). Отложения яруса в объеме филипповского и

иренского горизонтов составляют кунгурский сульфатно-карбонатно-галогенный комплекс. Разрез сложен ангидритами, голубовато-серыми с прослоями серых доломитов и известняков. Мощность отложение изменяется в широком диапазоне от 80 до 780 м.

Уфимский ярус (P_{1u}) Уфимские отложения представлены различными типами разрезов: от преимущественно терригенного до карбонатно-терригенного и сульфатно-карбонатного. Терригенная часть разреза представлена преимущественно красноцветными породами - песчаниками, алевролитами, реже – аргиллитами, глинами, известняками. Глины серые, песчанистые. Алевролиты неравномернозернистые, слоистые. Известняки глинистые, сульфатизированные. Мощность варьируется в широком диапазоне 87 м до 219 м.

Средний отдел (Биармийский, P₂)

Казанский ярус (P_{2kz}). В его составе выделяются два подъяруса – нижний сложен породами калиновской свиты, верхний представлен отложениями гидрохимической и сосновой свит. *Нижняя часть разреза* сложена доломитами и известняками с тонкими прослоями глин, а верхняя - преимущественно ангидритами голубовато-серыми, скрытокристаллическими с подчиненными прослоями и включениями доломитов, мергелей, гипсов. В верхней части разреза также встречаются прослой терригенных пород – глин, песчаников и алевролитов. Мощность отложений казанского яруса 240-280 м.

Уржумский ярус (P_{2ur}) отождествляется с уржумовским горизонтом, который сложен карбонатно-терригенной толщей - алевролитами красновато-бурыми, доломитизированными, глинистыми, доломитами и мергелями.

Верхний отдел (Татарский, P₃)

Татарский отдел представлен *северодвинским* и *вятским* ярусами. В целом, оба разреза характеризуются схожим литологическим составом и представлены переслаиванием глин, алевролитов и песчаников с подчиненными прослоями, доломитов и мергелей, с подчиненными прослоями гипсов и ангидритов. Мощность отложений варьирует от 150 до 210 м.

Мезозойская эратема (MZ)

Включает отложения триасовой и юрской систем, эпизодически развитых в районе исследований и приуроченных к приподнятым участкам поверхности рельефа. Отложения татарского отдела перми с большим стратиграфическим перерывом перекрываются четвертичными осадочными породами.

Отложения **триасовой системы** на изучаемой территории представлены нижним отделом – тананыкской и бузулукской свитами, которые сложены красноцветными глинами, песчаниками и конгломератами.

Отложения **юрской системы** представлены в объеме келловейского и батского ярусов и сложены глинами и глинистыми песчаниками.

Общая мощность отложений мезозойского комплекса составляет от 0 до 115 м.

Кайнозойская эратема (KZ)

Представлена неогеновой и четвертичной системами. Отложения представлены глинами, суглинками и супесями, галечниками и песками, накапливающимися локально в долинах рек. Их общая мощность редко превышает 120 м.

2.2. Тектоническое строение региона исследований

Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн сформирован на окраине Восточно-Европейской платформы в зоне ее сочленения с Уральской складчатой областью. Восточно-Европейская платформа представляет собой массив докембрийской континентальной коры, которая состоит из трех фрагментов - континентальных блоков: Фенноскандии, Волго-Уралии и Сарматии (Хаин В.Е., 2001, Богданова С.В., 1986). Формирование Восточно-Европейской платформы, как единого блока проходило в 2 этапа - сначала коллизия Волго-Уралии и Сарматии в интервале 2.1-2.0 млрд. лет и формирование мегаконтинента Волго-Сарматии, а затем его объединение с Фенноскандией в интервале 1.8-1.7 млрд лет (Лубнина Н.В., 2009).

В состав Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна входят такие крупные тектонические элементы, как Волжско-Камская антеклиза и Предуральский краевой прогиб, а также восточное погружение Воронежской антеклизы (Алиев М.М и др, 1978). Бассейн ограничен с востока Уральской складчатой системой, с юга – Прикаспийской впадиной, с севера - Тиманским кряжем и с запада – антиклинальной системой хребтов Восточно-Европейской платформы. Ограничивает с запада внешний борт Волго-Уральской антеклизы система сводовых поднятий. Они протягиваются единой полосой и разделены седловинами, и включают Токмовский, Котельнический, Сыктывкарский, Жигулевский и Пугачевский своды. Внутренний борт краевого прогиба состоит из системы линейных впадин, протягивающихся с севера на юг и включает в себя Бельскую, Мраковскую, Соликамскую и Южно-Сылвенскую депрессии. Они разделены седловинами, которые были сформированы в зоне наложения внутренней части краевого прогиба на выступы фундамента.

Район исследований приурочен к южной части Волго-Уральского бассейна, северной части Бузулукской впадине, а именно к Муханово-Ероховскому прогибу – отрицательной структуре третьего порядка, протягивающаяся с запада на восток. Он граничит с такими крупными структурами второго порядка как Жигулевский, Оренбургский и Соль-Илецкий своды, Сокская седловина и Серноводско-Абдулинский авлакоген (Рисунок 5).

Бузулукская впадина асимметричная крупная (250x300 км) отрицательная

структура первого порядка округлой формы, наложенная на древнее поднятие по фундаменту. Склоны Бузулукской впадины осложнены многочисленными структурными носами - мелкими поднятиями объединяющиеся в линейно вытянутые системы – Жигулевско-Сакмаринскую систему валов, Кулешевской, Бобровско-Покровскую зоны поднятий и др; и разделяющие их прогибы – Борская депрессия, Игриско-Рубежинский прогиб и др. На северо-западе впадина сходится с Ставропольской депрессией, от которой отделена небольшой Сокской седловиной.

Жигулёвский и Пугачёвский своды представляют собой крупные блоки фундамента на юге Волго-Уральского бассейна, которые по верхнему структурному этажу объединяются в единый Жигулевско-Пугачевский антиклинальный блок размером 230x160-180 км, который ограничивает Волго-Уральский бассейн на юге от Прикаспийской впадины. Поверхность фундамента имеет здесь отметки -1,4...-1,5 км. Они разделены узким линейным прогибом северо-западного простирания – Неверкинской депрессией.

Сокская седловина – положительная структура, которая отделяет 4 крупных тектонических элемента - Бузулукскую впадину, Южно-Татарский свод, Мелекесскую впадину и Жигулевский свод. Седловина ориентирована диагонально в северо-восточном направлении, а на западе осложнено системой тектонических кулисообразных валов.

Мелекесская впадина – вытянутая отрицательная структура, разделяющая Токмовский и Южно-Татарский своды. Поверхность фундамента в северной части впадины располагается на отметках -1,8 – (-2,0) км, на юге, в зоне сочленения со Ставропольским прогибом, погружается до -2,5 км. Наиболее погруженные участки северной части впадины вытянуты узкой полосой вдоль разлома по границе с Серноводско-Абдулинским авлакогеном (от -2,5 км до -3,5 км).

Татарский свод представляет собой кристаллический блок фундамента, является крупной приподнятой зоной и занимает центральную часть Волго-Уральской антеклизы. Свод вытянут в субмеридиональном направлении более чем на 600 км при ширине 120 — 250 км. Мощность отложений осадочного чехла в пределах сводовых вершин сокращается до 1600 м. Глубинный разлом субширотного простирания разделит его на два поднятия (свода) – Северо-

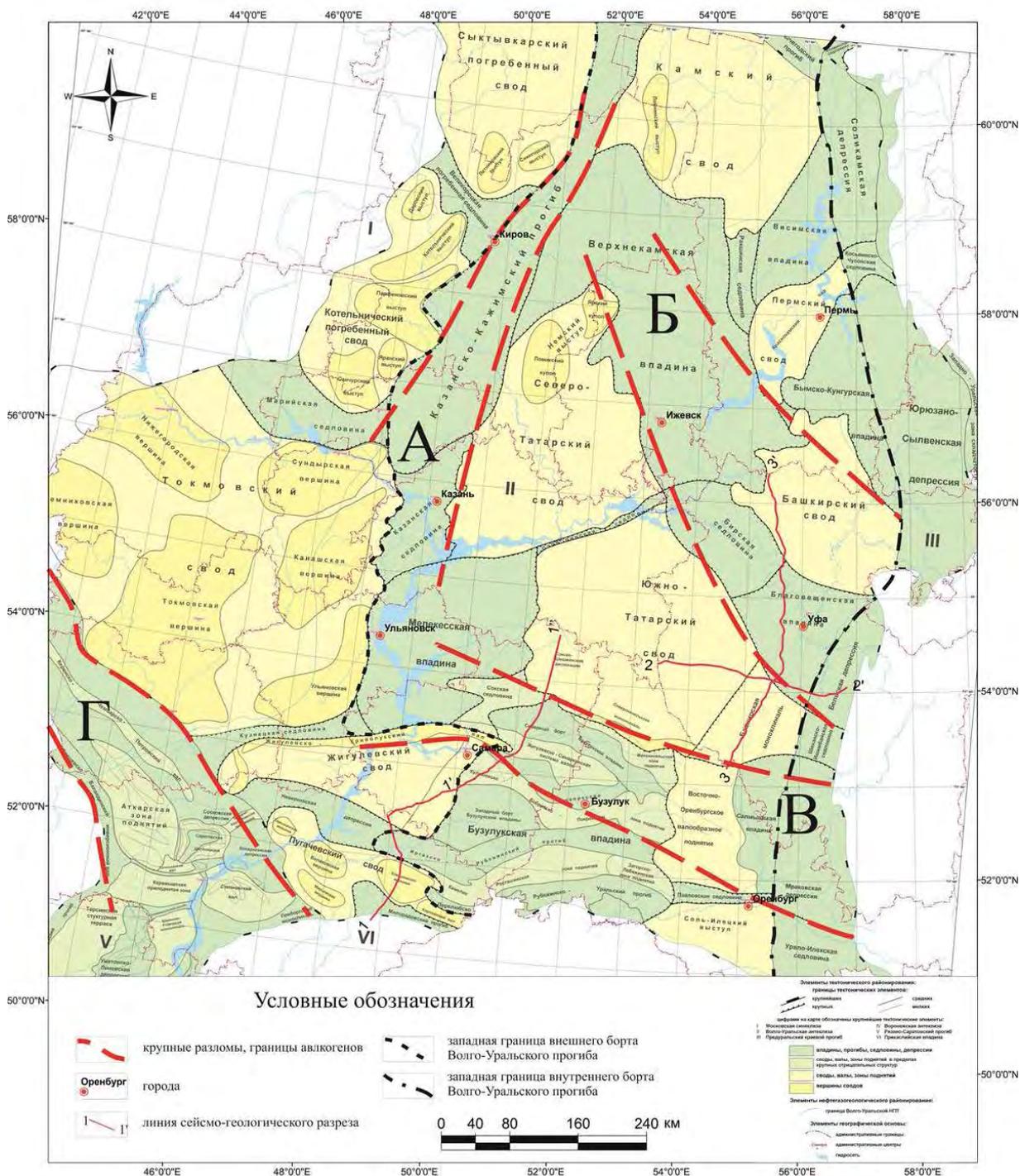


Рисунок 5. Тектоническая карта Волго-Уральского бассейна (ФГУП «НВНИИГТ» с дополнениями МГУ им. Ломоносова).

Авлакогены: А - Казанско-Кажимский авлакоген, Б - Камско-Бельский авлакоген, В - Серноводско-Абдулинский, Д - Рязано-Саратовский

Татарский и Южно-Татарский. Положение глубинного разлома подчеркивается наложенной структурой - Сарайлинской седловиной (Каламкаров Л.В., 2005). Северо-Татарский свод отличается значительной дифференцированностью рельефа поверхности фундамента и наличием линейных поднятий – гряд меридионального и СВ простирания.

Восточно-Оренбургское сводовое поднятие не имеет чётких границ. В его составе выделяется система линейных поднятий, протягивающихся полосой шириной от 40 до 80 км с юга на север на 160 км. Из наиболее крупных в него входят Шарлыкское поднятие и Новосергиевская система поднятий (Кайдалов В.И. и др., 1996, 1982; Коврижкин В.С. и др., 1998). Поверхность фундамента на самых приподнятых участках находится на отметках -3,5 км.

Отдельное внимание стоит уделить авлакогенам – крупным линейным прогибам, ограниченных разломами, которые закладываются на месте крупных тектонических нарушений в фундаменте платформы. На территории Волго-Уральского бассейна выделяется 4 крупных авлакогена - Казанско-Кажимский, Камско-Бельский, Серноводско-Абдулинский и Рязано-Саратовский.

Камско-Бельский и Казанско-Кажимский авлакоген простирается в субмеридианальном направлении, имеет дизъюнктивные границы, окружен сводами и выступами фундамента. В их строении наблюдается асимметричность. Фундамент в основании авлакогенов имеет блоковой строение, ступенчато погружающее к центру, где максимальная глубина их залегания составляет 1.5 - 3 км.

Серноводско-Абдуллинский авлакоген в отличие от них вытянут в субширотном направлении на расстояние свыше 300 км. Авлакоген ограничен с севера Бавлинским разломом, а с юга – Большекинельским, и имеет асимметричное строение. Ширина авлакогена и глубина залегания поверхности фундамента значительно увеличивается с запада на восток. Так, в западной части его ширина составляет 20-30 км, а глубина фундамента не превышает 3 км. Восточная часть более погружена – здесь поверхность фундамента наблюдается на глубине 5-6 км, а ширина авлакогена достигает 160 км. Асимметричность Серноводско-Абдуллинского авлакогена также прослеживается и субмеридианально – южная часть более погружена, чем северная (Кайдалов В.И. и др., 1996).

2.3. История развития

В структурном отношении в строении изучаемого региона отчетливо выделяются 3 структурных этажа, которым соответствуют ключевые тектонические и седиментологические перестройки. В состав нижнего структурного этажа входят отложения складчатого фундамента архей-нижнепротерозойского возраста, сложенного кристаллическими породами. Для него характерна сильная дислоцированность и блоковое строение (Рисунок 6).

Средний структурный этаж сложен рифей-венским осадочным комплексом, который в свою очередь характеризуется унаследованным строением и заполняет впадины, сформированные на предыдущем этапе. Формирование отложений рифей-венского возраста происходит на стадии континентального рифтогенеза, в ходе которого в тектонически активных зонах происходит заложение внутриконтинентальных рифтовых долин (авлакогенов), в последствии заполняющихся осадочными породами.

Верхний структурный этаж полого-моноклинально залегает на подстилающих образованиях и представлен осадочными породами палеозойского чехла, в формирование которого можно выделить несколько стадий - синеклизной и инверсионной (Лозин Е.В., 2002).

В ходе синеклизной стадии происходит общее стабильное пригибание территории и формирование полого-моноклинально залегающей осадочной толщи девонско-каменноугольного возраста. В этот же период на территории Волго-Уральского бассейна формируется Камско-Кинельская система прогибов, которая представляет собой тектоно-седиментационную структуру, в формировании которой наряду с тектоническими движениями ключевое значение имел некомпенсированный характер осадконакопления (Мирчинк М.Ф. и др., 1965). Говоря о тектонической составляющей, принимавшей участие в формировании прогибов, необходимо особо подчеркнуть роль движений крупных блоков фундамента по палеозойским и протерозойским разломам. Основными особенностями строения является резкая фациальная зональность и изменение мощностей отложений, накапливаемых в пределах ККСР. Этот факт, а также то, что ранее накопленные отложения пашийского, тиманского и доманикового горизонтов представлены выдержанными по мощности толщами, указывает на

конседиментационный характер дислокаций ККСП. Район исследований, а именно Муханово-Ероховский прогиб, входит в южную часть этой крупной системы.

В позднекаменноугольное время, в ходе последующей тектонической активизации восточной окраины ВЕП, связанной с закрытием Палеоуральского океана и формированием горно-складчатого сооружения Урала, начинается инверсионная стадия развития бассейна.

Этот период отвечает герцинской фазе складчатости и прослеживается на всей территории Волго-Уральского бассейна вплоть до триаса. Отличительной особенностью данного этапа является формирование валообразных поднятий, разделенных впадинами. Такая расчлененность структурного плана, как правило, приурочена к наиболее активным зонам – древним авлакогенам. В процессе сжатия над авлакогенами образуются инверсионные валы, которые остаются подвижными даже на неотектоническом этапе, и четко прослеживаются, как зоны поднятий в геоморфологии современного рельефа.

Тектонические перестройки в значительной мере определяют седиментационные изменения на всей территории изучаемого региона.

Верхнепротерозойский этап развития бассейна, как описывалось ранее, отвечает времени формирования авлакогенов, к которым приурочены наибольшие мощности рифейско-вендских толщ. В авлакогенах отлагались морские и прибрежно-морские карбонатно-терригенные и терригенные породы. Грубообломочный материал по врезанным приразломным речным долинам поступал с приподнятой восточной части ВЕП.

С начала палеозойской эры вся территория Волго-Уральского бассейна испытывала воздымание и представляла собой область денудации, что отражается в разрезе нелогичным залеганием среднедевонских отложений на породах кристаллического фундамента и различных отложения рифейско-вендского комплекса, а также широким распространением различной по мощности коры выветривания на эрозионной поверхности кристаллического фундамента и осадочных пород протерозойского возраста (Алиев М.М. и др., 1978). Лишь на юго-восточной окраине Волго-Уральского бассейна встречаются отложения ордовикского возраста.

Синеклизный этап развития наиболее важен с точки зрения формирования

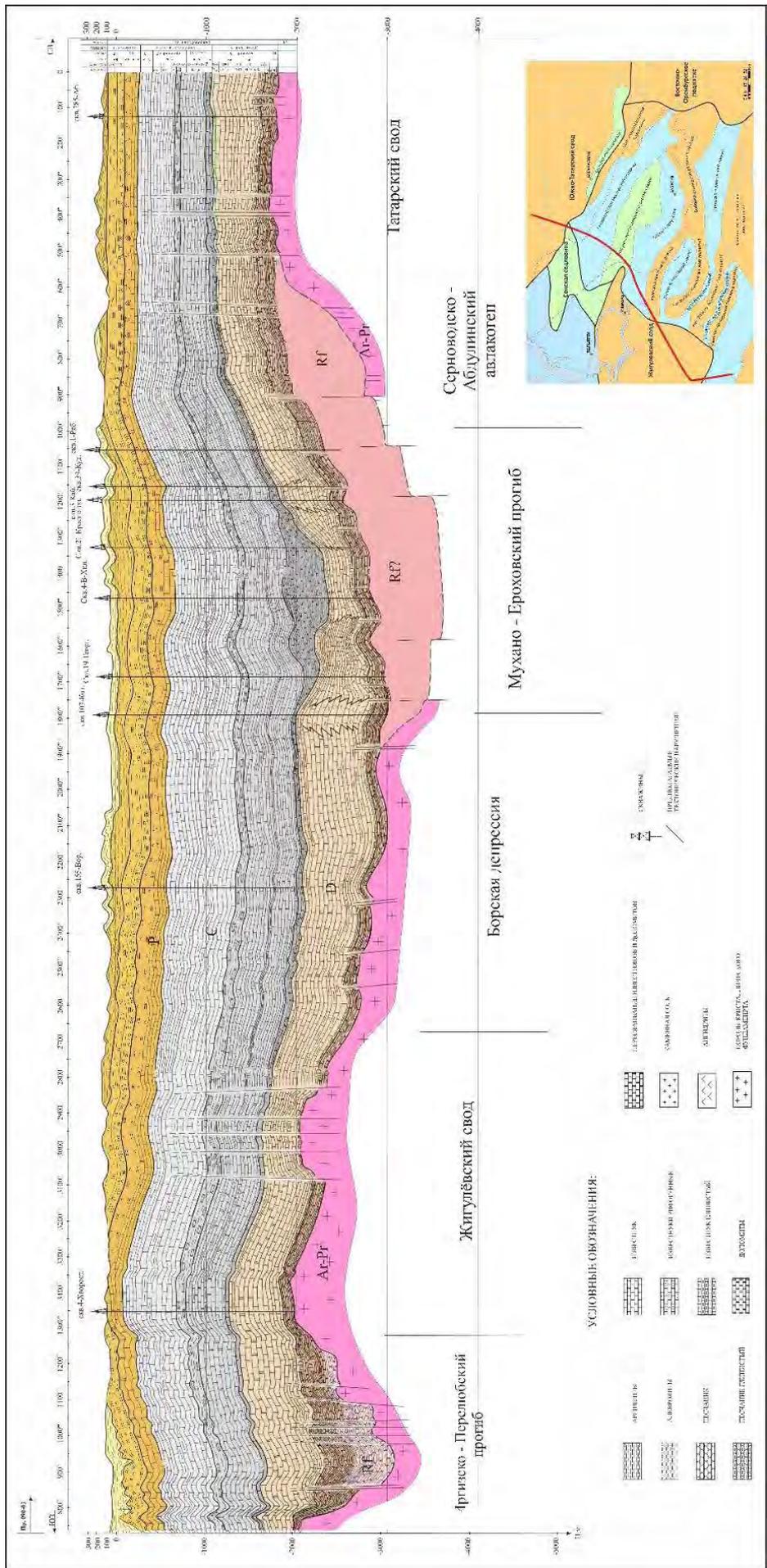


Рисунок 6. Сейсмогеологический профиль по линии 1-1-1" (ФГУП НВИИГ с изменениями А.В. Стулаковой).

залежей нефти и газа. Продолжительное стабильное пригибание бассейна создает условия для аккумуляции органического вещества и его последующей генерации УВ. В начале средне-позднепалеозойского (герцинского) этапа развития Русской платформы на смену восходящим движениям приходит глобальное опускание. К концу раннедевонской эпохи (позднеэмское время) господствовали еще континентальные условия. Начало морской трансгрессии прослеживается на востоке и юго-востоке Южно-Татарского свода по песчаникам такатинского горизонта, образование которых связано с прибрежно-побережными фациями. Морской бассейн развивался с запада на восток, от восточного склона Жигулевского свода, который в это время представлял собой сушу, откуда сносился обломочный материал. С начала эйфельского века на востоке территории существовал открытый морской бассейн, где накапливались терригенно-карбонатные толщи.

На протяжении живетского и начала франского (пашийское и раннетиманское время) веков происходило формирование прибрежно-морской песчано-глинистой формации. Живетский бассейн испытал смену трансгрессивных и регрессивных фаз развития, что отражается в смене вверх по разрезу более мелководных терригенных пород на терригенно-карбонатные и карбонатные.

Интенсивное погружение территории, сокращение и удалении источника сноса к началу саргаевского времени привело к затоплению огромных пространств, включая вершинные части сводовых массивов, и накоплению морских отложений преимущественно карбонатного состава. Начало масштабной трансгрессии прослеживается практически на всей территории Волго-Уральского бассейна. Относительно приподняты оставались области Башкирского, Северо-Татарского и Жигулевско-Пугачевского сводов (Мирчинк М.Ф. и др., 1965). Позднедевонская эпоха в целом характеризуется значительными структурно-тектоническими перестройками, что отражается в резкой фациальной зональности на площади, а также значительной влиянии изменении относительного уровня моря, что выражается в цикличном характере осадконакопления проявляется в разных частях Волго-Уральского региона (Завьялова А.П., 2021, Карпушин М.Ю, 2023).

Доманиковское (семилуцкое) время характеризуется господством

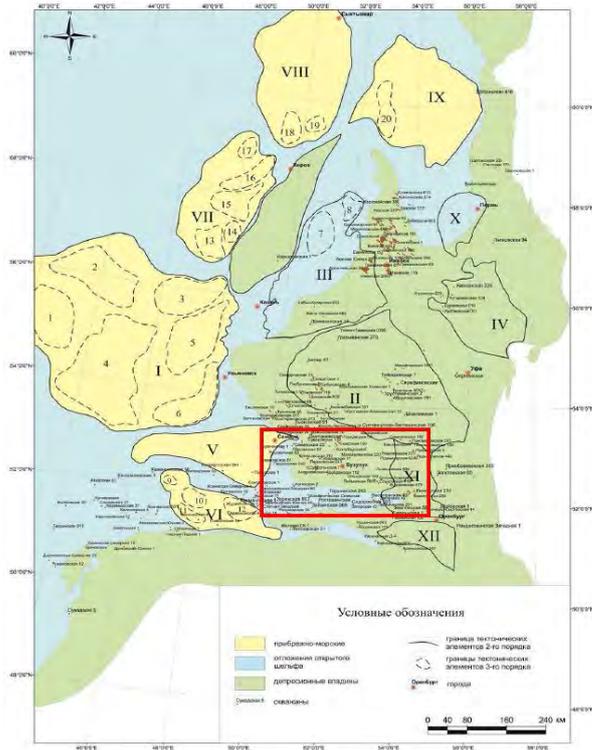
практически на всей территории Волго-Уральского бассейна, а также в соседнем Тимано-Печорском бассейне, обстановок относительно глубоководных впадин, в которых накапливаются породы смешанного глинисто-кремнисто-карбонатного состава. Мощность отложений достаточно выдержана на площади, и редко превышает 30-40 м, что говорит о стабильном погружении бассейна осадконакопления, а также некомпенсированном характере осадконакопления (Рисунок 7). Значительное, но неравномерное содержание кремнезема различными авторами (Страхов Н.М., 1936; Гуляева Л.А. и др., 1961; Мизенес Г.А., 2002) объясняется поступлением с востока – из зоны Уральской складчатости, где в это время происходит активация вулканических процессов. Привнос глинистого материала по сравнению с саргаевским временем значительно уменьшился. Наличие кремнезема в водах бассейна и восстановительной среды в осадке способствовал развитию своеобразный биоценоз планктонных и бентосных форм (Алиев М.М. и др., 1978). На западном борту бассейна осадконакопление проходило в обстановках мелководно-морского шельфа, где накапливаются преимущественно карбонатные и глинисто-карбонатные разности.

Позднефранское время (речицкое, воронежское время) в результате тектонической перестройки происходит заложение Камско-Кинельской системы, которая объединяет вытянутые прогибы в единую структуру (ККСП).

Структурно-морфологическая расчлененность территории приводят к смене обстановок осадконакопления – от относительно глубоководных обстановок, господствующих в среднефранский этап, на относительно мелководно-морские. В пределах ККСП продолжают господствовать относительно глубоководные условия по сравнению с единым мелководно-морским шельфом, где растут отдельные биогермные постройки.

Позднефранское время характеризуется как наиболее важное с точки зрения глобальной перестройки осадочного бассейна. Усиление морфологической расчлененности рельефа влечет за собой смену характер осадконакопления - некомпенсированный в прогибах ККСП и компенсированный в мелководных областях. В результате чего становится заметна дифференциация мощностей верхнефранского комплекса - сокращенные мощности во впадинах и, наоборот, увеличенные на мелководье.

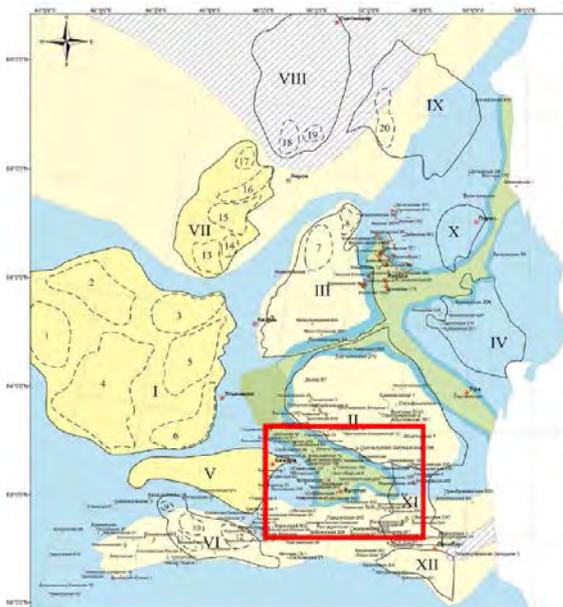
A)



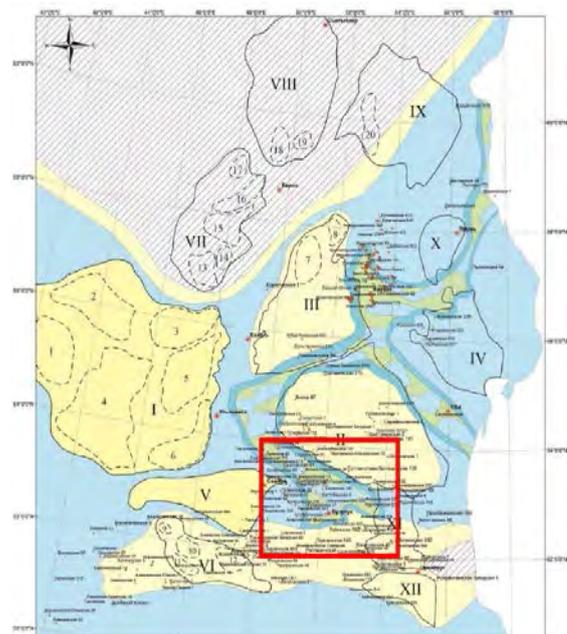
Б)



В)



Г)



Границы тектонических элементов 2-го порядка: I - Токмовский свод, II - Южно-Татарский свод, III - Северо-Татарский свод, IV - Башкирский свод, V - Жигулевский свод, VI - Пугачевский свод, VII - Котельничский погребенный свод, VIII - Сыктывкарский огребенный свод, IX - Камский свод, X - Пермский свод, XI - Восточно-Оренбургское валообразное поднятие, XII - Соль-Илецкий Выступ. Границы тектонических элементов 3-го порядка: 1 - Темниковская вершина, 2 - Нижегородская вершина, 3 - Сундырская вершина, 4 - Токмовская вершина, 5 - Канашская вершина, 6 - Ульяновская вершина, 7 - Ломикский купол, 8 - Ярский купол, 9 - Терешкинская вершина, 10 - Балаковская вершина, 11 - Марьевская вершина, 12 - Клиновская вершина, 13 - Санчурский выступ, 14 - Яранский выступ, 15 - Парфеновский выступ, 16 - Котельничский выступ, 17 - Даровский выступ, 18 - Летниковский выступ, 19 - Синегорский выступ, 20 - Лойнинский выступ.

Рисунок 7. Палеогеографические схемы на А) среднефранского время Б) позднефранское время, В) фаменское время Г) турнейское время (Ступакова А.В и др., 2014).

В фаменское время развитие бассейна в целом повторяет структурно-морфологические особенности, заложенные в позднем фране. Происходит постепенное заполнение обособленных впадин. В раннем фамене суши обособлялись в районе Соль-Илецкого свода, Камского и Сыктывкарского сводов. Жигулевско-Пугаческий, Южно-Татарский, и Башкирский своды, а позже, в заволжское время, и Соль-Илецкий выступ фундамента представляли собой область развития мелководного шельфа. Некомпенсированный характер осадконакопления сохраняется в центральных частях ККСП. В бортовых частях развивались одиночные биогермные постройки.

Начало раннекаменноугольной эпохи (турнейский век) унаследует структурно-морфологические и фациальные особенности, связанные с структурами ККСП, которая была разделена крупными сводами: Камский, Башкирский, Пермский и Южно-Татарский, а также Северо-Татарский, Токмовский и Жигулёвский и Пугачёвский. Начавшаяся в конце турнейского века этап регрессии способствовал увеличению привноса глинистого материала в область прогибов, что привело к почти полной компенсации прогибов.

К началу визейского века происходит значительное сокращение и обмеление бассейна, связанного с общим подъемом Русской плиты. Ранее существовавшие прогибы ККСП заполняются континентальными терригенными, озерно-болотными глинисто-угленосными толщами. Конец радаевского времени вплоть до бобриковского в ходе регрессии на всей территории устанавливается континентальный режим.

В поздневизейско-московское время в результате трансгрессии осадконакопление происходит в обстановках шельфовых равнин с преобладанием карбонатной седиментации.

В конце каменноугольного - начале пермского времени осадконакопление проходило в относительно изолированном эпиконтинентальном морском бассейне, где в условиях аридного климата накапливаются известняки, доломиты и ангидриты. *Позднепермский этап* формирования осадочного бассейна связан с глобальными тектоническими перестройками, связанными с формированием горно-складчатого сооружения Урала. В результате общего воздымания территории устанавливаются континентальные обстановки осадконакопления.

2.4. Нефтегазоносность

Район исследований расположен в пределах Самарской и Оренбургской областей. Он относится к основным нефтедобывающим регионам Волго-Уральского региона и входит в состав Северо-Бузулукский нефтегазоносного района Бузулукского нефтегазоносной области. Нефтегазоносность приурочена к широкому стратиграфическому интервалу отложений – от среднего девона до перми, к которым приурочены более 700 смешанных, нефтяных и газовых месторождений нефти (Рисунок 8). Основные характеристики нефтегазоносности изучаемого региона описаны в опубликованной литературе Лозина Е.В., Каламкарлова Л.В., Абдулмазитов Р.Д., Максимовой С.П., Неручева С.Г., Постновой Е.В., Титаренко И.А., Габриэляна А.Г., Постниковой Е.В., а также в трудах ВНИГНИ, НВНИИГГ, ФГУП ИГИРГИ.

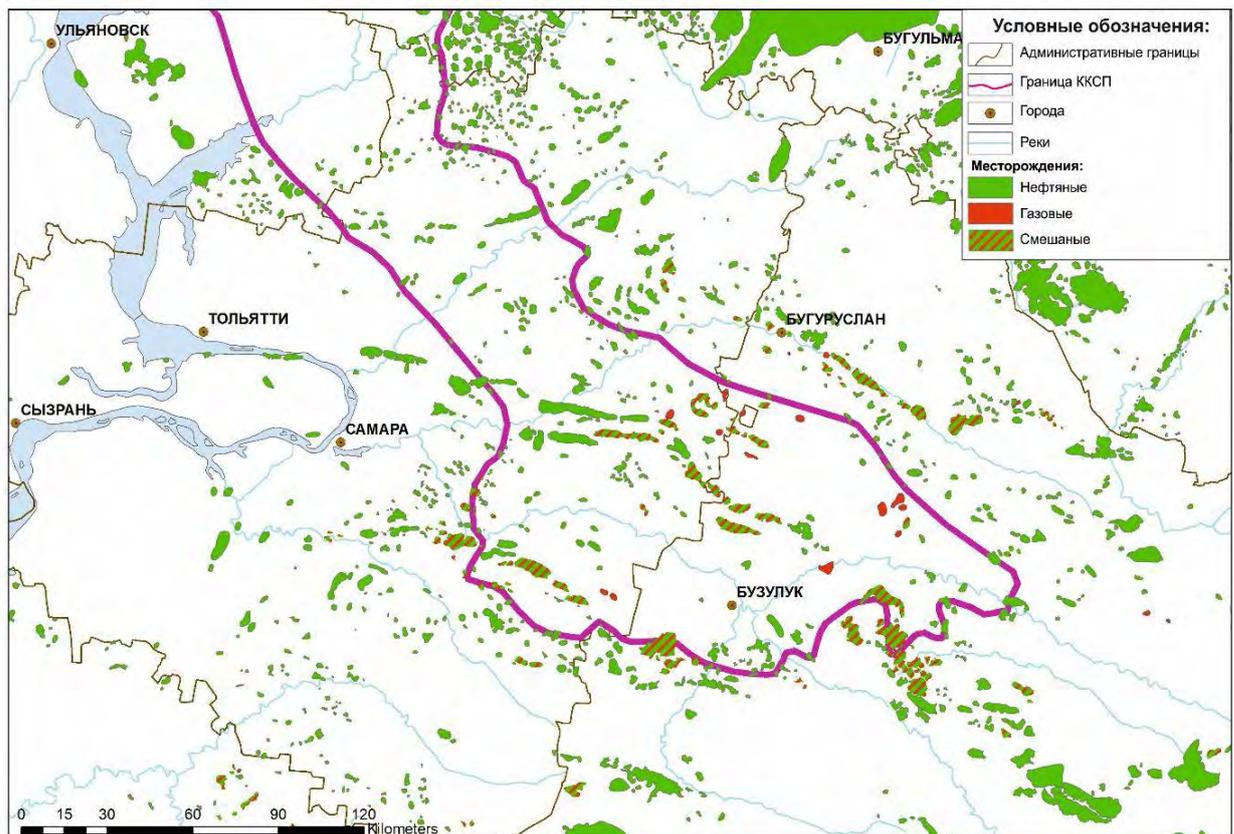


Рисунок 8. Распределение месторождений различного типа в районе исследований (Завьялова А.П., 2021).

