

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
имени М.В. ЛОМОНОСОВА
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

На правах рукописи



Завьялова Анна Петровна

**Условия формирования и перспективы нефтегазоносности отложений
доманикоидного комплекса франско-турнейского возраста
Муханово-Ероховского прогиба**

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

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:

доктор геолого-минералогических наук,
Ступакова Антонина Васильевна

МОСКВА, 2021

Оглавление

Введение	3
Глава 1. Изученность района и современное представление о строении и формировании доманикоидной высокоуглеродистой формации	9
1.1. Физико-географический очерк	9
1.2. Геолого-геофизическая изученность региона	10
1.3. Изученность и характеристика доманикоидной высокоуглеродистой формации	11
Глава 2. Геологическое строение и нефтегазоносность изучаемого региона	17
2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	17
2.2. Тектоническое строение и история геологического развития	29
2.3. Палеогеография франско-турнейского комплекса	36
2.4. Нефтегазоносность	44
Глава 3. Сейсмостратиграфические комплексы и определение мощностей подкомплексов Муханово-Ероховского прогиба	54
3.1. Сейсмостратиграфические комплексы и подкомплексы Муханово-Ероховского прогиба	55
3.2. Определение мощностей подкомплексов Муханово-Ероховского прогиба	65
Глава 4. Строение разреза среднефранско-турнейских отложений Муханово-Ероховского прогиба и условия его формирования	74
4.1. Состав и типы пород доманикоидной ВУФ	79
4.2. Циклическое строение среднефранско-турнейских отложений Муханово-Ероховского прогиба	92
4.3. Обстановки осадконакопления и условия формирования среднефранско-турнейских отложений Муханово-Ероховского прогиба	111
Глава 5. Перспективы нефтегазоносности среднефранско-турнейских отложений Муханово-Ероховского прогиба	122
Заключение	153
Список литературы	154

Введение

Доманикоидная высокоуглеродистая формация (ВУФ), названная по одноименному стратотипу на Тимане, является одной из наиболее актуальных объектов изучения в последнее время, что связано, в первую очередь, с ее аутигенной нефтегазоносностью. До начала века эти отложения рассматривали только лишь как источник, поставляющий углеводороды в традиционный карбонатный коллектор, и их освоение проводилось попутно с бурением на продуктивные комплексы. Термин «высокоуглеродистая формация» был впервые сформулирован на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ, под ВУФ понимается 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 и др., 2013). Такие отложения, обогащенные ОВ и охватывающие стратиграфический диапазон от саргаевского горизонта (среднефранский ярус) верхнего отдела девонской системы до турнейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы, называются доманикоидными.

Актуальность работы. В настоящее время наблюдается сокращение разведанных запасов углеводородов (УВ) Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна из традиционных резервуаров, что, в свою очередь, приводит к падению добычи нефти. Это связано с тем, что основные месторождения бассейна, среди которых крупнейшие уникальные Ромашкинское, Новоелховское, Туймазинское и др., были открыты еще в середине XX века и большинство из них разрабатываются уже более 50-60 лет. Один из возможных источников поддержания добычи на современном уровне – вовлечение в разработку трудноизвлекаемой нефти, к которой относится нефть в том числе из доманикоидных низкопроницаемых отложений Волго-Уральского региона. До начала века эти отложения рассматривали только лишь как источник, поставляющий углеводороды в традиционный коллектор, карбонатный или песчаный, из которого можно их извлекать отработанными традиционными методами. Однако в связи с успехом извлечения американскими нефтяниками «сланцевой» нефти, и с появившейся возможностью прямого извлечения углеводородов из той толщи, в которой они формируются, доманикоидные отложения Волго-Уральского бассейна привлекают все большее внимание. Наличие свободных углеводородов в нефтематеринской толще уже давно привлекает геологов-нефтяников как потенциальный источник нефти. Нефтепроявления из доманикоидных отложений отмечаются практически на всей территории Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов. Сложность строения и изменчивость разреза по территории до сих

пор не позволяла осуществлять постоянную промышленную добычу нефти из доманикоидных отложений, именно поэтому необходимо исследовать их более детально. На данный момент поставлены на Государственный баланс запасы открытых нетрадиционных залежей 4 месторождений в Самарской и Оренбургской областях.

Целью работы является выявление перспективных зон нефтегазоносности доманикоидной высокоуглеродистой формации Муханово-Ероховского прогиба для прогноза объектов поисково-разведочных работ. Для достижения поставленной цели решались следующие основные **задачи**:

1. Обобщение материалов по геологическому строению и нефтегазоносности Муханово-Ероховского прогиба и северной части Бузулукской впадины.
2. Изучение строения среднефранско-турнейского комплекса отложений по площади и в разрезе по керну скважин, каротажным материалам скважин и интерпретации региональных временных сейсмических разрезов.
3. Выделение основных коррелятивных границ сейсмических комплексов и подкомплексов на сейсмических разрезах, особенностей напластования пород, выделение сейсмофаций и их геологическая интерпретация.
4. Определение толщин подкомплексов и их распределение на изучаемой территории.
5. Выявление цикличности и идентификация в разрезе единых трансгрессивных и регрессивных пачек, изучение их строения по площади и разрезу и восстановление условий осадконакопления.
6. Выделение фаций в разрезе среднефранско-турнейского комплекса и выявление закономерности их распространения на конец формирования каждого циклита.
7. Анализ нефтегазоматеринских и фильтрационно-емкостных характеристик отложений.
8. Оценка перспектив нефтегазоносности среднефранско-турнейских отложений.

Объект и предмет исследования. Объектом данного исследования являются доманикоидные отложения среднефранского подъяруса верхнего отдела девонской системы (D3f2) – турнейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы (C1t) в южной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (Муханово-Ероховского палеопргиба), состоящие из пород доманикоидной высокоуглеродистой формации (ВУФ) и преимущественно карбонатных пород. Доманикоидная ВУФ - это тонкослоистая глинисто-кремнисто-карбонатная формация с повышенным содержанием органического вещества (ОВ), охватывающая стратиграфический интервал от саргаевского горизонта верхнего девона до турнейского яруса нижнего карбона, сформированная на востоке

Восточно-Европейской платформы в условиях недокомпенсации внутришельфовых впадин, которая способна как производить углеводороды собственными нефтегазоматеринскими толщами, так и концентрировать их в отдельных пластах и зонах, выполняющих роль резервуара (Ступакова А.В., 2015). Предмет исследования – выявление условий формирования и перспектив нефтегазоносности доманикоидной высокоуглеродистой формации.

Научная новизна. Впервые установлено, что разрез среднефранско-турнейских отложений состоит из четырех крупных трансгрессивно-регрессивных циклитов, накопившихся на фоне единого крупного цикла седиментации.

Распределение толщин циклитов, изменение литологического состава отложений и установленные закономерности вертикальной и латеральной смены фаций позволили уточнить обстановки формирования отложений среднефранско-турнейского комплекса и дать более точные контуры их распространения.

Определена и проиллюстрирована взаимосвязь между распределением мощностей, фациальных зон и циклическим строением разреза, что позволило ранжировать исследуемую территорию по степени перспективности.

Защищаемые положения.

1. Формирование Муханово-Ероховского прогиба началось в позднефранское время и продолжалось в фаменско-турнейское время на фоне общего обмеления морского бассейна, в течение которого периодически повторялись этапы его максимального затопления. Всего в разрезе франско-турнейских отложений выделено четыре региональных трансгрессивно-регрессивных циклита, отличающихся значительными вариациями мощностей, как по площади, так и по разрезу (от 30 м до 600 м).

2. Среднефранский циклит, представленный преимущественно кремнисто-карбонатными отложениями с высоким содержанием ОВ, на всей территории исследования накапливался в единой фациальной зоне относительно глубоководной впадины на шельфе. Циклитам верхнефранско-турнейского возраста свойственна смена фациальной зональности от мелководно-шельфовой, склоновой и внутришельфовой впадины, выраженная в смене отложений от карбонатных до кремнисто-карбонатных и карбонатно-кремнистых с высоким содержанием ОВ.

3. Перспективы нефтегазоносности франско-турнейского доманикоидного комплекса связаны с высокоуглеродистыми кремнисто-карбонатными и карбонатно-кремнистыми породами, представляющими собой трудноизвлекаемые ресурсы высокоуглеродистых формаций. Наибольшие перспективы связаны с максимальной суммарной мощностью ВУФ в центральной части депрессии (до 140-160 м), среднее содержание Сор_г в которой более 2-2.5%. Перспективы поиска скоплений нефти и газа на склоне депрессии и в пределах карбонатной платформы связаны с карбонатными резервуарами порового и трещинно-порового типа. Площадь их распространения увеличивается по мере омоложения разреза от франского до турнейского.

Методология диссертационного исследования. Особенности геологического строения и условий формирования среднефранско-турнейских доманикоидных отложений Муханово-Ероховского прогиба были рассмотрены на основе изучения керна, образцов и шлифов, каротажа скважин и сейсмических материалов. На основании данных их комплексной интерпретации был выполнен анализ сейсмофаций, мощностей, литофаций, цикличности разреза и дана оценка перспектив нефтегазоносности изучаемых отложений.

Практическая значимость работы состоит в выявлении потенциально перспективных зон нефтеносности. Результаты исследования могут быть использованы для поисково-разведочных работ и при подсчете перспективных ресурсов нефти, как для традиционных, так и для нетрадиционных.

Фактический материал и личный вклад. Основные материалы были получены в рамках научно-исследовательских работ, выполняемых на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова. База данных по Муханово-Ероховскому прогибу включает в себя 6 региональных сейсмических профилей (1180 пог. км), ГИС (56 – Самарская область и 23 – Оренбургская область) и керновый материал по 6 скважинам. В основу исследования положены результаты изучения более 500 м кернового материала и 350 петрографических шлифов. Данные геофизических исследований скважин включали основные геофизические методы: гамма-каротажа (ГК), нейтрон-гамма-каротажа (НГК), кавернометрии (КВ) и методы измерения электрического сопротивления (БК и/или ПЗ). Интерпретация сейсмических данных, интерпретация и корреляция каротажных диаграмм, выделение каротажных фаций, выделение седиментационной цикличности, описание кернового материала, петрографическое описание шлифов выполнено автором самостоятельно.

Степень достоверности результатов. Все представленные в работе результаты получены при помощи современного программного обеспечения и лабораторного оборудования. Полученные выводы основаны, в том числе, на установленных предыдущими исследованиями фактах и согласуются с опубликованными данными других исследований, существенно дополняя их.

Апробация работы. По теме диссертации опубликованы 6 статей в рецензируемых научных изданиях, индексируемых в базах данных Web of Science, Scopus, RSCI, и в изданиях из перечня, рекомендованных Минобрнауки РФ.

Основные результаты исследований докладывались на российских и международных совещаниях и конференциях с 2015 по 2019 год, среди них X Межрегиональная научно-техническая конференция молодых специалистов ОАО "НК "Роснефть" (Москва, 2015), V Международная конференция молодых ученых и специалистов памяти академика А.П. Карпинского (Санкт-Петербург, 2017), Конференция научно-исследовательских проектов в рамках разработки концепции научно-технологической долины МГУ "ВОРОБЬЕВЫ ГОРЫ" (Москва, 2017), European Geosciences Union General Assembly (Vienna, 2017), Международная научно-практическая конференция "Новые идеи в геологии нефти и газа - 2017" (Москва, 2017), The 2ND INTERNATIONAL YOUTH SCIENTIFIC AND PRACTICAL CONFERENCE "INNOVATIONS IN GEOLOGY, GEOPHYSICS AND GEOGRAPHY-2017" (Севастополь, 2017), III Всероссийский молодежный научный форум «Наука будущего – наука молодых» (Нижний Новгород, 2017), XII Всероссийская конференция молодых ученых, специалистов и студентов "Новые технологии в газовой промышленности" (Москва, 2017), Новые идеи в геологии нефти и газа-2019 (Москва, 2019).

Благодарности. Автор выражает глубокую признательность своему научному руководителю Ступаковой Антонине Васильевне за постоянное внимание и содействие в подготовке данной работы, поддержку, вдохновение и научные консультации.

Автор благодарит Суслову А.А., Сауткина Р.С. и весь коллектив сотрудников, выпускников и аспирантов за совместную работу и помощь в подготовке данной работы: Чупахину В.В., Гильмуллину А.А., Желанову О.В., Мордасову А.В., Гилаева Р.М., Шелкова Е.С., Степанова П.Б. Автор выражает глубокую благодарность Гатовскому Ю.А., Волянской В.В., Стафееву А.Н. за научные дискуссии и внимание к работе.

Диссертационная работа подготовлена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова, сотрудникам которой Калмыкову Г.А., Коробовой Н.И., Конюхову А.И., Карньюшиной Е.Е., Жемчуговой

В.А., Митронову Д.В., Фролову С.В., Фадеевой Н.П., Большаковой М.А., Яндарбиеву Н.Ш., Хамидуллину Р.А., Крылову О.В., Ахманову Г.Г., Соболевой Е.В., Полудеткиной Е.Н., Бакай Е.А., Прониной Н.В, Макаровой Е.Ю. автор выражает искреннюю признательность.

Отдельно автор выражает искреннюю и глубокую благодарность членам своей семьи за неоценимую поддержку в процессе написания диссертационной работы.

Объем и структура работы. Диссертационная работа общим объемом 163 страницы состоит из 5 глав, введения и заключения, 129 рисунков, 9 таблиц и списка литературы из 109 наименований.