Нефтегазоносность Самарской и Оренбургской областей приурочена к 6 продуктивным комплексам:

- 1) Терригенный комплекс *среднего девона – нижнего франа* ($D_2-D_3fr_2$).
- 2) Карбонатный комплекс *верхнего девона – турнейского яруса нижнего карбона* (D_3-C_{1t}).
- 3) Терригенный комплекс *нижне-средневизейский* (C_{1v}).
- 4) Терригенно-карбонатный *верхневизейско-московский комплекс* ($C_{1v}-C_{2m}$).
- 5) Карбонатный *верхнекаменноугольно-нижнепермский комплекс* (C_3-P_1).
- 6) Карбонатный комплекс *верхней перми* ($P_{1u}-P_{2kz}$).

Наибольшее количество открытых нефтяных и смешанных месторождений в районе исследований приурочено терригенному комплексу D_2-D_3fr . Открытые месторождения связаны с ловушками антиклинального типа в пластах песчаных коллекторов эфеля, живета, пашийского и кыновского горизонта.

Исследуемые отложения относятся к карбонатному комплексу D_3-C_{1t} . Основной нефтематеринской толщей являются доманиковые пропластки в пределах ККСП. По данным ФБГУ ВНИГНИ (2016) и МГУ (2015) максимальные концентрации Сорг приурочены к центральным частям прогиба, и могут достигать 20%. Органическое вещество относится ко II типу, а генерационный потенциал оценивается как очень высокий и превосходный ($S_1 2 - 23$ мг УВ/г породы; $S_2 10 - 198$ мг УВ/г породы; $H_I 200 - 800$ мг УВ/г Сорг и более). Пласты-коллекторы открытых традиционных залежей приурочены к органогенным постройкам и структурам их облекания. Наиболее продуктивными являются турнейские отложения, а именно кизеловский горизонт, к которому приурочены более 100 месторождений на рассматриваемой территории. Региональной покрывкой для данного комплекса являются глины и аргиллиты нижней части визейского яруса, а также глинисто-карбонатные породы верхней части турнейского яруса – косьвинского горизонта.

Опробование «доманикитов» проводилось ещё в 80х годах. По данным М.И. Зайдельсона и др. (1986 г.) были проведены опробования, в результате которых были проведены испытания 34 и 120 объектов в Самарской области Оренбургской областях. При этом, больше половины опробованных скважин не дали притоков. Притоки нефти были получены не из собственно доманикового горизонта, а из более молодых отложений мендымского и вышележащих пластов доманикоидной формации, где дебиты составили с дебитом более 1 т/сут. Максимальные притоки

из мендымского горизонта были получены на Долматовской площади (Самарская область), где приток нефти с водой составил 55 м³/сут. В Оренбургской на Твердиловской площади были получены притоки более 100 т/сут из отложений турнейского яруса.

Последние десятилетия исследования доманикоидных отложений в пределах Самарской и Оренбургской областей связаны с поисками нетрадиционных скоплений углеводородов. В результате проведенных работы были открыты Троицкое и Красногорское месторождения, а также две нефтяные залежи на Южно-Неприковском и Лещевском месторождениях.

Из верхнефранских и фаменских отложений были получены притоки в 4 скважинах (74, 75, 76, и 171) (Рисунок 9). В 2017-2018 гг. и в 2019 г. с технологией применения многоступенчатого гидроразрыва пласта компанией-недропользователем «Директ Нефть» были получены притоки из скважины 171 (30-ступенчатый ГРП приток нефти 70 м³/сут) и 76 скважины (50-стадийного ГРП приток нефти 130 м³/сут).

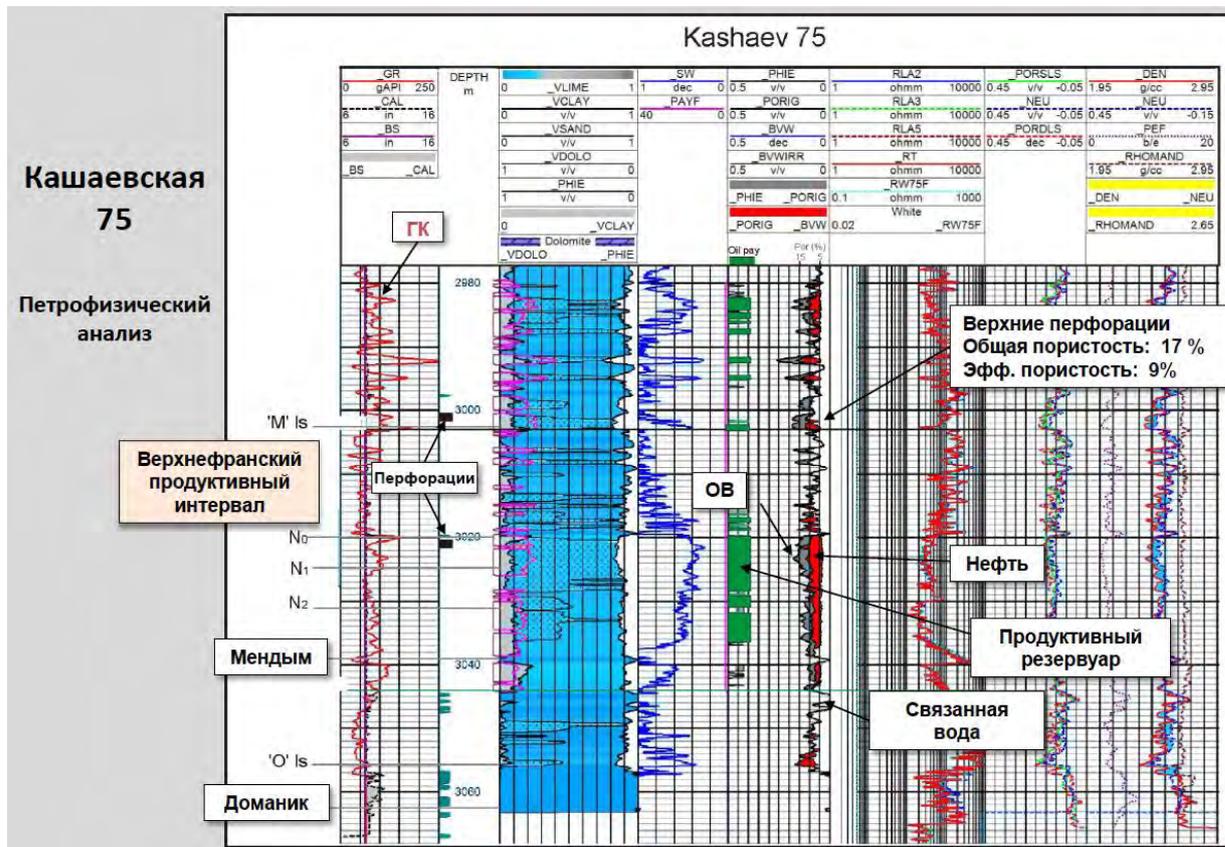


Рисунок 9. Разрез скважины Кашаевская-75 Троицкого месторождения. Притоки получены после перфорации пластов верхнефранского возраста (Ульмишек Г.Ф., 2017).

В 2019 году АО «Самаранефтегаз» (ПАО «НК «Роснефть») в результате 18-стадийного ГРП получен фонтанный приток нефти дебитом 184 м³/сут из отложений доманикового типа на Южно-Неприковском месторождении (скв. 9001). Залежь нефти на Лещевском месторождении в отложениях доманикоидного типа была открыта в скв. 501, где в результате 3-стадийного ГРП приток нефти составит 23 м³/сут.

На государственный баланс на 2020 г. поставлены запасы открытых нетрадиционных залежей Троицкого, Лещевского, Красногорского и Южно-Неприковского месторождений (Рисунок 10), суммарные геологические запасы которых превышают 2.5 млрд. т. (Варламов и др., 2020).

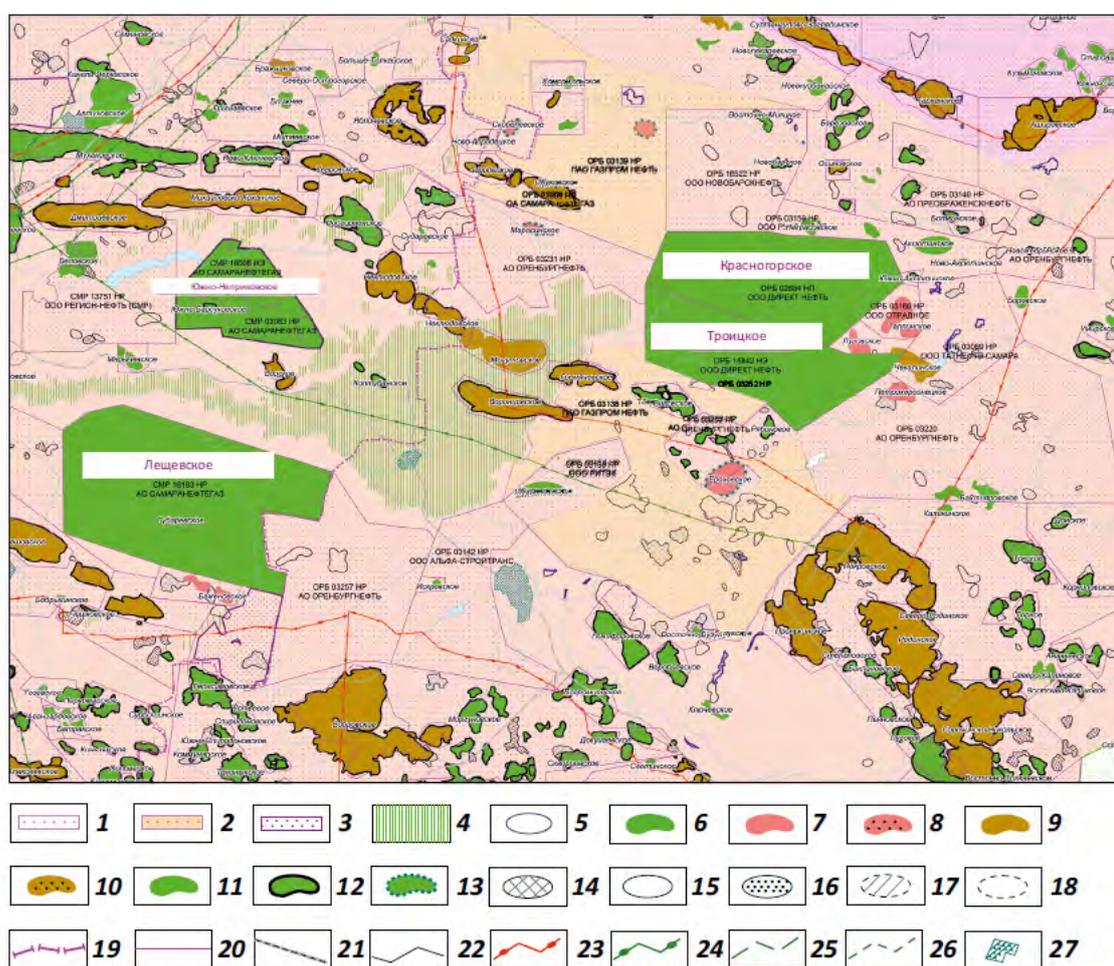


Рисунок 10. Схема расположения месторождений и залежей нефти в отложениях доманикового типа (Бузулуksкая впадина) открытых в Оренбургской и Самарской областях в 2017–2019 гг. (Варламов А.И. и др., 2020).

Глава. 3 Литологическая типизация и постседиментационные преобразования

Вещественный состав пород определяется количеством и типом сочетаний слагающих их элементов. Важной особенностью строения доманикоидной высокоуглеродистой толщи является тонкое переслаивание пород, выраженное в колебаниях вещественного состава пород. Поэтому при проведении комплексных исследований пород необходимо учитывать крайнюю степень неоднородности пород.

В ходе литологической типизации была выстроена иерархическая схема, которая подразумевает 2 уровня. Первый уровень - изучение пород на микроуровне по данным петрографического описания шлифов, данным РФА, РФЛА и пиролитическим исследованиям. В ходе данного уровня выделяются *Литотипы* - характеризующиеся определенным вещественным составом, структурно-текстурными особенностями, соотношением форменных компонентов, вторичных процессов. Литотипы формируют прослои мощностью от первых миллиметров до 10-20 см.

Литотипы объединяются *Пачки* – парагенетические ассоциации пород характеризующиеся сходными структурно-генетическими признаками и вещественным составом. Пачки представляют более крупный масштаб литологической типизации, мощность которых изменяется от 0.5 до 3 м. Распределение парагенетических ассоциаций пород (пачек) в разрезе позволяет восстанавливать палеогеографическую зональность в бассейне седиментации.

3.1. Литологический состав пород

3.1.1. Литологические типы пород

В качестве исходного материала для литологической типизации верхнедевонского комплекса Муханово-Ероховского прогиба лежат исследования керна 7 скважин, расположенных в различных частях изучаемого района, охарактеризованные разной полнотой разреза. Датировка возраста изучаемых отложений проводилась сотрудниками кафедры палеонтологии (Гатовский Ю.А. и др., 2015) на основании биостратиграфических исследований по конодонтам 86 образцов. Объемы франского, фаменского ярусов принимались в соответствии с

решениями Международной подкомиссии по девонской системе (SDS) и карбоновой подкомиссии (SCS). Границы ярусов приняты по конодонтовой зональности (Ziegler, 1962; Sandberg et al., 1978; Sandberg, 1979; Ziegler, Sandberg, 1990).

Для проведения литологической типизации разреза автором было проведено макроописание керна (более 400 м), изучены породы в шлифах (более 350 шт). В качестве дополнительных исследований использовались аналитические данные минерально-компонентный анализа методами РФА, а также геохимические исследования, выполненные сотрудниками кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых.

В основе методики классификации пород на разные литотипы лежит весовое содержанием минеральных компонентов пород четырех групп: глинистые, карбонатные и кремнистые группы минералов, а также органическое вещество (ОВ). Расчеты проводятся на основании данных рентгенофазового анализа, пересчитанных с учетом содержания органического вещества. Количественная оценка содержания ОВ в образцах рассчитывалась из показаний пиролитических исследований керна (ТОС).

Термин «кероген» было заимствовало из иностранной литературы как аналитическое понятие применяется в геохимии и определяется это нерастворимое в органических растворителя углеводородное соединение (Баженова О.К., Бурлин Ю.К. и др., 2000; Богородская Л.И. и др., 2005). Другим компонентом органического вещества является битумоид – компоненты ОВ, извлекаемые органическими растворителями. Н.Б. Вассоевич рекомендовал называть керогеном все ОВ, поскольку нерастворимые компоненты составляет подавляющую его часть (Вассоевич Н.Б., 1986).

Поскольку при изучении породы в шлифе без дополнительных исследований разделить кероген от битумоидов невозможно, для литологической типизация под термином «кероген» понимается вся совокупность ОВ до экстракции без подвижной нефти, которое может являться как компонентом матрицы, так и занимать пустотное пространство породы. По данным пиролитических исследований по концентрации ТОС в породе были выделены 4 группы, исходя из определений доманикоидам и доманикитам - <0,5%, 0,5-2,5%, 2,5-5% и >5%

(Баженова О.К., 2000., Вассоевич Н.Б. и др. 1968).

При содержании $ОВ < 2.5\%$ кероген не участвует в названии пород. В случае, если содержанием $ОВ$ в образце $> 2.5\%$ в начале сложносоставного название породы добавляется приставка «керогеново-». Выбранные граничные значения для литологической типизации изучаемых отложений объясняется тем, что среднее содержанием $Сорг$ по данным пиролитических исследований от 2.5 до 5%.

При этом существует значительная разница весовых % $Сорг$, полученных по результатам пиролиза и объемных %, наблюдаемыми при изучении петрографических шлифов. Эта разница составляет более чем в 2 раза, поэтому порода, содержащая органическое вещество более 5 весовых процентов, в шлифе состоит более чем на 12% объемных (Завьялова А.П., 2021).

В выделенном разрезе можно выделить 3 основные группы пород по содержанию $Сорг$, которые слагают отложения доманикоидного комплекса верхнего девона. Среди них выделяется группа *карбонатных пород* ($Сорг < 2,5\%$) - литотипы 1-5; *группа смешанных и кремневых пород* ($Сорг < 2,5\%$) - литотипы 6-9 и *группа керогеновых* (смешанные породы с повышенным содержанием $Сорг > 2.5\%$) - литотипы 10-13 (Таблица 2).

Для классификации карбонатных пород используется также усовершенствованная классификация Р. Данема, которая отражает не только состав отложений, но также дает характеристику взаимоотношения форменных компонентов, представленной био- и литокластами и основного матрикса породы (Рисунок 11). В предложенной классификации выделяются 2 основные группы пород – осадочная структура в которых различима, и в которых она неразличима вследствие ее полной перекристаллизации. Первая группа разделяется на два больших класса – 1) первичные компоненты не были скреплены во время накопления и 2) исходные компоненты были органически скреплены в момент накопления (баундстоуны). Первый класс подразделяется еще на 4 группы – мадстоун, вакстоун, пакстоун и грейнстоун по соотношению матрикса и форменных компонентов.

Таблица 2. Структурно-вещественная характеристика литотипов.

Литотип	Название	Минерально-компонентный состав	Характеристика форменных компонентов	Характеристика матрикса	Соотношение форменных компонентов / матрикса (%)
1	Известняки микритовые (мадстоун)	содержание кальцита > 80% Сорг<2.5%	биокласты двустворок, криноидей зерна кальцита	микритовый до 90%	содержание зерен менее 10%, матрикса - 90%
2	Известняки биокластовые (вак-грейнстоун)	содержание кальцита > 80% Сорг<2.5%	биокласты двустворок (1*1.5-2 см) перекристаллизованные раковины форменифер (до 1.5 см в диаметре) биокласты тентакулитов (0.5-1 мм) биокласты брахиопод биокласты гастропод биокласты остракод (0.5 см)	микритовый 60-70% спаритовый 20-30%	подразделяются на грейнстоуны, пакстоуны и вакстоуны - (по соотношению форменных компонентов неравномерное от 80 до 30% соответственно)
3	Известняки водорослевые (баундстоун)	содержание кальцита > 80% Сорг<2.5%	зеленые, сине-зеленые водоросли (пелитоморфные слошница) раковины форменифер (0.5-3 мм) фрагменты члеников криноидей	спаритовый (50-60%) микритовый (до 20-30%)	соотношение каркаса и заполнителя 80/20%
4	Известняки обломочные	содержание кальцита > 70% Сорг<2.5%	обломки известняков от 0.5*1.5 мм до 1*5 см биокласты двустворок членики криноидей кристаллы кальцита (до 0.03 мм)	микритовый карбонатный и кремнисто-карбонатный, насыщенная бесструктурным ОБ	10-50%/50-10%
5	Доломиты	Содержание доломита >65%	обломки раковин двустворок 0.05 мм (до 5%)	кристалломорфная структура, матрикс	доломиты замещения кристаллические разности
6	Кремневые	Содержание кварца > 80% Сорг<2.5%	реликты раковин радиолярий диаметром до 0,1 мм.	криптозернистая халцедоновая и кварцево-халцедоновая масса	10-40% / 90-60%
7	Глинисто-кремнисто-карбонатные	Содержание глин : кварца: кальцита (10-12% :20-40% :50-70%) Сорг<2.5%	раковины тентакулит (0.2-2мм) обломки раковин (до 0.5 мм в диаметре) шламтовый детрит (до 0.01 мм)	пелитоморфная глинисто-кремнисто-карбонатная масса	20-40% / 80-60%
8	Карбонатно-кремнистые	содержание кварца более 50% Сорг<2.5%	раковины тентакулит до 0.5 мм, раковин радиолярий (0.05-0.2 мм),	криптозернистая халцедоновая и кварцево-халцедоновая масса	40-60% / 60-40%
9	Кремнисто-карбонатные	содержанием кальцита более 50% Сорг<2.5%	раковины тентакулит (0.2-2мм) обломки раковин (до 0.5 мм в диаметре) шламтовый детрит (до 0.01 мм)	кремнисто-карбонатная масса изотропная, микрозернистая	содержание форменных компонентов 10-50%, матрикса - 50-90%
10	Керогеново-карбонатные	карбонатных минералов не менее 70% Сорг>2.5%	биокласты раковин тентакулит (0.05 -0.5 мм) остракод (до 0.8 мм), тонкий шламтовый детрит	(сапропелевый) поровый, кальцитовый, спаритовый	содержание форменных компонентов 50-60%, матрикса - 50-40%
11	Керогеново-кремнисто-карбонатные	карбонатных минералов не менее 40% Сорг>2.5%	тентакулиты, размерами в продольном сечении до 1,0 мм, в поперечном от 0,1 до 0,5 мм	кремнисто-карбонатная масса изотропная, микрозернистая насыщена бесструктурным ОБ	40-60% / 60-40%
12	Керогеново-карбонатно-кремнистые	содержание кварца > 40% Сорг>2.5%	раковины тентакулит до 0.5 мм, раковин радиолярий (0.05-0.2 мм), биогенный детрит до 0.1 мм	керогеново-кварц-халцедоновая изотропная микрокристаллическая масса насыщена бесструктурным ОБ	40-60% / 60-40%
13	Керогеново-кремнистые	Содержание кварца > 80% Сорг>2.5%	раковин радиолярий, остатки тентакулит, выполненные халцедоном (0.05-0.2 мм)	битуминозно-халцедоновая пелитоморфная, криптозернистая масса	10-20% / 90-85%

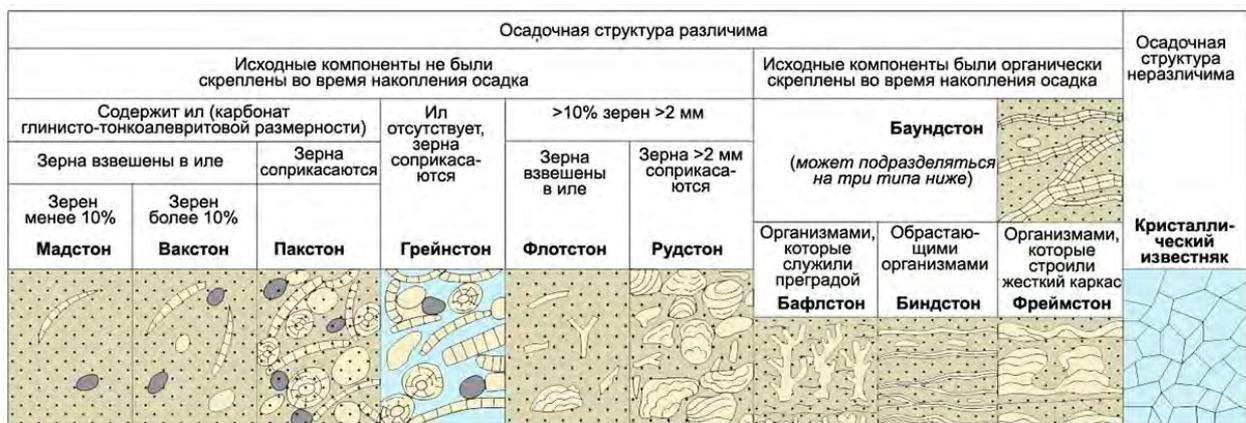


Рисунок 11. Усовершенствованная классификация Р.Данхэма (Embry, 1971)

Литотип 1 - известняки микритовые (мадстоуны по усовершенствованной классификации Р. Данема. Основная масса таких пород имеет тонко-микроструктурную структуру (Рисунок 12), количество биокластов не превышает 10%. Такие породы имеют серые или темно-серые цвета, часто формируют косо-линзовидные и волнистослоистые прослои, биотурбированные. Среди биокластов встречаются раковины тентакулитов, криноидей, остакод, двустворок, а также органический детрит, размеры которых составляют от 0,5- 1 мм до 1 см.

Литотип 2 - известняки биокластовые (вак-грейнстоун по усовершенствованной классификации Р. Данема) обладают неравномерным соотношением форменных компонентов и микритового седиментационного цемента - от 30% до 50% (Рисунок 13 - 14). Среди форменных компонентов преобладают биокласты тентакулит и брахиопод, иногда двустворок, онколиты, а также неопределимый биогенный детрит и шлам.

Литотип 3 - представлен серыми, светло-серыми органическими водорослевыми известняками (баундстоун) с слоистой (горизонтально-волнистослоистой) слоистостью (Рисунок 15). Такие породы часто мелкокавернозные. Размер каверн достигает 1-2 мм, нередко внутренние полости каверн инкрустированы черным битумом. Для пород данного литотипа характерны неравномерное развитие перекристаллизации и доломитизации.

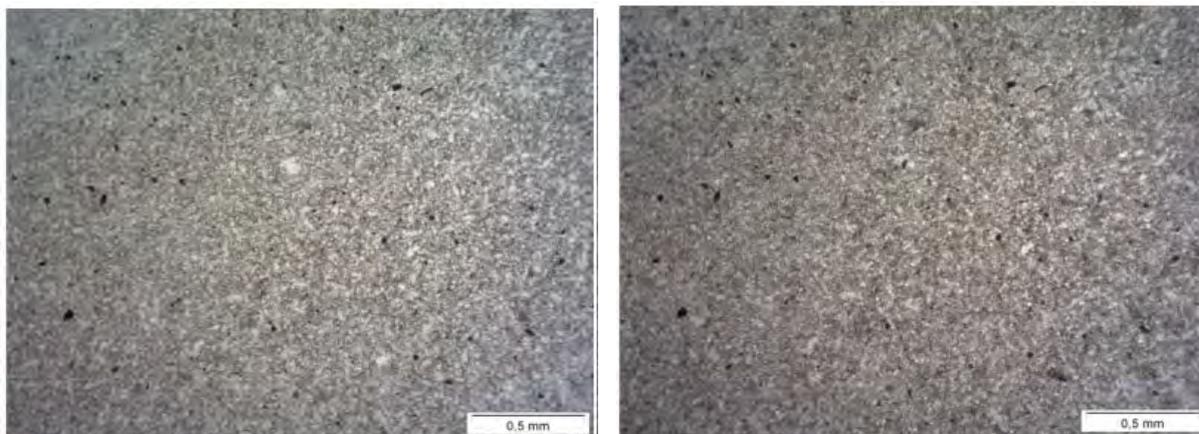


Рисунок 12. Известняк микритовый (мадсоун) (слева - в параллельных николях справа - в скрещенных).

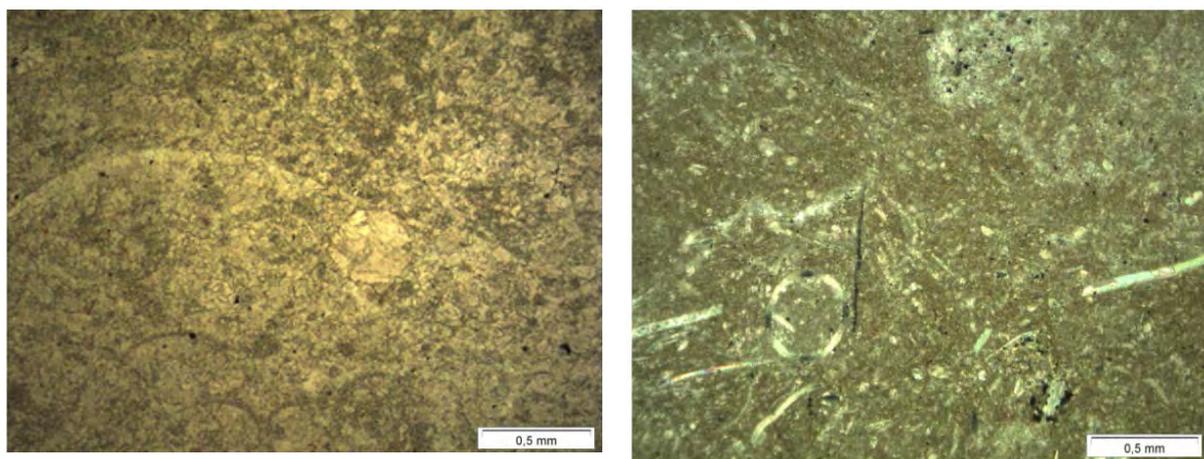


Рисунок 13. Известняк биокластовый (вакстоун). (слева - в параллельных николях справа - в скрещенных).

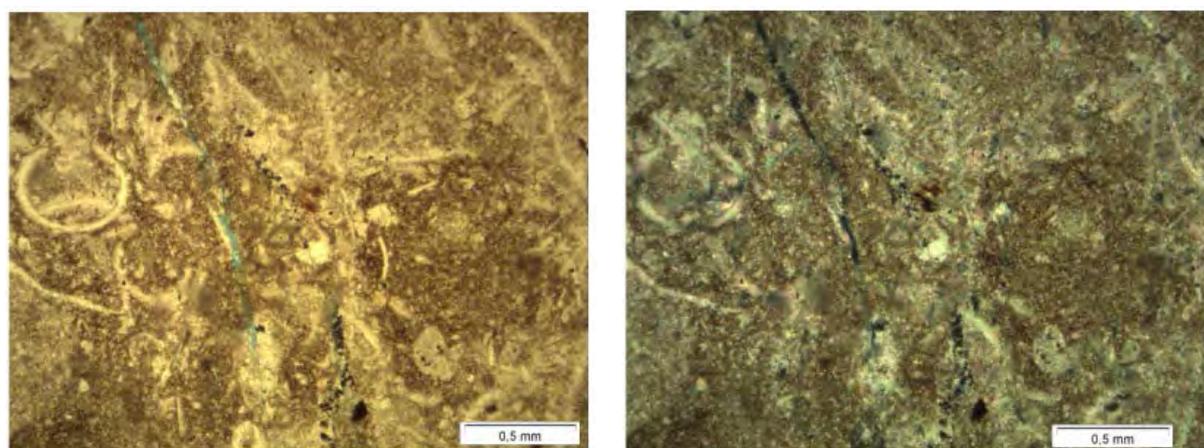


Рисунок 14. Известняк биокластовый (пакстоун) (слева - в параллельных николях справа - в скрещенных).

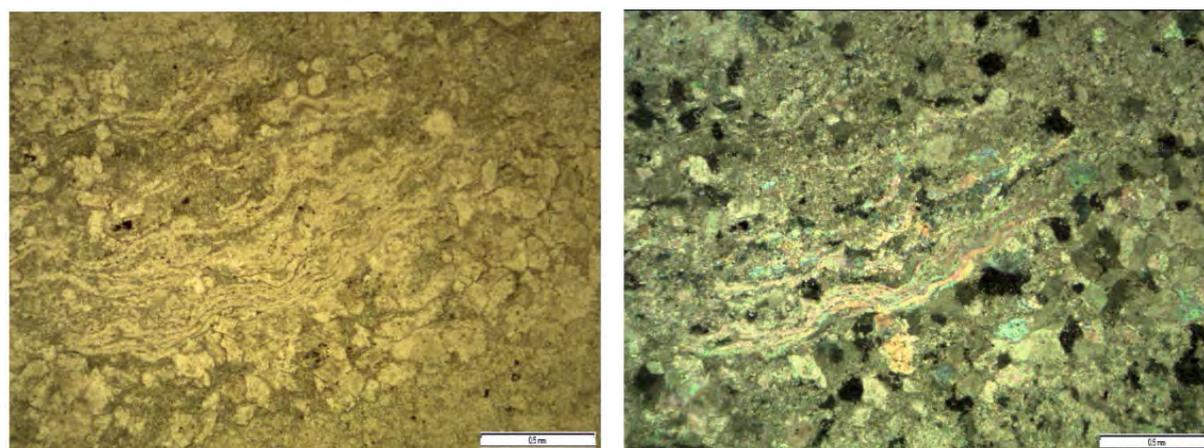


Рисунок 15. Известняк водорослевый (баундстоун) доломитизированный (слева - в параллельных николях справа - в скрещенных).

Литотип 4 представлен известняками обломочными. Структура пород обломочная, иногда органогенно-обломочная, реже градационная. Основными

форменными компонентами таких пород являются плохо окатанные обломки известняков диаметром 3-5 мм (видимый) и длиной 0,5-1,5 см (видимый) (Рисунок 16). Матрикс таких пород имеет разный состав от карбонатного до смешанного - кремнисто-карбонатного. Среди обломков встречаются: известняки слабоалевритистые, известняки водорослевые, известняки органогенно-обломочные, которые часто неравномерно перекристаллизованные. Встречаются биокласты двустворок, брахиопод, криноидей, тентакулит, а также биогенный детрит и шлам. Часто такие породы выполняют карманообразные врезы, для них характерны нарушенные переотложением текстуры, а также неравномерное битумонасыщение.

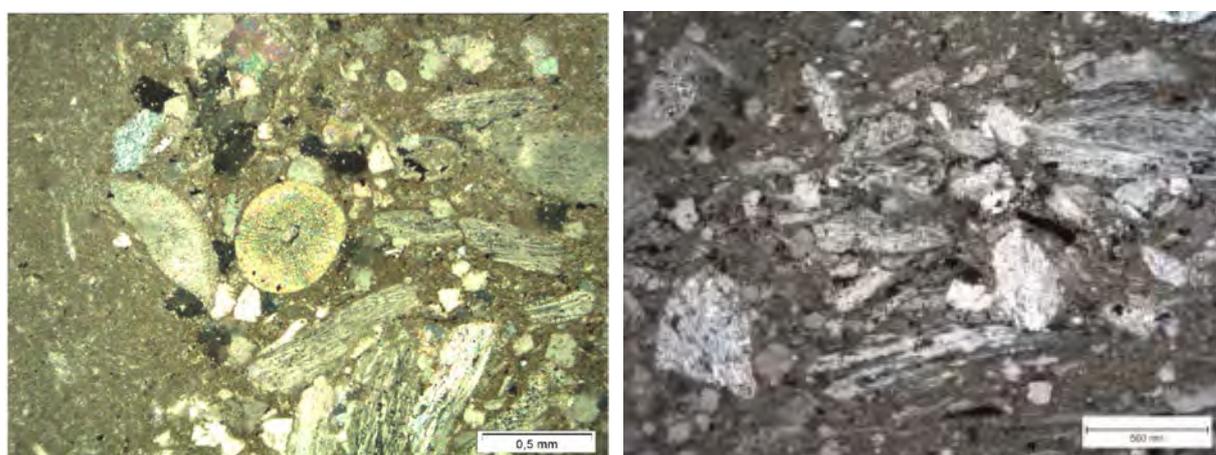


Рисунок 16. Известняк обломочный (лито-биокластовый) (в скрещенных николях).

Литотип 5 слагают доломиты замещения, неяснослоистые, часто пятнистые, нередко обладающие реликтовой водорослевой структурой. Форма кристаллов от эвгедральных, субэдральных до ангедральных, среди которых преобладают среднекристаллические формы (размер от 0.035 мм до 0.22 мм преобладают кристаллы 0.15 мм) (Рисунок 17).