Глава 1. Изученность района и современное представление о строении и формировании доманикоидной высокоуглеродистой формации

1.1. Физико-географический очерк

Район исследования, куда входит Муханово-Ероховский прогиб, располагается в южной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (Рисунок 1). С севера он граничит с Южно-Татарским сводом, с юга – с южной частью Бузулукской впадины, а с запада и востока - с Сокской седловиной и Восточно-Оренбургским поднятием соответственно. Географическое расположение изучаемой территории определяется как юго-восточная часть европейской России.

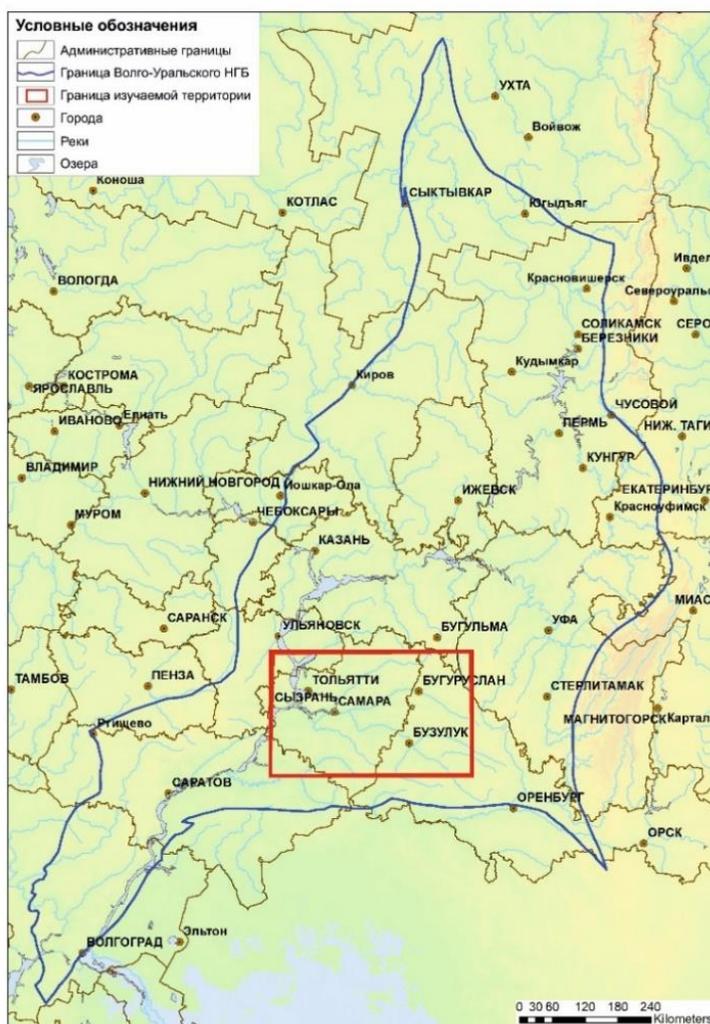


Рисунок 1. Обзорная физико-географическая карта Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна с контуром района исследования

В административном отношении район исследования относится к Приволжскому федеральному округу и охватывает Самарскую и Оренбургскую области. Изучаемый регион занимает территорию площадью 37,2 тыс. км², протяженностью с запада на восток до 240 км и с юга на север – 155 км.

Климат района умеренно-континентальный и континентальный. Средняя температура июля 20,7°C, а января –13,8°C. Значение средней температуры за год не превышает 3,8°C при относительной влажности воздуха около 72%. Среднегодовое количество осадков составляет 350-400 мм.

В исследуемой области ландшафты представлены лесостепью и степью. Для лесостепи наиболее характерны широколиственные леса с господством дуба. Видовое разнообразие животных в изучаемом регионе достаточно большое. Здесь обитает более чем 80 различных видов млекопитающих, около 50 видов рыб, а также 235 видов птиц.

1.2. Геолого-геофизическая изученность региона

Самарская и Оренбургская области являются одними из старейших нефтедобывающих регионов РФ. Еще в XVIII столетии были предприняты первые попытки исследовать нефтяные ключи. Но более серьезные и целенаправленные поиски нефти были начаты лишь в XIX веке, не давшие сразу больших результатов. Однако к середине XX века регион стал нефтедобывающим. В 1928 г. была образована Комиссия по поискам нефти в Поволжье при Геологическом комитете СССР, в работе которой принимали участие ведущие геологи под руководством И.М. Губкина. Впервые, в пределах изучаемого бассейна, разведочное и структурное бурение было поставлено в 1932-1936 годах и проводилось на позднепермские, затем на раннекаменноугольные и девонские отложения, а начиная с 1942 года структурное бурение стало проводиться в большем стратиграфическом объеме. К началу 70-х годов структурными и параметрическими скважинами была покрыта практически вся нефтегазоперспективная территория Самарской и Оренбургской областей.

Первые крупные месторождения в исследуемом регионе были открыты в Сызрани и Яблоновом овраге в 1937 г (Самарская область). Затем, в 1943 году, было открыто Зольненское нефтяное месторождение в нижнекаменноугольных отложениях, а в 1944 г. на Яблоновоовражном месторождении получен приток девонской нефти. В послевоенное время за счет увеличения объемов поискового и разведочного бурения, были открыты многие месторождения, в числе которых Жигулевское (1950 г) и Мухановское (1952 г). К началу 1960-х большая часть территории Самарской области была покрыта средне- и крупномасштабными съемками. В Оренбургской области первая нефть из девонских отложений была получена в 1952 году на месторождении под названием Султангуловское (Пантелеев А.С, 1997). На исследуемой территории промышленные залежи в изучаемом разрезе стреднефранско-турнейского возраста установлены в 60-х годах прошлого столетия на Твердиловской и Долматовской площадях в Самарской и Оренбургской областях соответственно. Залежь на Твердиловской площади приурочена к карбонатам турнейского

яруса, а максимальный приток нефти достигал более 100 т/сут. Максимальный приток нефти с водой (55 т/сут) на Долматовской площади получен из бурежских (мендымских) карбонатов верхнего франа.

Современная степень геолого-геофизической изученности территории исследования оценивается как высокая. Плотность бурения здесь составляет 50-100 скв/тыс. км². Показатели плотности сейсморазведочных работ МОГТ 2D составляют 2.4 и 2.3 пог. км/км² для Самарской и Оренбургской областей соответственно (Фортулатова Н.К., 2016). Сейсмические работы в пределах областей проводились такими крупными организациями как Оренбургская геофизическая экспедиция, ОАО «Куйбышевнефтегеофизика», ОАО «Удмуртгеофизика», ОАО «Татнефтегеофизика», и др.

1.3. Изученность и характеристика доманикоидной высокоуглеродистой формации

Объектом диссертационного исследования является доманикоидная высокоуглеродитая формация (ДВУФ) - тонкослоистая глинисто-кремнисто-карбонатная формация с повышенным содержанием органического вещества (Рисунок 2). Породы доманикоидной ВУФ охватывают стратиграфический интервал от саргаевского горизонта верхнего девона до турнейского яруса нижнего карбона и сформированы на востоке Восточно-Европейской платформы, которые способны как производить углеводороды собственными нефтегазоматеринскими толщами, так и концентрировать их в отдельных пластах и зонах, выполняющих роль резервуара (Ступакова А.В., 2015). Изначально они рассматривались только с точки зрения нефтематеринских толщ.

Стратотип доманиковых отложений (собственно доманиковый горизонт) впервые был охарактеризован в Ухтинском районе **Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна** (на ручье Доманик-Ель) в середине XIX века А.А. Кайзерлингом. Изучением доманиковых отложений в бассейне реки Ухты занимались Губкин И.М., Калицкий К.П., Стоянов А.А. (1919), Страхов Н.М. (1936), Наливкин Д.В. (1953), Калюжный В.А., Иванова К.П. (1959), Першина А.И. (1960), Жузе Н.Г. (1964), Максимова С.В. (1970), Жемчугова В.А. (1998), Беяева Н.В. (1998), Прищепа О.М. (2004) и многие другие. Как показывают исследования, породы доманикового горизонта обогащены органическим веществом, а в литологическом отношении представлены переслаиванием преимущественно карбонатных и кремнистых разностей, в меньшей степени глинистых, накопление которых происходило в условиях относительно глубоководных впадин на шельфе, их склонов и на сводах. Отложения доманикового горизонта были типизированы по структурно-генетическим и литологическим особенностям, установлена их полная мощность.

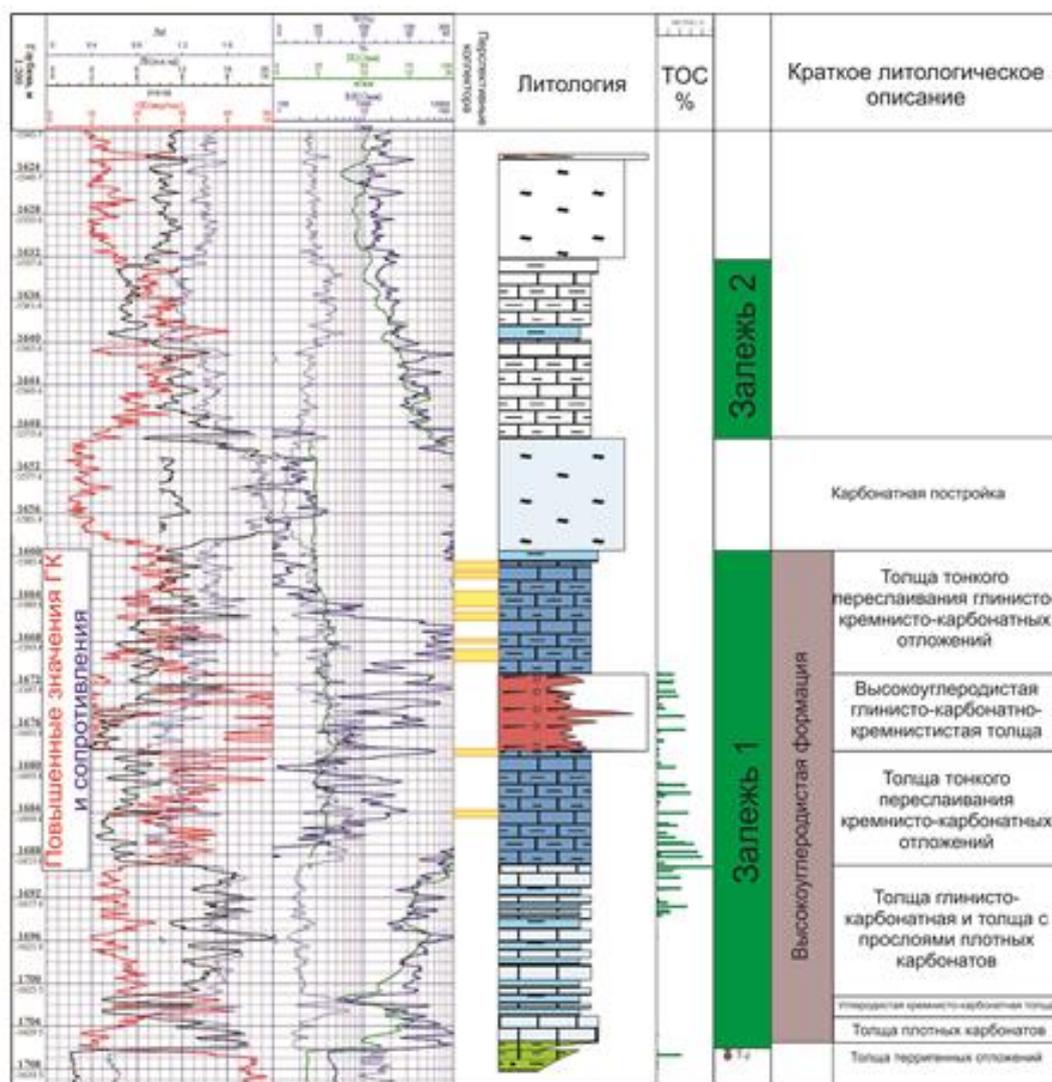


Рисунок 2. Принципиальное строение разреза доманикоидной высокоуглеродистой формации (Ступакова и др., 2015)

Работы Кирюхиной Т.А. по изучению доманиковых и доманикоидных отложений (франско-фаменского возраста) в Ухтинском районе Тимано-Печоры по керну и обнажениям показали, что в строении разрезов можно выделить отложения трех фациальных зон – депрессионной впадины, склона депрессионной впадины и аккумулятивной террасы (проградационной террасы). Содержание органического вещества в отложениях колеблется от 0.04 до 25.5%, максимальные концентрации органического углерода отмечаются в отложениях депрессионной впадины собственно доманиковой толщи. Наименьшее содержание приурочено к проградационной террасе. Доманиковые отложения вошли в главную зону нефтеобразования. Битуминологический анализ подтвердил автохтонность битумоида.

Аналоги таких отложений отмечаются во всем верхнедевонско-нижнекаменноугольном разрезе (D₃fr₂ – C_{1t}), и на сегодняшний день под доманиковыми отложениями чаще всего понимают весь комплекс пород – собственно доманик и его

аналоги. Сходные черты строения разрезов и состава доманиковых и доманикоидных отложений Тимано-Печорского и Волго-Уральского нефтегазоносных бассейнов, описанные автором в местах естественных выходов на дневную поверхность, показали близкие условия их формирования (Завьялова и др, 2018). В целом, отложения характеризуются схожим составом – чередованием однотипных пород карбонатного и смешанного состава, с повышенным содержанием органического углерода. ОВ доманиковых отложений обоих бассейнов относится ко II типу, однако в отложениях Волго-Уральского НГБ оно более зрелое. Автором сделан вывод о том, что накопление отложений происходило в пределах одного протяженного бассейна с разной последующей геологической и термической историей развития.