Литотип 6 представлен кремневыми породами, содержание кремнезема в которых >80%. Основная масса таких пород представлена изотропным реликтоморфным халцедоном. В таких породах встречаются раковины радиолярий и тентакулит, раковины которых нередко замещены аутигенным халцедоном. Такие породы часто формируют небольшие прослои, размеры которых редко превышают 1-2 см (Рисунок 18).

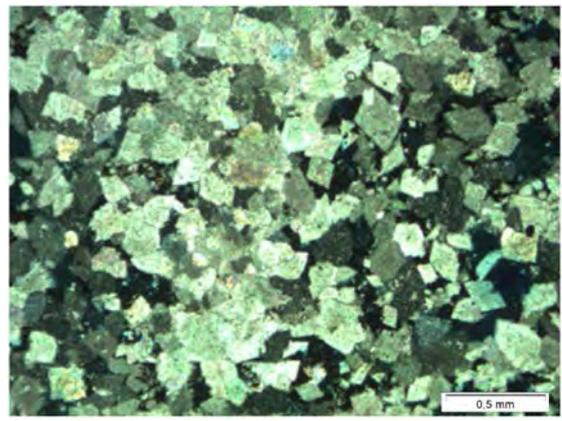
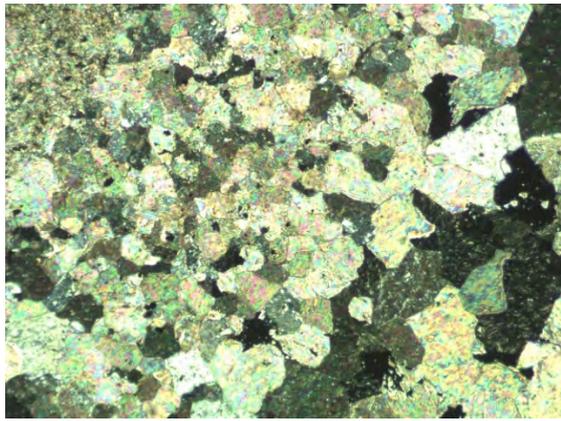


Рисунок 17. Доломит среднекристаллический (в скрещенных николях).

Достаточно часто кремнисто-карбонатные (*Литотип 8*) и карбонатно-кремнистые породы (*Литотип 9*) образуют тонкие ритмичные чередования - ритмиты, где толщина каждого простоя может начинаться с нескольких миллиметров. Породы темно-серые и чёрные, с тонко горизонтальной слоистостью, представлены чередованием микрослоев кремнистого и карбонатного состава. Форменные компоненты таких пород представлены преимущественно раковинами тентакулит (от 0.05 до 0.4 мм, реже до 1 мм) и радиолярий (0.01мм), которые часто деформированы, частично растворены и перекристаллизованы. В качестве прослоев встречается (*Литотип 7*) - глинисто-кремнисто-карбонатные породы. Содержание группы глинистых минералов редко, в отдельных прослоях достигает 10-12% Данный тип наиболее редко встречается в изучаемых разрезах, и обычно представлен тонкими невыдержанными прослоями от 1 мм до 2 см. Текстура горизонтальная, волнисто-слоистая. Форменные компоненты пород представлены биогенным детритом и целыми раковинами тентакулит. Матрикс породы сложен пелитоморфной глинисто-кремнисто-карбонатной массой.

К керогеновой группе пород относятся высокоуглеродистые породы, для которых содержание $S_{org} > 2.5\%$ (*Литотипы 10-13*) представлены чёрными керогеново-карбонатными, керогеново-кремнисто-карбонатными, керогеново-карбонатно-кремнистыми и керогеново-кремнистыми разностями (Рисунок 19, 20, 21, 22). Все они отличаются различным соотношением пелитоморфного кремнистого, микритового карбонатного и бесструктурного органического вещества, тонкой горизонтальной и линзовидно-горизонтальной слоистостью,

присутствием биокластов тентакулитов, радиолярий, пирокластики, а также биогенного детрита.

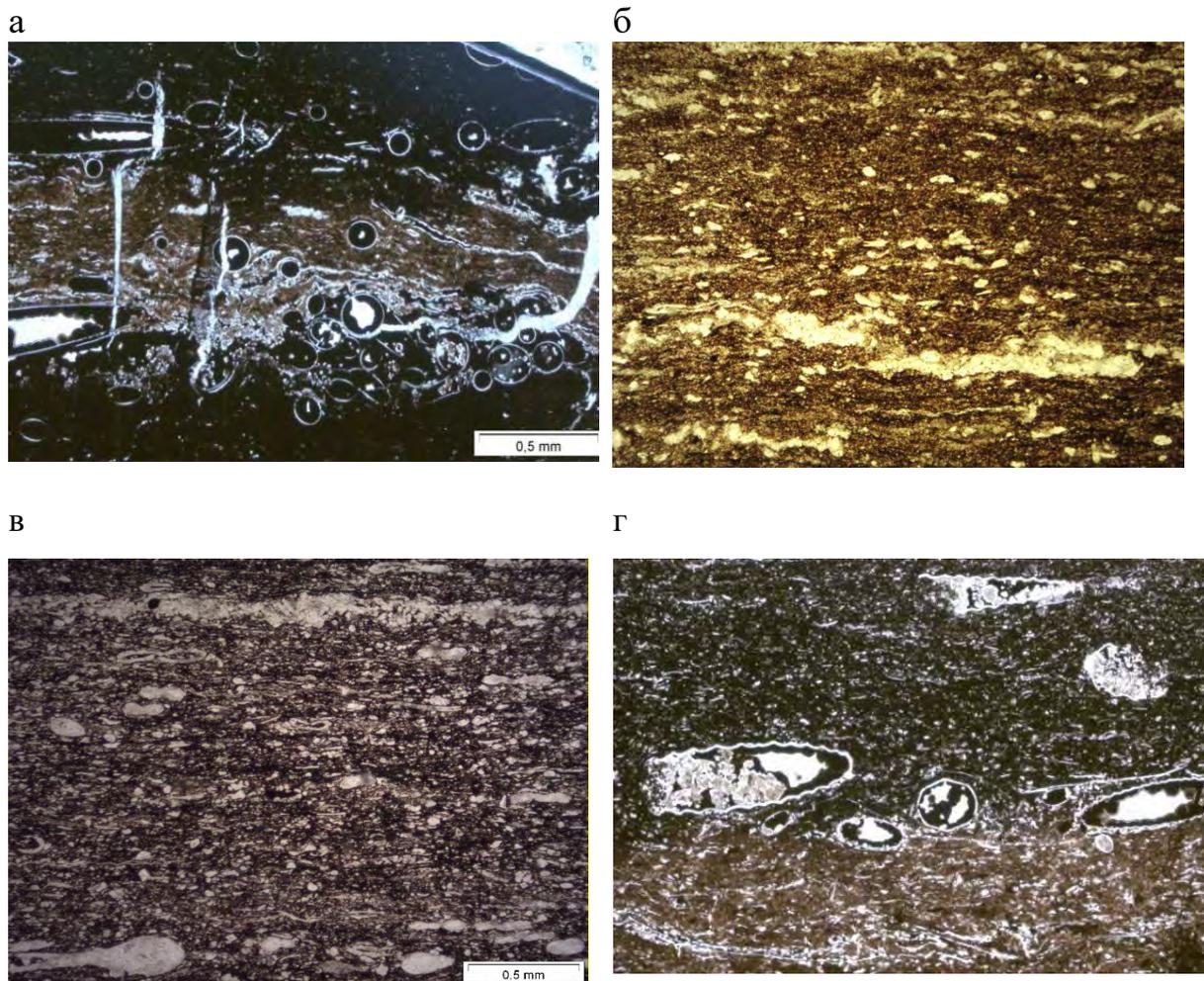


Рисунок 18. а) Силицит с реликтами тентакулитов, выполненных кварц-халцедовым агрегатом б) глинисто-кремнисто-карбонатная порода с биокластами тентакулит в) кремнисто-карбонатный породы биокластами тентокулитов, снизу- карбонатно-кремнистые породы с биокластами тентакулитов и органическим детритом. г) карбонатно-кремнистая порода.

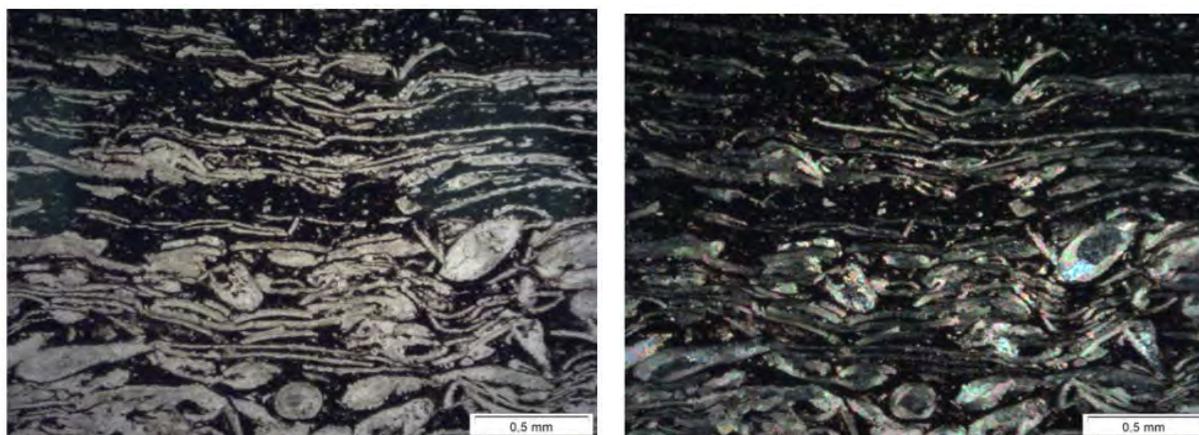


Рисунок 19. Керогеново-карбонатная порода с прослоями, обогащенными

раковинами двустворок и тентакулитов (слева- в параллельных николях справа- в скрещенных).

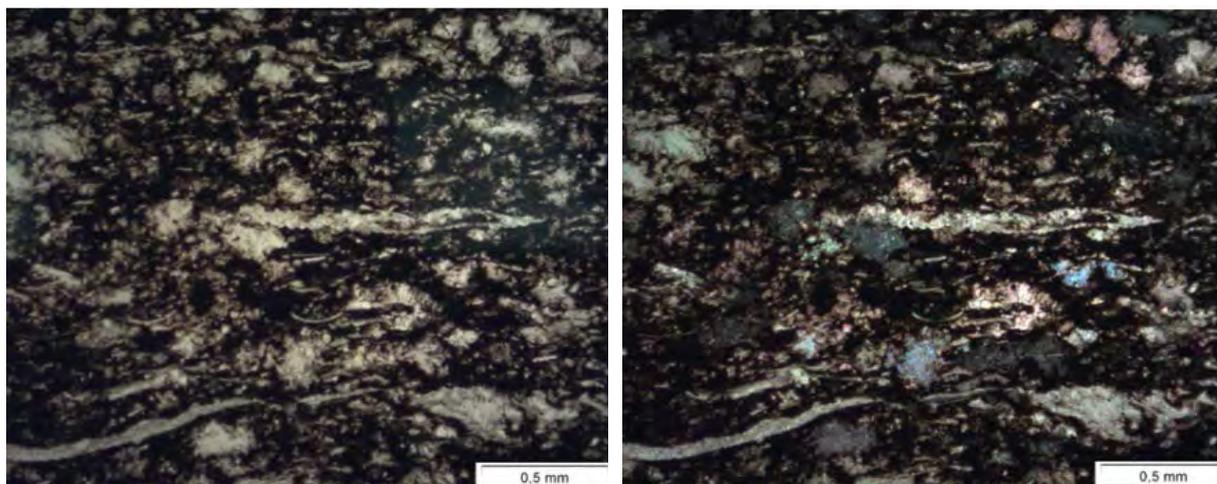


Рисунок 20. Керогеново-кремнисто-карбонатная порода с органическим детритом (слева- в параллельных николях справа- в скрещенных).

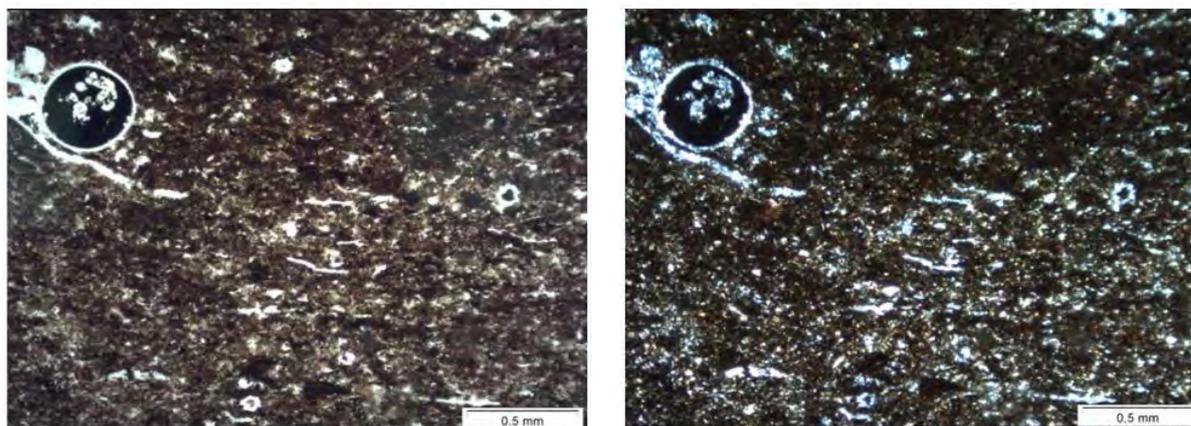


Рисунок 21. Керогеново-карбонатно-кремнистая порода с биокластами тентакулитов и радиолярий (слева- в параллельных николя, справа- в скрещенных).

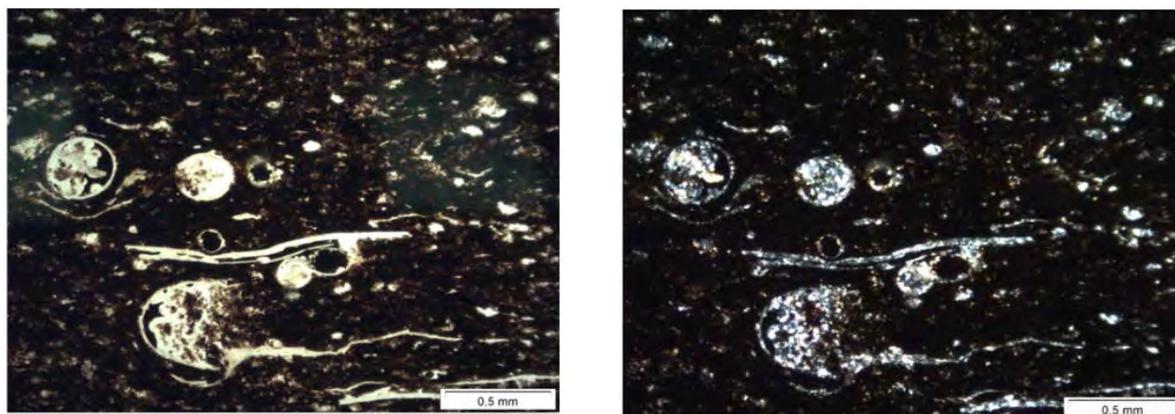


Рисунок 22. Керогеново-кремнистая порода с прослоями, обогащенными раковинами радиолярий и тентакулит, перекристаллизованые кварц-халцедоновым агрегатом (слева- в параллельных николях справа- в скрещенных).

3.1.2. Парагенетические ассоциации пород

По преобладанию того или иного типа пород (литотипа), их вещественному составу и выделенных для них структурно-морфологических признаков породы группируется в Пачки. Всего в разрезе изучаемых отложений было выделено 7 принципиально разных по строению Пачек (Рисунок 23).

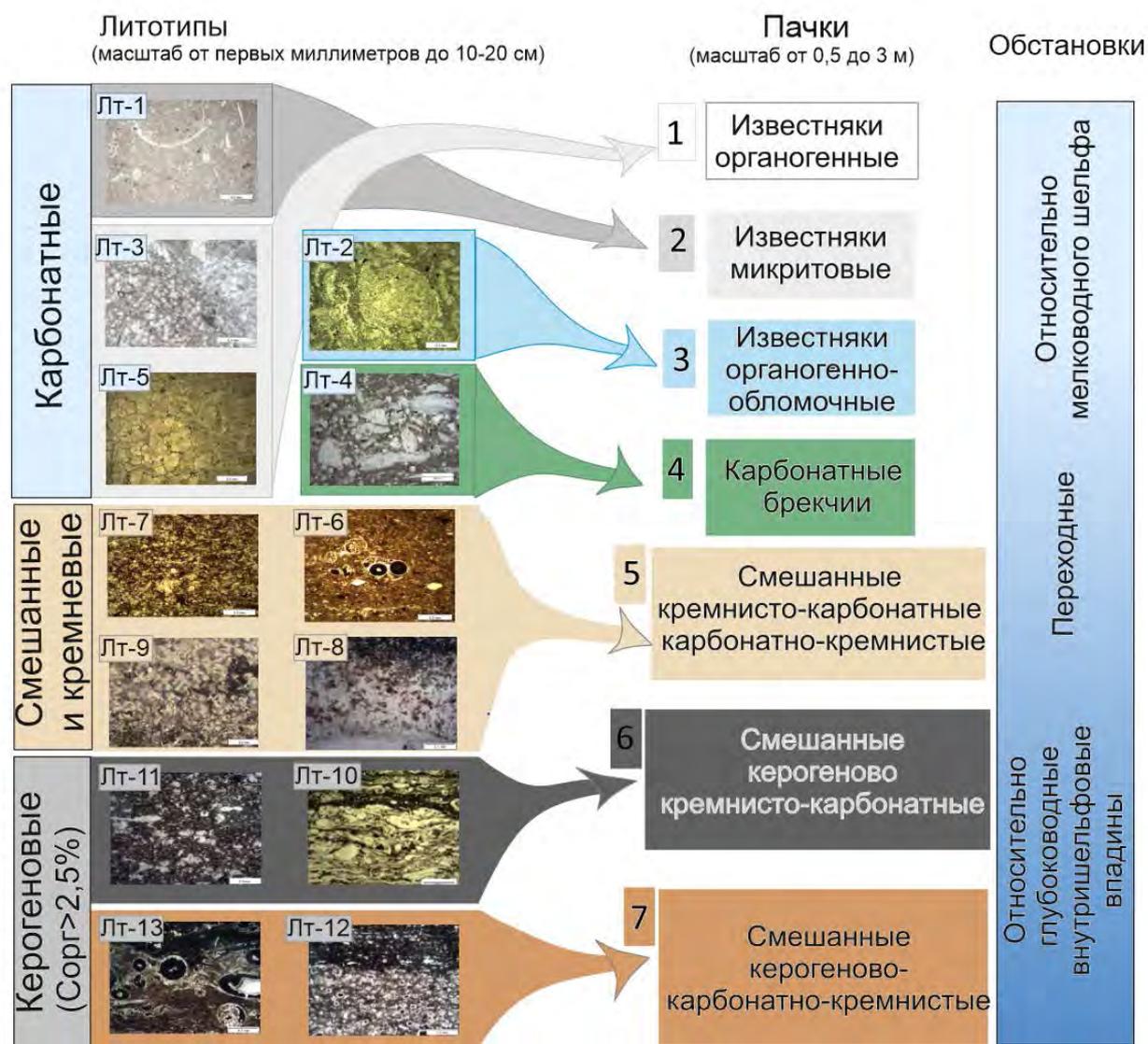


Рисунок 23. Литологическая типизация и выделение Пачек (парагенетических ассоциаций пород).

Пачка 1 - Известняки органогенные. Пачка представлена чередованием слоев известняков водорослевых баундстоун (ЛТ-3) и доломитов замещения (ЛТ-5), с маломощными прослоями (4-5 см) известняков биокластовых грейнстоун (ЛТ-2). Границы между различными типами пород часто неровные и карманообразные. Доломиты замещения темно-коричневые неяснослоистые, часто пятнистые.

Известняки водорослевые (баундстоуны) бежево-серые, часто - неравномерно доломитизированные, содержат онколиты в межформенном водорослевом пространстве и каверны диаметром до 1-2 мм, которые нередко заполнены черным битумом. В верхней части пачки встречаются маломощные (4-5 см) прослои биокластовых известняков (грейнстоунов) в различной степени доломитизированных. Для пород характерно формирование трещин усыхания, а также малоамплитудных стилолитовых швов (Рисунок 24).

Пачка 2 - Плотные известняки микрокристаллические с переслаиванием серых известняков мад-вакстоун (Лт-1 и 2). Структура пород массивная, косо-волнистослоистая. Среди форменных компонент в таких породах встречаются целые раковины и обломки двустворок; раковины фораминифер диаметром до 1 мм; целыми раковинами остракод размером 0,5x1,5 мм, а также биогенный детрит и шлам. Встречаются также литокласты известняков 1-3x3-5 мм, заполняющие карманообразные врезы.

Пачка 3 - Известняки органогенно-обломочные. Для данной пачки характерно чередование бежевых и бежево-серых известняков биокластовых (Лт-2) (пакстоунов) нередко неравномерно, а также серых и темно-серых известняков (вакстоунов), которые заполняют карманообразные врезы. Известняки (пакстоуны) характеризуются микро- реже тонкокристаллической и органогенно-обломочной, реже обломочной структурой, а также пятнистой текстурой. Соотношение форменных компонентов и микритового цемента неравномерное. Среди биокластов преобладают биокласты криноидей, двустворок и остракод.

По выявленным структурно-текстурным особенностям области седиментации пачек 1-3 отвечают обстановкам относительно мелководного шельфа. При этом Пачки 2 и 3 формируют основной седиментационный фон, который представлен преимущественно микритовыми известковыми илами с хаотично распределенными биокластами тентакулит, остракод, брахиопод, реже криноидей (мад-вак-пакстоуны). Пачка 1 накапливалась в зоне развития локальных отмелей на шельфе, формировались биогермные постройки, а присутствие доломитов замещения указывают на их периодический вывод на поверхность, в зону субаэральной экспозиции. Необходимо отметить, что развитие таково рода отложений (Пачка 1) носит достаточно локальный характер, и они вскрыты в одной

скважине.



Рисунок 24. Пример строения пачек 1-3 в полноразмерном керне а) Пачка 1 органические б) Пачка 2 известняки микрокристаллические в) Пачка 3 известняки органично-обломочные.

Пачка 4 - Карбонатные брекчии. Наиболее сложная по строению пачка, представлена обломочными известняками (Лт-4), неравномерно расслоенными кремнисто-карбонатными (Лт-9) и карбонатно-кремнистыми (Лт-8) ритмитами, с линзовидными прослоями известняков мад-вак-пакстоун (Лт-1,2). Размеры

обломков варьирует от первых миллиметров до 3-5 см. Отмечается плохая окатанность обломков, среди которых преобладают угловатые и слабоокатанные разности. Текстура пятнистая, нарушенная переотложением. Содержат биогенный детрит и биокласты раковин двустворок, брахиопод, а также фрагменты тентакулитов. Границы слоев неровные, карманообразные, со следами продавливания и оползания.



Рисунок 25. Пример строения Пачки 4 в полноразмерном керне.

Пачка 5 - Смешанные кремнисто-карбонатные и карбонатно-кремнистые породы. Разрез представлен толщей горизонтальное, коло-линзовидное переслаивание темно-серых кремнисто-карбонатных (Лт-9) и карбонатно-

кремнистых (Лт-8) (Рисунок 26). Масштаб чередования 1-2 см. На плоскостях напластования присутствуют штриховатые прослои, обогащенные детритом тентакулит. Для данной пачки характерны линзы и линзовидные прослои известняков мадстоун-вакстоун (Лт1-2) (2-5 см до 20-30 см), а также редкие прослои кремнистых пород (Лт-6) (2-5 см).



Рисунок 26. Пример строения пачки 5 в полноразмерном керне.

Характер неравномерного переслаивания, градиционный текстуры, присутствие интервалов осадочной брекчии позволяют сделать вывод, что породы, слагающие Пачку 4, накапливались в переходных условиях склона части от относительно мелководной к относительно глубоководным, где временами проявляли активность различные, в том числе гравитационные течения.

Увеличение биопродуктивности в относительно мелководных частях, вынос большого количества осадочного материала в более глубоководные области в этапы изменения относительного уровня моря приводит к увеличению доли минеральной компоненты пород, в результате чего формируется толща неравномерного переслаивания смешанных пород Пачки 5.

Пачка 6 - Смешанные породы с преобладанием керогеново-карбонатных и керогеново-кремнисто-карбонатных пород. Разрез данной пачки характеризуется преобладанием в разрезе керогеново-карбонатных и керогеново-кремнисто-карбонатных пород. Толща представлена чередованием темно-серых керогено-карбонатных (Лт-10) и черных керогеново-кремнисто-карбонатных (Лт-11) пород (Рисунок 27). Встречаются линзовидные прослои толщиной (от 0.5 до 2-3 см) биокластовых известняков, обогащенных раковинами радиолярий (Лт-2), а также менее обогащенных органическим веществом кремнисто-карбонатных ритмитов (Лт-8-9), которые формируют тонкослоистые (толщина пререслаивания 1-2 мм) маломощные прослои. Плоскости напластования подчеркиваются присутствием биокластов тентакулит. Встречаются также прослои керогеново-карбонатно-кремнистого состава.



Рисунок 27. Пример строения пачки 6 в полноразмерном керне

Пачка 7 - Смешанные породы с преобладанием керогеново-кремнистых и керогеново-карбонатно-кремнистых пород. В строении Пачки 7 заметно преобладание кремнистой компоненты по сравнению с породами, слагающими Пачку 6. Она сложена тонким горизонтальным, реже косо-линзовидным ритмичным чередованием и черных керогеново-кремнистых (Лт-13), и темно-серых керогеново-карбонатно-кремнистых (Лт-12) пород, которые содержат единичные серые линзы карбонатного состава размером 1х2 см, а также маломощные прослои, с биокластами тентакулит. Отмечаются стяжения аутигенного пирита. Среди биокласт преобладают раковины радиолярий. Встречаются также прослои пирокластического материала толщиной 1-1.5 см (Рисунок 28).

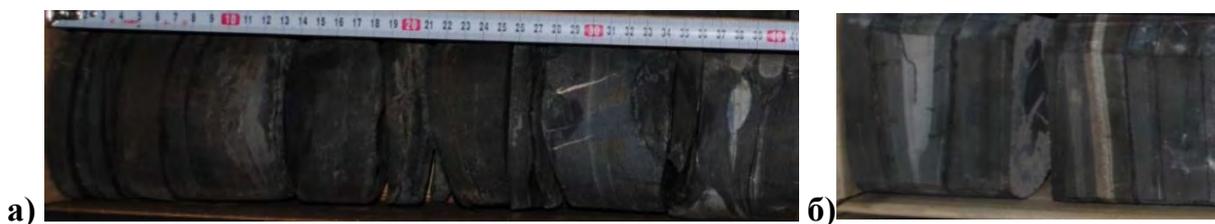


Рисунок 28. а) Пример строения пачки 7 в полноразмерном керне; б) прослои пирокластического материала.

Отложения, слагающие Пачки 6 и 7, накапливались в относительно глубоководной внутришельфовой впадине, о чем свидетельствует тонкое ритмичное чередование слоев, а также повышенное содержание органического вещества. Некоторые исследователи предполагают, что большое количество органики и изолированность бассейна могло служить причиной полного отсутствия окислительной зоны диагенеза и развития придонных аноксических условий (Бушнев Д.А. и др., 2016).

3.1.3. Соотношение пачек пород в пределах разрезов разных структурно-фациальных зон

Формирование отложений доманикоидной высокоуглеродистой формации связано с длительным периодом геологической истории, в процессе которой происходили сложные тектоно-морфологические перестройки, связанные с формированием Камско-Кинельской системы прогибов.

Как следствие этих процессов, происходит значительная перестройка структурного плана, влекущая за собой изменений фациальной зональности, которая определяет вещественный состав и структурные особенности пород. В строении изучаемого разреза формируется циклично построенная толща, в которой выделяется 4 региональных циклита (Завьялова А.П., 2021), связанных с изменением относительного уровня моря. В данной работе рассматриваются 3 из них, соотносящиеся со средним франом (Циклит 1), верхним франом (Циклит 2) и фаменом (Циклит 3).

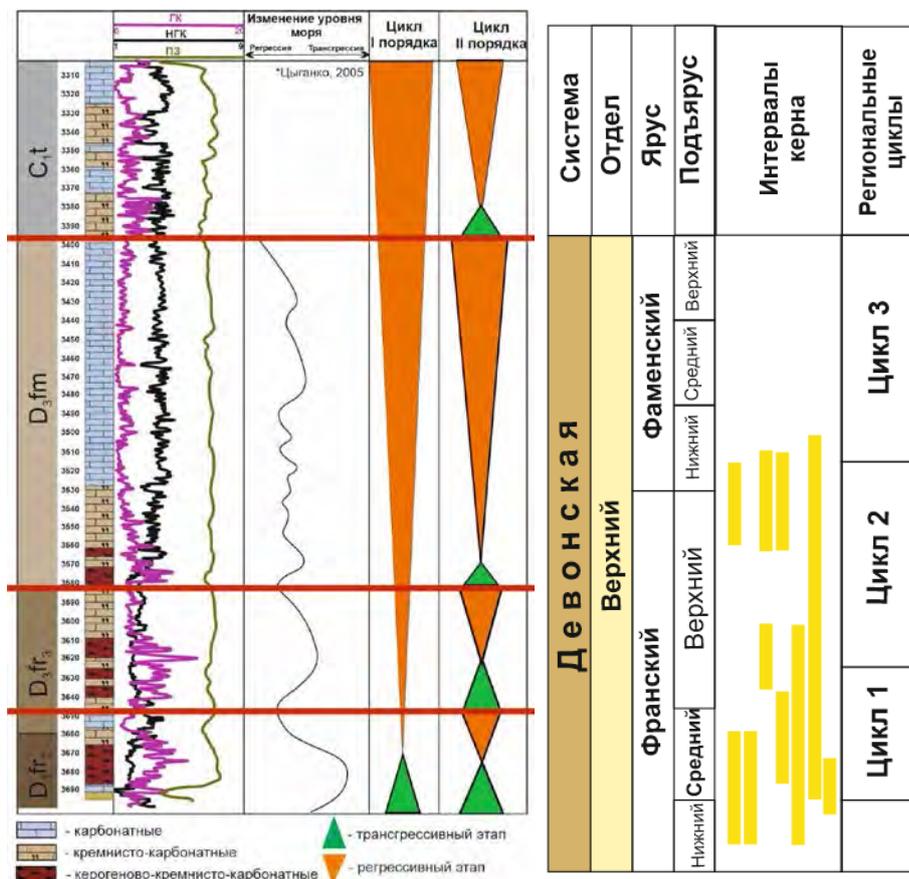


Рисунок 29. Принципиальное строение региональных циклитов Муханово-Ероховского прогиба (Завьялова А.П., 2021). Интервалы, охарактеризованные керном.

Отложения среднефранского циклита практически повсеместно накапливались в обстановках относительно глубоководного шельфа, для которого

смена фациальной зональности связана с изменением относительного уровня моря, что отражается в вертикальной изменчивости разреза.

В этапы максимального стояния относительного уровня моря (ОУМ) на всей территории господствуют относительно глубоководные обстановки. Разрез сложен переслаиванием пачек, смешанных керогеново-кремнисто-карбонатных и керогеново-карбонатных пород (Пачка 6), а также смешанных керогеново-карбонатно-кремнистых пород (Пачка 7). Породы сложены пелитомофной кальцитовой-халцедоновой, насыщенной бесструктурным органическим веществом (ОВ) массой. Форменные компоненты таких пород представлены биокластами раковин тентакулит, радиолярий, биогенным детритом.

Этапы изменения (падения или повышения) ОУМ приводят к смене глубоководных парагенетических ассоциаций на более мелководные или наоборот. В разрезе центральных частей Муханово-Ероховского прогиба (МЕП) преобладают смешанные породы (Пачка 4 и 5).

Заканчивается разрез среднефранского циклита этапом обмеления, связанного с падением ОУМ, и пределах МЕП развиваются обстановки относительно мелководного шельфа. Разрез представлен группой карбонатных пород, среди которых преобладают микритовые и органогенно-обломочные известняки (Пачка 2 и 3) с локальным развитием органогенных известняков (Пачка 1).

Смена морфологии и обособления собственно Муханово-Ероховского прогиба происходит на рубеже среднего и позднего франа. В строении верхнефранского и фаменского прослеживается цикличность в строении разреза, связанная с изменением ОУМ. Вверх по разрезу в центральных частях прогиба пород керогеновой группы на смешанные. По мере Но более выражена становится латеральная изменчивость разрезов. В позднефранском циклите происходит постепенное обособление прогиба и структурно-морфологической выраженности в рельефе. В пределах МЕП обособляются 3 палеогеографических зоны – внутришельфовой впадины, ее склона и борта.

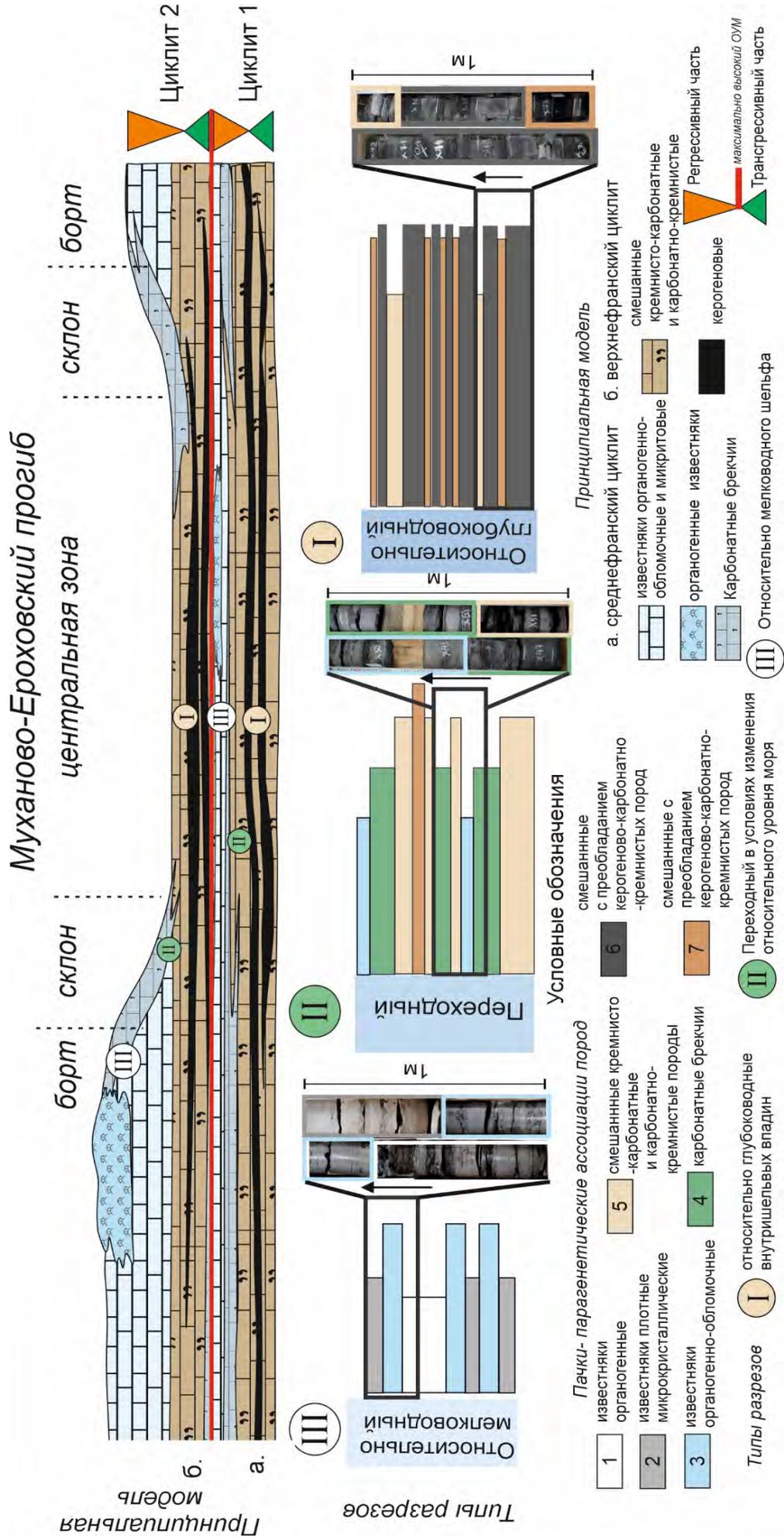


Рисунок 30. Типы разрезов в различных зонах Муханово-Ероховского прогиба и принципиальная модель осадконакопления (модель построена по Ступакова А.В. и др. 2015, Завьялова А.П., 2021 с изменениями).