Изучение доманиковых и доманикоидных отложений **Волго-Уральского бассейна** занимались такие известные ученые как Мкртчян О.М., Тихомирова В.И., Хачатрян Р.О., Мирчинк М.Ф., Зайдельсон М.И, Неручев С.Г., Максимова С.В. и многие другие. Первые предположения о роли доманиковых пород как нефтепроизводящей толщи были сделаны академиком А.Д. Архангельским в 1929 году, после этого, к тому же заключению пришел и академик Н.М. Страхов в 1939 году. Однако в 1955 году вместе с К.Ф. Родионовой и Э.С. Залманзоном они пришли к выводу, что доманик является типичной «битумонасыщенной толщей», в которой образуются битумы нефтяного ряда (Кирюхина Т.А., 2013). В середине прошлого столетия в исследуемом регионе изучение доманиковых и доманикоидных отложений проводилось преимущественно лишь попутно с бурением на основные горизонты терригенного девона (среднего девона – раннего франа позднего девона). Однако после открытия промышленных запасов нефти в схожих отложениях баженовской свиты Западной Сибири интерес геологов-исследователей возрос и к доманиковым отложениям Волго-Урала и Поволжья.

За долгие годы изучения доманиковых и доманикоидных отложений авторами были предложены различные определения и классификации высокоуглеродистым отложениям (Таблица 1.). Проведенные исследования Мкртчяном О.М. (1964) показали наличие двух формаций в пределах позднедевонско-турнейского комплекса, отличающихся концентрацией органического вещества (ОВ): собственно доманиковую и формацию доманикоидного типа. Классификация доманикоидных отложений, приведенные Бекетовой В.М., Боровой Г.М., а также Шмальновой В.Н. и Фроловой В.Т, основана на количественном содержании органического вещества в породах. Так, доманикоидные породы были поделены на три основные группы: 1) породы со сверхрасеянным ОВ (<0.1%), 2) субдоманикоидные породы (0.1-0.5%), 3) доманикоидные (>0.5%). Авторами

Белоконь Т.В., Гецен Н.Г. и др. выделено 5 основных групп пород, различающихся составом минеральных компонентов, содержанияи ОВ и нефтегазогенерационными особенностями.

Таблица 1. Сравнение классификаций доманиковых отложений (Преснякова О.В., 2014)

Авторы	Классификация
1	2
«Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов» В.Н. Швальнова, В.Т. Фролова 1998 г.	По содержанию углеродной составляющей все породы были поделены на три группы: 1) породы со сверхрассеянной формой органического вещества (Снк < 0,1 вес. %); 2) субдоманикоидные породы (Снк (Сорг) = 0,1-0,5 вес. %) 3) доманикоидные породы (Снк (Сорг) > 0,5 вес. %).
Т.К.Баженова, В.М.Бекетова, Г.М.Борова	Доманиковая формация состоит из доманикитов (Снк (Сорг) > 5, до 22 %) и доманикоидов (Снк (Сорг) = 0,5 - 5 %).
Белоконь Т.В., Гецен Н.Г., Катаева Т.А. в статье «Перспективы нефтегазоносности севера Урало-Поволжья по данным геохимии доманикитов» 1990 г	Выделено пять основных групп пород доманикового облика, различающихся составом ОВ, минеральных компонентов и нефтегазогенерационными особенностями. Группа I – глинисто-кремнисто-карбонатные высокоуглеродистые породы верхнедевонского (реже турнейского) возраста Сарапульской и Можгинской впадин ККСВ. Толщина – 400-500м. Содержание сапропелевого колломорфного ОВ превышает 6%, хлороформенных битумоидов – 1,3%. Велико содержание нерастворимого в соляной кислоте остатка (Н.О.) Группа II – породы от семилукских до фаменских (редко турнейских) отложений Бабкинской и Шальмской впадин ККСВ. При повышенном содержании Н.О. отличаются низкой глинистостью. Для Бабкинской впадины характерно возрастание свободного кремнезема (32-34%). Породы с содержанием Сорг более 6% составляют не менее 10%. К группе III отнесены доманикиты от саргаевских до верхнефранских отложений северных районов ККСВ в пределах Соликамской впадины Предуральского прогиба. Это районы Лызовской, Вишерской, Яйвинской и Добрянско-Кизеловской впадин ККСВ. Концентрация ОВ – 1,8%. Толщина относительно высокоуглеродистых пород (Сорг>1%) не превышает первых десятков метров. Низкое содержание Н.О., доминирует глинистая составляющая (30,3%). Группа IV – породы верхнего девона Камско-Вятской системы впадин (КВСВ). Выявленная длина системы составляет около 1000км, ширина колеблется от 20 до 90км. В распределении Сорг наблюдаются несколько максимумов. Концентрации Сорг более 5% составляют почти 40%. Группа V – тонкослоистые известково-кремнистые глинистые битуминозные породы саргаевско-верхнефранских отложений Уткинско-Серебрянской впадины, расположенной к юго-востоку от ККСВ. Толщина относительно высокоуглеродистых (Сорг>1%) пород только в саргаевском горизонте достигает 10м. Среднее содержание преимущественно сапропелевого ОВ-1,2%.
И.К.Корольюк, А.И.Летавин, О.М.Мкртчян, Р.О.Хачатрян	В верхнедевонско-турнейском комплексе выделили две формации: 1) доманиковую, близкую по составу к стратотипу, в объеме семилукского (доманикового) горизонта, развитую в пределах некомпенсированной палеовпадины семилукского бассейна; 2) доманикоидного типа, охватывающую отложения депрессионных фаций в осевых частях ККСВ от верхнефранских до турнейских.

В работах Неручевым С.Г. (1986) освещаются вопросы, касающиеся накопления исходного материала для формирования доманикоидных отложений. Так, основным биопродуцентом органического вещества (ОВ) является фито- и зоопланктон. Скопление их органических оболочек, по мнению Неручева С.Г., обогащали органическим веществом осадочные породы и составляли доминирующую часть в формировании керогена горючих сланцев. Основным исходным материалом ОВ были простейшие планктонные водоросли и планктонные птереподы, в частности тентакулиты. Не менее важные заключения были сделаны относительно накопления и источнике кремнезема. Как считают авторы, основными источниками могли быть вулканические проявления, активно происходящие в соседнем Восточно-Уральском бассейне, а также привнос монтмориллонита из областей сноса – кор выветривания, широко развитых в западной и северо-западной части Восточно-Европейской платформы.

В работах Максимовой С.В. (1970) отмечается изменение в составе пород содержания кремнезема и глинистых минералов в зависимости от эколого-фациальных особенностей. Накопление отложений происходило в эпиконтинентальном бассейне, с нормальной соленостью, глубина которого составляло 100-200 м. По мнению Максимовой С.В., на это указывает отсутствие в разрезе водорослей и присутствие глубинных лингул. Автор также отрицает высказанные ранее предположения о сероводородном заражении придонных вод, обосновывая свою точку зрения наличием в отложениях пелиципод и замковых брахиопод, чувствительным к недостатку кислорода. Основным источником кремнезема Максимова С.В. считает повышенную концентрацию кремнекислоты в водах бассейна за счет его поступления в гидротермальных растворах и выбросах вулканического пепла (с последующим его растворением).

Типизация углеродсодержащих (нефтематеринских пород) была проведена многими авторами. К нефтематеринским породам - доманикитам – Н.Б. Вассоевич (1968) относит темноцветные битуминозные породы, с концентрацией ОВ 2.5 - 40% (Таблица 2). Баженовой Т.К. (1998) предложено выделять в отложениях доманикового типа по геохимическим показателям собственно доманикиты (с Сорг 5 - 22 %) и доманикоиды (Сорг = 0,5 – 5 %). Как показано в работах Неручева С. Г. (1965), к отложениям доманикового типа отнесены сапропелевые горючие сланы, содержание Сорг в которых больше 20%, и отложения с сапропелевым ОВ от 5% до 20%.

Таблица 2. Типизация 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, бажено- виты	Доманикиты		Углеродистые ($C_{орг} 3–10\%$)
5–10			Доманикоиды	
2,5–5,0		Субдоманикоиды		
1,0–2,5	Умеренно рассеянное ОВ	Субдоманикоиды	Низкоуглеродистые ($C_{орг} 1–3\%$)	Субдоманикоиды
0,5–1,0				
0,1–0,5				

Термин «высокоуглеродистая формация» был впервые сформулирован на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова, под ВУФ понимается 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 и др., 2013).

В 2015 году выполнялась работа на научно-лабораторной базе геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова коллективом кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых по теме: «Изучение УВ потенциала доманиковых отложений в Волго-Уральской провинции и оценка целесообразности вовлечения их в разработку». В 2016 году коллективом ФГБУ «ВНИГНИ» выполнялась обобщающая работа «Обоснование перспектив нефтегазоносности высокобитуминозных отложений доманикоидного типа (нетрадиционные источники сланцевой нефти) на основе комплексных геолого-геофизических и геохимических исследований» под руководством Фортунатовой Н.К. Работы, проведенные на большом объеме нового фактического материала, позволили выполнить обобщение аналитических и переработанных данных и, в результате, была дана оценка ресурсного потенциала доманикоидной ВУФ, выделены наиболее перспективных участков нефтегазоносности на территории всего Волго-Уральского бассейна.

Глава 2. Геологическое строение и нефтегазоносность изучаемого региона

2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении района принимают участие породы кристаллического фундамента архей - ранне- среднепротерозойского возраста и породы осадочного чехла палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов (Рисунок 3). Мощность осадочного чехла увеличивается с севера на юг. В пределах Муханово-Ероховского прогиба мощность чехла достигает 4500 м. В данной работе основное внимание уделяется терригенно-карбонатному среднефранско-турнейскому комплексу (D_{3fr2}-C_{1t}) как источнику углеводородов для большинства залежей всего Волго-Уральского бассейна, часть которых еще не эмигрировала.. Этот комплекс будет описан ниже более подробно, с охватом прилегающих областей распространения доманикоидной формации.

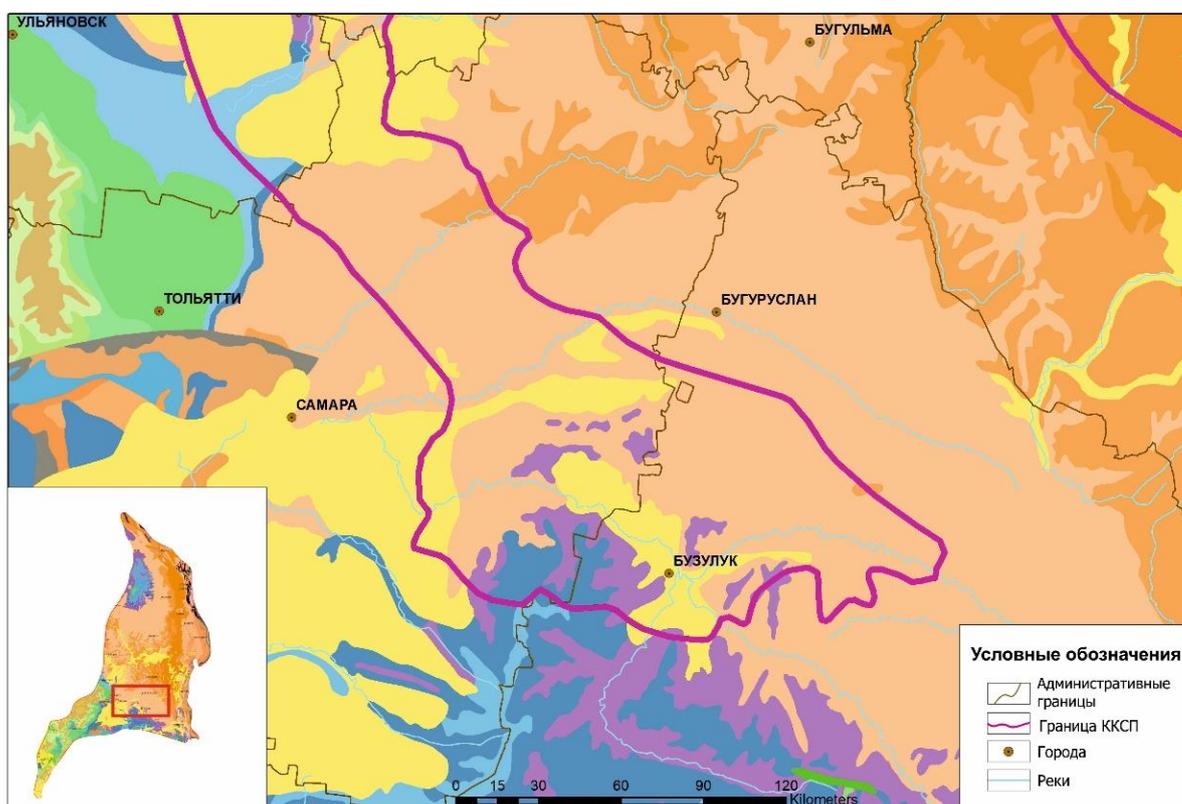


Рисунок 3. Фрагмент геологической карты Волго-Уральского бассейна (по материалам ВСЕГЕИ, 2012)

Архей – нижний протерозой (AR–PR₁)

Породы фундамента представлены архей – нижне- среднепротерозойскими магматическими образованиями преимущественно кислого и среднего состава (преимущественно гранитоидами). Среди метаморфических пород преобладают биотитовые, биотит-амфиболитовые плагиогнейсы, амфиболиты, кристаллические сланцы

(Макаров Г.В., 1985). На породах фундамента отмечается кора выветривания магматических и метаморфических пород, ее мощность варьируется от нескольких метров до нескольких десятков метров.