Породы керогеновой группы наиболее характерны для центральной, наиболее погруженной части позднедевонской внутришельфовой впадины Муханово-Ероховского прогиба. В разрезе заметно преобладают керогеново-карбонатно-кремнистые породы (пачка 7). В таких породах увеличивается количество прослоев, обогащенных скелетными остатками раковин радиолярий, а также встречаются прослойки пирокластического материала. Увеличение кремнистости разреза, по-видимому, связано с синхронным вулканизмом смежных областей. Обогащение вод бассейна кремнеземом способствовало развитию организмов с кремневым скелетом, в частности радиолярий. По мере продвижения от центральной части МЭП к склону, в разрезе прослеживается постепенная смена парагенетических ассоциаций пород с относительно глубоководных на относительно мелководные. Смешанные породы (Пачка 5), неравномерно расслоенные карбонатными брекчиями (Пачка 4), постепенно сменяются более мелководными карбонатными, среди которых преобладают известняки органогенно-обломочные (Пачка 2) и микритовые (Пачка 1).

По результатам комплексного изучения материалов керна было выделено 3 принципиально разных *палеогеографические зоны* - внутришельфовой впадины, её склона и борта. Морфология и положение этих зон меняется во времени и по площади.

Соотношение различных пачек в разрезе позволяет проследить смену преобладающих обстановок осадконакопления и палеогеографическую зональность территории исследования. Были выделены характерные типы пачек для относительно мелководного шельфа, переходной зоны (склона) и относительно глубоководной внутришельфовой впадины. Такое разделение несколько условно, поскольку одни и те же пачки могут встречаться в разных палеогеографических зонах, что связано с частыми циклическими изменениями уровня моря. Поэтому распространение пачек по площади необходимо рассматривать в пределах циклитов, границы которых выдержаны прослеживаются на больших расстояниях.

3.2. Постседимнтационные преобразования пород

Пустотное пространство пород доманикоидной толщи характеризуется сложным неоднородным строением. В изученных разрезах прослеживается резкая латеральная и вертикальная изменчивость пород, связанная с изменением компонентного (вещественным) состава пород.

Литологические исследования различных авторов (Г.И. Теодоровича, Н.М. Страхова, Г.В. Чилингара, К.И. Багринцевой и др.) показывают, что пустотное пространство пород может быть первичным (сингенетическим) и вторичным (эпигенетическим). К первому типу относится пористость, которая связана с исходной структурой породы и условиями осадконакопления. В неизменном виде первичная пористость встречается достаточно редко или сохраняется в незначительном объеме. В изученных породах, характеризующихся различным литологическим составом с преобладанием пород смешанного состава, на формирование емкостного пространства также прослеживается влияние и постседиментационных процессов, которым были подвержены эти породы в ходе эволюции бассейна. Постседиментационные процессы вносят основной вклад в формирование емкостного пространства доманикоидных пород. Поэтому при микроскопическом изучении зерна особое внимание уделяется изучению вторичных процессов и степени их влияния на пустотные пространства пород.

Под *пустотным (емкостным) пространством* в данной работе понимается вся совокупность пустот в породе, которая формируется порами, кавернами и трещинами, различных по генезису и структуре, которые часто могут быть заполнены ОВ.

Стадийность литогенетических процессов описана в работах многих исследователей (Страхов Н.М., 1962; Бурлин Ю.К. и др., 1991; Япаскерт О.В., 2008, 2016, Кузнецов В.Г., 2007; Тугарова М.А., 2011 и др.). Среди постседиментационных преобразований пород выделяются диагенетические и катагенетические, которые характеризуются различными физико-химическими процессами.

Диагенетические преобразования пород прежде всего связаны с уплотнением и первичным отжатием осадка. В раннем диагенезе происходит первичное растворение карбонатов (CaCO_3 , MgCO_3 , SrCO_3 и др.) и образование окисных минералов: железомарганцевых конкреций, глауконита, фосфатов. В позднем

диагенезе прекращается бактериальная деятельность и микробиальное разложение органического вещества постепенно затухает, а само вещество трансформируется в кероген. Происходит перекристаллизация ранее образованных минералов, их локальная цементация, формируются конкреционные стяжения. Перераспределение осадочного вещества приводит к формированию диагенетических трещин.

В раннем катагенезе (протокатагенезе ПК1-3) процессы уплотнения приводят к отжатию элизонной воды, происходит растворение кварца и силикатов, метасоматозом карбонатных пород и аутигенное минералообразование. Под действием увеличения температуры и давления происходит гидролиз органического вещества.

В среднем катагенезе (мезокатагенезе МК1-5) продолжается уплотнение пород до почти полного исчезновения пор, текстуры пород сохраняются, а структуры заметно изменяются, усиливаются аутигенное минералообразование и цементация пород. Основное преобразование органического вещества протекает в мезокатагенезе, что приводит к генерации нефти и газа, миграции из нефтепроизводящих толщ и последующей аккумуляции.

Изучение и прогноз развития вторичных процессов осложняется возможностью их многократных повторений (на разных стадиях диа-катагенеза) на разных глубинах. Ниже приведен пример стадийности протекания в наложенности различных процессов для карбонатных пород (Рисунок 31).

В изученных отложениях были выделены **4 основные группы постседиментационных процессов**, в той или иной мере влияющих на пустотные пространства пород. К ним относятся:

1. перекристаллизация и вторичная карбонатизация;
2. метасоматоз и аутигенное минералообразование;
3. трещинообразование;
4. растворение и выщелачивание.

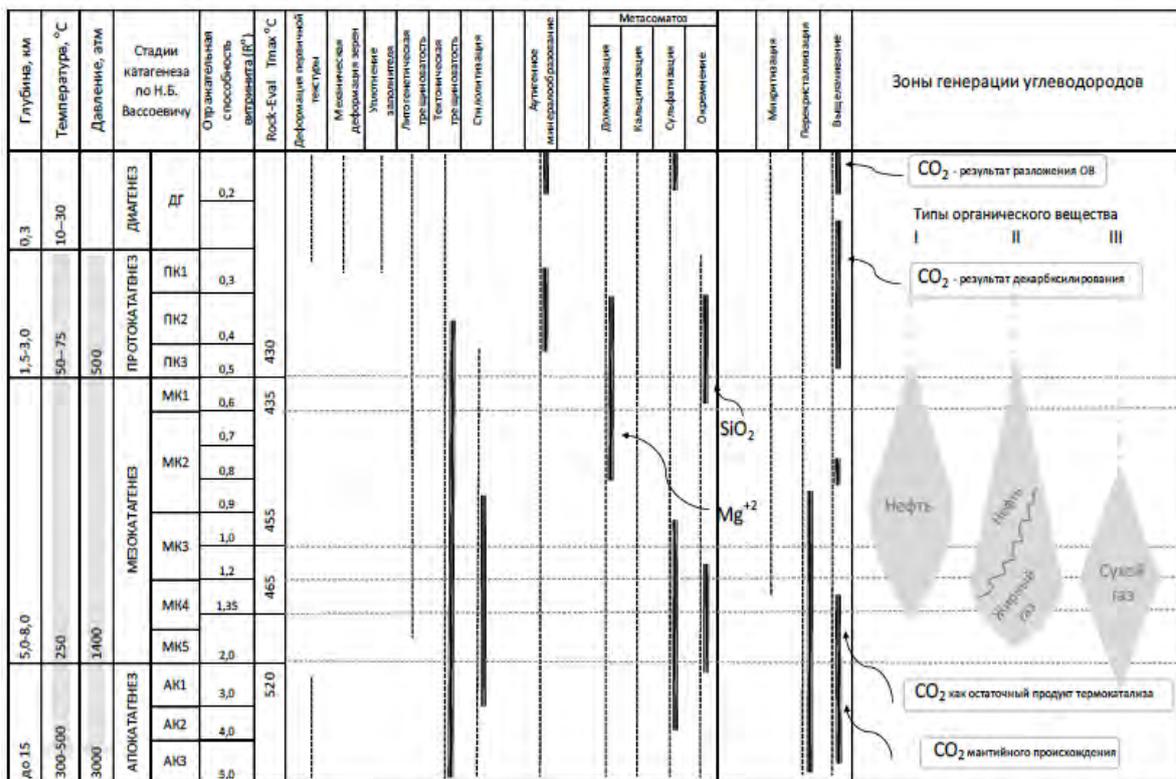


Рисунок 31. Стадиальные изменения карбонатных пород и их связь с основными процессами в нефтегазоносных комплексах (Тугарова М.А., 2021).

Процессы перекристаллизации, вторичной карбонатизации. Процессы перекристаллизации проявлены практически во всех типах пород и проявляются в разном масштабе: от полной карбонатизации слоя, формирования линзовидных слоев, перекристаллизации биокластов и карбонатизации кремневых остатков.

Наиболее широко процессы перекристаллизации развиваются в карбонатных породах. (Лт1-5). Для группы смешанных пород (Лт7-9), в том числе с повышенным содержанием ОВ (Лт-10-13) процессы перекристаллизации приурочены в основном к фортенным компонентам породы (биокластам) (Рисунок 32).



Рисунок 32. Процент встречаемости процессов перекристаллизации в ходе петрографического описания шлифов для различных литотипов.

Механизм формирования карбонатных пород достаточно сложный. Первичный материал карбонатных пород образуется биохемогенным путем, в результате бактериальной деятельности, в процессе которого формируется микритовый ил; деструкции органических остатков. В процессе диагенетических преобразований образовавшийся осадок уплотняется и в результате перекристаллизации образуются яснокристаллические формы кальцита, которые могут быть приурочены как к матриксу породы, так и форменным компонентам. Значительная часть яснокристаллического карбоната — результат катагенетической перекристаллизации первичного более мелкозернистого, в том числе пелитоморфного материала, а также метасоматического доломитообразования (Кузнецов В. Г., 2007)

Пелитоморфный, или микритовый, материал целиком образует породы (Лт-1). Для известняков органогенно-обломочно структурой (Лт-2) характерен микритовый седиментационный цемент. В отдельных участках, для пород с высоким содержанием биокластов нередко наблюдается цементация форменных компонентов яснокристаллическим кальцитом (спаритом) (Рисунок 33). Размеры таких участков перекристаллизации составляют до 4-5 мм, а размеры кристаллов цемента – от 0,2 до 0,6 мм. Их края подчеркнуты буроватым цветом, возможно, за счет примеси органического материала.

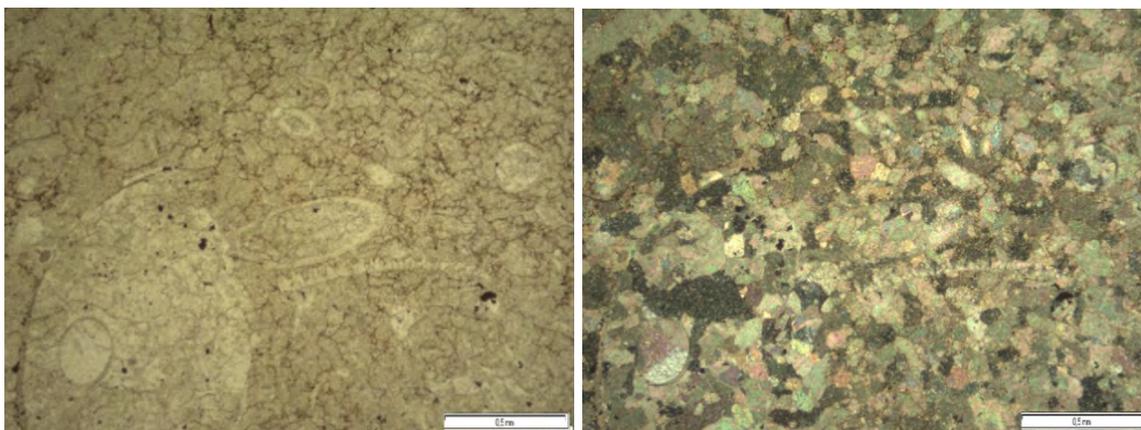


Рисунок 33. Спаритовый цемент в известняки биокластовом (вакстоун)(Лт-2) (слева - в параллельных николя, справа- в скрещенных).

Процессы перекристаллизации происходят вплоть до образования перекристаллизованных известняков, которые практически полностью утратили свою первичную органогенно-обломочную структуру. В них прослеживаются реликты единичных целых раковин остракод размером 4,5*10 мм, тентакулитов размером 2-3*5-8 мм. (Рисунок 34).

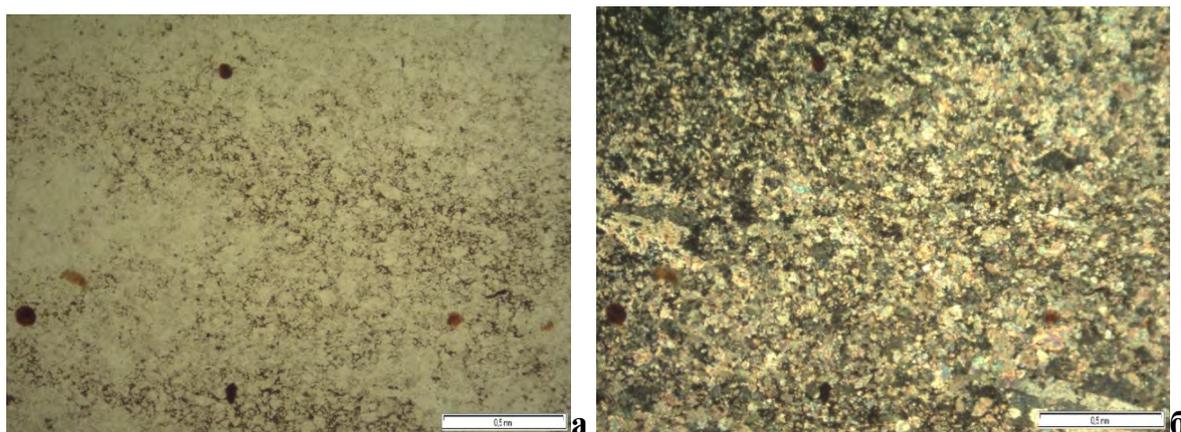


Рисунок 34. Известняки перекристаллизованные. (а – в параллельных николях; б – в скрещенных николях).

Процессы перекристаллизации для пород смешанной и керогеновой групп (Лт-7-13) приурочены к форменным компонентам. Для раковин тентакулитов наиболее характерно выполнение тонковолокнистым кальцитом с радиально лучистым строением. Здесь часто отмечается цемент крустификационного типа, сформированный кристаллами кальцита (Рисунок 35). Частично он образуется в диагенезе, когда из иловой воды химическим путем осаждаются карбонатные минералы. В результате вторичных преобразований образуются крустификационные каемки вокруг форменных элементов, а по периферии внутренних полостей раковин. Эти полости образуются в результате разложения

органического вещества отмершего организма. Такой тип цемента также выполняет пустоты между форменными элементами. Такие процессы могут повторяться и на этапе катагенетических преобразований (Кузнецов В. Г, 2007).

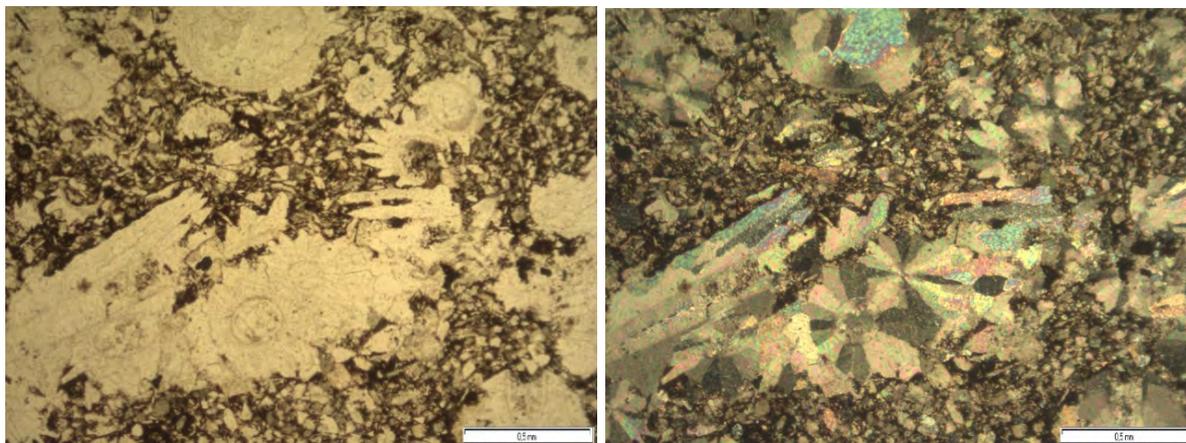


Рисунок 35. Керогеново-карбонатная порода. Раковины тентакулит с крустификационными оторочками (слева- в параллельных николях, справа- в скрещенных).

Биоклаты тентакулит в породах смешанного состава (Лт 7-12) формируют линзовидные прослои. Биокласты и детритовый шлам в таких породах сцементирован яснокристаллическим кальцитом (спаритом). Мощность таких линзовидных прослоев часто не превышает 0,2-0,4 мм (Рисунок 36). Для пород смешанного состава также встречаются участки вторичной карбонатизации кремневых остатков радиолярий (Рисунок 37).

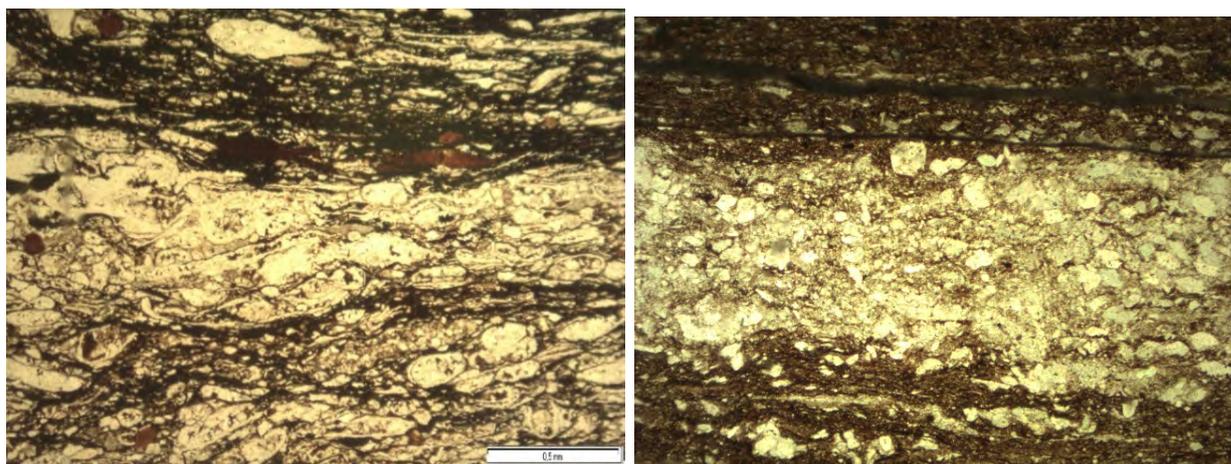


Рисунок 36. Линзовидные скопления тентакулитов и детритового шлама, сцементированные спаритовым цементом (слева в керогеново-карбонатное порода, справа в кремнисто-карбонатной порода).

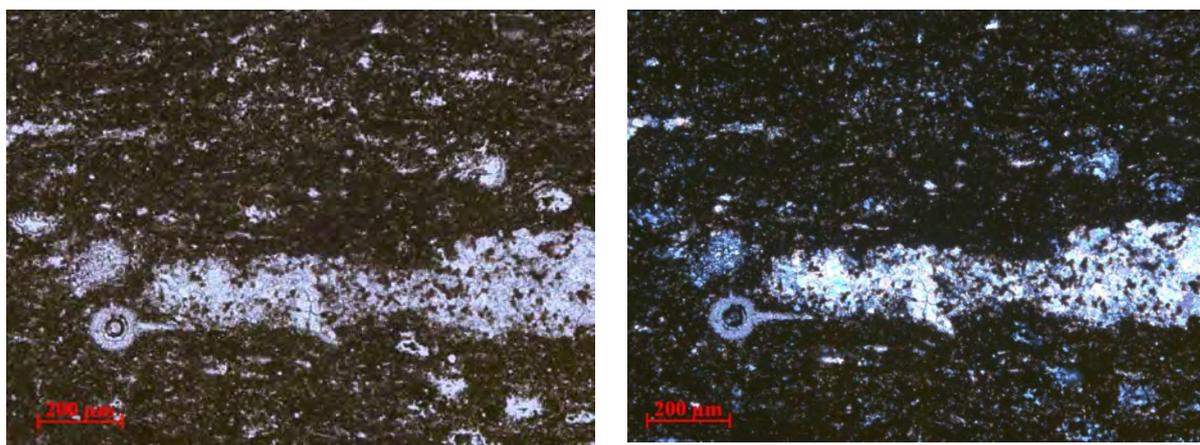


Рисунок 37. Вторичная карбонатизация радиоларий в кергеново-карбонатно-кремнистой породе (слева - в параллельных николях, справа - в скрещенных).

Влияние процессов перекристаллизации и вторичной карбонатизации чаще всего отражается негативно на первичное емкостное пространство пород. В участках перекристаллизации отмечаются межкристаллические поры, которые формируют емкостное пространство пород.

Доломитизация. Образование вторичных доломитов протекает вследствие взаимодействия на породы магний содержащих вод. Данный процесс протекает по двум возможным реакциям - в случае присутствия в растворах сульфатов магния ($MgSO_4$) по реакции Гайдингера, либо, если в растворах присутствуют хлориды магния ($MgCl_2$), по реакции Мариньяка:



В результате чего происходит замещение ионов кальция на ионы магния. В результате таких преобразований кальций может соединяться с сульфат ионом и образуется парагенетическая ассоциация доломит-гипс-ангидрит, либо выносится из системы. При воздействии хлоридов магния образуется легко растворимый хлорид кальция, который выносится из сферы реакции (Кузнецов В.Г., 2007).

Процессы доломитизации в изучаемых породах наиболее обширно протекают в известняках различного генезиса (Рисунок 38). Участки доломитизации таких пород приурочены как к матриксу, так и форменным компонентам таких пород. Частичная доломитизация отмечается и в смешанных высокоуглеродистых породах. Здесь участки доломитизации приурочены к форменным компонентам, а также встречаются отдельные кристаллы доломита, которые приурочены к матриксу пород.

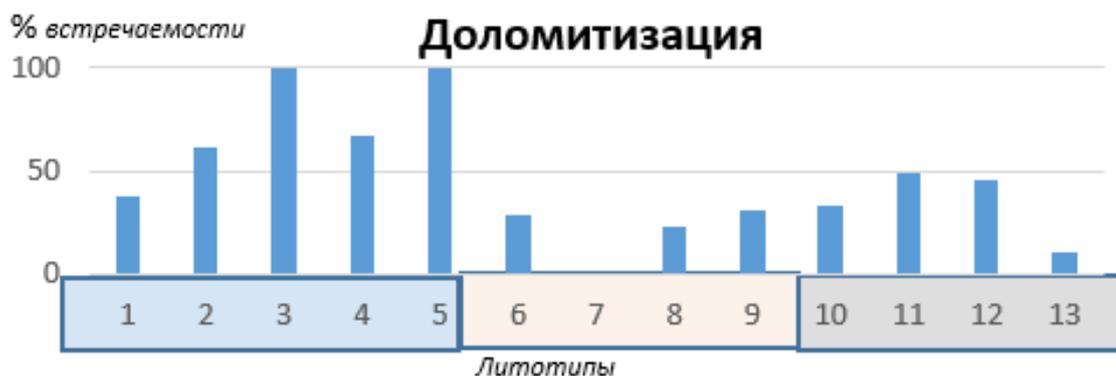


Рисунок 38. Процент встречаемости процессов доломитизации различных литотипах.

На основании структурных характеристик (формы и размеров кристаллов, и их взаимоотношении с остальными компонентами породы) доломит может встречаться в виде ромбовидных эвгедральных, субэдральных и ангедральных кристаллов. В соответствии с этим по форме большинства кристаллов выделяют структуры – идиоморфную, гипидиоморфную и ксеноморфную соответственно. Gregg J.M. и Sibley D.F. (1984, 1987) подразделяют гипидиоморфный и идиоморфный доломит на четыре подкатегории и ксеноморфный доломит на три подкатегории (Рисунок 39).

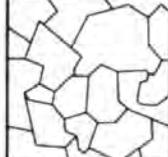
Идиоморфная, гипидиоморфная (форма кристаллов от эвгедральной до субэдральной)	Ксеноморфная (ангедральная форма кристаллов)
 <p>ИДИОМОРФНЫЙ; эвгедральные кристаллы, межкристаллическое пространство заполнено другим минералом или не заполнено (поры)</p>	 <p>КСЕНОМОРФНЫЙ; плотно упакованные ангедральные кристаллы доломита с изогнутыми, зубчатыми, неправильными границами; обычно имеют волнистое погасание</p>
 <p>ГИПИДИОМОРФНЫЙ; субэдральные кристаллы, грани кристаллов преимущественно прямые; межкристаллического пространства мало или отсутствует; грани многих кристаллов соединены</p>	 <p>ЖИЛЬНЫЙ; ангедральные кристаллы, заполняющие поры и каверны; окончания кристаллов зачастую имеют серповидную форму; кристаллы характеризуются плавным волнистым погасанием</p>
 <p>ИДИОМОРФНЫЙ ПОРФИРОВЫЙ; эвгедральные кристаллы доломита, «плавающие» в кальцитовом матриксе</p>	 <p>КСЕНОМОРФНЫЙ ПОРФИРОВЫЙ; единичные ангедральные кристаллы или скопления ангедральных кристаллов доломита; «плавающие» в кальцитовом матриксе; обычно кристаллы имеют волнистое погасание</p>

Рисунок 39. Классификация доломитов по структуре и форме кристаллов (по Gregg J.M., Sibley D.F., 1984).

В изученных отложениях встречается 3 формы - идиоморфный, гипидеоморфный и идиоморфный порфиоровый

Идиоморфный доломит сложен эвгедральными ромбическими кристаллами. При этом межкристаллическое пространство может быть заполнено другими минералами либо образует пустоты. Такой тип доломитов встречен в водорослевых известняках (Лт-3), где в межкристаллическом пространстве формируются пустоты (каверны и поры) (Рисунок 40).

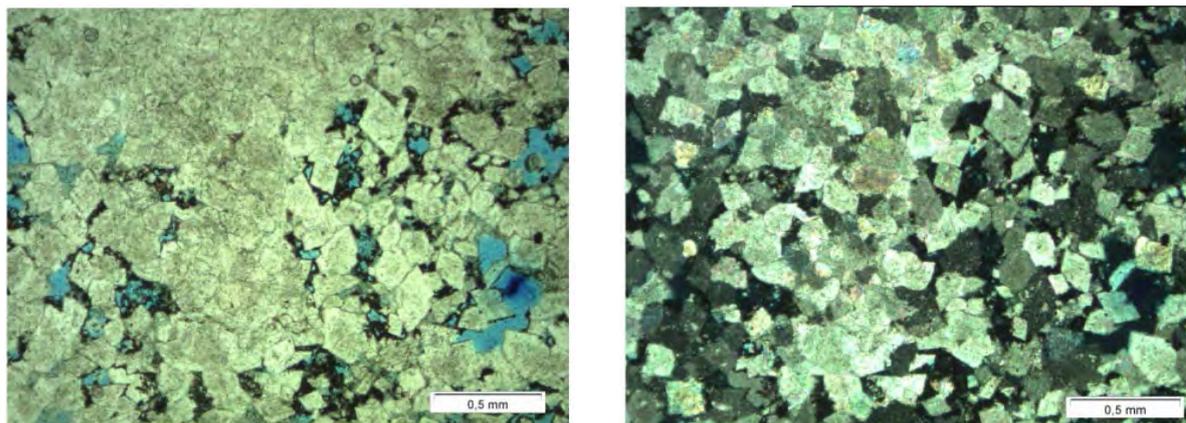


Рисунок 40. Участки частичной доломитизации водорослевых известняков (слева - в параллельных николях, справа - в скрещенных).

Встречаются прослои, полностью подверженные вторичной доломитизации. Толщина таких прослоев редко превышает больше 2 см. Такие интервалы сформированы гипидеоморфным доломитом, сложенным субгедральными кристаллами, размером от 0,035 мм до 0,19 мм, при преобладании кристаллов 0,15 мм. Содержание доломита по данным РФА составляет 94,7% (Рисунок 41).

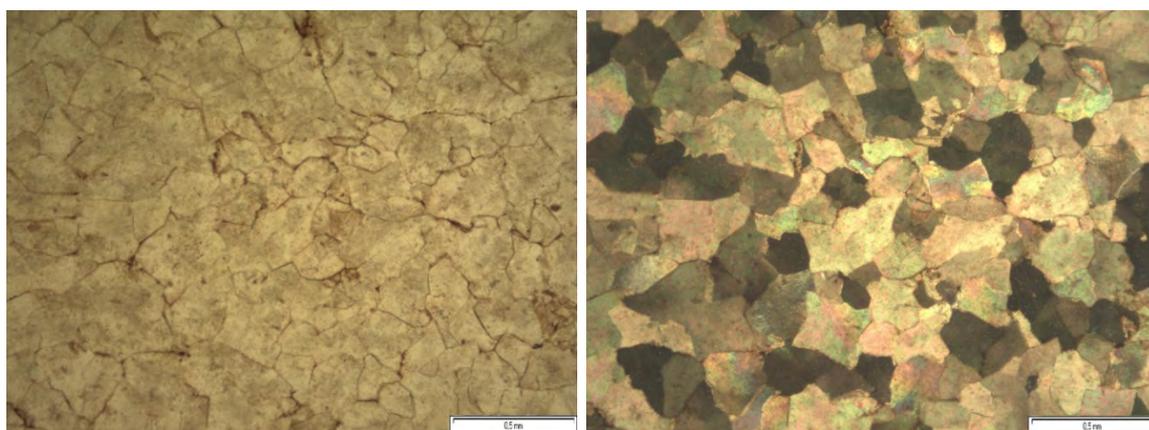


Рисунок 41. Гипидеоморфный доломит замещения (слева - в параллельных николя, справа - в скрещенных).

Также достаточно часто встречаются идиоморфный порфиоровый доломит,

где одиночные эвгедральные кристаллы «плавают» в кальцитовом, либо смешанном кремнисто-карбонатном матриксе. Такие участки частичной доломитизации встречаются в различных типах известняков (Лт1-5) (Рисунок 42). Также подобные процессы отмечаются и в смешанных породах, в том числе с повышенным содержанием ОВ (Рисунок 43). Такие участки доломитизации не превышают 5-10%, а размер кристаллов от 0,03 до 0,12 мм. Такая форма проявления доломитизации не влияет на емкостное пространство пород.

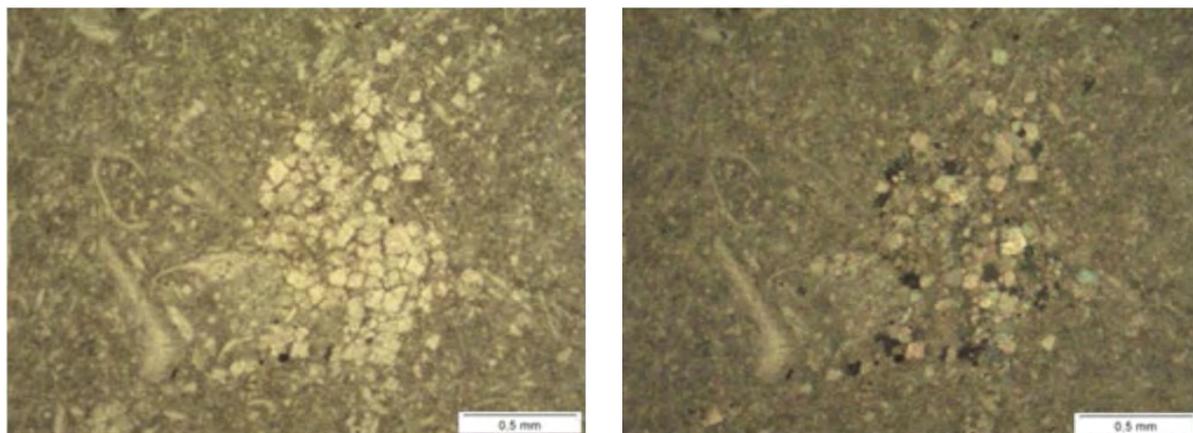


Рисунок 42. Участки частичной доломитизации в известняках органогенно-обломочных (вакстоун) (слева - в параллельных николях, справа - в скрещенных).

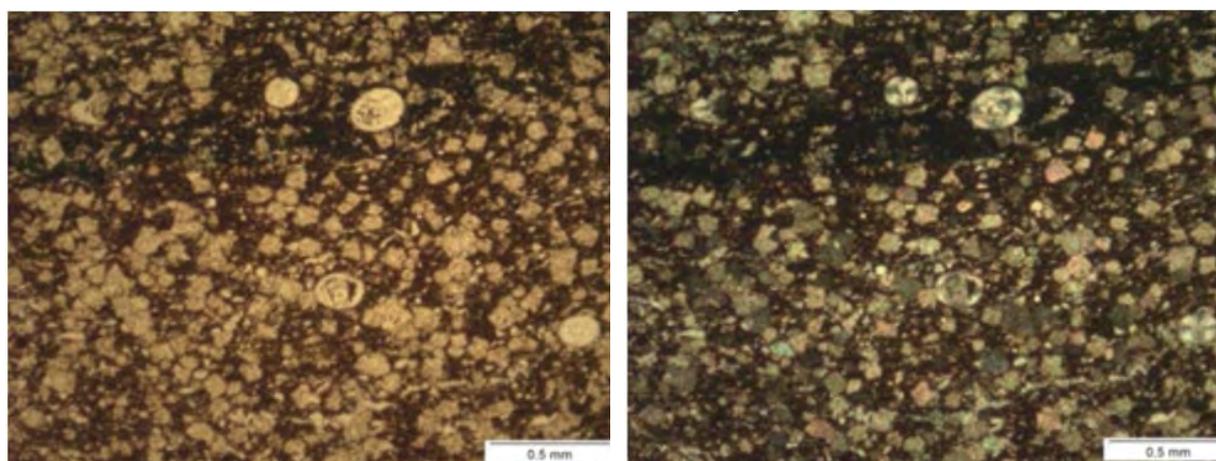


Рисунок 43. Участки частичной доломитизации в керогеново-карбонатных породах (слева - в параллельных николях, справа - в скрещенных).