Верхний протерозой (PR₂)

Рифей-вендский комплекс (Rf - V)

Осадочный чехол начинается с рифейских отложений, которые развиты фрагментарно, в основном только в пределах Серноводско-Абдуллинского авлакогена. Рифей-вендские отложения представлены преимущественно терригенными породами – песчаниками, алеролитами и аргиллитами. В пределах авлакогенов их мощность достигает 1500-2100 м.

Повсеместно выделяются отложения, начиная со среднего девона, которые залегают на выступах кристаллического фундамента и на подстилающих рифейских толщах авлакогенов и в мелких грабенах.

Палеозойская эратема (PZ)

Девонская система (D)

В пределах изучаемой территории установлены в разном стратиграфическом объеме все три отдела девона (Рисунок 4). Наибольшее распространение имеют средний и верхний девон.

Нижний отдел (D₁)

Эмский ярус (D_{1e}). Представлен толщей карбонатно-терригенных пород, мощность которой изменяется от 10 до 400 м. Позразделяется на вязовский и койвенский горизонты. Отложения вязовского горизонта (D_{1vz}) развиты в южной части Восточно-Оренбургского сводового поднятия (Алиев, 1978). Отложения койвенского горизонта (D_{1cv}) эмского яруса распространены фрагментарно, представлены мелководными карбонатно-терригенными и терригенными породами. Отсутствие отложений отмечается на останцах кристаллического фундамента. Средняя мощность койвенского горизонта около 20 м (Афанасьева, 2011).

Средний отдел (D₂)

Эйфельский ярус (D_{2ef}) подразделяется на бийский горизонт (D_{2bs}) и афонинский надгоризонт (D_{2af}). Отложения бийского горизонта согласно залегают на койвенском горизонте, однако зона их отсутствия несколько меньше койвенско

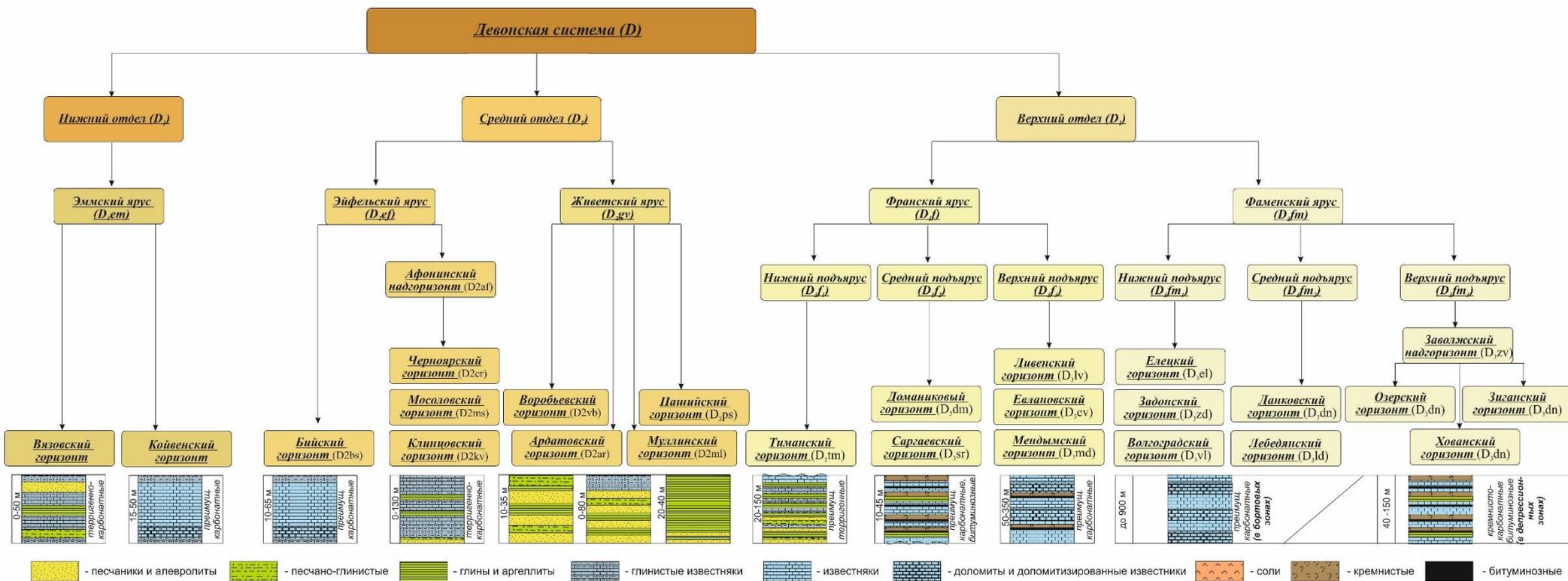


Рисунок 4. Литолого-стратиграфическая схема девонских отложений южной части Волго-Уральского НГБ (построена автором по данным Фортунатовой Н.К., 2016.; Решение..., ВСЕГЕИ, 1990)

Отложения бийского горизонта (D_{2bs}) формируют карбонатную, терригенно-карбонатную и терригенную толщи. Карбонатные породы распространены на большей части рассматриваемой территории, отличаются по литолого-фациальному составу. На исследуемой территории отложения представлены криноидно-полидетритовыми известняками, но в верхней части известняки микрозернистые, глинистые, с подчиненными прослоями аргиллитов (Афанасьева, 2011). Мощность бийского горизонта изменяется от 7 – до 63 м. Афонинский надгоризонт (D_{2af}) представлен в объеме клинцовского, мословского и черноморского горизонтов. Отложения клинцовского горизонта (D_{2kv}) представлены в нижней части в основном песчаниками светло-серыми с прослоями гравелитов с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов серых и темно-серых. В верхней части эти отложения сменяются толщей серых глинистых известняков, с тонкими прослоями мергелей, аргиллитов и алевролитов. Толщина горизонта составляет 18-20 м. Мословский горизонт (D_{2ms}) представлен известняками от серых до темно-серых, иногда черных, органогенно-обломочными, плотными, мелко- и скрытокристаллическими, участками пелитоморфными, с редкими остатками мелкой фауны, кавернозно-пористыми с прослоями аргиллитов черных неяснослоистых, сильно перемятых, плотных. Толщина горизонта варьирует от 80 до 100 м. Черноморский (D_{2cr}) горизонт слагается в основном аргиллитами черного цвета с подчиненными прослоями известняка, алевролитов и песчаников. Толщина горизонта 45 м.

Живетский ярус (D_{2gv}) представлен воробьевским, ардатовским и муллинским горизонтами. Отложения воробьевского горизонта (D_{2vb}) распространены повсеместно и представлены терригенными породами. Мощность его варьирует в пределах 10-32 м. Отложения ардатовского горизонта (D_{2ar}) в пределах исследуемой территории представлены мелководными карбонатно-терригенными отложениями мощностью от 20 до 81 м. Породы муллинского горизонта (D_{2ml}) характеризуются меньшим разнообразием литологического состава и представлены, в основном, алевроитово-глинистыми терригенными отложениями. Мощность горизонта составляет 5-50 м. На юго-востоке Бузулукской впадины отложения относительно более глубоководные. Пашийский горизонт (D_{2ps}) характеризуется мелководно-терригенным составом отложений, доля песчаников в объеме составляет до 30-60% от всего разреза. Отмечено повсеместное присутствие группы пластов (Д), сложенные мелкозернистыми светло-серыми песчаниками, хорошо отсортированными, нередко пористыми (Егорова В.Л., 1962).. Распределение песчаников по площади обусловлено подводными течениями и рельефом местности (Афанасьева, 2011). Общая мощность горизонта достигает 75 м.

Верхний отдел (D₃)

В составе *франского яруса (D_{3f})* выделяются нижний, средний и верхний подъярусы. Нижний подъярус представлен тиманским (D_{3tm}) горизонтом, средний - саргаевским (D_{3sr}) и семилукским (D_{3sm}), и верхний включает речицкий (D_{3rc}), воронежский (D_{3vr}) и евлано-ливенский (D_{3ev-lv}) (зачастую разделяют на евлановский D_{3ev} и ливенский D_{3lv}) горизонты (Рисунок 5).

Тиманский горизонт (D_{3tm}) на исследуемой территории представлен преимущественно карбонатно-глинистыми отложениями. Часто имеет трехчленное строение, нижняя и верхняя часть сложена известняками, а средняя - аргиллитами.

Саргаевский горизонт в пределах Муханово-Ероховского прогиба, как и на большей части территории Волго-Уральского бассейна, представлен серыми и темно-серыми известняками, часто битуминозными, с прослоями мергелей, в западной части региона увеличивается количество аргиллитов и снижается битуминозность пород (Ступакова А.В., 2014). Разрез характеризуется тремя основными типами: карбонатный, глинисто-карбонатный и карбонатно-глинистый. Первый тип развит на склонах поднятий и сложен брекчевидными известняками, неравномерно глинистыми и битуминозными. Отложения, развитые на сводах, характеризуются увеличением доли глинистых составляющей и формируют глинисто-карбонатный тип разреза. Карбонатно-глинистый разрез представлен переслаиванием глинистых известняков, мергелей и известковистых аргиллитов, распространение данного типа преурочено к авлакогенам (Гатовский, 2015). Мощность отложений саргаевского горизонта в среднем изменяется от 10 до 50 м.

Семилукский горизонт представлен также несколькими типами разрезов. Кремнисто-карбонатные темно-серые породы, с повышенным содержанием ОВ – наиболее характерные для исследуемой территории. Однако встречаются также преимущественно карбонатные отложения, развитие которых преурочено к поднятиям и их склонам. Мощность разреза составляет 20-50 м.

Речицкий и воронежский горизонты объединяются в мендымскую свиту. На изучаемой территории, в южной части Бузулукской впадины, свита представлена светло-серыми известняками, участками доломитизированными. Мощность карбонатных пачек изменяется 10 м до 50 м.

Состав отложений евлано-ливенского горизонта отвечает трем типам разрезов: сводовому, склоновому и депрессионному. Первый тип представлен мелководными известняками и вторичными доломитами, для склонов характерны серые известняки с

прослоями мергелей и аргиллитов. Депрессионный тип разреза представлен высокоуглеродистыми кремнисто-карбонатными черными отложениями, типичными «доманиковыми» фациями. Суммарная мощность разреза 55-320 м.

Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Горизонт	Серия	Свиты
Девонская	Верхний	Фаменский	Верхний	Зиганский	Алькеевская	Малочеремшанская
				Хованский		
				Озерский		
			Средний	Плавский		
				Оптуховский		
				Лебедянский		
			Нижний	Елецкий		
				Задонский		
				Волгоградский		
	Франский	Верхний	Ливенский	Алькеевская		Аксынская
			Евлановский			
			Воронежский			
		Средний	Речицкий			Мендымская
			Доманиковый			
			Саргаевский			
		Нижний	Тиманский			Доманиковская
						Могутовская
						Кузнечихинская

Рисунок 5. Схема сопоставления свит верхнедевонских отложений Муханово-Ероховской СВЗ (Фортулатова Н.К., 2016)

Фаменский ярус (D_{3fm}) верхнего девона представлен тремя подъярусами – нижним, средним и верхним. Нижний подъярус включает отложения волгоградского, задонского и елецкого горизонтов, средний подъярус представлен отложениями лебедянского, оптуховского и плавского горизонтов, а озерский, хавнский и зиганский горизонты объединяются в верхний подъярус фаменского отдела (Фортулатова Н.К., 2016). Разрез представлен также тремя основными типами, и на большей части территории сложены

доломитизированными известняками. На периферии сводов и в бортовых зонах Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) распространены карбонатные отложения темной окраски, часто с прослоями мергелей. В межрифтовых и депрессионных зонах накапливались осадки «доманиковой» фации (кремнисто-глинисто-карбонатно-битуминозные отложения). Толщина фаменских отложений изменяется примерно от 80 м в депрессионных участках ККСП до 700 м в склоново-сводовых областях (Гатовский, 2014).

Каменноугольная система (С) представлена в полном объеме – нижним, средним и верхним отделами (Рисунок 6).

Нижний отдел (С1)

Турнейский ярус (С1t), отделяющийся от вышележащих отложений карбона региональным стратиграфическим перерывом, представлен также тремя типами разреза в зависимости от приуроченности к сводовым, бортовым или осевым частям Камско-Кинельской системы прогибов. Мощность турнейских отложений варьирует в пределах 100 - 350 м. Положение границы между турнейским и визейским ярусами до сих пор остается достаточно дискуссионным вопросом. Так в материалах опубликованных источниках стратиграфических схем Урала (1993, Решение..1990), косьвинский горизонт является основанием визейского яруса, однако, согласно новым положениям, горизонт относят к турнейскому ярусу нижнего отдела каменноугольной системы (Кулагина Е.И., 2004).

Отложения косьвинского горизонта развиты в пределах Муханово-Ероховского прогиба, на остальной территории присутствие их подтверждено фауной фораминифер в единичных скважинах. Отложения косьвинского горизонта развиты в пределах Муханово-Ероховского прогиба, на остальной территории присутствие их подтверждено фауной фораминифер в единичных скважинах.

Визейский ярус (С1v) подразделяется на нижний (кожимский) и верхний (окский) надгоризонты, первый из которых представлен отложениями бобриковского и радаевского горизонтов, второй - тульского, алексинского, михайловского и веневского горизонтов. Отложения радаевского и бобриковского горизонтов развиты повсеместно.

Кожимский надгоризонт объединяет радаевский и бобриковский горизонты. Отложения радаевского горизонта выражены в терригенной, карбонатно-терригенной и терригенно-карбонатной фациях. В центральной части Муханово-Ероховского прогиба эти отложения представлены мощной толщей (251-380 м) аргиллитов, алевролитов, песчаников с редкими прослоями доломитов и мергелей. За пределами Муханово-Ероховского прогиба разрез выражен аргиллитами, алевролитами, песчаниками с прослоями известняков; в южных

и восточных районах последние преобладают. Тульский горизонт (C_{1t}) складывается известняками темно-серыми до черных, скрытокристаллическими, плотными, крепкими, глинистыми, часто битуминозными. Доломиты черные, мелкокристаллические, плотные, часто глинистые, мощностью 35-60 м. Алексинский, михайловский и веневский горизонты (C_{1al+mh+vn}) представлены толщей сульфатно-карбонатных пород с преобладанием известняков тёмно-серых, плотных, крепких, слабо глинистых в нижней части и доломитов, ангидритов – в верхней. Толщина этих отложений изменяется от 280 до 365 м.

Серпуховский ярус (C_{1s}) складывается неравномерным прослаиванием известняков и доломитов серых, тёмно-серых, тонко-мелкозернистых, плотных и ангидритов голубовато-белых, плотных с прослоями мергелей. Мощность отложений колеблется от 110 до 125 м.

Средний отдел (C₂)

Башкирский ярус (C_{2b}) представлен однородной толщей известняков серых, светло-серых, плотных, пористых, органогенно-обломочных с тонкими прослоями глинистых разностей. Верхняя часть яруса размыта, амплитуда размыва различная. На поверхность размыва выходят разновозрастные отложения. Наибольшая полнота яруса выявлена в центральной части Муханово-Ероховского прогиба (Макарова С.П., 1998). Мощность отложений изменяется от 145 до 170 м.

Московский ярус (C_{2m}) подразделяется на нижний и верхний подъярусы, первый из которых представлен отложениями верейского и каширского горизонтов, а второй - подольским и мячковским горизонтами. Верейский горизонт (C_{2vr}) представлен неравномерным прослаиванием аргиллитов и алевролитов с подчиненными прослоями мелкозернистых песчаников и глинистых известняков. Толщина горизонта составляет 80-100 м. Каширский горизонт (C_{2ks}) складывается в основном мелководными известняками серого и темно-серого цвета, органогенно-детритовыми, мелко- и скрытокристаллическими, плотными, крепкими, часто глинистыми. Толщина горизонта 70-75м. Подольский горизонт (C_{2pd}) представлен известняками светло-серыми органогенными, участками тонко-мелкозернистыми и глинистыми с подчиненными прослоями вторичных доломитов. Толщина горизонта колеблется от 130 до 150 м. Мячковский горизонт (C_{2mc}) литологически мало отличим от ниже залегающего горизонта, но с заметным увеличением роли доломитов. Толщина горизонта варьирует в пределах 140 до 160 м.

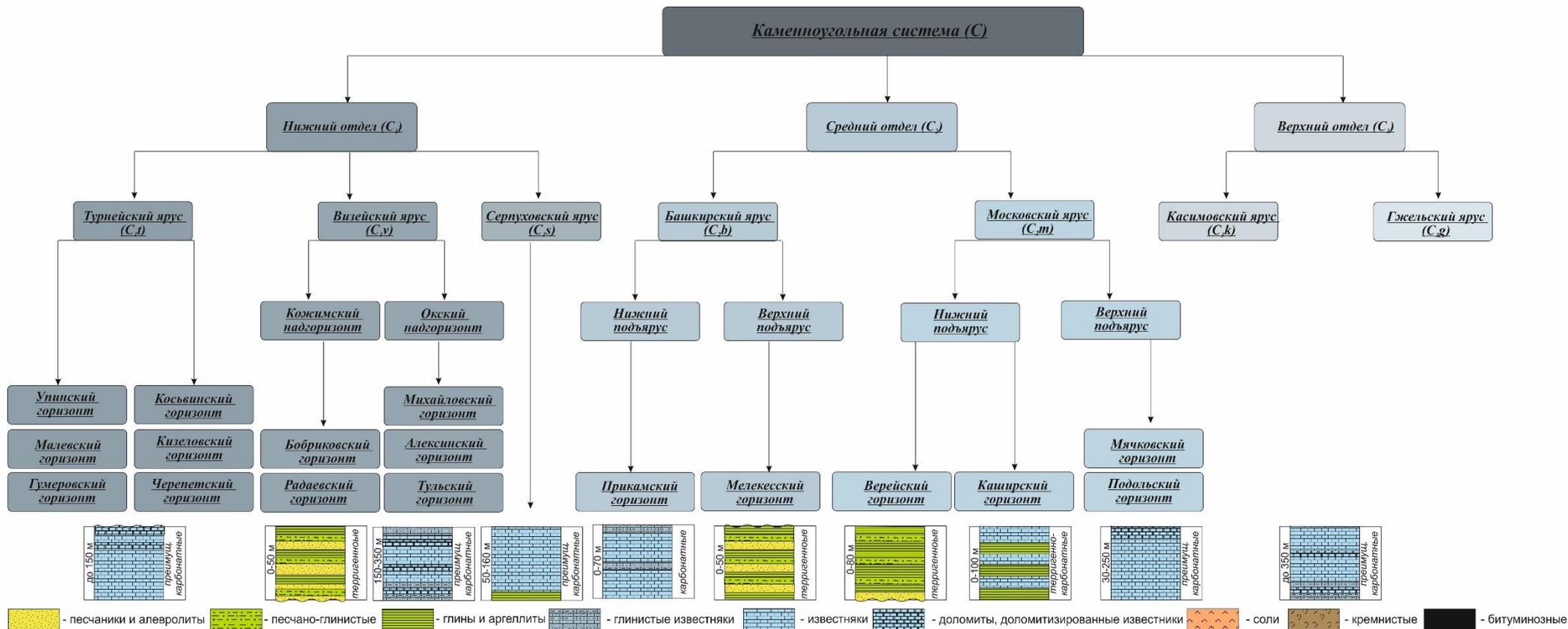


Рисунок 6. Литолого-стратиграфическая схема каменноугольных отложений южной части Волго-Уральского НГБ (построена автором по данным Кулагиной Е.И., 2014.; Решение..., ВСЕГЕИ, 1990)

Верхний отдел (С₃)

Отдел представлен отложениями трудно разделяемых *касимовского* и *гжельского горизонтов* в виде сульфатно-карбонатной толщи: известняками серыми и тёмно-серыми, полидетритовыми, в основном форамениферовыми с прослоями доломитов микрозернистых, известковистых и ангидритов голубоватых оттенков, кристаллических. Толщина отложений изменяется от 120 до 330 м.

Пермская система (P) представлена в полном объеме – нижним (приуральским), средним (биарминским) и верхним (татарским) отделами (Рисунок 7).

Нижний отдел (Приуральский, P₁)

Ассельский ярус (P_{1a}) сложен доломитами светлых тонов, плотными, участками сильно пористыми с подчиненными прослоями известняков серых, кавернозных. Мощность отложений колеблется от 145 до 180 м.

Сакмарский ярус (P_{1s}) представлен переслаиванием известняков, доломитов светло-серых, плотных, крепких, тонкозернистых и ангидритов голубовато-серых, плотных, крепких, кристаллических. Мощность отложений составляет от 140 до 170 м.

Артинский ярус (P_{1ar}) в нижней части сложен известняками, доломитами светло-тёмно-серыми, плотными, крепкими с прослоями ангидритов, в верхней – преимущественно ангидритами голубоватых оттенков, кристаллическими, плотными, крепкими с маломощными прослоями известняков и доломитов (сульфатная пачка). Мощность отложений варьирует от 30 до 40 м.

Кунгурский ярус (P_{1k}) представлен отложениями *филлиповского* и *иреньского горизонтов* нерасчлененных (P_{1fl+ir}). Разрез слагают в основном ангидриты голубовато-серые с подчиненными прослоями серых доломитов и известняков. Выше расположена сульфатно-галогенная толща с прослоями и линзами доломитов серых, глинистых. Толщина изменяется от 50 до 780 м.

Уфимский ярус (P_{2u}) сложен доломитами с прослоями, гнездами, желваками ангидритов. Встречаются тонкие прослой глины и алевролитов. Мощность отложений меняется от 85 до 100 м.

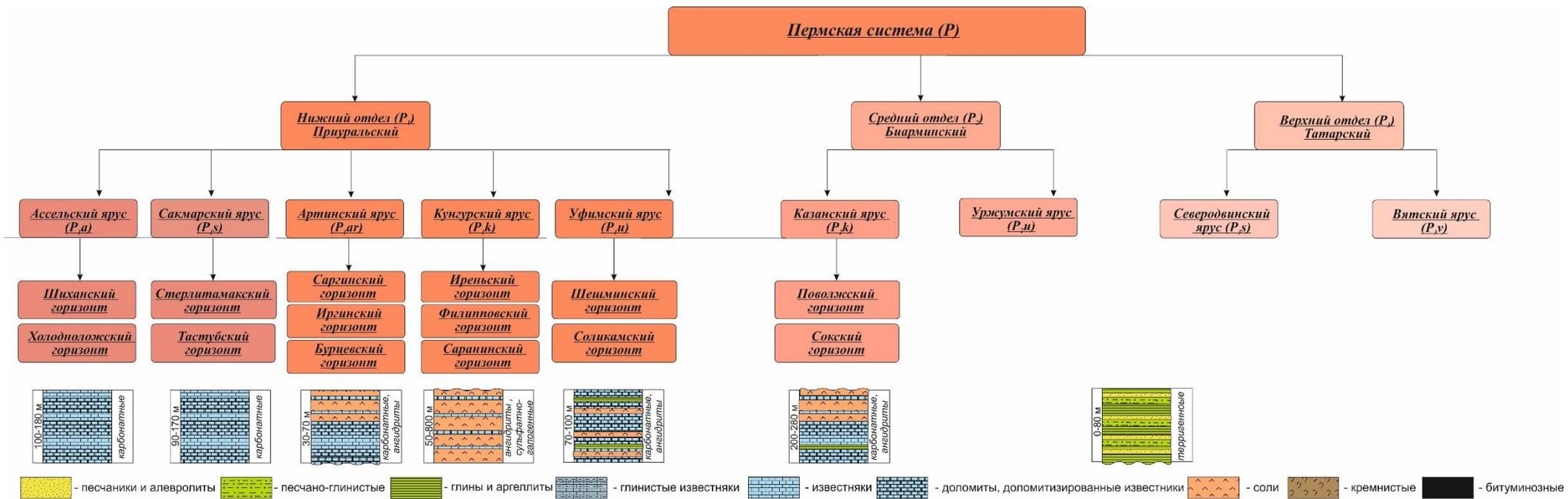


Рисунок 7. Литолого-стратиграфическая схема пермских отложений южной части Волго-Уральского НГБ (построена автором по данным,; Решение..., 2001, Решение..ВСЕГЕИ, 1990)

Средний отдел (Биармийский, P₂)

Казанский ярус (P_{2kz}) в нижней части (калиновская свита) ярус сложен доломитами и известняками с тонкими прослоями глин, в верхней - галогенами и сульфатами (сосновская+гидрохимическая свиты). Мощность отложений 240-280 м.

Уржумский ярус (P_{2ur}) сложен карбонатно-глинисто-алевролитовыми породами.

Верхний отдел (Татарский, P₃)

Татарский отдел представлен *северодвинским* и *вятским* ярусами. Литологическая характеристика пород ярусов схожа и в целом представляет собой частое переслаивание глин, алевролитов и песчаников с подчиненными прослоями известняков, доломитов и мергелей, с гнездами гипса. Мощность отложений варьирует от 150 до 205 м.

Мезозойская эратема (MZ)

Эратема включает отложения триасовой и юрской систем, последние из которых сохранились в основном на наиболее приподнятых участках поверхности рельефа.

Кайнозойская эратема (KZ)

Отложения представлены глинами, суглинками и супесями, галечниками и песками, общей мощностью до 5-120 м.

2.2. Тектоническое строение и история геологического развития

В структурно-тектоническом отношении Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн (НГБ) относится к восточной части Восточно-Европейской платформы (Русская плита), включая Предуральский краевой прогиб (Пучков В.Н, 2000). Бассейн ограничен на востоке складчато-надвиговыми структурами Урала, на севере – с Тиманским кряжем, на юге – с Прикаспийской впадиной, граница с которой проводится по московско-артинскому бортовому уступу. С запада бассейн ограничен системой антиклинальных поднятий Восточно-Европейской (Воронежский свод и Токмовско-Сысольская система сводов) платформы. Волго-Уральский НГБ вытянут в субмеридиональном направлении. 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. Большую часть бассейна занимает Волжско-Камская антеклиза (Алиев М.М., 1978).