Окремнение. Для карбонатных пород процессы окремнения встречаются достаточно редко и чаще всего приурочены биокластам, внутриформенное пространство которых выполнено кварц-халцедоновым агрегатом.

Наибольшее развитие процессы проявлено в породах смешанной и керогеновой групп (Лт-8-13), (Рисунок 44). Для таких пород характерным и легко

диагностируемым при макроописании разрезов является полное замещение первичной породы/осадка кремневыми минералами, в результате которого формируются прослой кремнистых пород (Лт-6) обычно от темно-серого до черного цвета, мощность которых составляет от нескольких миллиметров до 5-15 см.



Рисунок 44. Процент встречаемости процессов окремнения в различных литотипах.

Процессы окремнения, приуроченные к биокластам часто имеют очаговое распространение. Чаще очаговое окремнение встречено в тонкослоистых породах с включениями тентакулит. Оно проявляется как в выполнении полостей раковин вторичным кремнеземом, так и в формировании линзовидных участков окремнения, чаще в местах скопления тентакулит. В шлифах отмечалось заполнение халцедоном биокластов тентакулит (Рисунок 45а). Внутренние полости часто имеют зональное строение от стенки к центру: халцедон с радиально лучистой структурой – кварц с гранобластовой структурой. Остаточное внутриформенное пространство раковин заполнено ОВ. Процессы окремнения также приводят к замещению скелетов радиолярий кварц-халцедоновым агрегатом, а их внутренние полости заполнены ОВ (Рисунок 45 б).

В породах смешанного состава (Лт-6-13) участки окремнения также приурочены к трещинам, сложенных халцедоном и кварцем (Рисунок 46). В таких трещинах отмечается остаточное насыщения ОВ.

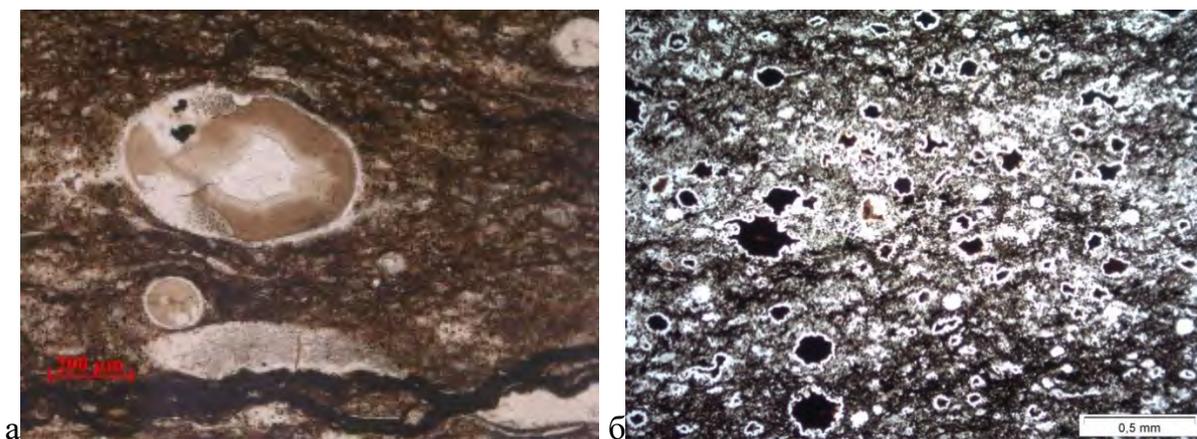


Рисунок 45. а) Биокласты тентакулит, выполненные халцедоном и кварцем в керогено-карбонатно-кремнистой породе б) реликты радиолярий замещенные халцедоном

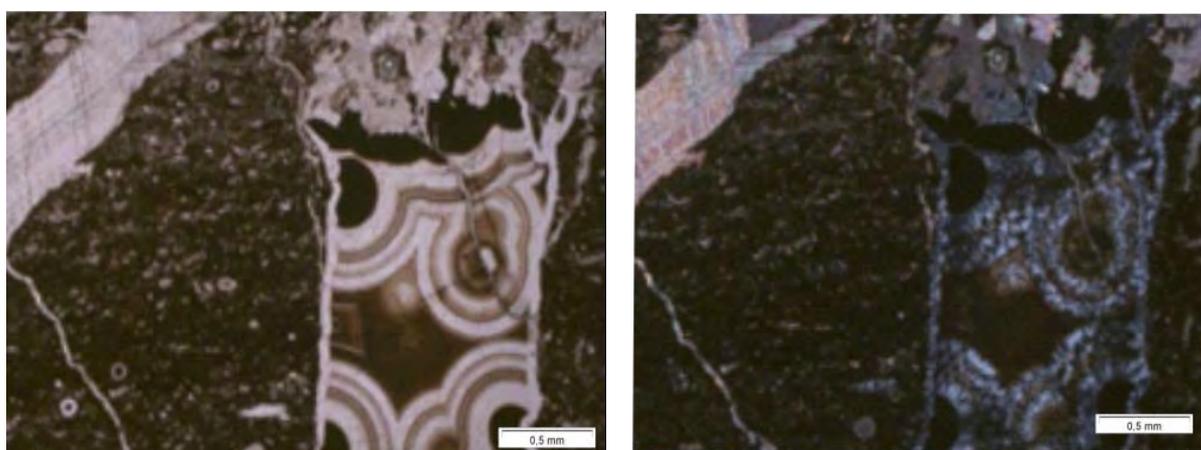


Рисунок 46. Трещина, залеченная халцедоном в керогеново-кремнистой породе (слева - в параллельных николях, справа - в скрещенных).

Механизм диагенетического кремнеобразования описаны В.Т. Фроловым (1992) и О.В. Япаскуртом (2008). Сущность этого процесса сводится к тому, что щелочная среда в осадке неоднородна. В местах скопления моллюсков, планктона (а в изучаемых отложениях и сапропелевых водорослей) возникает множество очагов с резко пониженными значениями pH, там же начинается активная деятельность разлагающих их бактерий с выделением CO_2 , H_2S , которые подкисляют окружающую среду в илах. Эти участки являлись затравками для стягивания растворенной H_2SiO_4 . Сформированный таким образом опал на стадиях позднего диагенеза-раннего катагенеза трансформируется в криптозернистый агрегат кварца и халцедона. Источником кремнезема могут быть не только воды Мирового океана, но и организмы кремнеаккумуляторы, такие как радиолярии, а также процессы синхронного вулканизма.

Процессы растворения, выщелачивания

Изучение вторичных процессов усложняется их возможным многократным повторением на различных стадиях диа-катагенеза и наложенностью нескольких процессов друг на друга.

Процессы растворения (выщелачивания) часто протекают по разуплотненным участкам и трещинам, в результате чего формируются каверны (Рисунок 47). Однако последующие процессы перекристаллизации и окремнения могут приводить к уменьшению емкости пород (Рисунок 48). В прослоях известняков и смешанных породах встречены как редкие открытые трещины, к которым приурочены процессы выщелачивания, так и мелкомасштабные, залеченные кальцитом и кварц-халцедоновым агрегатом.

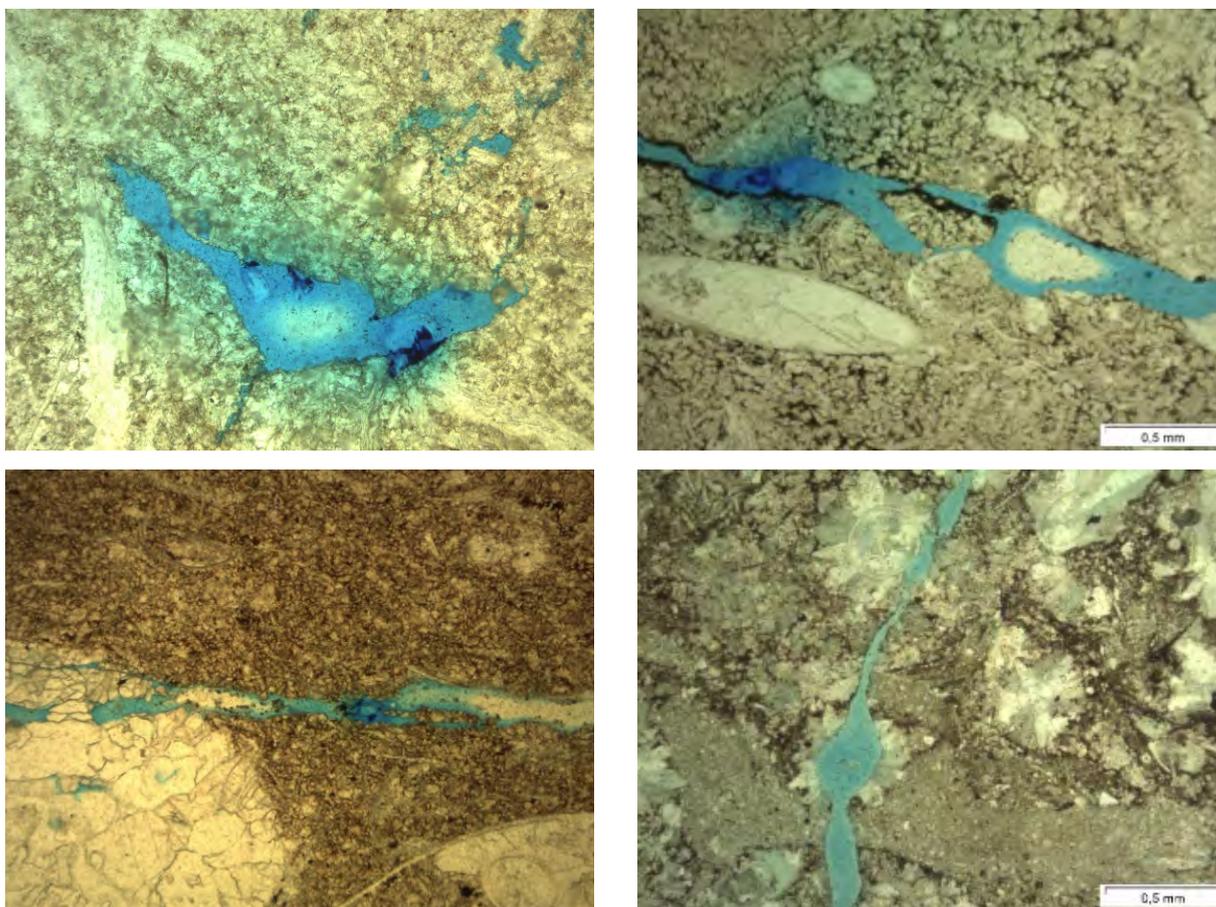


Рисунок 47. А) Каверна в известняке биокластовом (вак-пастоун) б) Трещины, к которым приурочены процессы выщелачивания.

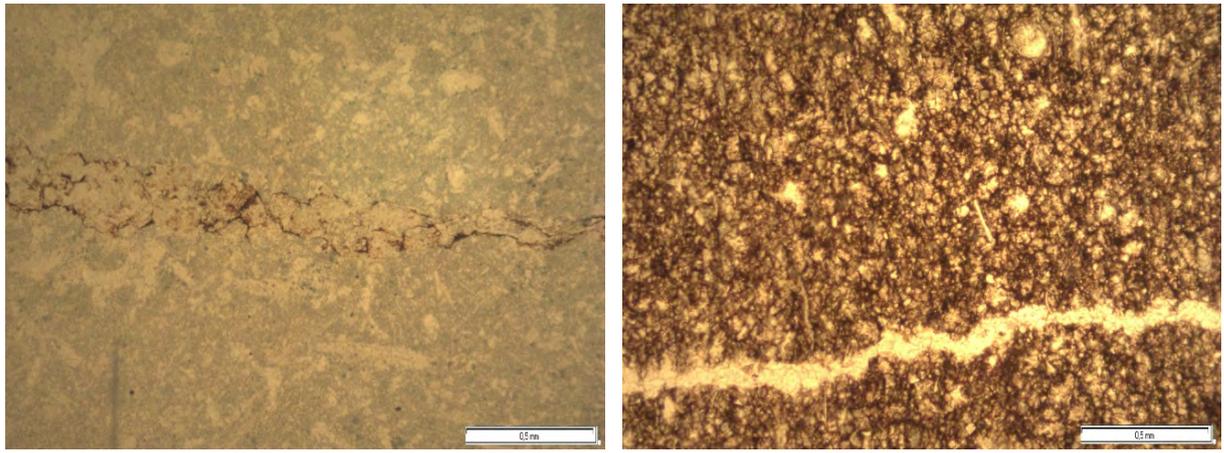


Рисунок 48. Участки перекристаллизации по трещинам: слева - залеченная трещина в известняке вакстоун; справа - более ранним кварц-халцедоновым агрегатом трещина в кремнисто-карбонатной породе.

Трещиннообразование как процесс достаточно широко представлен во всех изученных породах (Рисунок 49). По времени образования трещины можно разделить на первичные и вторичные. К первичным трещинам относятся литогенетические трещины, которые формируются на стадии диагенеза и зачастую связаны с процессами первичного обезвоживания и уплотнения осадка, а также кристаллизацией исходного вещества. Позже, под действием катагенетических преобразований формируются вторичные трещины (Таблица 3) (Бурлин и др., 1991). Такие трещины образуются уже в литифицированной породе на стадии раннего катагенеза в результате растяжения, которое происходит в следствие изменения объема пласта под влиянием нагрузки вышележащих толщ.

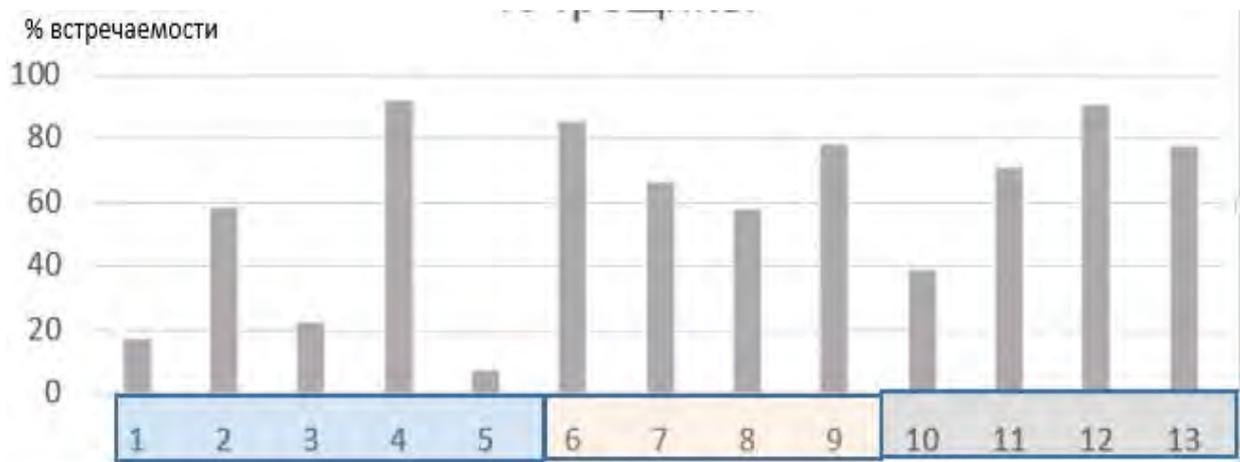


Рисунок 49. Процент встречаемости процессов трещиннообразования различных литотипах.

Таблица 3. Виды трещиноватости в осадочных горных породах (Кузнецов В.Г., 2012).

Превичные		Вторичные			
Литогенетические		Тектонические			Выветривания (гипергенные) и разгрузки
Седиментационно-диагенетические	Катагенетические	Эпейроклазы	Параклазы	Диаклазы	
Возникают при:					
Усыхания (при осушении), дегидратации, старении коллоидов, кристаллизации и перекристаллизации, неравномерном уплотнении и пр., на слоении (седиментации)	Перекристаллизации, дегидратации, выделения межслоевых вод и других флюидов, доломитизации, стилолитообразовании, неравномерном уплотнении	Колебательных (эпейрогенических) движениях	Складкообразовательных движениях	Дизъюнктивных нарушениях	Выветривании – эпиклазы; снятии нагрузки – трещины разгрузки
Трещины, возникающие при наличии растягивающих напряжений – трещины отрыва, касательных напряжений – трещины скола					

Среди трещин в изученных породах преобладают субгоризонтальные трещины, связанные с колебанием основных компонент группы смешанных пород в том числе с повышенным содержанием ОВ, и формируются в результате первичного перераспределения и неравномерного уплотнения пород в процессе диа-катагенеза. Это отражает структурно-текстурные особенности - сланцеватую текстуру пород.

Эти трещины достаточно протяженные и, как правило, формируются параллельно слоистости. Обычно такие породы достаточно хрупкие и легко растрескиваются по поверхности напластования (Рисунок 50). Эти трещины приурочены к породам смешанной и керогеновой групп, где они формируют емкостное пространство пород и подчеркиваются присутствием ОВ. Также встречаются разнориентированные трещины, к которым часто приурочены процессы выщелачивания (Рисунок 51).

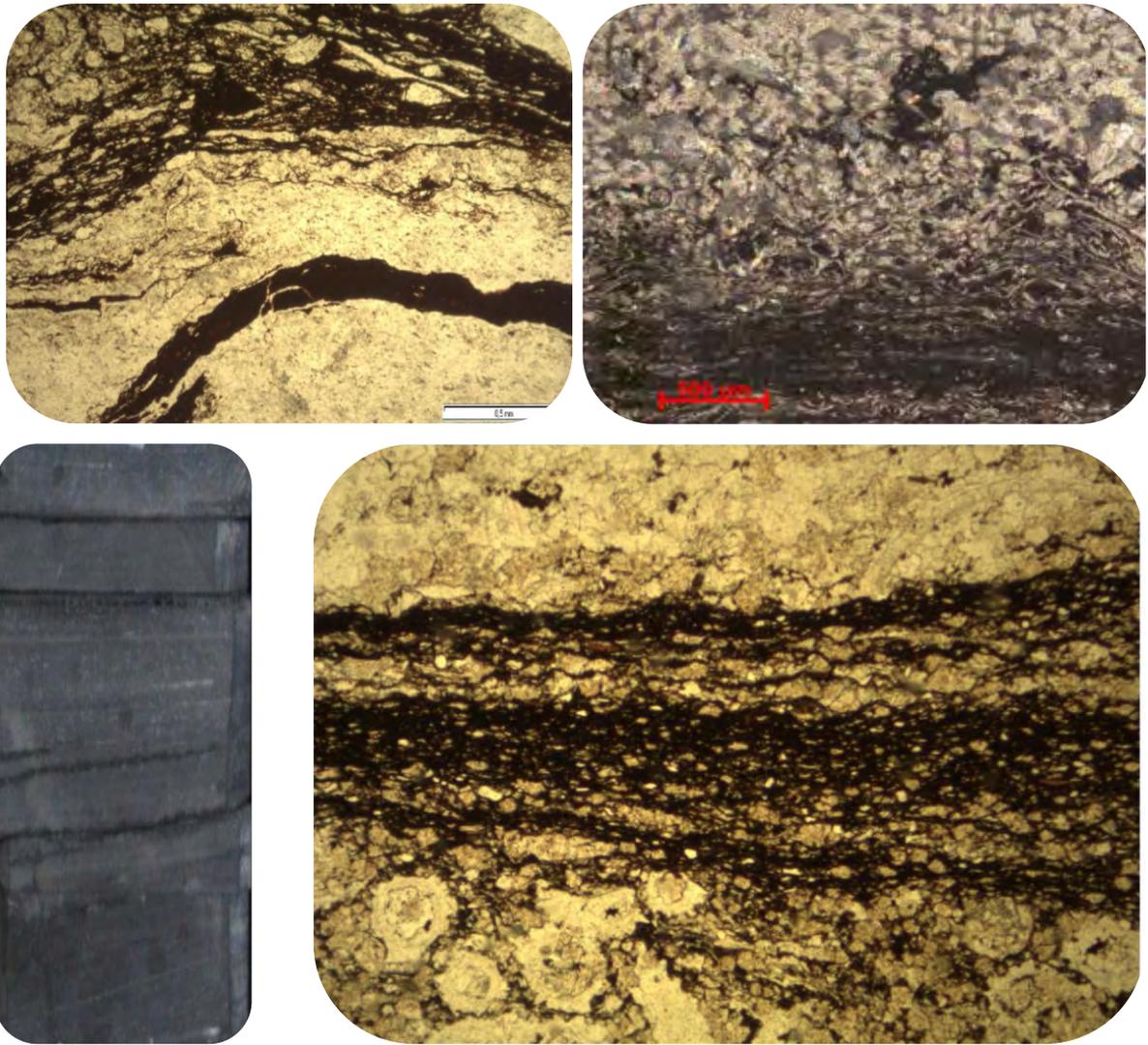


Рисунок 50. Субгоризонтальные трещины в смешанных и керогеновой группе пород, заполненные ОБ.

В целом можно отметить что процессы растворения, выщелачивания и трещинообразования положительно влияют на формирование емкостного пространства доманикоидных отложений.

Процессы доломитизации и перекристаллизации, как основного матрикса породы, так и биокластов, наиболее характерны для карбонатных пород, накапливающихся в обстановках мелководного шельфа. Для данной группы пород емкостное пространство формируют межкристаллические поры, реже внутриформенные, приуроченные к участкам перекристаллизации и доломитизации форменных компонент и исходного пелитоморфного кальцита.

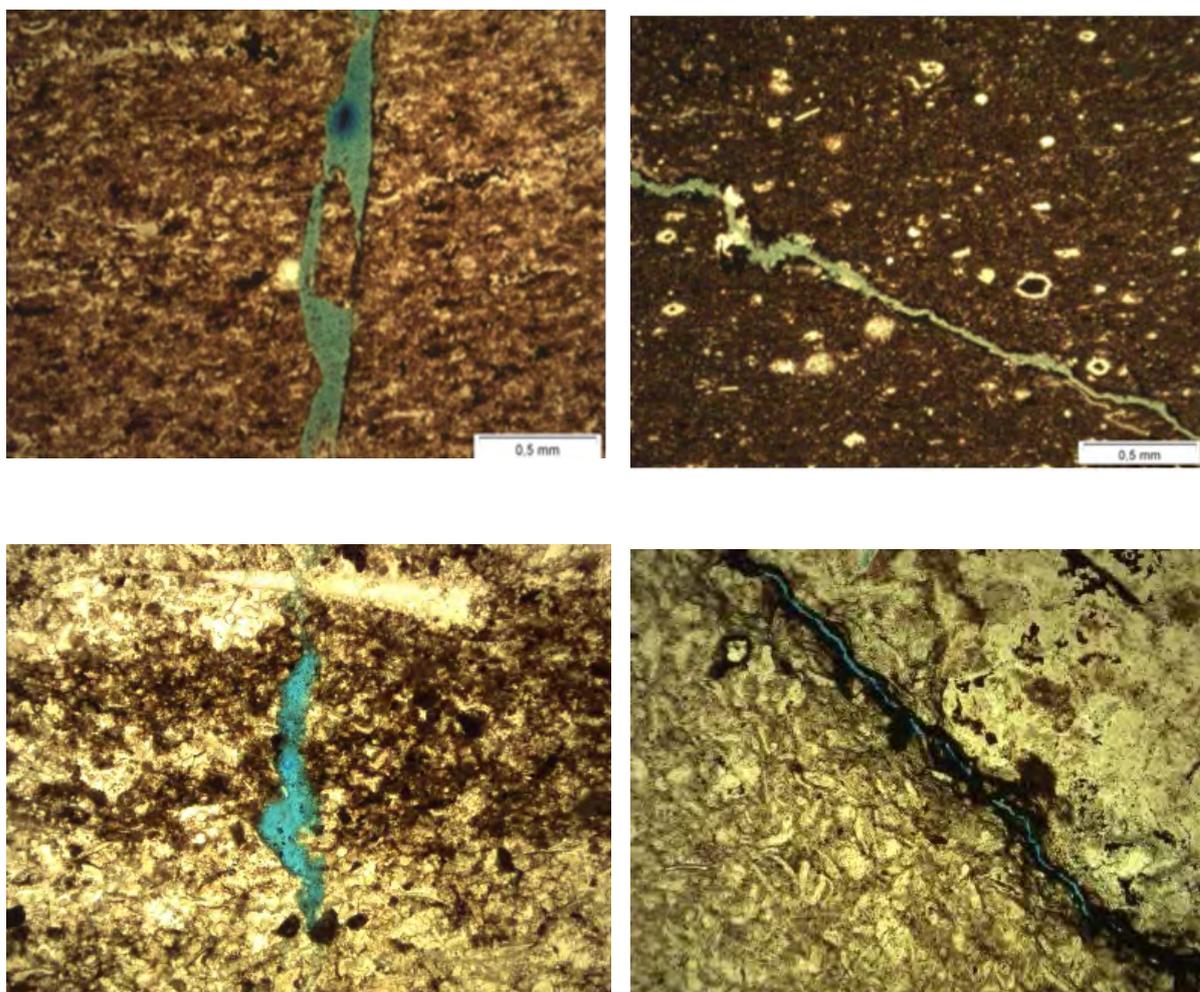


Рисунок 51. Разноритентированные трещины в смешанных породах и обломочных известняках.

Эти процессы также отмечаются в породах смешанной и керогеновой групп, накапливающихся во внутришельфовых впадинах, где происходит перекристаллизация органического детрита. Здесь процессы перекристаллизации и вторичной карбонатизации в значительной степени негативно влияют на емкостное пространство, заполняя первичные пустоты, приуроченные к внутриформенным полостям раковин, а также трещины. Процессы доломитизации в таких породах проявляются в виде роста отдельных кристаллов и практически не влияют на пустотное пространство пород.

Для смешанных и керогеновых пород наиболее часто встречаются процессы окремнения, которые приурочены к внутриформенным полостям раковин радиолярий и тентакулит, а также трещинам.

Для смешанных пород и группы керогеновых пород емкостное пространство

формируют поры и трещины, развивающиеся в результате перераспределения и неравномерного уплотнения исходного вещества в процессе диа-катагенеза. Структура и морфология емкостного пространства подчеркиваются выполнением пор и трещин органическим веществом.

Глава 4. Природные резервуары доманикоидного типа.

Структура пустотного пространства и коллекторские свойства пород.

4.1. Структура пустотного пространства пород доманикоидного типа.

Пустотное пространство пород доманикоидной толщи характеризуется сложным неоднородным строением. В изученных разрезах прослеживается резкая латеральная и вертикальная изменчивость пород, связанная в первую очередь с изменением вещественного состава пород, а также последующими литогенетическими преобразованиями. Доманикоидные отложения относятся к нетрадиционным источникам углеводородов. Для доманикоидных высокоуглеродистых отложений скопления углеводородов образуются в непрерывных системах без ограничения залежей в условиях первично обогащенных органическим веществом. (Прищепа О.М и др, 2014). Доманикоидные отложения формируют как нефтегазоматеринскую толщу, так и единый природный резервуар, в котором приурочены скопления не эмигрированных углеводородов. (Кирюхина Т.А. и др, 2015, Ступакова А.В., 2014).

Главной целью данной работы является прогноз распространения коллекторов, а также структурно-морфологическая характеристика пустотного емкостного пространства пород. Доманикоидная высокоуглеродистая формация относится к нетрадиционным коллекторам, для которых характерны низкие значения пористости и проницаемости. Поэтому пустотное пространство таких отложений необходимо изучать на микроуровне. Для каждой пачки, выделенных на основании преобладания определенных типов пород, а также свойственных различным литотипам постседиментационных процессов были определены преобладающие типы пустотного пространства, характеризующиеся различными структурными особенностями.

Под *пустотным (емкостным) пространством* в данной работе понимается вся совокупность пустот в породе, которая формируется порами, кавернами и трещинами, различными по генезису и структуре, которые часто могут быть заполнены ОВ.

Структура пустотного пространства пород, накапливающихся в обстановках мелководного шельфа (Пачка 1-3).

В карбонатных отложениях, накапливавшихся в обстановках относительно-мелководного шельфа (Пачка 1-3), развиваются преимущественно вторичные межкристаллические поры, реже внутрiformенные, приуроченные к участкам перекристаллизации и доломитизации форменных компонентов и исходного пелитоморфного кальцита.

В органигенных известняках (Пачка 1) преобладающий тип пустотного пространства - каверно-поровый. Часто емкостное пространство формируют каверны и поры, приуроченные к участкам выщелачивания, с последующей перекристаллизацией и доломитизацией (Рисунок 52 и 53).

Для микритовых и органигенно-обломочных известняков (Пачка 2 и 3) емкостное пространство также приурочено к участкам перекристаллизации исходного микритового седиментационного цемента и биокластов. Емкостное пространство таких пород представлено редкими межкристаллическими порами, сообщающимися по тонким поровым каналам (Рисунок 54 а-в). Реже встречаются открытые трещины, к которым приурочены процессы выщелачивания (Рисунок 54 г). Характерный тип пустотного пространства поровый (Пачка 2) и трещинно-поровый (Пачка 3).

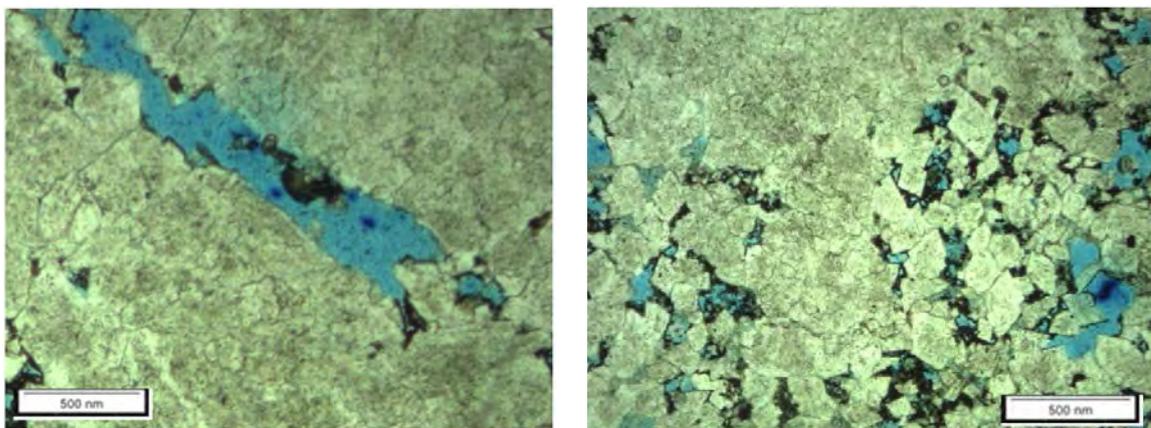


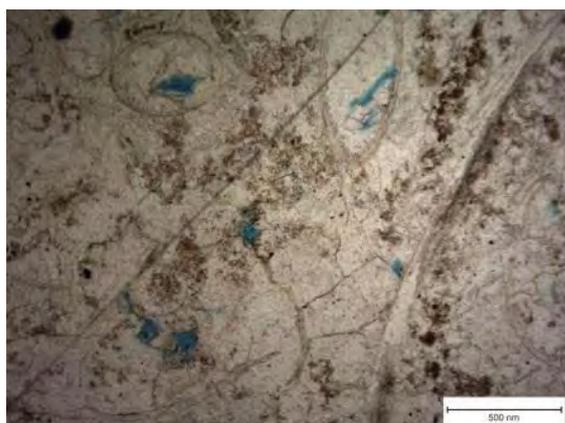
Рисунок 52. Структура емкостного пространства пород, слагающих Пачки 1.

В целом было отмечено, что пустотное пространство карбонатных пород мелководно - морского генезиса развивается неравномерно, что связано с большим количеством седиментационного микритового цемента, наличие которого не способствуют формированию первичных межформенных пустот.

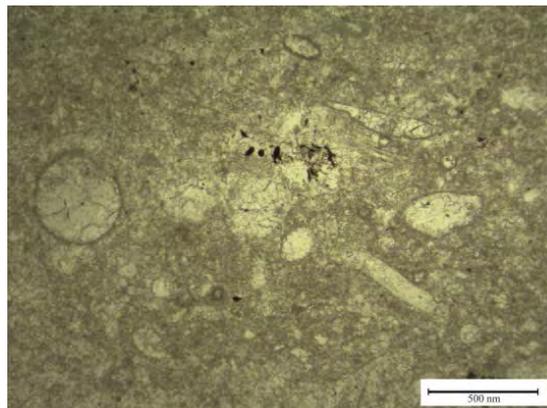


Рисунок 53. Каверны в полноразмерном цилиндрическом образце.

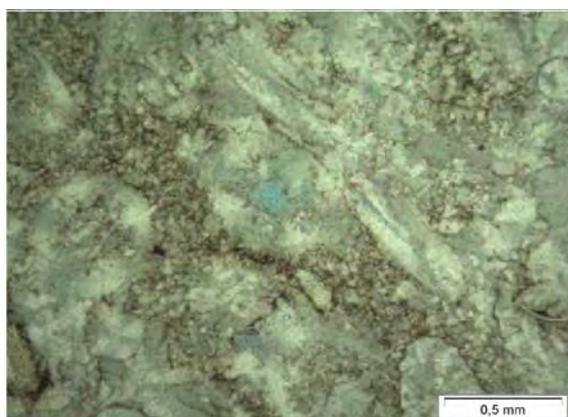
а)



б)



в)



г)

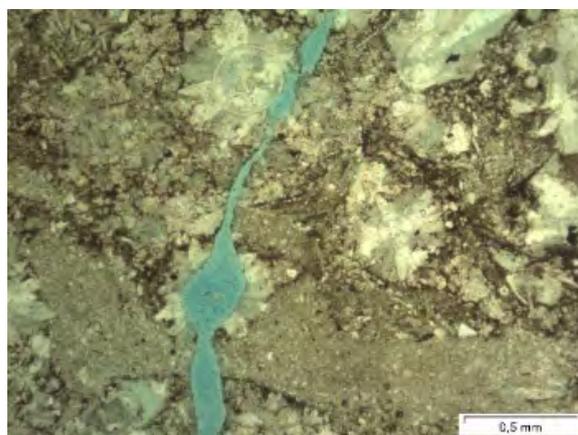


Рисунок 54. Структура емкостного пространства пород, слагающих Пачки 2 и 3. а-в) - вторичные межкристаллические и внутриформенные поры; г) - открытая трещина.

Структура пустотного пространства пород переходной зоны от относительно глубоководных условий к мелководным. Для отложений переходного (склонового) комплекса пустотное пространство представлено сложными типами: порово-трещинным и трещинно-поровым. Для карбонатных брекчий пустотное пространство формируют межзерновые и межкристаллические поры, а также система разноориентированных трещин, которые частично заполнены ОВ (Рисунок 55). Для пород, слагающих Пачку 4 тип емкостного-пространства – порово-трещинный.