В бассейне, сформированном на окраине платформы, в зоне сочленения с Уральской складчатой областью, выделяются крупные сводовые поднятия, разделенные впадинами и седловинами. Среди крупнейших сводовых поднятий выделяются Южно- и Северо-Татарский, Башкирский, Пермский, Сыктывкарский, Камский, Токмаковский, Жигулевский и Пугачевский своды. Предуральский краевой прогиб состоит из системы линейно вытянутых впадин, таких как Соликамская, Южно-Сыльвенская, Бельская, Мраковская, разделенных седловинами, формирование которых происходило на положительные структуры фундамента.

В строении рассматриваемой территории, как и на всем Волго-Уральском бассейне, можно выделить три крупных структурных этажа, характеризующиеся различными составами слагающих пород, типами структур и тектоническим строением (Рисунок 8).

- Нижний структурный этаж - это складчатый фундамент, сформировавшийся в архей-раннепротерозойское время; сложен кристаллическими породами. Характерно блоковое строение и сильная дислоцированность.
- Средний структурный этаж - это рифейско-вендский комплекс, нивелирующий расчлененную поверхность фундамента. Он характеризуется унаследованным от фундамента блочным строением. В это время рассматриваемая территория неоднократно испытывала погружения.
- Верхний структурный этаж сложен породами осадочного чехла палеозойского возраста, который характеризуется пологим залеганием пород. В его формировании можно выделить несколько этапов (Лозин Е.В., 2002).

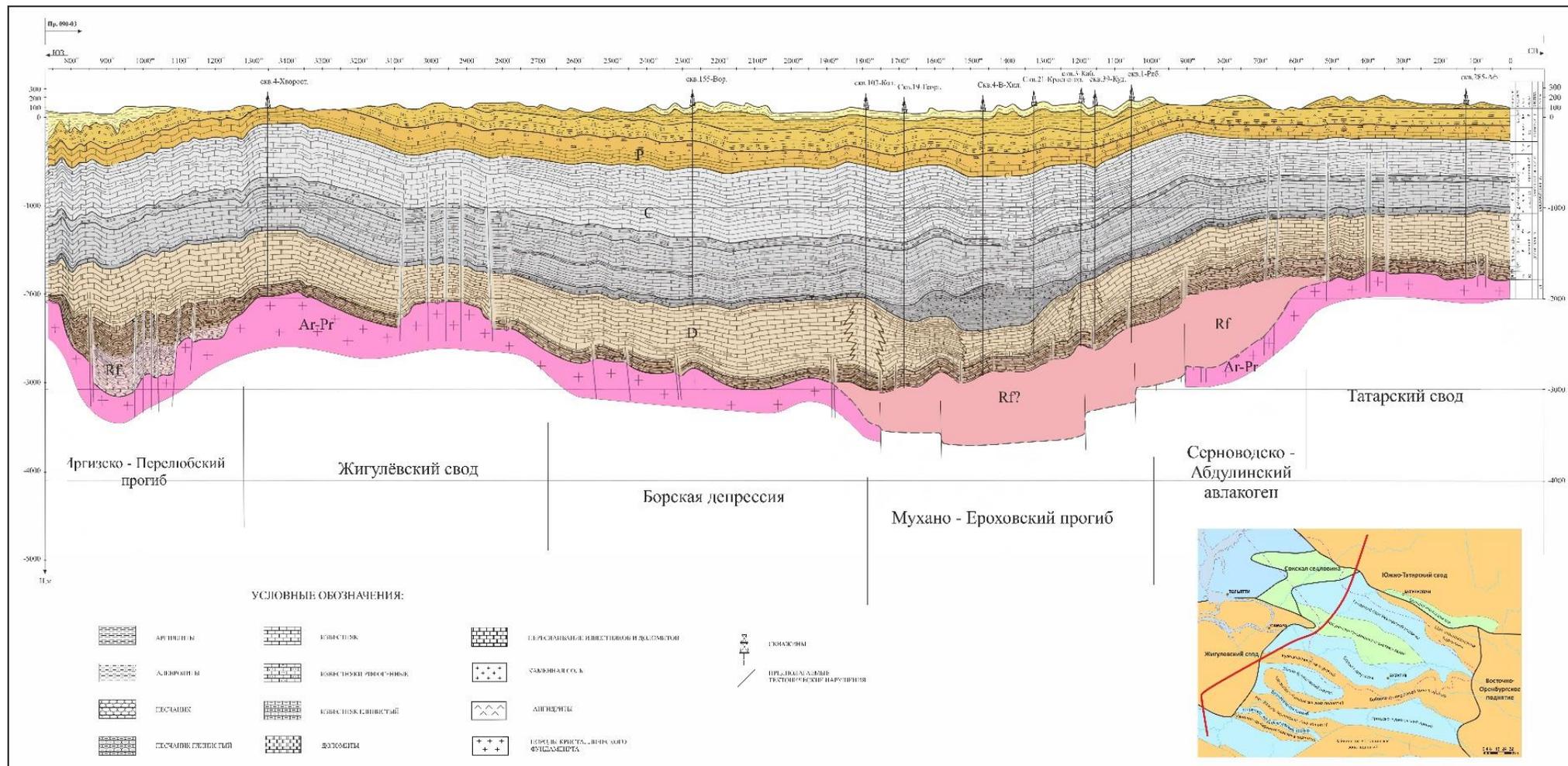


Рисунок 8. Сейсмогеологический профиль по линии 1-1'-1'' (ФГУП НВИИГГ с изменениями А.В. Ступаковой)

Верхний крупный структурный этаж подразделяется на три подэтажа: базальный этаж, включающий отложения эмско-тиманского возраста и соответствующий раннегерцинской стадии тектоногенеза; саргаевско-нижнепермский этаж, соответствующий среднегерцинской стадии тектоногенеза; верхнепермско-триасовый этаж, соответствующий позднегерцинской стадии тектоногенеза.

Кристаллический фундамент Волго-Уральского НГБ, сложенный архей-раннепротерозойскими магматическими и метаморфическими породами, разбит крупными глубинными разломами, по которым сформировались древние авлакогены и грабены. Авлакогены представляют собой узкие линейно-вытянутые на многие сотни километров прогибы и распространены на территории всей Восточно-Европейской платформы. Основными рифейскими авлакогенами Волго-Уральского бассейна являются Казанско-Кожимский, Камско-Бельский и Серноводско-Абдуллинский.

Район исследования охватывает южную часть Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна, а точнее северный борт Бузулукской впадины. Рассмотрим подробнее крупные тектонические элементы второго порядка, входящие в область исследования и ее обрамления (Рисунок 9).

Серноводско-Абдуллинский авлакоген представляет собой вытянутую, длиной более 300 км, структуру, ограничивающую Татарский свод с юга. Авлакоген ограничен Большекинельским и Бавлинским разломами с юга и севера соответственно. Структура имеет ассиметричное строение – ее ширина на западе всего 10-30 км, а в восточной части достигает 140-160 км, тем самым как бы раскрывается в Камско-Бельский прогиб. Вместе с шириной с запада на восток меняется глубина поверхности фундамента. В западной части глубина составляет не более 2-3 км, а в восточной – погружается до 7-8 км

В разной литературе границы Серноводско-Абдуллинского авлакогена различны. Одни авторы выделяют этот авлакоген в виде узкого рифейского грабена по южной границе Татарского свода. Другие включают его в состав Бузулукской впадины. По всей видимости, размеры Серноводско-Абдуллинского авлакогена к югу от Татарского свода значительно больше и соизмерим по ширине с прогибами Камско-Бельской впадины и Казанско-Кажимского авлакогена.

Ложе *Муханово-Ероховского прогиба* слагают франско-турнейские отложения. В этом ложе выделяются внешняя, внутренняя бортовые и осевая зона некомпенсированного осадконакоплением, прогибания. Полная компенсация осадками Муханово-Ероховского прогиба произошла в визейское время. Внешние бортовые зоны прогиба по фаменским, франским отложениям прослеживаются за пределами северной части Бузулукской

впадины: на южном склоне Татарского свода, Восточно-Оренбургском сводовом поднятии, южной части Бузулукской впадины (Макарова С.П., 1998).

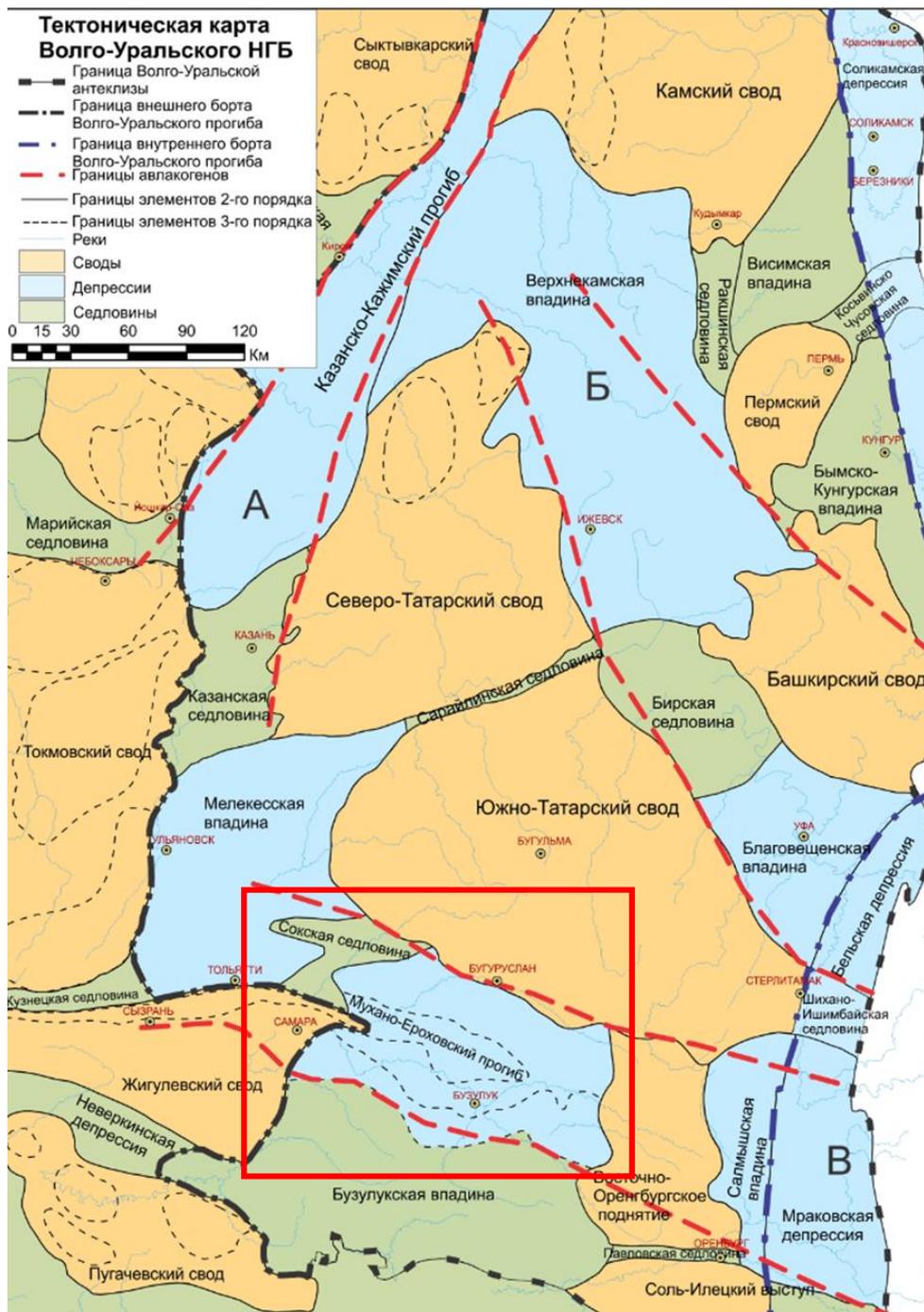


Рисунок 9. Тектоническая схема Волго-Уральского бассейна (МГУ им. М.В.Ломоносова по материалам ФГУП «НВНИИГТ», ИГИРГИ) с выделенным районом исследования

Бузулукская впадина представляет собой достаточно крупную отрицательную структуру. В современном структурном плане впадина наложена на жесткий блок фундамента, ограничивающий Серноводско-Абдуллинский авлакоген с юга. Поверхность фундамента в северной части впадины отмечается на глубинах 2,5 - 2,9 км. К югу глубина залегания фундамента увеличивается до 7 км. Бузулукская впадина ассиметрична –

западный борт, прилегающий к Жигулёвско-Пугачёвскому своду, более крутой и высокоамплитудный, а борт восточного склона пологий. На склонах Бузулукской впадины выделяется большое количество мелких поднятий.

По эмско-нижнефранскому структурному подэтажу в пределах бузулукской впадины выделяют тектонические элементы третьего порядка: Жигулево-Самаркинская система валов, Борская депрессия, Кулешовская зона поднятий, Бобровско-Покровская зона поднятий, Игриско-Рубеженский прогиб и другие (Рисунок 10).