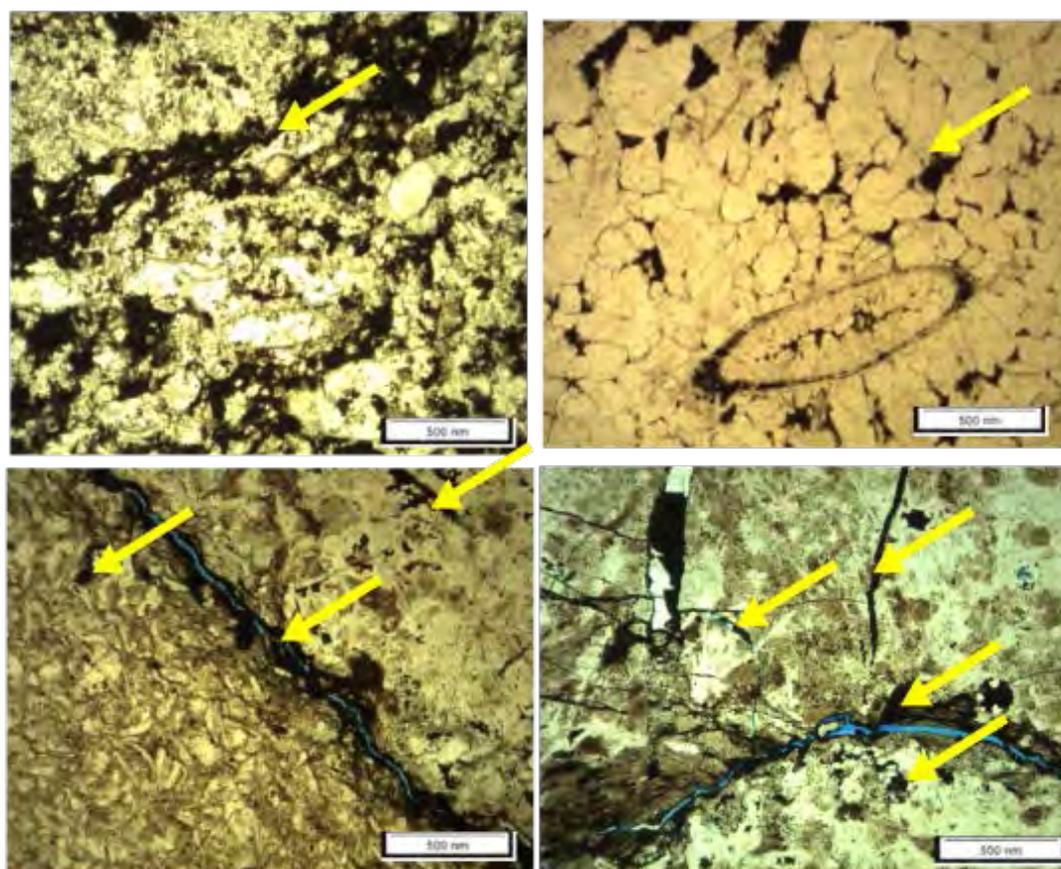


Рисунок 55. Структура емкостного пространства пород, слагающих Пачку 4.

Для пачки 4 структура емкостного пространства также изучалась с использованием метода капиллярной дефектоскопии (Рисунок 56). Данный метод применяется для оценки геометрии пустотного пространства пород и дает его объективную характеристику. Метод основан на использовании нескольких физических явлений - капиллярного насыщения, сорбции и люминесценции вещества в источнике ультрафиолетового света (Багринцева К.И., 1977). Сущность метода основана на том, что пропитка пород различными жидкостями, состоящими

из ОВ, схожа с природным явлением заполнения горных пород углеводородами. С помощью этого способа выявляются трещины и пустоты, имеющие внутреннюю емкость. Трещины выделяются в виде светло-зеленых светящихся полос на общем темном фоне образца, где видны длина, раскрытость, ориентировка, морфология трещин и их взаимосвязь.

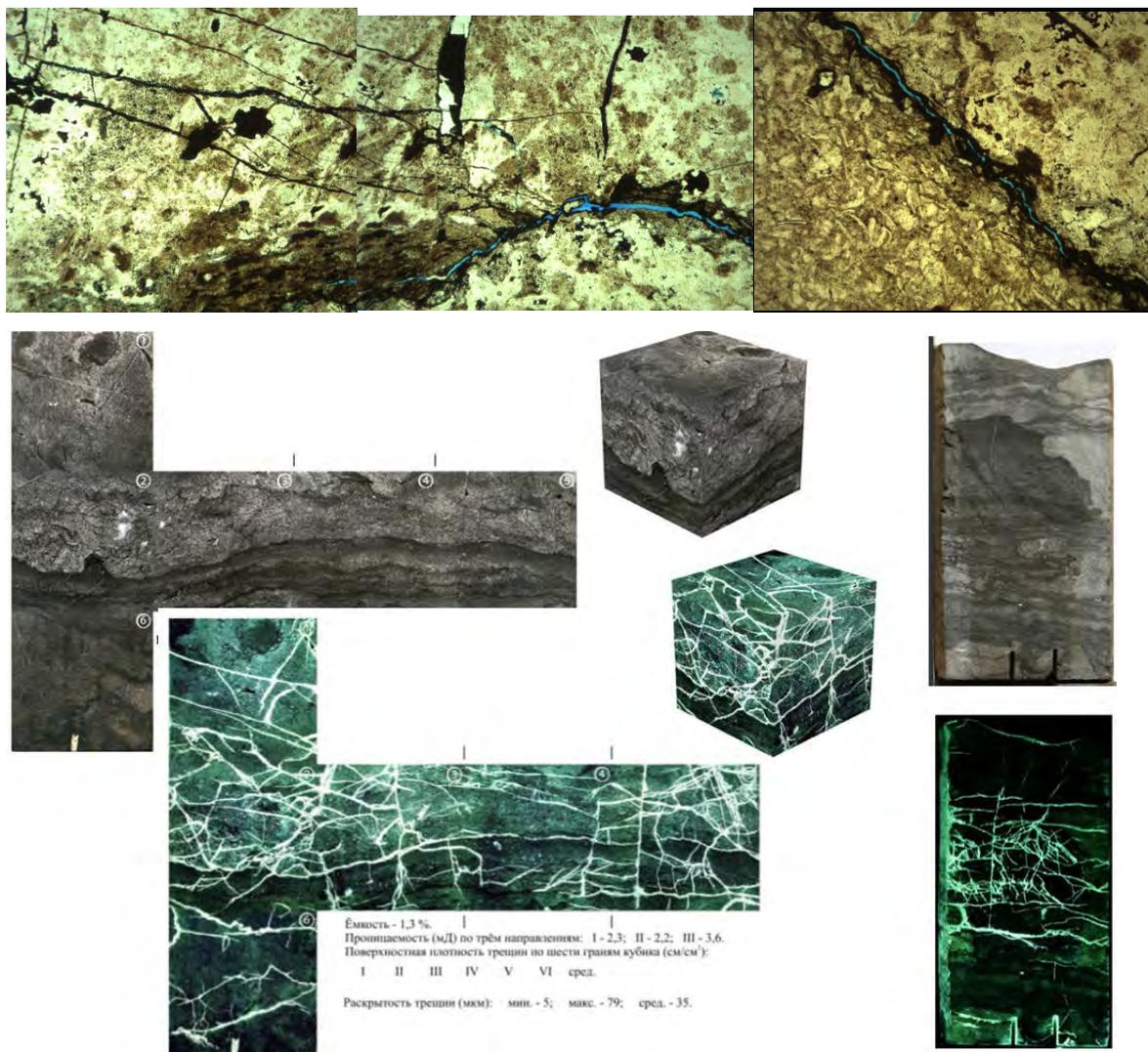


Рисунок 56. Система разноориентированных трещин в породах Пачки 4.

Изученный образец слагает пачку 4 и переслаиванием кремнисто-карбонатовых пород, обогащенных раковинами тентакулит, кремнистых пород, с линзовидными прослоями известняков органогенно-обломочных детрито-шламовых, неравномерно окремненных и перекристаллизованных. Границы прослоев неровные, карманообразные. Текстура пятнистая и косолинзовидная. Раковины тентакулит деформированы, частично растворены и перекристаллизованы, внутренние полости заполнены ОВ. В данном образце

выявлена система сообщающихся разноориентированных трещин, которые подчеркиваются ОВ. Поверхностная плотность этой системы трещин высокая (до 1 см/см^2). Максимальная раскрытость трещин составляет 79 мкм (средняя 35 мкм). Разноориентированные трещины определяют изотропность проницаемости по всем трем направлениям.

Для смешанных кремнисто-карбонатных и карбонатно-кремнистых пород (Пачка 5), накапливающихся в переходные этапы, емкостное пространство формируется в участках перекристаллизации, приуроченных к скоплениям биогенного детрита, а также в результате неравномерного уплотнения различных исходных компонент пород. Отмечаются мелкие межкристаллические, реже внутриформенные поры, соединенные тонкими поровыми каналами и трещинами, которые часто ориентированы параллельно напластованию и заполнены ОВ (Рисунок 57). Достаточно редко встречаются открытые разноориентированные трещины. Для таких пород преобладающим является трещинно-поровый тип пустотного пространства.

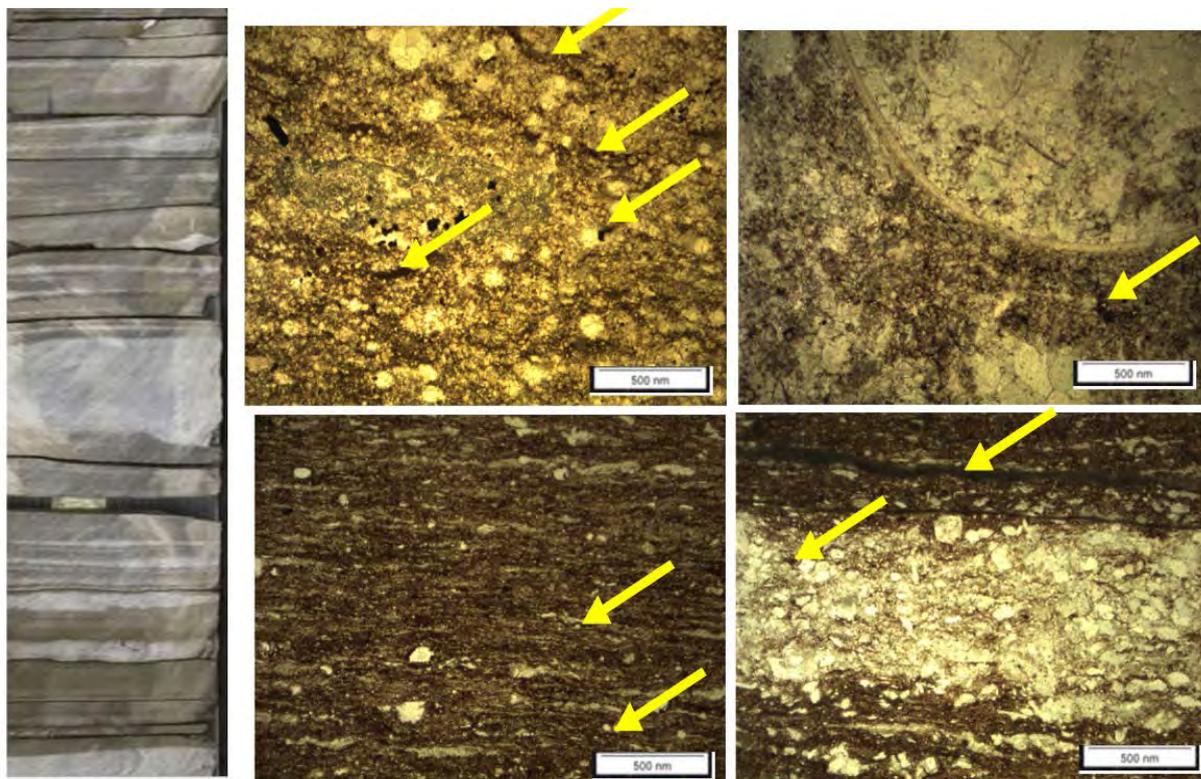


Рисунок 57. Структура емкостного пространства пород, слагающих пачку 5.

Структура пустотного пространства пород, накапливающихся в обстановках относительно глубоководных внутришельфовых впадин.

Для смешанной и керогеновой группы пород, накапливающихся в обстановках глубоководных впадин, емкостное пространство формируется за счет постседиментационных преобразований, частичного растворения, уплотнения и перераспределения различных исходных компонент пород. В этих породах структура пустотного пространства подчеркивается органическим веществом, заполняющим поры и трещины.

Для керогеново-карбонатные и керогеново-кремнисто-карбонатные пород слагающих пачку 6, емкостное пространство формируется в участках скопления форменных компонент, представленных раковинами тентакулит и биогенным детритом. Емкостное пространство формируют межкристаллические и межформенные поры, реже внутриформенные поры, а также трещины, часто ориентированные параллельно напластованию (Рисунок 58).

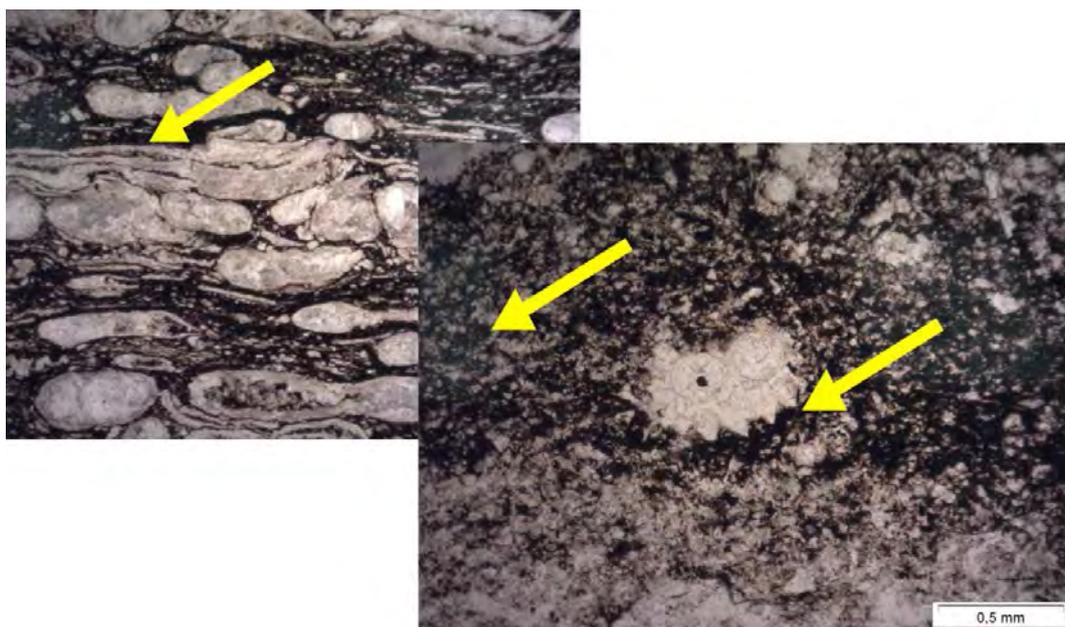


Рисунок 58. Структура емкостного пространства керогеновой группы пород. Пачка 6. Межкристаллические поры и трещины, заполненные ОВ.

Для керогеново-карбонатно-кремнистых пород (Пачка 7) емкостное пространство приурочено к участкам кристаллизации аморфного кремнистого вещества, внутриформенным полостям скелетов радиолярий и раковин тентакулит, которые заполнены ОВ (Рисунок 59). По-видимому, процессы окремнения способствовали сохранению первичной биогенной структуры, формируя пустоты, которые в последствии были заполнены ОВ. В отдельных

участках таких пород отмечается формирование извилистых протяженных микрокаверн размером 1-3мм*0.2-0.5мм, инкрустированных кварц-халцедоновым агрегатом. Такие участки заполнены ОВ и создают дополнительную емкость пород (Рисунок 60).

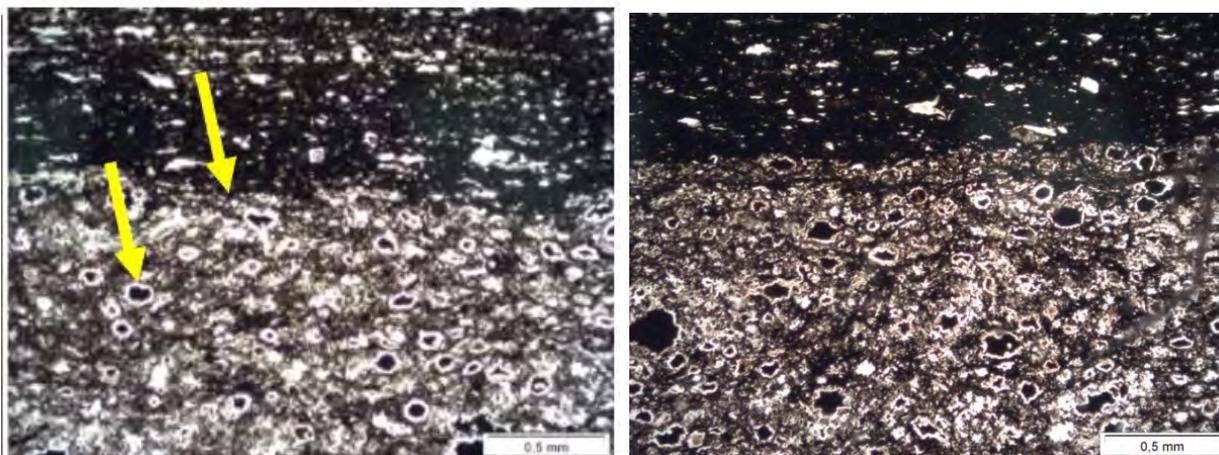


Рисунок 59. Прослой, обогащенные радиоляриями в керогеново-карбонатно-кремнистой породе.

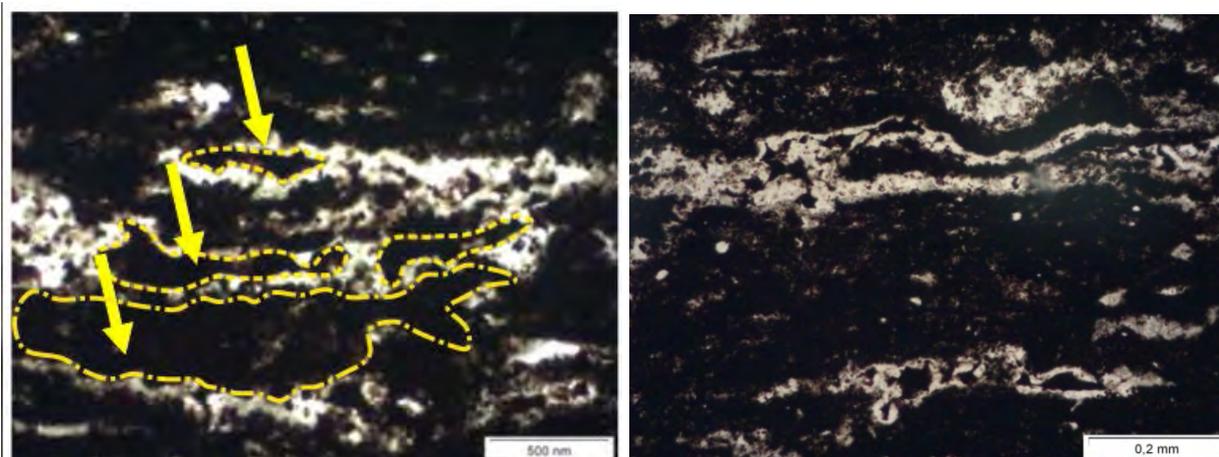


Рисунок 60. Щелевидные поры и микрокаверны, заполненные ОВ в керогеново-карбонатно-кремнистой породе.

Структура емкостного пространства пород смешанной и керогеновой групп хорошо видна с использованием технологии растровой электронной микроскопии (РЭМ) (Рисунок 61). В изученных образцах встречаются мелкие межкристаллические поры, а также трещины, приуроченные к основной матрице пород. Присутствие органического вещества выражено в виде «пленок» высокомолекулярных битумоидов. Встречаются округлые изометричные пустоты с «пленками» битумоидов, приуроченные к реликтам раковин радиолярий.

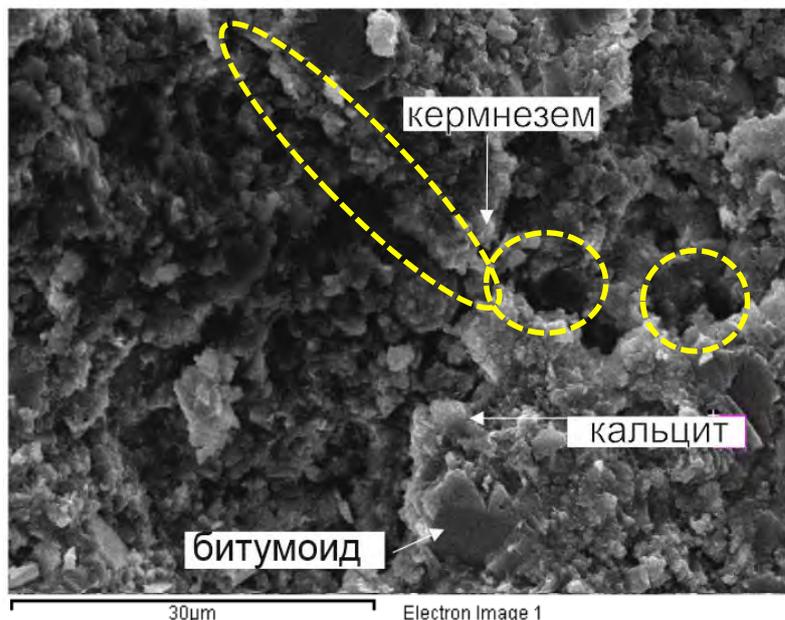


Рисунок 61. Сверху-межкристаллические поры и микротрещины в кристаллической матрице пород керогеновой группы.

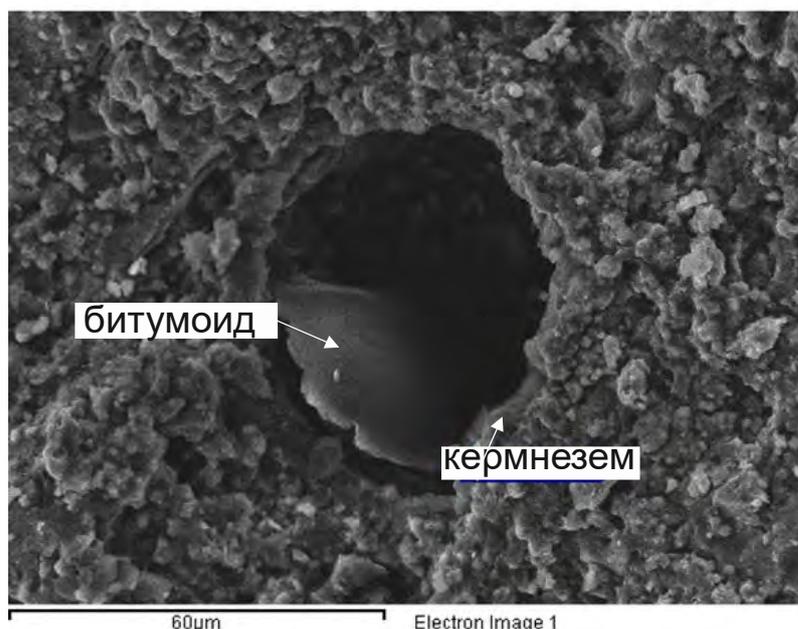


Рисунок 62. Изометричная полость в релите раковины радиолярии.

В пачках, сложенных породами керогеновой группы, формирование пористости также происходит за счет деструкции керогена. Такие процессы были отмечены в работах Г.Ф. Ульмишека и др., (2015), Г.А. Калмыкова и др (2016), когда на стадии преобразования пород МК2-МК3 образуется «керогеновая» пористость (Рисунок 62). Изучаемые отложения, по данным пиролитических исследований, находятся на стадии преобразования МК2 и выше. Поэтому можно

ожидать развития такого типа пористости в породах керогеновой группы (Пачки 6 и 7).

Породы, накапливающиеся в обстановках внутришельфовых впадин, формируют тонкослоистый природный резервуар, формирование емкостного пространства которого обусловлено в первую очередь смешанным составом накапливающихся отложений. Наложённые вторичные процессы изменяют первичную структуру пород, и, в результате неравномерного уплотнения, растворения, перекристаллизации, окремнения, формируется сложнопостроенный природный резервуар, где емкостное пространство представлено трещинно-поровым и трещинно-микрокаверно-поровым типами.

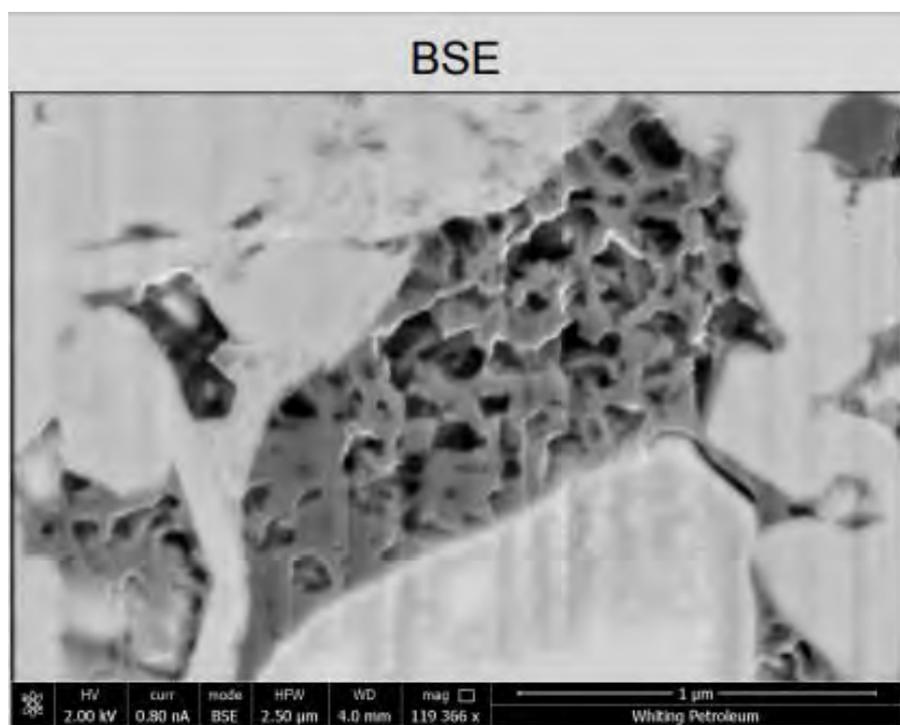


Рисунок 62. Микропоры в органическом веществе (Ульмишек Г.Ф. и др., 2015).

4.2. Коллекторские свойства пород

Углеводородный скопления, приуроченные к отложениям доманикоидной высокоуглеродистой формации, относится к трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ). При этом точной утвержденной формулировки понятия ТРИЗ нет. Впервые систематизация ТРИЗ была предложена академиками РАЕН и Э. Халимовым и Н. Лисовский в 1994 г. В основу были положены критерии удаленности от имеющейся нефтедобывающей инфраструктуры, а также геологические и технические параметры. К одной из 5 групп относятся низкопроницаемые коллекторы. В настоящее время для определения понятия ТРИЗ используют определение, сформулированное в приказе Минприроды РФ от 1998 г., где указано, что «Трудноизвлекаемыми запасами следует считать запасы, экономически эффективная (рентабельная) разработка которых может осуществляться только с применением методов и технологий, требующих повышенных капиталовложений и эксплуатационных затрат по сравнению с традиционно используемыми способами». Для классификации традиционных коллекторов используют значения проницаемости, при этом характер и структура пустотного пространства отходит на второй план

Классификация для традиционных и нетрадиционных коллекторов представлена в таблице (Таблица 4). При этом породы с проницаемостью ниже 1 мД относятся к классу непромышленных. К нетрадиционным коллекторам относятся породы с проницаемостью ниже 1 мД и пористостью 3-5% (Прищепа О.М. и др., 2014) (Рисунок 63). С точки зрения коллекторских свойств изучаемые отложения относятся к нетрадиционным коллекторам, поскольку характеризуются низкими значениями пористости и проницаемости.

В отличие от традиционных коллекторов, для которых фильтрационная характеристика имеет важное значение, принцип разработки нетрадиционных коллекторов подразумевает применение технологии гидроразрыва пласта, в результате которого искусственно формируют искусственные каналы фильтрации. Поэтому параметр фильтрации в таких породах имеет меньшее значение. Низкие значения проницаемости являются определяющими в формировании залежей непрерывного типа, содержащих большое количество ещё не эмигрированных УВ. Поэтому для таких нетрадиционных коллекторов первостепенным является

емкостной параметр.

Таблица 4. Характеристика проницаемости традиционных и нетрадиционных коллекторов (Макаревич, 2012).

Характеристика коллекторов по проницаемости в России и США			
Проницаемость, мД	Россия	США	
	Коллекторы нефти	Коллекторы нефти	Коллекторы газа
	Проницаемость		
> 100	Обычные коллекторы	Conventional Reservoirs (традиционные резервуары и коллекторы)	Conventional Reservoirs (традиционные резервуары и коллекторы)
100			
50			
2	Малопроницаемые коллекторы		
1,5	Коллекторы низкой проницаемости 2-1,5 мД		
1	Коллекторы крайне низкой проницаемости 1,5-1 мД	Unconventional Reservoirs Нетрадиционные коллекторы Проницаемость < 1 мД	Unconventional Reservoirs (нетрадиционные резервуары и коллекторы) Проницаемость < 0,1 мД
0,1	Коллекторы предельно низкой проницаемости < 1 мД		
0,01			
< 0,01			



Рисунок 63. Качественная классификация традиционных и нетрадиционных коллекторов (Прищепа О.М. и др., 2014).

Оценка коллекторских свойств изучаемых пород проводилась на основании анализа лабораторных исследований керна, проведенных на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ. Комплекс лабораторных исследований включал определение коэффициента открытой пористости газометрическим методом по азоту (Кп, %) и абсолютной газопроницаемости нестационарным

методом по азоту (Кпр, мД). Работы производились на коллекции стандартных цилиндрических образцов горных пород более 300 образцов, отобранных из керна скважин.

Практически все образцы характеризуются низкими значениями пористости и проницаемости. Однако в изученных отложениях встречаются интервалы развития относительно высокочемких пород, для которых значения пористости превышает 3% (Рисунок 64).

По значению открытой пористости изученные доманикоидные породы были ранжированы на 4 класса - весьма низкочемкие ($K_p < 1\%$), низкочемкие ($K_p 1-3\%$), емкие ($K_p 3-5\%$) и относительно высокочемкие ($K_p > 5\%$) (Рисунок 65).

Для карбонатных пород, накапливающихся в условиях мелководного шельфа (Пачка 1 и 3) значения емкости изменяется в широком диапазоне от 0.3 до 6 %. Наименьшие значения коэффициента пористости измерены в образцах в плотных известняках, где K_p не превышает 1 %. Низкие значения коэффициента пористости связаны с большим, по сравнению с остальными породами содержанием первичного (седиментационного) цемента, который в процессе литогенеза уплотняется и формирует плотную, практически непроницаемую матрицу. Такие породы относятся к классу весьма низкочемких коллекторов. Для пород органогенно-обломочных известняков с большей долей форменных компонент значения коэффициента незначительно выше, но редко превышают 2%. Для органогенных известняков (Пачка 1) значения K_p изменяются от 1.5% и редко превышают 3 %, что связано с локальным развитием каверн.

К классу низкочемких пород ($K_p 1-3\%$) относятся органогенные и органогенно-обломочные известняки (Пачка 1 и 2), емкостное пространство которых формируют поры и каверны, приуроченные к участкам доломитизации и перекристаллизации; редкие трещины. В органогенных известняках (Пачки 1) для единичных образцов значения пористости превышает 3%, что связано с неравномерным развитием доломитов замещения. Их развитие носит локальный характер, а для прогноза такого рода коллекторов необходимо использование детальных сейсмических исследований (3D).

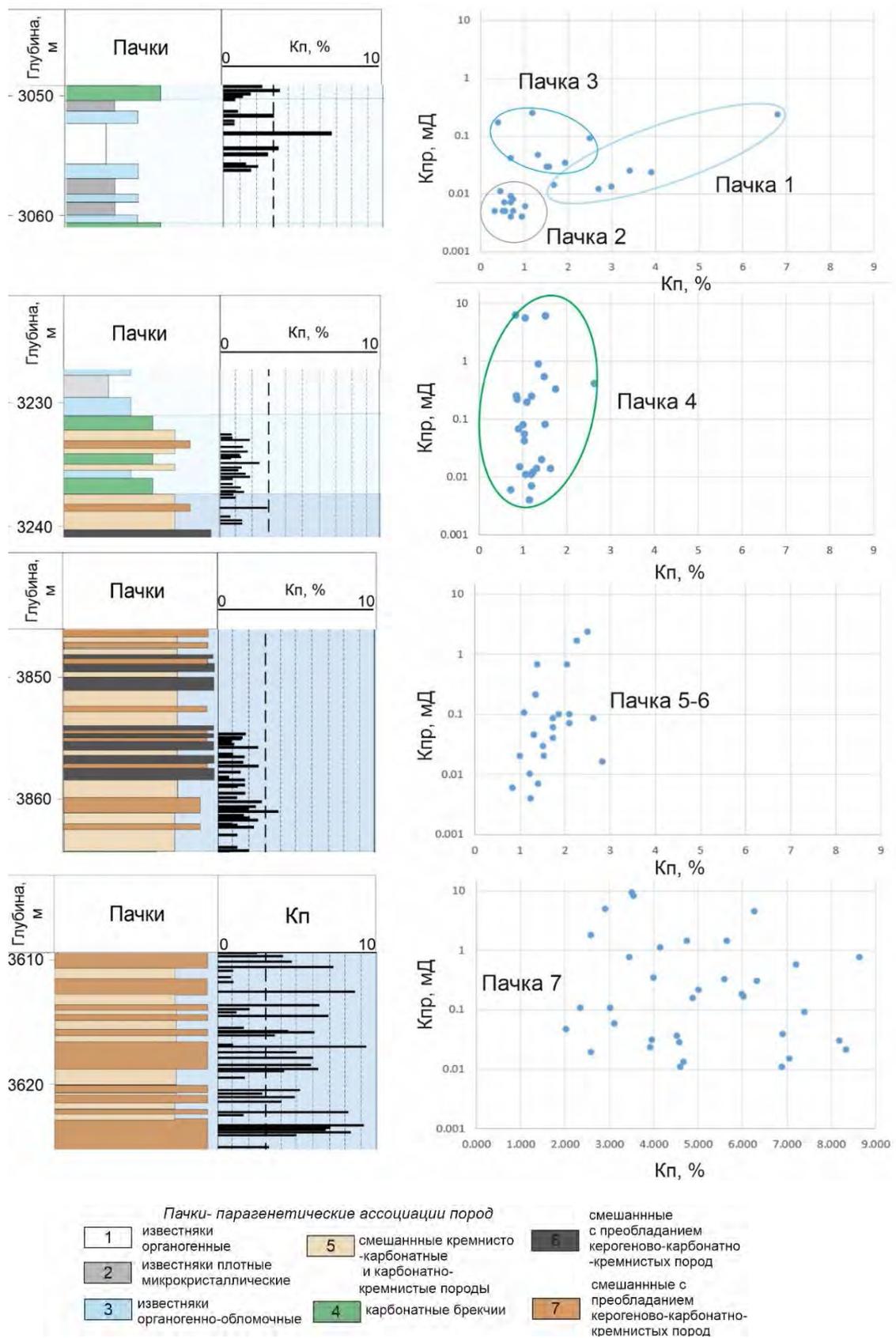


Рисунок 64. Распределение коэффициентов открытой пористости в разрезе отложений мелководного шельфа, переходной зоны и глубоководной впадины. График сопоставления коэффициента открытой пористости и абсолютной газопроницаемости для различных пачек.

Карбонатные брекчии (Пачка 4), а также смешанные кремнисто-карбонатные и карбонатно-кремнистые породы (Пачка 5), и керогеново-кремнисто-карбонатные породы (Пачка 6) также относятся к классу низкоемких пород. Значения пористости таких пород редко превышает 2%.

Весьма низкоемкий (Кп<1%)	Низкоемкий (Кп 1-3%)	Емкий (Кп 3-5%)	Относительно Высокоемкий (>5%)
2 Известняки микрокристаллические Поровый тип Кп<1%, Кпр<0,01 мД	1 Известняки органогенные <i>Каверново-поровый тип</i> Кп=1,5-6%, Кпр<0,1мД		
	3 Известняки органогенно-обломочные <i>Трещинно-поровый тип</i> Кп=1-2%, Кпр < 1 мД		
	4 Карбонатные брекчии <i>Порово-Трещинный тип</i> Кп=1-2,5 %, Кпр >1 мД		
	5 Смешанные породы кремнисто-карбонатного и карбонатно-кремнистого состава <i>Трещинно-Поровый тип</i> Кп=1-2%, Кпр 0.01-1 мД	7 Смешанные породы с преобладанием керогеново-карбонатно-кремнистых и керогеново-кремнистых. <i>Трещинно-поровый тип</i> <i>Трещинно-микрокаверново-поровый тип</i> Кп=3-5% до 10, Кпр >1 мД	
	6 Смешанные породы с преобладанием керогеново-кремнисто-карбонатных и керогеново-карбонатных пород <i>Трещинно-поровый тип</i> Кп=1-2%, Кпр 0.01- 1 мД		

Рисунок 65. Качественная оценка нетрадиционных коллекторов верхнедевонского доманикоидного комплекса.

Относительно высокими коллекторскими свойствами (класс емкие и высокоемкие) обладают породы смешанного состава с преобладанием керогеново-кремнистых и керогеново-карбонатно-кремнистых пород (Пачка 7), накапливающихся в обстановках относительно глубоководной внутришельфовой впадины. Для таких пород значения пористости могут достигать 10%. Наибольшие значения емкости приурочены к прослоям, обогащенным скелетными остатками радиолярий (Рисунок 66). В таких породах преобладающим является трещинно-микрокаверново-поровый тип коллектора, и связан он с исходной биогенной структурой кремнистого вещества, его перераспределением и кристаллизацией в процессе литогенеза.

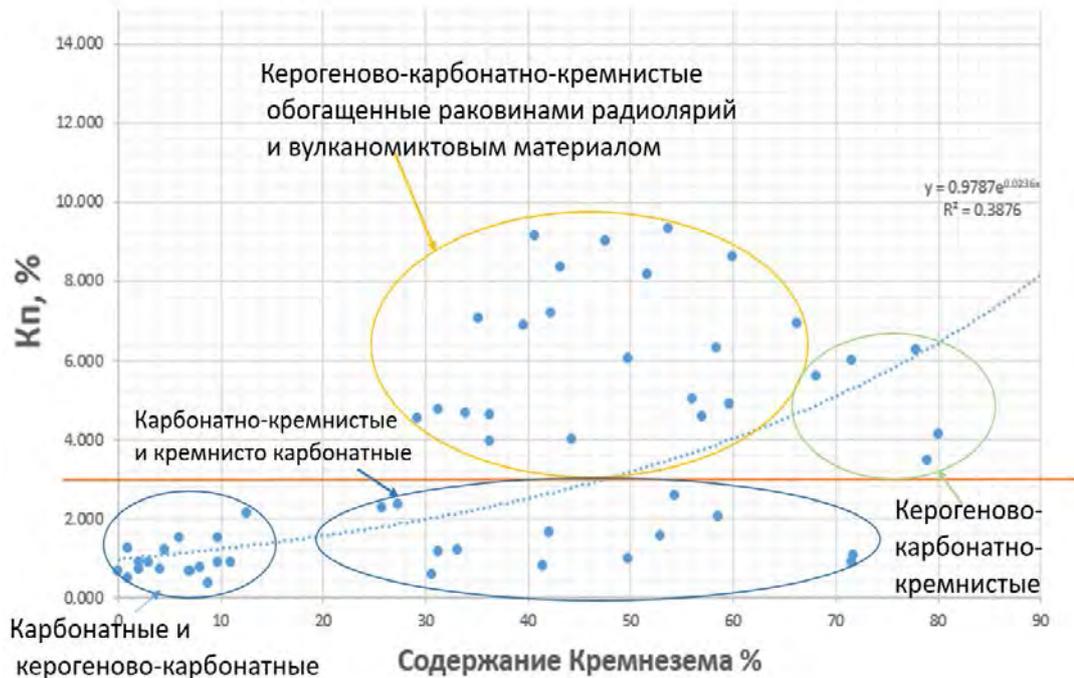


Рисунок 66. Зависимость значения коэффициента открытой пористости от содержания кремнезема.

Увеличение количества интервалов, обогащенных реликтами скелетов радиолярий, по-видимому, связано с синхронным вулканизмом западных окраин Восточно-Европейской платформы, где в этот период формировались островодужные системы с зонами активного вулканизма. Вулканическая деятельность многими авторами связывается с развитием в позднем девоне Магнитогорской островодужной системы, главный рубеж формирования которой относится к границе среднего и верхнего франа (Мизенс Г.А., 2002; Правикова Н.В. и др., 2008, Шакиров В.А. и др., 2022). Это отражается в изученных разрезах малоомощными прослоями (от 1-2 мм, до 1 см), обогащенными пирокластическим материалом. В результате обогащение вод бассейна кремнеземом, по-видимому, способствовало развитию организмов с кремневым скелетом, в частности радиолярий (Рисунок 67).

Таким образом, в ходе изучения коллекторских свойств пород в различных частях Муханово-Ероховского прогиба были сделаны выводы, что развитие относительно емких и высокеемких нетрадиционных коллекторов приурочено к условиям относительно глубоководных внутришельфовых впадин, а смена парагенетических ассоциаций пород, с относительно глубоководных на относительно мелководные приводит к уменьшению коллекторских свойств.

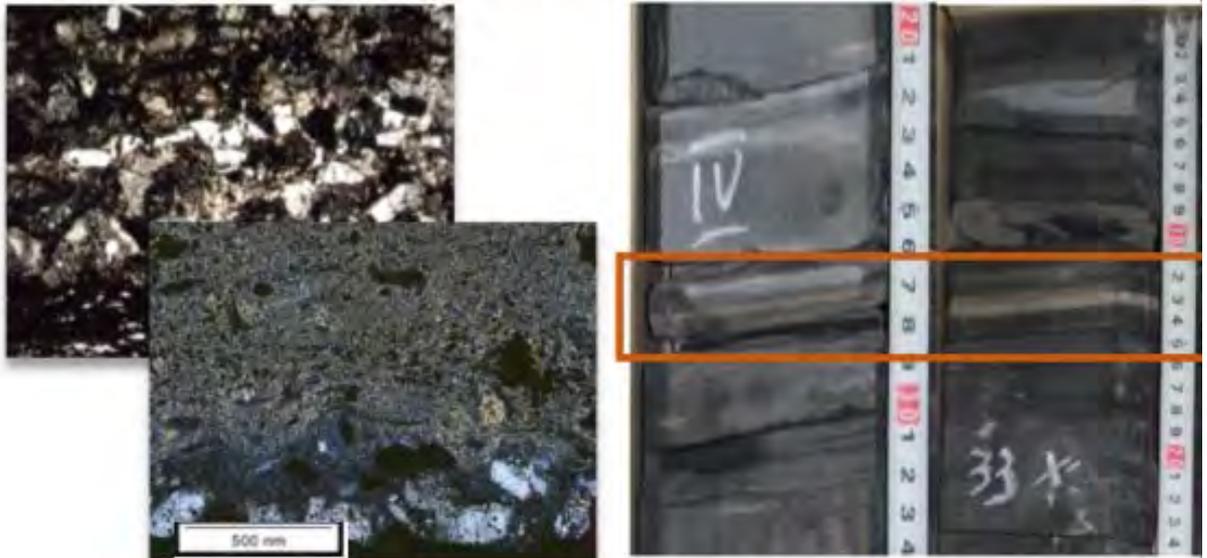


Рисунок 67. Прослой тирокластического материала (туфов литокристаллокластовых) в полноразмерном керне и шлифах.

Глава 5. Прогноз распространения пород-коллекторов в отложениях доманикоидной высокоуглеродистой формации.

Литолого-фациальная характеристика, выделенные природные резервуары, характеризующиеся различными структурой емкостного пространства, классификация изучаемых пород по их емкостным характеристикам, а также сопоставление разномасштабных методов (кern-ГИС) позволяют прогнозировать развитие потенциально перспективных интервалов относительно высокеемких коллекторов в разрезе скважин.

В основе комплексирования разномасштабных методов лежит качественная интерпретация ГИС, основанная на сопоставлении облика каротажных кривых и литологической характеристики пород. В качестве основных геофизических методов использовались: гамма-каротаж (ГК), нейтрон-гамма-каротаж (НГК) и электрические методы - (БК) или (ПЗ). (Рисунок 68).

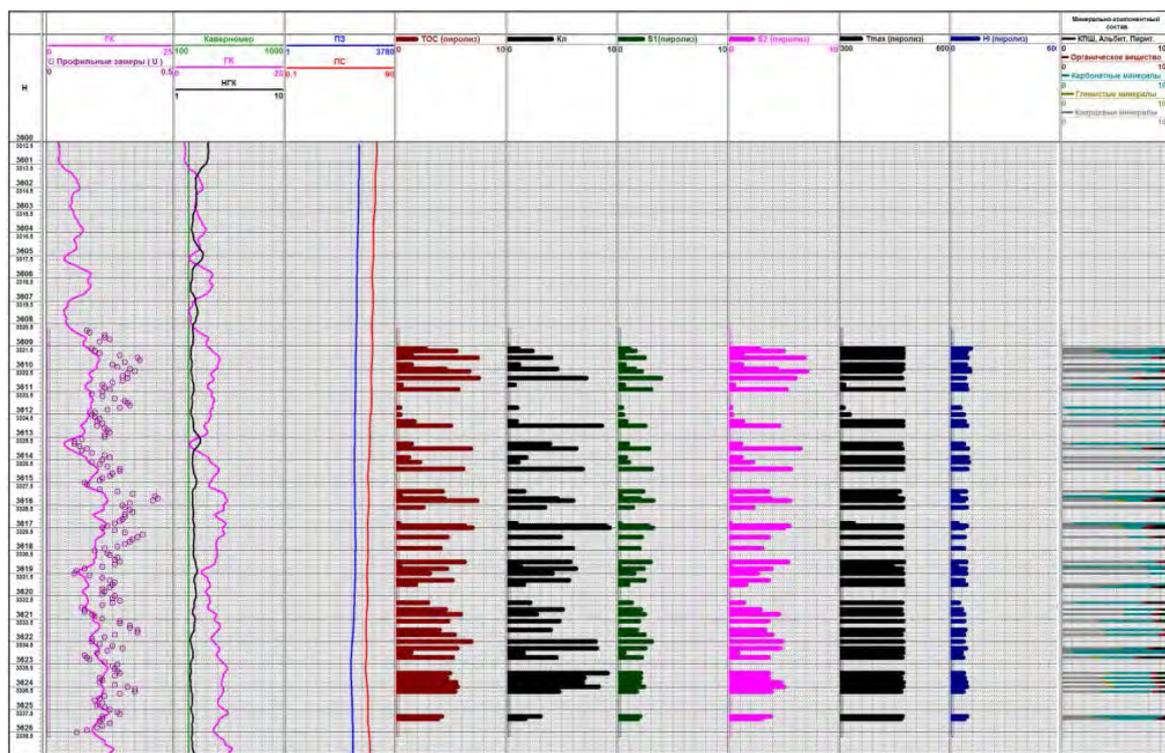


Рисунок 68. Пример планшета с данными ГИС и аналитическим исследованиям керна.

Для корректной интерпретации и сопоставления разных скважин использовался двойной разностный параметр (DGK и DNGK). Для нормирования кривых использовались опорные горизонты чистых карбонатов (DGK=0, DNGK=1) и подстилающие глины тиманского горизонта (DGK=1, DNGK=0).

Смена преобладания в разрезе пород различного состава от керогеновых пород до карбонатных отражается в понижении значений ГК и увеличении показаний НГК. Для карбонатных пород, слагающих Пачки 1-3, фиксируются наименьшие значения ГК и высокие значения НГК. Для переходного комплекса пород, сложенных Пачками 4 и 5 фиксируются повышение значений ГК и относительное понижение показаний НГК. Для наиболее высокоуглеродистых пород Пачек 6 и 7 фиксируются максимальные показания ГК и минимальные значения НГК.

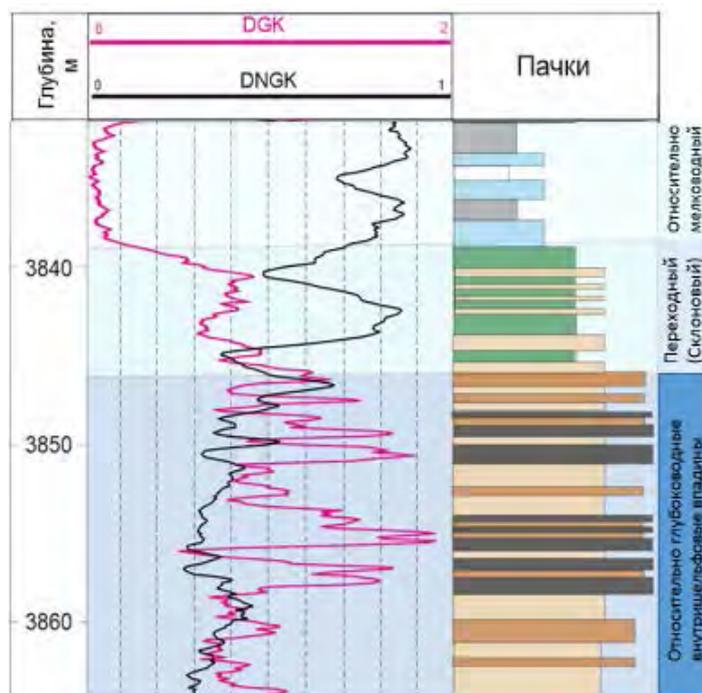


Рисунок 69. Сопоставление выделенных по керну пачек и данных ГИС. Циклит 1.

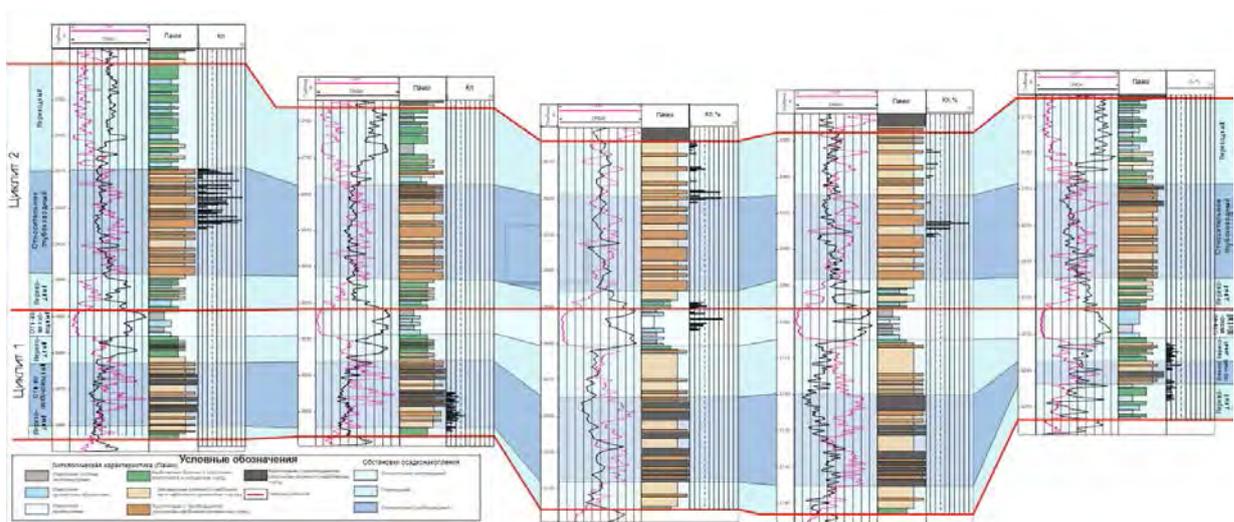


Рисунок 70. Сопоставление разрезов скважины охарактеризованных керном в различных частях Муханово-Ероховского прогиба.

Сопоставление выделенных по керну пачек и данных ГИС проводится в пределах выделенных ранее циклитов: среднефранского, верхнефранского и фаменского. Границы циклитов проводятся по резкой смене состава отложений от более карбонатных к более углеродистым.

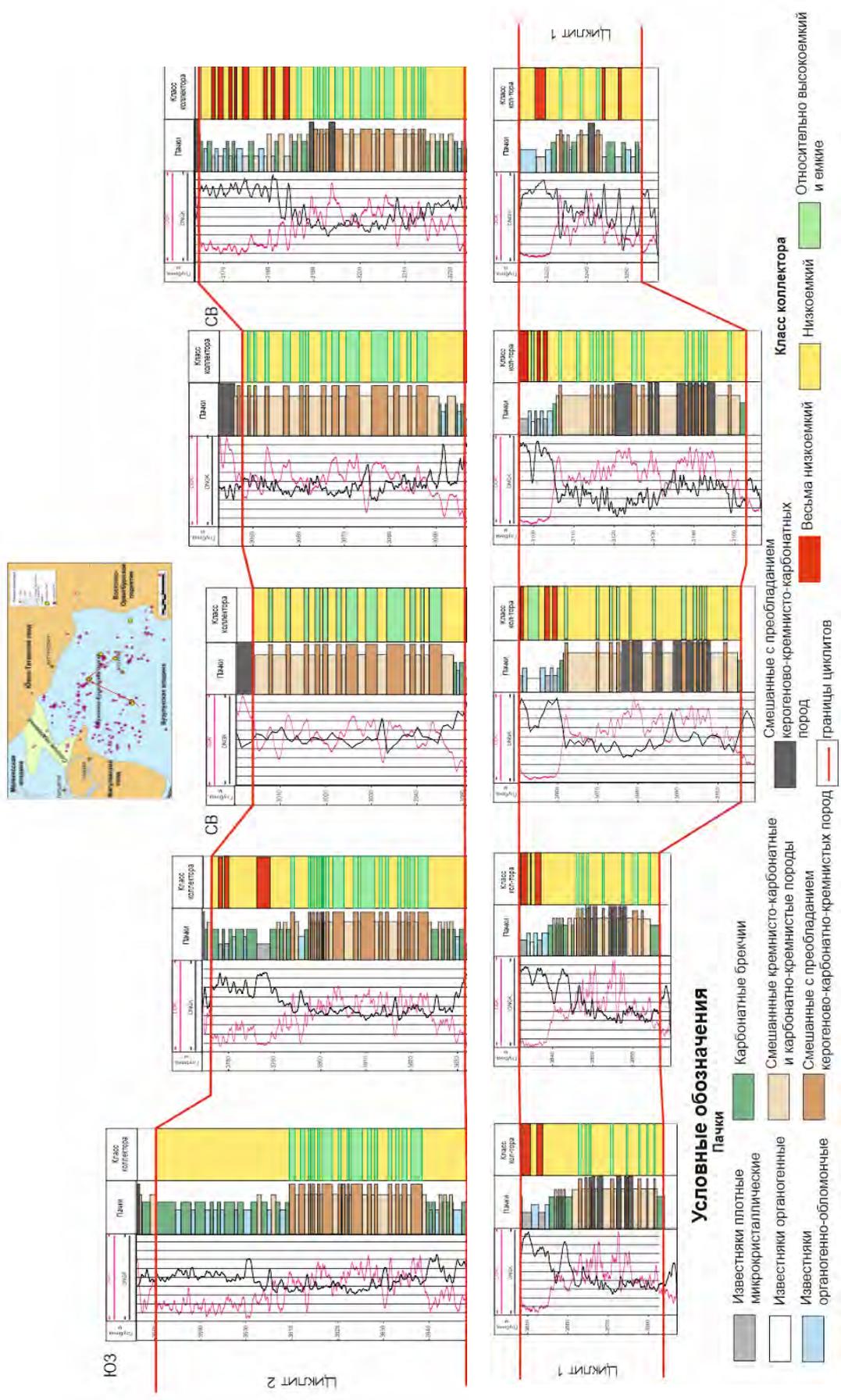
Качественная интерпретация данных ГИС, выявленная закономерность распространения различных парагенетических ассоциаций пород и их приуроченность к различным обстановкам осадконакопления позволяет прогнозировать выделенные по данным керна потенциально перспективные интервалы развития пород-коллекторов с относительно высокой емкостью.

В среднефранском циклите выделяются преимущественно интервалы с преобладанием низкочемких и весьма низкочемких пород. Интервалы относительно высокочемких коллекторов приурочены к смешанным породам пачки 7. Их мощность не превышает 0.5 м. При этом они достаточно равномерно расслоены мощными интервалами низкочемких пород. В целом, породы циклита 1 можно охарактеризовать как низкоперспективные с точки зрения интервалов высокочемких коллекторов.

Наибольшее распространение в разрезе скважин высокочемких коллекторов связано с верхнефранским и фаменскими интервалами.

Доля высокочемких коллекторов, приуроченных к смешанным породам с преобладанием керогеново-карбонатно-кремнистых, в центральной части внутришельфовой впадины максимальна. По направлению к склону впадины увеличивается доля низкочемких и весьма низкочемких пород (Рисунок 71).

Для фаменского циклита относительно высокочемкие коллекторы развиты также в центральной части внутришельфовой впадины, но при этом заметно увеличивается доля низкочемких пород. В верхней части фаменского циклита центральных частей прогиба, в отличие от верхнефранского, увеличивается доля весьма низкочемких пород. На бортах Муханово-Ероховского прогиба в разрезе доманикоидных отложений, представленных преимущественно мелководно-морскими отложениями, преобладают весьма низкочемкие и низкочемкие породы (Рисунок 72).



Условные обозначения

- Пачки**
- Известняки плотные микрокристаллические
 - Известняки органогенные
 - Известняки органогенно-обломочные
 - Карбонатные брекчи
 - Смешанные кремнисто-карбонатные и карбонатно-кремнистые породы
 - Смешанные с преобладанием керогеново-карбонатно-кремнистых пород
- Класс коллектора**
- Относительно высокоемкий и емкие
 - Низкоемкий
 - Весьма низкоемкий
- Смешанные с преобладанием керогеново-кремнисто-карбонатных пород
- границы циклитов

Рисунок 71. Распределение в разрезе циклитов различных по емкости пород.

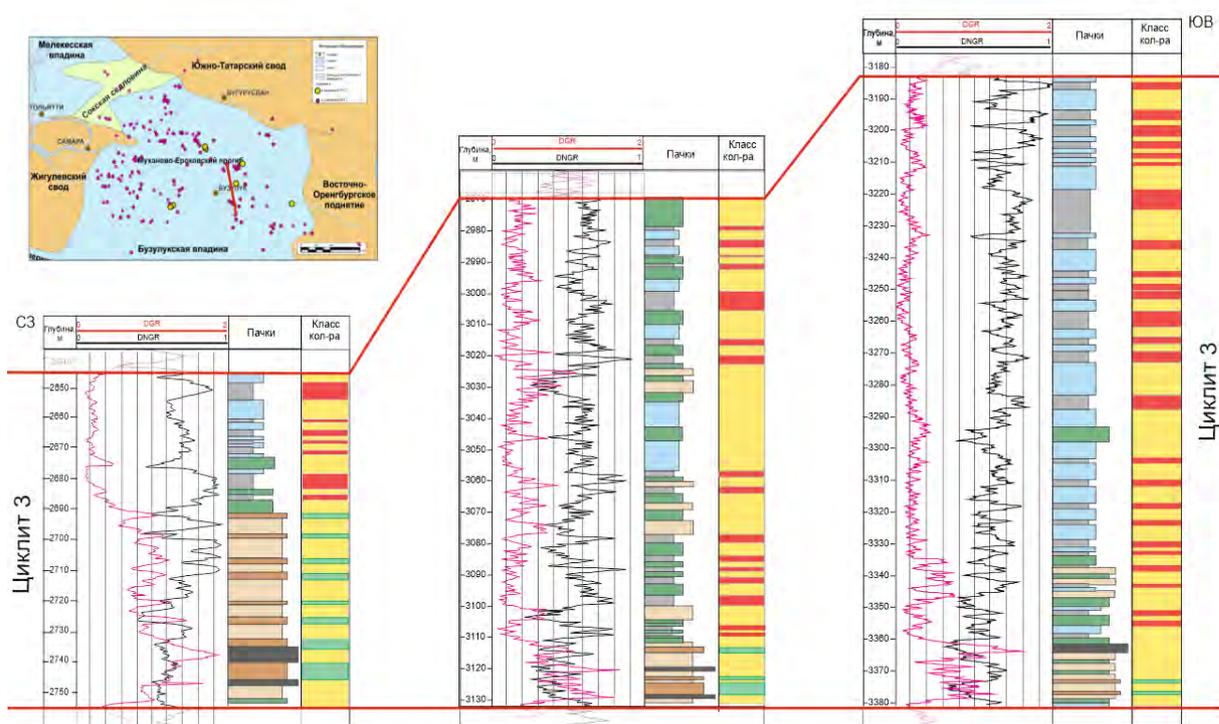


Рисунок 72. Распределение в разрезе циклитов различных по емкости коллекторов.

По мере увеличения мощности отложений к склону и борту впадины общее количество высокочемких пород-коллекторов сокращается и относительно высокочемкие породы замещаются на низкочемкие и весьма низкочемкие.

Выделенные интервалы относительно высокочемких коллекторов и высокие перспективы нахождения их в интервале верхнефранского циклита подтверждаются полученными притоками. Промышленные притоки нефти из отложений доманикоидной ВУФ получены на четырех месторождениях Самарской и Оренбургской областей. По данным из опубликованных источников (Ульмишек Г.Ф. и др, 2015, Варламов А.И. и др., 2020) на Троицком месторождении продуктивные интервалы приурочены к верхнефранским отложениям, где полученные притоки нефти составили 17.3 м³/сут и 3.1 м³/сут для скважин Кашаевская-74 и Кашаевская-75 соответственно (Рисунок 73).

Выявленные закономерности распространения коллекторов в разрезе скважин, охарактеризованных керном, и качественная интерпретация ГИС позволили спрогнозировать зоны с разным суммарным долевым участием относительно емких и высокочемких пород-коллекторов в пределах Муханово-Ероховского прогиба.

В основе построения схем лежит качественная интерпретация ГИС по более чем 60 скважинам. Наибольшие мощности интервалов развития коллекторов связаны с верхнефранским и фаменским циклитами. Поэтому для дальнейшего прогноза выбраны именно эти 2 интервала.

В основе построения схем долевого участия коллекторов лежит отношение суммарных мощностей интервалов относительно емких и высокоемких коллекторов по отношению к общей мощности циклита.

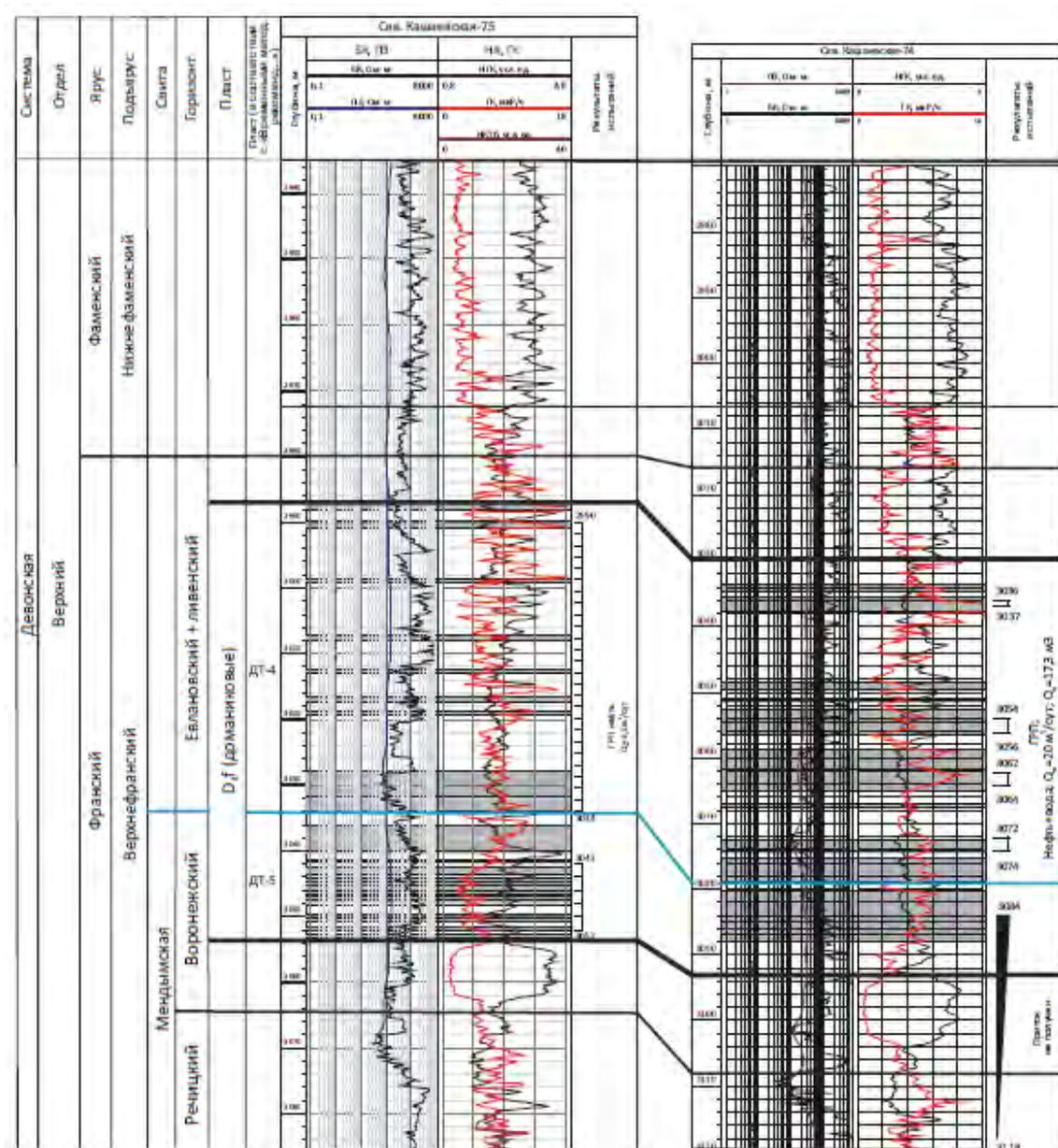


Рисунок 73. Результаты испытаний верхнефранских отложений в скважинах Кашаевская 75 и 74.

Наибольшее суммарное доленое участие высокоемких коллекторов приурочено к центральным частям прогиба. При этом для верхнефранского

интервала доля высокочемких коллекторов значительно выше, чем для фаменского (Рисунок 70).

Такое распределение коллекторов в разрезе связано в первую очередь с палеогеографической зональностью и более обширным распространением внутришельфовых впадин в позднефранский этап. Области распространения палеогеографических зон впадины постепенно сокращают, что связано с ее заполнением и проградацией склонов. Смена палеогеографических зон отражается в общем тренде изменения мощностей каждого циклита – минимальные мощности в центральной части внутришельфовой впадины и постепенное увеличение мощностей в сторону склона и борта. Мощности отложений верхнефранского циклита в центральных и периферийных частях бассейна изменяются от 50 до 140 м соответственно. Мощности фаменского циклита значительно выше, по сравнению с верхнефранскими. В центральных частях прогиба они составляют 80-90 м, тогда как в периферийных частях могут достигать 300 м.

Для верхнефранского интервала область развития высокочемких коллекторов приурочена к центральным и периферийным частям Муханово-Ероховского прогиба, где наиболее обширно развивались обстановки глубоководной внутришельфовой впадины и накапливались смешанные породы Пачки 7. В центральных частях Муханово-Ероховского прогиба суммарная доля интервалов развития высокочемких коллекторов может достигать 0.59. По мере продвижения к склону увеличивается доля низкочемких пород в разрезе, а доля относительно высокочемких пород уменьшается до 0.2.

Для фаменского циклита область распространения интервалов высокочемких коллекторов сужается. В центральной части прогиба суммарная доля интервалов относительно высокочемких коллекторов не превышает 0.36.

Таким образом, в ходе комплексного анализа был сделан вывод, что зоны максимального развития относительно высокочемких пород-коллекторов в разрезе высокоуглеродистых доманикоидных отложений связана с верхнефранскими отложениями и области развития относительно глубоководной впадины в пределах Муханово-Ероховского прогиба. По мере перехода из палеогеографической зоны впадины к зонам склона и ее борта доля относительно высокочемких коллекторов уменьшается и увеличивается доля низкочемких и весьма низкочемких коллекторов.

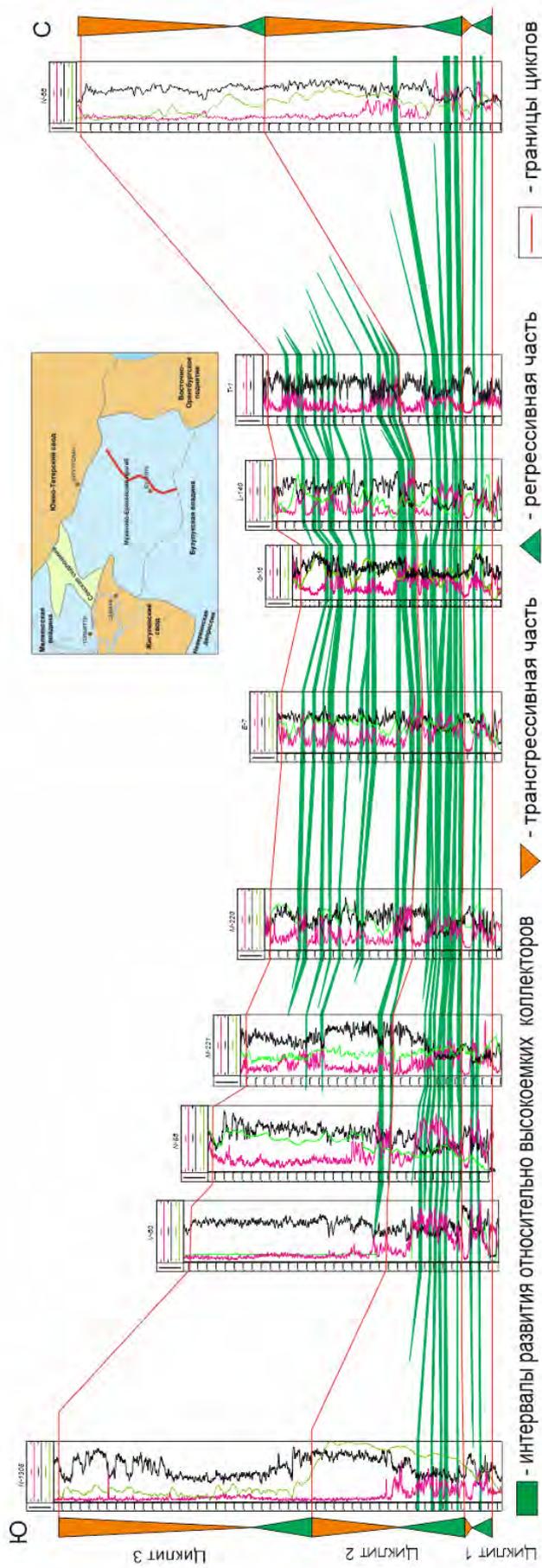


Рисунок 74. Распространение в разрезе интервалов развития относительно высокеемких коллекторов в скважинах, не охарактеризованных кернам.