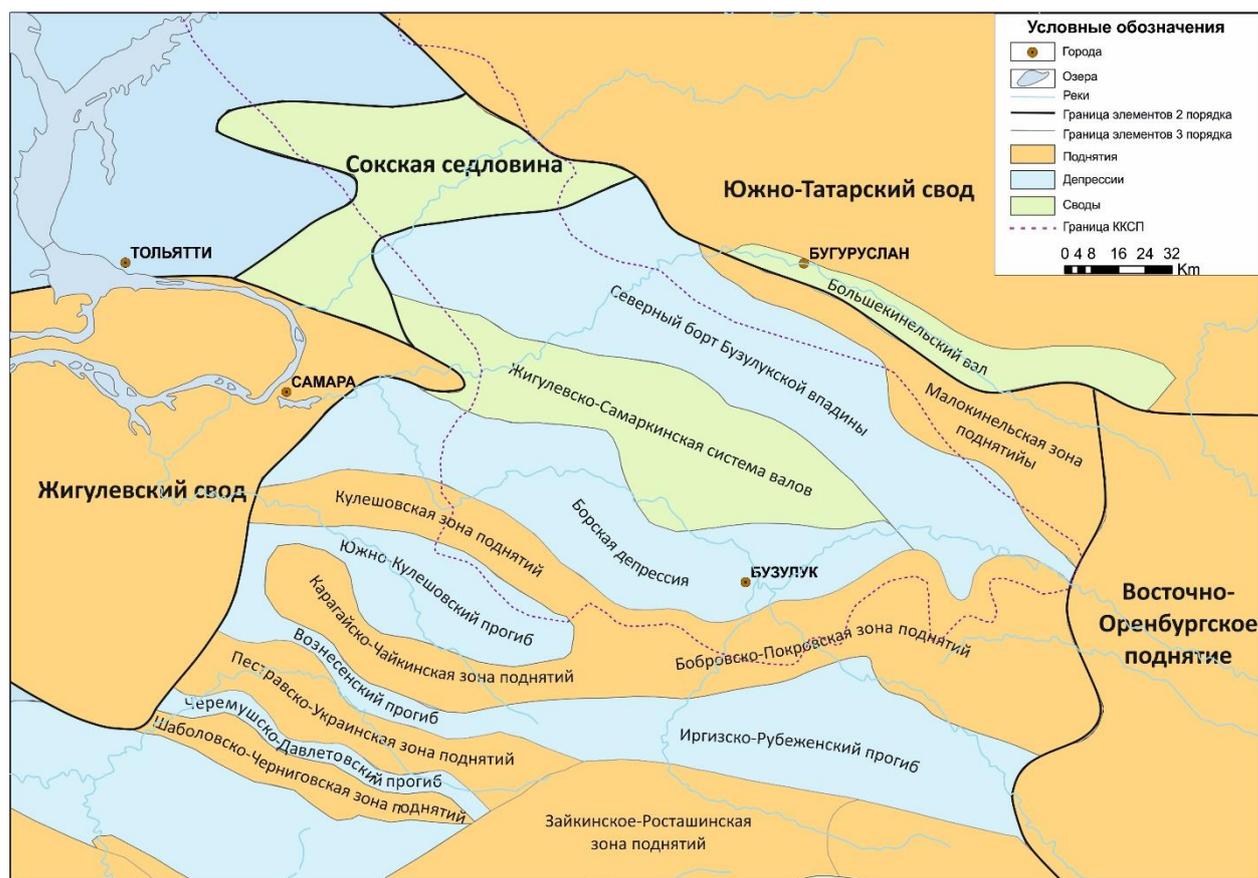


Рисунок 10. Тектоническая карта по эмско-франскому подэтажу (по Постновой Е.В., 2010, с изменениями)

Татарский свод – это кристаллический массивный блок фундамента, размеры которого достигают 450 км в субмеридиональном направлении при ширине 120 – 150 км его северной части и около 300 км южной его части. Блок фундамента ограничен крупными авлакогенами. На востоке Татарский свод граничит по крутому глубинному разлому с Камско-Бельским авлакогеном. На северо-западе и юге по пологим ступенчатым разломам кристаллический блок граничит с Казанско-Кажимским прогибом и с Серноводско-Абдулинским авлакогеном соответственно. На юго-западе выделяется Мелекесская впадина и Казанская седловина, тектоническая принадлежность которых до конца не выяснена и, видимо, является разнородной. Татарский свод разделен глубинным разломом и развитой по нему Сарайлинской седловиной на два поднятия (свода) – Северо-Татарский

и Южно-Татарский. Мощность отложений осадочного чехла в пределах сводовых вершин сокращается до 1600 м.

Оренбургское сводовое поднятие имеет сильно расчленённую поверхность фундамента. В состав Оренбургского поднятия входит система линейных поднятий, таких как Шарлыкское поднятие и Новосергиевская система поднятий (Кайдалов и др., 1996; Коврижкин и др., 1998). Система таких поднятий протягивается полосой с юга на север на 160 км. Глубина залегания поверхности фундамента различна, на наиболее приподнятых участках отметка находится в пределах 3 - 3,5 км, на востоке, погружаясь к Уральской складчатой области, доходит до отметок - 12-13 км.

Жигулевское поднятие представляет собой крупную положительную структуру. В северной части выделяется Жигулевско-Криволукский вал, представленный протяженной цепочкой поднятий. Глубина залегания фундамента в пределах всего тектонического элемента редко превышает 3-3,5 км, а минимальное зафиксировано на отметке 1.5 км. По верхнему структурному этажу Жигулевский свод объединяют с Пугачевским.

Сокская седловина является «сочленяющим» элементом четырех крупных структур второго порядка (Бузулукской впадины, Южно-Татарского свода, Мелекесской впадины и Жигулевского свода). В западной части выделяется Сокско-Шешминская система валов, представленная приразломными тектоническими кулисообразными валами.

Формирование этих и других тектонических элементов, и структурных этажей (и подэтажей) происходило за счет активных тектонических процессов, происходивших в пределах всей Восточно-Европейской платформой в течение миллиардов лет. В истории развития Муханово-Ероховского прогиба, как и всего Волго-Уральского бассейна, можно проследить три стадии тектонического развития: стадию континентального рифтогенеза, синеклизную и инверсионную.

Первая стадия – континентального рифтогенеза – в Волго-Уральском бассейне она началась в рифейское время. На этой стадии произошел раскол континентальной коры, и сформировались узкие грабены, на которых впоследствии сформировались авлакогены. Фундамент авлакогена подвергся тектоно-термальной и магматической активизации. К началу венда сформировались Казанско-Кажимский, Камско-Бельский и Серноводско-Абдуллинский авлакогены, обособив собой массивные выступы фундамента. Наступлению второй стадии развития бассейна предшествовал достаточно длинный перерыв в осадконакоплении. Вероятно, большая часть платформы вышла на поверхность, в результате чего позднепротерозойские отложения подверглись частичному размыву.

Вторая, синеклизная стадия, характеризуется общим погружением, и начинается со среднедевонского времени. Центрами погружения остаются зоны над авлакогенами.

Формирование синеклизного комплекса происходит в условиях обширного морского бассейна с палеорельефом дна от первых метров до нескольких сотен метров. Это обусловило начало крупной девонской трансгрессии и образования открытого эпиконтинентального моря с нормальной солёностью вод и широким развитием фауны и флоры водорослей. Этой стадии отвечает также формирование крупных вытянутых отрицательных структур, совокупность которых образовали Камско-Кинельскую систему прогибов (ККСП). Унаследованная додевонская тектоническая расчлененность Волго-Уральской области оказала большое влияние на развитие ККСП.

Инверсионная стадия начинается с первыми складчатыми деформациями на Урале, первые проявления которой происходили в позднекаменноугольного время и продолжались до пермско-триасового периода включительно, что соответствует герцинской фазе складчатости. Для этой стадии характерно замедление осадконакопления и формирования Уральской складчатой системы и Предуральского краевого прогиба. В процессе сжатия формируются инверсионные валы и валообразные поднятия, разделенные линейными впадинами. Инверсионные валы, как правило, возникают над авлакогенами и становятся основными положительными элементами структурного плана. Они остаются тектонически подвижными даже на этапе спокойного тектонического режима и сохраняют подвижность на неотектоническом этапе развития.

2.3. Палеогеография франско-турнейского комплекса

Более подробно рассмотрим историю развития бассейна во время формирования доманикоидных отложений в позднем девоне – раннем карбоне. Как упоминалось выше, формирование изучаемого среднефранско-турнейского комплекса происходило на этапе синеклизного развития бассейна. В это время установился режим устойчивого морского бассейна, в пределах которого были относительно глубоководные условия и условия мелководного шельфа, периодически осушаемого. Относительно глубоководные условия унаследованно господствовали на месте древних авлакогенов, а мелководно-морские условия преобладали на древних выступах фундамента.

Началу позднедевонской эпохи предшествовал региональный подъем, сопровождающийся континентальным перерывом и формированием коры выветривания на территории суши (Милановский Е.Е., 1996). Его сменяет одна из самых крупных в палеозое трансгрессий моря, сопровождающаяся структурно-тектоническими преобразованиями.

В эйфельский век аккумуляция осадков происходила в аллювиальных, дельтовых и прибрежно-морских условиях, что знаменует трансгрессию моря и смену осадконакопления с континентального на морское. В течение живетского, на начальных стадиях трансгрессии моря, на рассматриваемом участке преобладали прибрежные условия накопления осадков, обеспечившие им преимущественно песчаный состав. Пашийское время характеризуется терригенным осадконакоплением, продолжавшееся и в кыновское время. Поскольку источник сноса в это время отступает на более далекое расстояние, сокращается поступление обломочного материала, и как следствие, происходит накопление преимущественно глинистых осадков.

Среднефранское время (саргаевское, семилукское время)

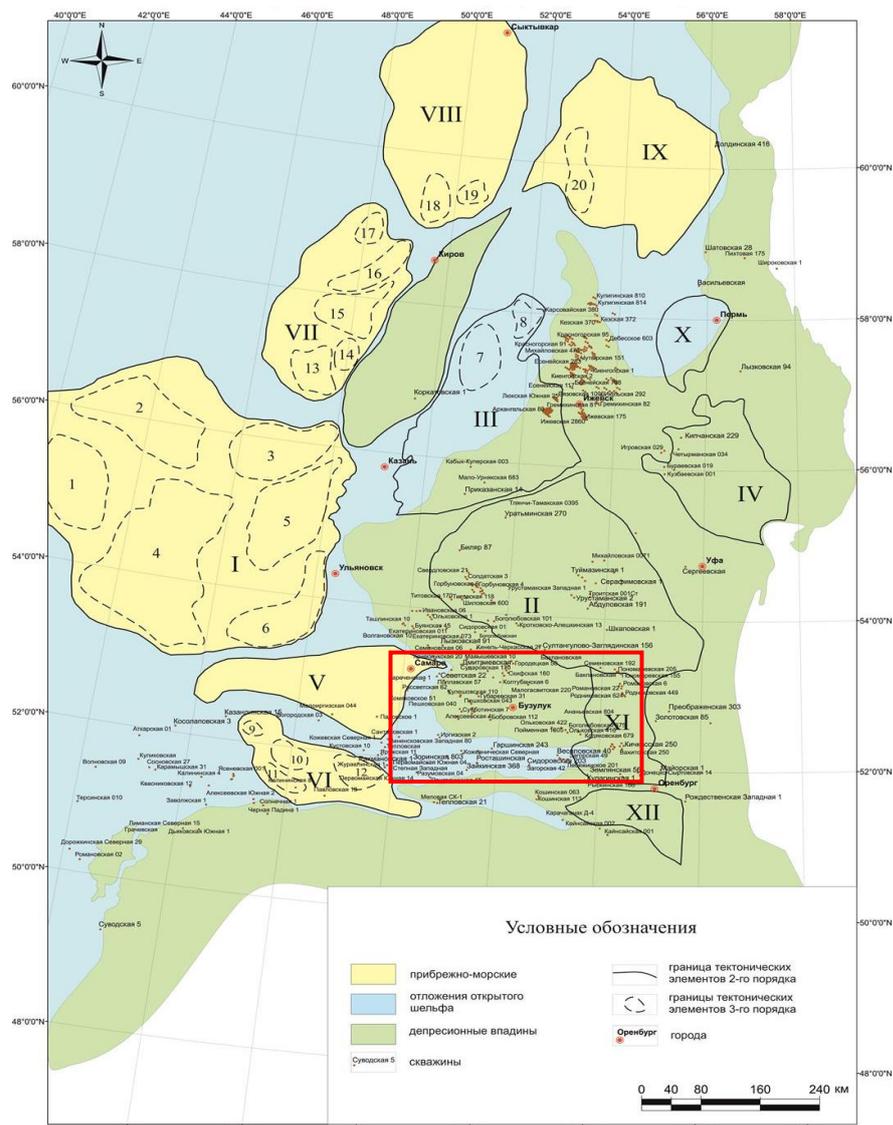
В это время большая часть Волго-Уральского бассейна испытала погружение, что привело к общему углублению морского бассейна, осадконакопление происходило в палеогеографических зонах, последовательно сменяющих друг друга от прибрежной лагуны, мелководно-морского шельфа и карбонатной платформы на шельфе, до склоновых и депрессионных зон относительно глубоководного шельфа. Наиболее приподнятыми в это время были вершины Жигулевско-Пугачевского, Северо-Татарского и Башкирского сводов (Мирчинк М.Ф., 1965).