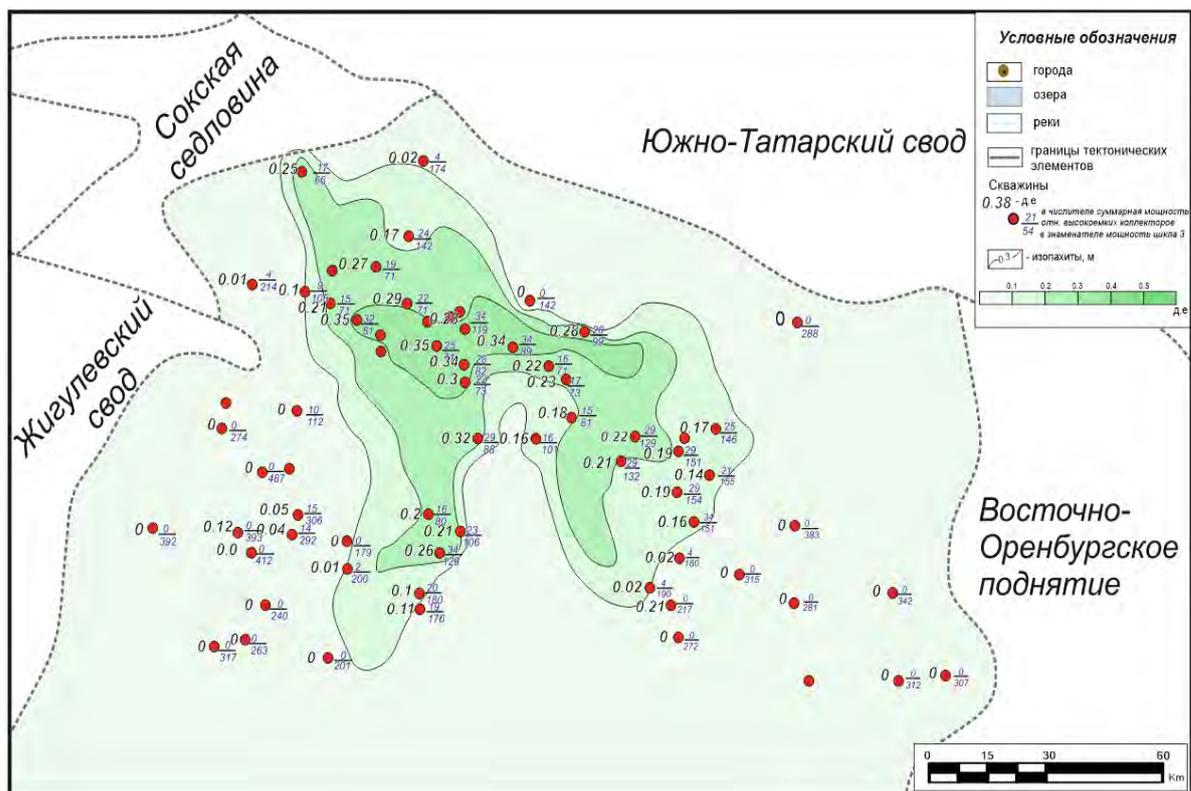
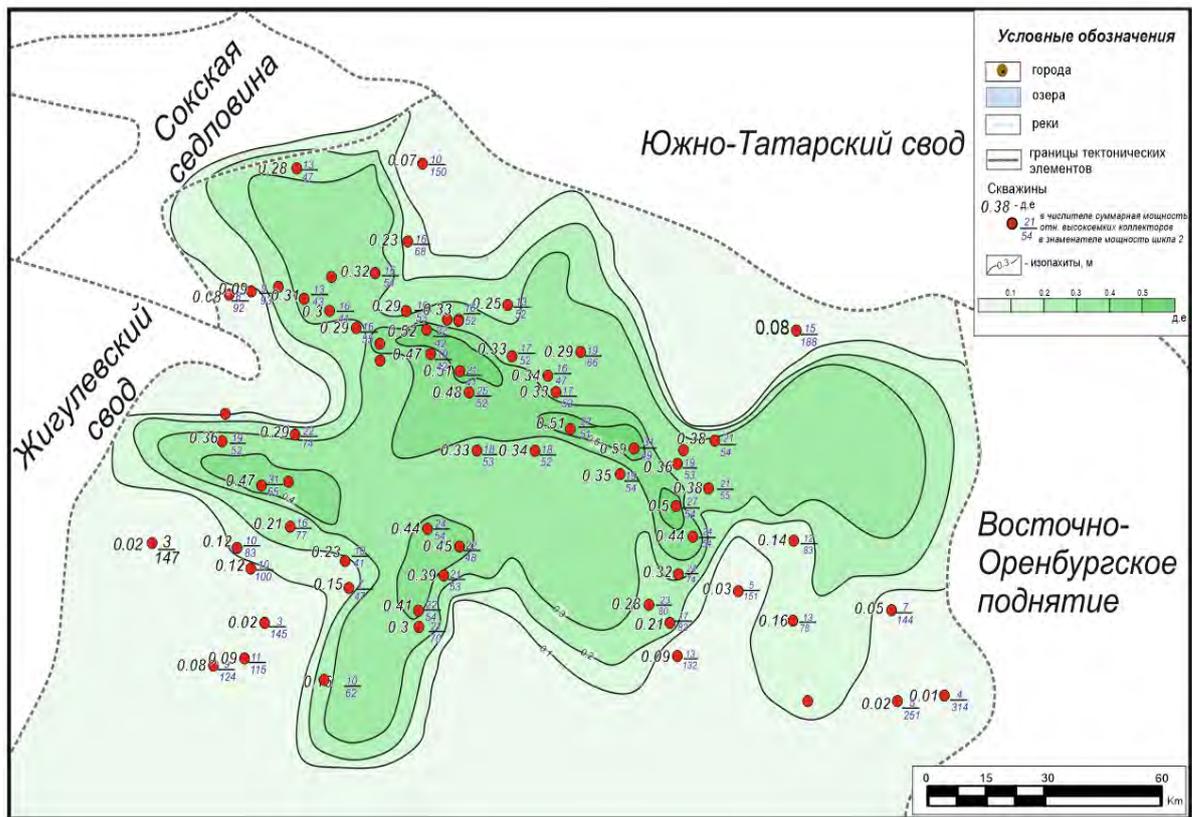


Рисунок 75. Схема суммарного долевого участия потенциально перспективных интервалов емких и относительно высокоемких коллекторов в разрезе а) верхнефранского; б) фаменского циклита.

Заключение

В ходе работы проведен анализ тектонического строения, истории геологического развития и нефтегазоносности района исследований и верхнедевонского доманикоидного комплекса Муханово-Ероховского прогиба Волго-Уральского НГБ.

В строении верхнедевонской высокоуглеродистой доманикоидной толщи Муханово-Ероховского прогиба участвуют различные типы пород: карбонатные, кремневые, смешанного состава и керогеновые с повышенным содержанием органического вещества. Парагенетические ассоциации пород показывают, что породы сформировались в условиях относительно глубоководной внутришельфовой впадины, ее склона и борта.

Постседиментационные процессы в породах доманикоидной высокоуглеродистой формации можно разделить на 4 основные группы, которые в разной степени влияют на пустотное пространство пород. К ним относятся перекристаллизация и вторичная карбонатизация пород, метасоматоз и аутигенное минералообразование, трещинообразование, а также растворение и выщелачивание. Для керогеновых пород характерны процессы окремнения приурочены к раковинам тентакулит, радиоляриям, а также трещинам. Трещиноватость отмечается во всех типах пород. Для группы смешанных и керогеновых пород среди трещин преобладают субгоризонтальные, которые часто заполнены ОВ.

Фильтрационно-емкостные свойства верхнедевонской высокоуглеродистой толщи определяются структурно-текстурной неоднородностью и напрямую зависят от вещественного состава и постседиментационных процессов. Для смешанных и керогеновой группы пород, накапливающихся в обстановках глубоководных впадин емкостное пространство формируют поры микрокаверны и трещины, связанные с процессами частичного растворения, уплотнения и перераспределения различных исходных компонент пород и исходной биогенной структурой кремнистого вещества.

По вещественному составу пород, структуре пустотного пространства и емкостным характеристикам выделены 4 класса пород-коллекторов. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают породы смешанного состава с

преобладанием керогеново-кремнистых и керогеново-карбонатно-кремнистых пород, обогащенных скелетными остатками радиолярий и примесью пирокластического материала, где емкость пород увеличивают микрокаверны, сформированные за счет кристаллизации исходного кремнистого вещества. Для таких пород коэффициент пористости может достигать 10%.

Комплексирование разномасштабных методов позволило спрогнозировать распространение емких и относительно высокочемких коллекторов на площади. Зона максимального развития относительно высокочемких пород коллекторов в разрезе высокоуглеродистых доманикоидных отложений связана с верхнефранскими отложениями и приурочена к области развития относительно глубоководной впадины Муханово-Ероховского прогиба. По мере перехода из палеогеографической зоны впадины к зоне склона и ее борта доля относительно высокочемких коллекторов уменьшается и увеличивается доля низкочемких и весьма низкочемких пород.

Список литературы

Опубликованная

1. Абдулмазитов Р.Д. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. Том 1. Часть 2. ВНИИОЭНГ, Москва, 1996 г., -280 с.
2. Алиев М.М., Батанова Г.П., Хачатрян Р.О., Ляшенко А.И., Новожилова С.И., Назаренко А.М., Адлер М.Г., Федорова Т.И., Тюрихин А.М., Михайлова Н.А. Девонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. М.: «Недра». –1978. –216 с.
3. Антропов. И.А., Батанова Г.П. Стратиграфия девона востока Татарии: Нефтеносность девона востока Татарии // Тр. КФАН СССР. -Сер. "Геология".- вып.6. -ТЛ.ч.1.-Казань.-1960.
4. Артюшкова О.В., Маслов В.А., Пазухин В.Н., Кулагина Е.И., Тагариева Р.Ч., Мизенс Л.И., Мизенс А.Г. Типовые разрезы девона и нижнего карбона на западном склоне Южного Урала. Под ред. Пучкова В.Н., Уфа, - 2011. – 92 с.
5. Архангельский А.Д. Где и как искать новые нефтеносные области в СССР // Нефт. хозяйство. 1929. № 6. С. 791-796; То же на нем. яз. // Petroleum. 1929. Bd. 25. N 37. S. 1253-1256; N 45. S. 1494-1498.
6. Атлас литолого-палеогеографических карт СССР / М-во геологии СССРАкад.наук.СССР, ГУГК СССР; гл. ред. А. П. Виноградов; ред.: В. Д. Наливкин, В. М. Познер Т. II: Девонский, каменноугольный и пермский периоды. - М.: ГУГК. – 1969.
7. Афанасьева М.А. Геологическое строение и перспективы открытия новых месторождений нефти и газа в девонских отложениях Бузулукской впадины / Дисс. канд. г.-м. наук 25.00.12. РГУ НИУ им. И. М. Губкина. – М. – 2011. – 173 с.
8. Багринцева К.И. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. – М.:Недра. – 1977. – 220 с.
9. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. М.:Изд-во МГУ. Изд. 2. – 2000. - 384 с.
10. Баженова Т.К. Смешанные породы, содержащие некарбонатный

углерод // Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов. – СПб.: Недра. – 1998. – С. 265–269.

11. Беляева Н.В., Корзун А.Л., Петрова Л.В. Модель седиментации франско-турнейских отложений на северо-востоке европейской платформы. – СПб.: «Наука». – 1998.

12. Беляева Н.В., Сташкова Э.К. Модель седиментации франко-турнейских отложений Калининской впадины и зон ее обрамления в Камско-кинельской системе прогибов. Екатеринбург. Наука. –1999. – 128 с.

13. Белоконь Т. В., Гецен Н. Г., Катаева Т. А. и др. Перспективы нефтегазоносности севера Урало-Поволжья по данным геохимии доманикитов. // Геология нефти и газа.– 1990.– № 3.– С. 20–23.

14. Богданова С.В. Земная кора Русской плиты в раннем докембрии // Тр. ГИН АН СССР. 1986. Вып. 408. 223 с.

15. Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. Кероген. Методы изучения, геохимическая интерпретация. Новосибирск. Изд-во СО РАН. филиал «Гео». – 2005. - 254 с.

16. Бурлин Ю.К., Карнюшина Е.Е., Конюхов А.И. Литология нефтегазоносных толщ. Учебное пособие для вузов. М.:Недра. -1991. – 286 с.

17. Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Пономаренко Е.С., Зубова (Кирюхина) Т.А. Аноксия доманикового бассейна Тимано-Печорского региона // Литология и полезные ископаемые. – 2016. - № 4 - с. 329—335.

18. Варламов А.И., Мельников П.Н., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Петерсилье В.И., Иутина М.М., Дахнова М.В., Виценовский М.Ю., Канев А.С., Соболева Е.Н., Шаломеенко А.В. Результаты изучения и перспективы освоения нетрадиционных залежей нефти в высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых отложениях доманиковой формации Волго-Уральской провинции // Геология нефти и газа. – 2020. – № 6. – С. 33–52.

19. Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г. Временные методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях // Недропользование XXI век. – 2017. – №4. – С. 102–115.

20. Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К.,

Комар Н.В., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г. Методика оценки запасов нефти в отложениях доманикового типа // Геология нефти и газа. – 2017. – № 5. – С. 51–65.

21. Вассоевич Н.Б. Органическая геохимия: Успехи в познании природы нефти и нефтематеринского вещества. Вып. 1. М.: Недра, 1967. 263 с.

22. Вашкевич А.А., Стрижнев К.В., Шашель В.А. и др. Прогноз перспективных зон для отложений доманикового типа на территории Волго-Уральской НГП // Нефтяное хозяйство. 2018. № 12. С. 14-17.

23. Вашкевич А.А., Стрижнев К.В., Шашель В.А., Захарова О.А., Заграновская Д.Е., Морозов Н.В. Геолого-геофизические особенности строения отложений доманикового типа, влияющие на оценку запасов и ресурсного потенциала УВ // М.: Нефтяное хозяйство. -2019. - №12. – С.16-20.

24. Вилесов А.П. Модель седиментации карбонатной толщи фаменского яруса бобровско-покровского вала (волго-уральская нефтегазоносная провинция) // М.: Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2017. - №6. – С.4-12.

25. Гатовский Ю.А., Ступакова А.В., Калмыков Г.А. и др. Новые данные по биостратиграфии и фаціальным типам разрезов доманиковых отложений (верхний девон) Волго-Уральского бассейна. // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, издательство Изд-во Моск. ун-та (М.). -2015. - № 5. -с. 86-99

26. Губкин И.М. Ухтинский нефтеносный район / И. М. Губкин // Известия Главного нефтяного комитета. – 1918. – № 1.

27. Гуляева Л.А., Завьялов В.А., Поделько Е.Я. Геохимия доманиковых отложений Волго-Уральской области. М. : Изд-во АН СССР. - 1961. - 104 с.

28. Гуляева Л.А., Поделько Е.Я., Тихомиров В.И. Особенности состава нерастворимых остатков карбонатных отложений верхнего девона-турне Камско-Кинельских прогибов // Геохимия карбонатных отложений Камско-Кинельских прогибов. М.: ИГиРГИ. - 1975. – С. 3-15.

29. Дахнова М.В., Киселева Ю.А., Можегова С.В., Пайзанская И.Л. Задачи геохимических исследований для оценки перспектив нефтегазоносности отложений доманикового и баженовского типов. / Под ред. А.И. Варламова //

ВНИГНИ-65. Люди, результаты и перспективы. – М.: ФГБУ «ВНИГНИ», 2018. – 520 с.

30. Дахнова М.В., Можегова С.В., Назарова Е.С. Методы органической геохимии в связи с изучением проблемы нефтегазоносности доманикитно-доманикоидных толщ // Геология нефти и газа. - 2013. - Специальный выпуск, октябрь. - С. 108-113.

31. Жемчугова В.А. Верхний палеозой Печорского бассейна (строение, условия образования, нефтегазоносность). Коми респ. Изд-во г. Сыктывкар. - 1998. -160 с.

32. Жемчугова В.А. Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем: Учебное пособие для вузов / Жемчугова В.А. –М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2014. – 341 с.

33. Жемчугова В. А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений. Курс лекций / В. А. Жемчугова. – М.: Ред.-изд. центр ЕАГО. – М, 2014

34. Жузе Н.Г. Битуминозность карбонатных отложений среднего и верхнего девона западного склона Среднего Урала и северо-восточного склона Южного Урала // Геохимический сборник №9. Л.:Гостоптехиздат, 1964. С. 119-127.

35. Завьялова А.П., Ступакова А.В. Перспективы нефтегазоносности доманикоидной высокоуглеродистой формации Муханово-Ероховского прогиба // Нефтяное хозяйство – 2021 - №1169 – С.34-39.

36. Завьялова А.П., Чупахина В.В., Ступакова А.В., Гатовский Ю.А., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Суслова А.А., Большакова М.А., Санникова И.А., Калмыков А.Г. Сравнение разрезов доманиковых отложений волго- уральского и тимано-печорского бассейнов в местах естественного выхода на дневную поверхность. // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. — 2018. — № 6. — С. 57–73.

37. Завьялов В.А. Геохимия и микроэлементы доманиковых отложений Южного Притиманья. М.: Наука, -1966. 156 с.

38. Заграновская Д.Е., Исаева С.И., Вилесов А.П., Шашель В.А., Захарова О.А., Беляков Е.О., Демин В. Ю., Кудин И.Л., Калмыков Г.А. Строение

протяженных резервуаров отложений доманиковой формации и методы их петрофизической интерпретации. // М.: Вестник Московского Университета. - 2021. - Сер.4. - №6. - С.120-132.

39. Зайдельсон М.И., Вайнбаум С.Я., Копрова Н.А., Семенова Е.Г., Суровиков Е.Я., Голодовкина Г.Е., Зинина Е.А., Цлав Л.З. Аширов К.Б., Беллерова В.А. Формирование и нефтегазоносность доманикоидных формаций. Под. ред. Копп А.В., Мкртчян О.М. М.: Наука, 1990. – 79 с.

40. Кайдалов В.И., Коновалов В.В., Шендерович Д.М. Изучение палеорельефа досреднедевонской поверхности Оренбургской области с целью выявления зон распространения ловушек неантиклинального типа. // Геология нефти и газа. – 1982. – №2. – С.28-32.

41. Каламкаргов Л.В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран. М.: Издательство Нефть и газ. – 2005. - 570 с.

42. Калицкий, К.П. Ухтинский нефтеносный район / К. П. Калицкий // Нефтяное и сланцевое хозяйство. – 1921. – № 9-12.

43. Калужный В.А., Иванова К.П. Продуктивные отложения среднего и верхнего девона Южного Тимана // Тр. ВНИГРИ, Л., Гостод-техиздат, 1959, вып. 133, С.32-60.

44. Карпушин М.Ю., Ступакова А.В., Завьялова А.П., Сусллова А.А., Чупахина В.В., Радченко К.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доманиковой высокоуглеродистой формации центральной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна // Георесурсы. 2022. том 24. № 2. С. 133-142

45. Карпушин М.Ю., Ступакова А.В., Завьялова А.П., Калмыков Г.А., Чупахина В.В., Коробова Н.И., Сусллова А.А., Радченко К.А. Строение и перспективы нефтегазоносности отложений доманикоидной высокоуглеродистой формации франско-турнейского возраста центральной части Волго-Уральского бассейна// Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 14-19

46. Кирюхина Т.А., Большакова М.А., Ступакова А.В., Коробова Н.И., Пронина Н.В., Сауткин Р.С., Сусллова А.А., Мальцев В.В., Сливко И.Э., Лужбина М.С., Санникова, И.А., Пушкарёва Д.А., Чупахина В.В., Завьялова А.П. / Литолого-геохимическая характеристика доманиковых отложений Тимано-

Печорского бассейна // Георесурсы. – 2015. –Т. 61, №2. – С. 87–100.

47. Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В., Полудеткина Е.Н., Сауткин Р.С. Доманиковые отложения Тимано-печорского и Волго-Уральского бассейнов // Геология нефти и газа. – 2013. – №3. С. 76–87.

48. Киселева А.Л. Жеглова Т.П., Дахнова М.В., Можегова С.В., Назарова Е.С., Нечитайло Г.С. Роль доманиковых отложений в формировании залежей нефти в центральных районах Волго-Уральской НГП // Геология и геофизика. – 2017. – №3-4. – С. 48-61.

49. Королюк И.К., Крылов Н.А., Куренков Н.Т., Меламуд Е.Л. Структурные и формационные особенности краевых прогибов и их нефтегазоносность. М.:Наука. -1983. 208 с.

50. Королюк И.К., Летавин А.И., Мкртчян О.М., Хачатрян Р.О. Структурно-формационные критерии прогноза нефтегазоносности. Теоретические основы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа. М.: Наука, -1984. с. 47–63.

51. Королюк И.К. Методы и задачи фациального и формационного анализов карбонатных толщ. // М.:ИГиРГИ. Сб.научн.тр. АН СССР. – 1987. С3-14.

52. Кузнецов В.Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение: Учеб. пособие для вузов. - М.:ООО «Недра-Бизнесцентр». – 2007. – 511 с.

53. Кузнецов В.Г. Литология природных резервуаров нефти и газа. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. – 260 с.

54. Ларская Е.С. Диагностика и методы изучения нефтегазоматеринских толщ. – М.:Недра. - 1983. - 200 с.

55. Лозин Е.В. Глубинное строение и нефтегазоносность Волго-Уральской области и смежных территорий. Литосфера. – №3, – 2002.

56. Лубнина Н.В. Восточно-Европейский кратон от неоархея до палеозоя по палеомагнитным данным / Дисс. докт. г.-м. н. 25.00.03. МГУ им. М.В. Ломоносова. – 2009.

57. Максимов С.П., Киров В.А., Клубов В.А. и др. Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / под. Ред. С.П. Максимова. М.: Недра, – 1970. – С. 808.

58. Максимова С.В. Эколого-фациальные особенности и условия образования доманика. - М.: Наука, 1970. - 85 с.
59. Мизенс Г.А. К геологической истории Южного Урала в среднем палеозое // Доклады АН. 2000. Т.371. № 3. С. 356-357.
60. Мизенс Г.А. Осадочные комплексы позднего девона-карбона на юге Урала и проблема коллизии континентальных плит // Палеозоны субдукции: тектоника, магматизм, метаморфизм, седиментогенез. Екатеринбург: ИГиГ УрО РАН, 2000. С. 65-84.
61. Мирчинк М.Ф., Хачатрян Р.О., Громека В.И. и др. Тектоника и зоны нефтегазонакопления Камско-Кинельской системы прогибов. – М.: Наука. –1965. – С.216.
62. Мирчинк М. Ф., Мкртчян О. М., Трохова А. А., Митрейкин Ю. Б. Палеотектонические и палеогеоморфологические особенности Волго-Уральского доманикового бассейна. - Изв. АН СССР, № 12, - 1975. – С.9-18.
63. Мирчинк М. Ф., Мкртчян О. М., Трохова А. А. Формы взаимосвязи мощности и литофаций доманикового горизонта и их значение в палеоструктурном анализе. В кн. "Проблемы геологии нефти", - М. Недра, 1975 б, - с 6.
64. Мкртчян О.М. Верхнедевонские рифы и их роль в формировании нефтеносных структур востока Урало-Поволжья. - М.: Наука, 1964. - 117 с.
65. Мкртчян О.М., Тихомиров В. И., Трохова А. А. Формации доманикоидного типа и их нефтегазоносность. В кн. Формационный анализ в нефтяной геологии. - М, 1981, - с 4058.
66. Мкртчян О.М. Закономерности размещения структурных форм на востоке Русской плиты. - М.: Наука, 1980. - 135с.
67. Наливкин Д.В. Проблемы геологии девона Русской платформы // Девон Русской платформы. Л.; М.: Гостоптехиздат, 1953. С. 39-48.
68. Наливкин Д.В. Зоогеографические провинции девонского периода на территории СССР // Вопросы палеобиогеографии и биостратиграфии. М.: Госгеолтехиздат, 1957. С. 77-80. (Тр. 1 сессии ВПО. 1955 г.).
69. Неручев С.Г., Ковачева И.С. О влиянии геологических условий на величину нефтеотдачи материнских пород // Докл. АН СССР. 1965. Т. 162. № 4.

С. 913-914.

70. Неручев С.Г., Акаев Б.А. О влиянии геохимических фаций на степень битуминозности органического вещества пород // Докл. АН СССР. 1965. Т. 163. № 4. С. 988-990.

71. Неручев С.Г. Нефтеобразование в отложениях доманикового типа / С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, И.А.Зиличенко, Г.М. Парпарова и др. – Л.: Недра. – 1986.

72. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. М.: Недра, 1969.

73. Орлова А.Ю., Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Полудеткина Е.Н., Фадеева Н.П., Шарданова Т.А. Геохимия органического вещества отложений карбонатного девона Южно-Татарского свода. Георесурсы, - 2021 – Т.23. -№2, - С.87–98. DOI:

74. Пантелеев А.С. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области. – Оренбург.: Оренбургское книжное издательство. –1997. – 272 с.

75. Правикова Н.В., Матвеева Е.А., Тавелев А.В., Веймарн А.Б., Рудакова А.В. Вулканизм переходного этапа от позднедевонской островной дуги к раннекаменноугольным рифтам на Южном Урале / // Вестник Моск. ун-та. Сер. Геология. –2008. – № 6. – С. 8–15.

76. Першина А.И., Цыганко В.С., Щербаков Э.С., Боринцева Н.А. Биостратиграфия силурийских и девонских отложений Печорского Урала. Л., 1971. 129 с..

77. Прищепа О.М., Баженова Т.К., Богацкий В.И. Нефтегазоносные системы тимано-печорского осадочного бассейна // М.:Геология и геофизика. - 2011. №8. С1129-1150.

78. Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю. К обсуждению понятийной базы нетрадиционных источников нефти и газа – сланцевых толщ // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. –Т. 8. – № 3.

79. Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю. Понятийная база и первоочередные объекты нетрадиционного углеводородного сырья // Георесурсы, геознергетика, геополитика. – Вып 2(10). – 2014.

80. Прищепа О.М., Суханов А.А., Макарова И.Р. Подходы к оценке доманиковых отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции как нетрадиционных источников углеводородов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 4. - С.1-27.
81. Прищепа О.М., Аверьянов О.Ю., Ильинский А.А., Морариу Д. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России. – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ». – 2014. – 323 с.
82. Проворов В. М. Структурно-фациальные зоны нефтегазонакопления в северных районах Урало-Поволжья.– М.: Труды ВНИГНИ.– Вып. 243.– 1982.– С. 3–15.
83. Проворов В. М. Строение позднедевонско-турнейского палеошельфа севера Урало-Поволжья и задачи его дальнейшего изучения // Геология нефти и газа.– 1988.– № 2.– С. 24–29.
84. Проворов В.М., Неганов В.М. и др. Перспективы нефтегазоносности восточной части Камского свода и прилегающих регионов // Геология и полезные ископаемые Западного Урала/Перм. ун-т. Пермь. – 2006. – С. 78-80.
85. Радченко К.А., Коробова Н.И., Большакова М.А., Ступакова А.В., Завьялова А.П., Чупахина В.В. Литолого-геохимическая характеристика естественных выходов доманиковых отложений в районах Предуралья Краевого прогиба Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна // Вестник Московского университета. Серия 4. 2019. № 6. С. 28-33.
86. Решение Межведомственного регионального стратиграфического совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы с региональными стратиграфическими схемами (Ленинград, 1988). Девонская система. / Ржонсницкая М.А., Куликова В.Ф., Л.; ВСЕГЕИ. – 1990. –60 с.
87. Решение расширенного заседания секции верхней перми и триаса // Бюлл. РМСК по центру и югу Русской платформы. – М.: Международная академия наук о природе и обществе. –2001. –Вып. 3. – С. 5–16.
88. Серeda Т.Т. Нефтеносность и коллекторы фаменских отложений Северо-Восточной Башкирии. В сб.: Проблемы геологии нефти. Вып.13, М., 1977, с.69-75
89. Страхов Н.М. К литологии доманикового горизонта Южного Урала //

Тр. МГРИ. Т. 1. 1936. С. 58-90.

90. Страхов Н.М. Доманиковая фация Южного Урала. М.: Изд-во АН СССР, 1939. 122 с.: 5 л. ил. (Тр. ИГН АН СССР; Вып. 16. Геол. сер. № 6).

91. Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., Богомолов А.Х., Кирюхина Т.А., Коробова Н.И., Шарданова Т.А., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Полудеткина Е.Н., Козлова Е.В., Митронов Д.В., Коркоц Ф.В. Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна // Георесурсы. – 2015. – Т. 61. – № 2. – С. 77–86. DOI: 10.18599.grs.61.2.7

92. Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Фадеева Н.П., Гатовский Ю.А., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Пронина Н.В., Большакова М.А., Завьялова А.П., Чупахина В.В., Петракова Н.Н., Мифтахова А.А. / Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности // Георесурсы. – 2017. –Т. 1. – С. 112–124

93. Сунгатуллин Р. Х., Буров Б. В., Сунгатулина Г. М. Геология Республики Татарстан. Учебно–методическое пособие. – Казань: Казанский государственный университет, 2007. – 74 с.

94. Теодорович Г.И. О кремнистых образованиях западного склона Южного Урала. Бюлл. МОИП. XIII (4). 1935.

95. Тугарова М.А. Породы – коллекторы. Свойства, петрографические признаки, классификации. Санкт-Петербург: Ред.изд.совет СПбГУ. -2004. – 28 с.

96. Ульмишек Г.Ф., Шаломеенко А.В., Холтон Д.Ю., Дахнова М.В. / Нетрадиционные резервуары нефти в доманиковой толще Оренбургской области // Геология нефти и газа – 2017. - №5 – С. 67-78.

97. Фадеева Н.П., Козлова Е.В., Полудеткина Е.Н., Шарданова Т.А., Пронина Н.В., Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Хомяк А.Н. / Генерационный потенциал пород доманиковой формации Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология – 2015. - №6. – С. 44 – 52

98. Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Бушуева М.А. и др. / Унифицированная субрегиональная стратиграфическая схема верхнедевонских отложений Волго-Уральского субрегиона. / Объяснительная записка – М.: ФГБУ «ВНИГНИ». – 2018. – 64 с.

99. Фортунатова Н.К., Пороскун В.И., Петерсилье В.И., Варламов А.И., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Баранова А.В., Канев А.С., Дахнова М.В. и др. Нетрадиционные источники углеводородных отложений доманикового типа / Под ред. А.И. Варламова // ВНИГНИ-65. Люди, результаты и перспективы.– М.:ФГБУ«ВНИГНИ», - 2018. – 520 с.

100. Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Канев А.С., Баранова А.В., Асташкин Д.А., Дахнова М.В., Мирнов Р.В. Обоснование методики комплексного изучения отложений доманикового типа по материалам новых скважин Ухтинского района (Южный Тиман) // М.: Геоинформмарк. Геология нефти и газа. - 2020. – Т.4. – С.45-64.

101. Фортунатова Н.К., Канев А.С., Пороскун В.И., Баранова А.В., Бушуева М.А. Строение и оценка перспектив нефтеносности углеродистых карбонатно-кремнистых отложений доманикового типа Волго-Уральской НГП // Новосибирск.:Изд-во СО РАН. Геология и геофизика. - 2021. – Т 62. - №8. – С.1132-1152.

102. Фролов В.Т. Литология. Кн. 1. – Учебное пособие. М.: Изд-во МГУ. - 1992. – 336 с.

103. Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов. М.: Научный мир, 2001 г., 606 стр.

104. Хисамов Р.С., Войтович Е.Д., Либерман В.Б., Гатиятуллин Н.С., Войтович С.Е. Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук Республики Татарстан, 2006. - 328 с.

105. Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана / Под ред. Р.С. Хисамова. – Казань: Фэн, 2010. – 283 с..

106. Чупахина В.В., Коробова Н.И., Калмыков Г.А., Завьялова А.П., Карпушин М.Ю., Радченко К.А. Генетическая обусловленность различных типов пустотного пространства и оценка качества нетрадиционных коллекторов отложений верхнедевонского доманикового комплекса Муханово-Ероховского прогиба // Георесурсы. 2022. том 24. № 2. С. 143-153

107. Шарданова Т.А., Фадеева Н.П., Хамидуллин Р.А., Хомяк А.Н.

Емкостное пространство пород высокоуглеродистой формации (на примере доманиковой толщи Южно-Татарского свода). // М.:Георесурсы. -2017. –Т.1. С.125-132.

108. В.А. Шакиров, А.П. Вилесов, В.П. Морозов, А.С. Хаюзкин, О.Ю. Андрушкевич, Е.Б. Сосновская, И.П. Немков, А.П. Лопатин, Г.Г. Гиладев. Породы-вулканиты в конденсированных доманиковых фациях Муханово-Ероховской внутришельфовой впадины. // Поиски и разведка. -2022. -2(362). -С.14-26.

109. Шеин В.С. Геология и нефтегазоносность России. – М.:ВНИГНИ, 2006. -776 с.

110. Унифицированной схемы стратиграфической приуроченности по Волго-Уральской НПП («Постановления межведомственного стратиграфического комитета – МСК», вып. 38, С. Петербург, 2008 г.).

111. Япаскурт О.В. Литология. Учебник для студентов высших учебных заведений. М.: Академия. - 2008. – 336 с.

112. Gregg J.M. and Sibley D.F. Classification of Dolomite Rock Textures. // Journal of Sedimentary Research. - 1987, 57, 967-975.

113. Murchison R.J., de Verneuil E., von Keyserling A. The geology of Russia in Europe and the Ural Mountains. V.1. Geology. London: J.Murray, Allermarie street, 1845. 700 p.

Фондовая

114. Коврижкин В.С., Навальнева В.И., Кайдалов В.И., и др. Комплексный анализ поисково-разведочного и эксплуатационного бурения, геофизических исследований в пределах месторождений нефти и газа, разрабатываемых ОАО"Оренбургнефть"с целью прогноза локальных объектов и их нефтеносности [Текст]: Геологический отчет. Оренбург, ОАО ОренбургНИПИнефть, 1998. – 159 с. – Геол. фонд по Оренбургской обл., инв. № 9181.

115. Ляпустина И.Н., Пантелеев Ю.С., Шабалина Л.Н., и др "Анализ и обобщение данных о составе и свойствах нефтей и газов и прогноз фазового состояния и сернистости углеводородных флюидов палеозойских отложений в Оренбургской области в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности."; г.Оренбург, 1997 г.

116. Серeda Т.Т., Князева Л.М., Чепиков К.Р. Литолого-геологическое изучение нефтесодержащих пород. Отчет по теме 323. М., ИГиРГИ, 1968, 158 с.
117. Ступакова А.В., Калмыков Г.А. и др. Изучение УВ потенциала доманиковых отложений в Волго-Уральской провинции и оценка целесообразности вовлечения их в разработку отчет о результатах работ (заключ.) / МГУ – М.: Фонд «Национальное интеллектуальное развитие», 2014
118. Фортунатова Н.К., Варламов А.И. и др. Обоснование перспектив нефтегазоносности высокобитуминозных отложений доманикоидного типа (нетрадиционные источники сланцевой нефти) на основе комплексных геолого-геофизических и геохимических исследований, 2016
119. Отчет НВНИИГГ региональные сейсморазведочные работы мотг в южной бортовой зоне Мухано-Ероховского прогиба с целью подготовки новых лицензионных участков, 2013.
120. Зайдельсон М. И., Вайнбаум С. Я., Семенова Е. Г., и др. Закономерности распространения, литологические, геохимические, коллекторские свойства и нефтегазоносность битуминозных толщ доманиковой фации в девоне и нижнем карбоне на территории Волго-Уральской провинции. 1986.