Саргаевское осадконакопление характеризуется широким развитием морских отложений, состав которых контролировался глубиной и дальностью положения источников сноса. Рельеф дна морского бассейна был достаточно разнообразен, в местах его

относительно высокого структурного положения – вершина Жигулевско-Пугачевского свода - отлагались карбонатные отложения, а в зонах низкого структурного положения дна накапливались терригенно-карбонатные осадки. Характер осадков, их пиритизация, окремнение и другие признаки показывают, что в этих условиях осадконакопление было близкое к условиям, установившимся впоследствии в доманиковое время. Поступление терригенного материала происходило скорее всего с запада и северо-запада, что проявляется в уменьшении содержания в породах терригенного материала в восточном и юго-восточном направлениях.

В доманиковое (семилукское) время морская трансгрессия достигла максимума, что обусловило максимальное углубление морского бассейна. На территории восточной части Волго-Уральского бассейна, примыкающей к Уралу, образовалась обширная некомпенсированная впадина, в пределах которой выделены фации глубоководного шельфа (доманикоидные). Они представлены кремнисто-битуминозно-известняковыми, битуминозно-глинисто-известняковыми литотипами. В основном, мощность доманиковых отложений составляет 10-20 м. Осадконакопление не компенсировало скорость прогибания дна бассейна. На западном борту обширной впадины накапливались преимущественно карбонатные и глинисто-карбонатные осадки с прослоями ракушняка, что указывает на обстановку мелководного шельфа.

Таким образом, характер осадконакопления в среднефранское время определяется как относительно тектонически стабильный, с преобладанием обстановок морского бассейна и широким развитием относительно глубоководных депрессионных впадин на шельфе (Рисунок 11). Последующая перестройка палеотектонического плана изменит границы зон относительно глубоководного осадконакопления.



Границы тектонических элементов 2-го порядка: I - Токмо́вский свод, II - Южно-Татарский свод, III - Северо-Татарский свод, IV - Башкирский свод, V - Жигулевский свод, VI - Пугачевский свод, VII - Котельнический 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 - Темни́нская вершина, 2 - Нижегородская вершина, 3 - Су́ндя́рская вершина, 4 - Токмо́вская вершина, 5 - Кана́шская вершина, 6 - У́льи́нская вершина, 7 - Ло́мский купол, 8 - Я́рский купол, 9 - Те́ршинская вершина, 10 - Бала́ковская вершина, 11 - Ма́рьевская вершина, 12 - Кли́нковая вершина, 13 - Са́нуго́вский выступ, 14 - Я́рский выступ, 15 - Па́рфеевский выступ, 16 - Котельни́ческий выступ, 17 - Да́ровский выступ, 18 - Ле́тинский выступ, 19 - Си́нго́рский выступ, 20 - Ло́йнинский выступ.

Рисунок 11. Палеогеографическая схема среднефранского времени (Ступакова А.В., 2014)

Позднефранское время (мендымское, воронежское время)

Главной особенностью позднефранского этапа является заложение и формирование вытянутых прогибов, объединившихся в единую систему – Камско-Кинельскую систему прогибов (ККСП). Формированию такой огромной структуры способствовали тектонические, структурные и палеогеографические процессы. Структурно-морфологическая расчлененность территории и унаследованное от зон разломов в кристаллическом фундаменте положение рельефа дна бассейна определили смену относительно глубоководных условий на условия преимущественно мелководно-морского шельфа, в пределах которого выделяются зоны относительно глубоководные. В пределах ККСП продолжают господствовать относительно глубоководные условия по сравнению с единым

мелководно-морским шельфом, где растут отдельные биогермные постройки и баберные рифы (Рисунок 12).

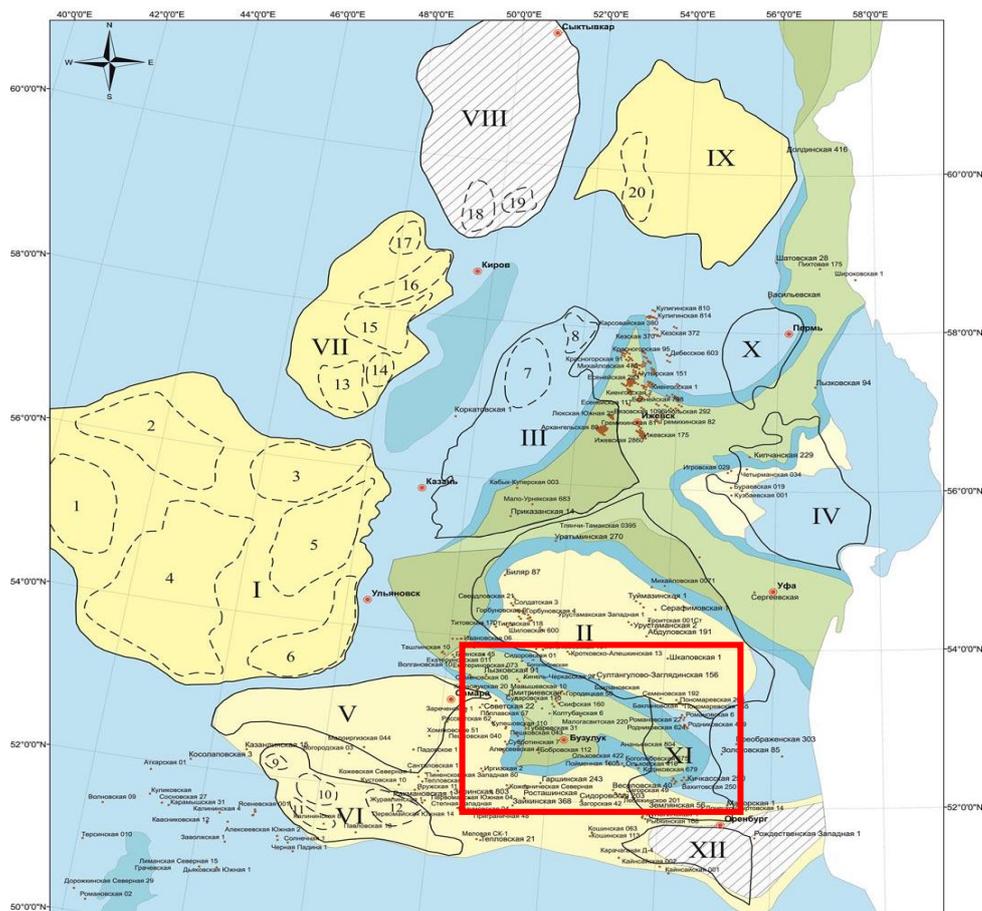


Рисунок 12. Палеогеографическая схема позднефранского времени (Ступакова А.В., 2014)

Наибольшее развитие рифовых и биогермных построек приходилось вдоль бортов впадин, в зоне перехода фаций от мелководных в относительно глубоководные. За пределами впадин существовали условия открытого мелкого шельфа с нормальным газовым и гидродинамическим режимами. В отдельные отрезки времени морские условия сменялись лагунными. В западных частях Волго-Уральского бассейна, вблизи Воронежской антеклизы, существовали прибрежно-морские условия осадконакопления. Здесь отлагались разномерные терригенные осадки. Завершение этапа характеризовалось регрессией моря и незначительным понижением уровня моря. В южных и юго-восточных районах бассейна глубоководные морские фации развиты в тех же пределах, что и в предыдущее время.

В целом, позднефранский этап осадконакопления в пределах Волго-Уральского бассейна характеризуется усилением морфологической выраженности палеорельефа дна морского бассейна за счет проявления, в основном, седиментационного структуроформирующего фактора (сокращенные мощности доманикоидных отложений в

некомпенсированных прогибах Камско-Кинельской системы и увеличенные мощности мелководных карбонатных отложений на фоне регионального прогибания территории). Тектонический фактор наиболее ярко проявился в цепочке палеопрогибов от Казанско-Кажимского прогиба до Серноводско-Абдулинского авлакогена. Это, а также близость источников сноса, предопределили относительно стабильный компенсационный характер осадконакопления.

Фаменское время

В фаменское время, как и позднефранское, условия осадконакопления в пределах Волго-Уральского бассейна определялись развитием Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов (Рисунок 13). Палеосуши в раннефаменское время существовали в районе Камского свода, Сыктывкарского свода и Соль-Илецкого выступа. Постепенно происходило погребение древних палеовыступов и "зарастание" ККСП в результате регрессивного смещения бортовых уступов.

Районы Жигулёвско-Пугачёвского, Южно-Татарского, Башкирского сводов, а с заволжского времени и Соль-Илецкого свода, вовлеченные в устойчивое погружение, представляли собой обширные шельфовые отмели с компенсированным осадконакоплением. Зоны распространения относительно глубоководных фаций по-прежнему контролируются Камско-Кинельской системой некомпенсированных прогибов (мощность фаменских осадков 25-90 м). Рифовые фации в виде одиночных биогермов отмечены только в бортовых зонах ККСП.

В фаменское время морской бассейн в целом имел регрессивный характер развития. Высокая соленость палеобассейна отражается в значительной сульфатизации осадков, особенно в северо-западной части прогиба. Восточнее ККСП и между её прогибами шло накопление в основном известковых осадков с формированием известняков и доломитов. Это было обусловлено, вероятно, значительным распреснением восточной части бассейна за счет водных потоков, поступавших со стороны Урала, испытывающего в это время поднятие.

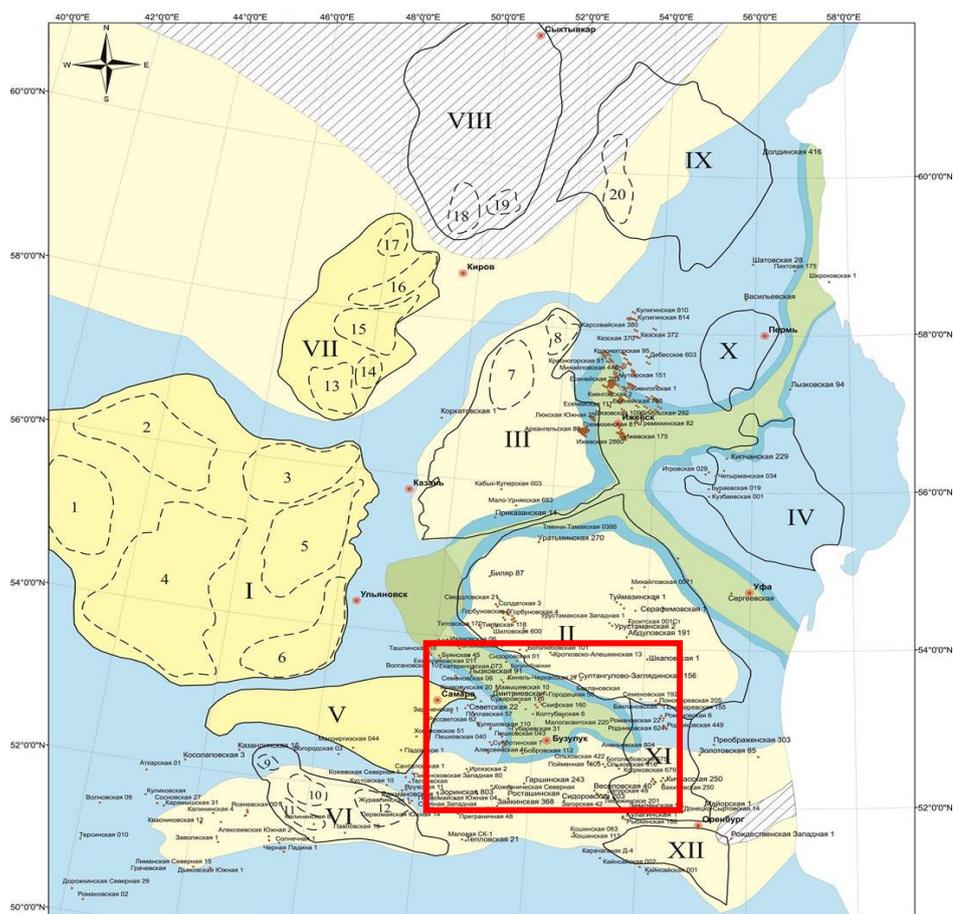


Рисунок 13. Палеогеографическая схема фаменского времени (Ступакова А.В и др, 2014)

Одной из отличительных особенностей данного этапа карбонатакопления является достаточно четкое относительно позднефранского времени формирование протяженной линейно-вытянутой бортовой зоны Прикаспийской впадины в виде седиментационного уступа, в пределах которого происходило активное образование органогенных построек, сформировавших зону развития барьерных рифов – рифовый тренд. В этой зоне широко распространён парагенез карбонатных слоистых и рифогенных отложений. Однако одиночно обособленных и морфологически выраженных рифовых массивов пока не обнаружено. В районе южной части Предуральяского прогиба фаменский карбонатный тренд по данным сейсморазведки имеет северо-восточное продолжение и пересекает прогиб.

Турнейское время (малевско-козьвинское время)

Турнейский этап знаменует начало раннекаменноугольной эпохи развития территории Волго-Уральского бассейна и характеризуется унаследованностью тектоники от позднедевонского времени и сохранением в общих чертах морских условий осадконакопления. В центральных и восточных частях провинции основными структурными элементами, контролирующими процессы осадконакопления, оставалась ККСП,

разделяющая крупные сводовые поднятия: Камский, Башкирский, Пермский и Южно-Татарский, а также Северо-Татарский, Токмовский и Жигулёвский и Пугачёвский. В юго-западной её части существовал более сглаженный рельеф с весьма расплывчатыми структурными формами (Рисунок 14).

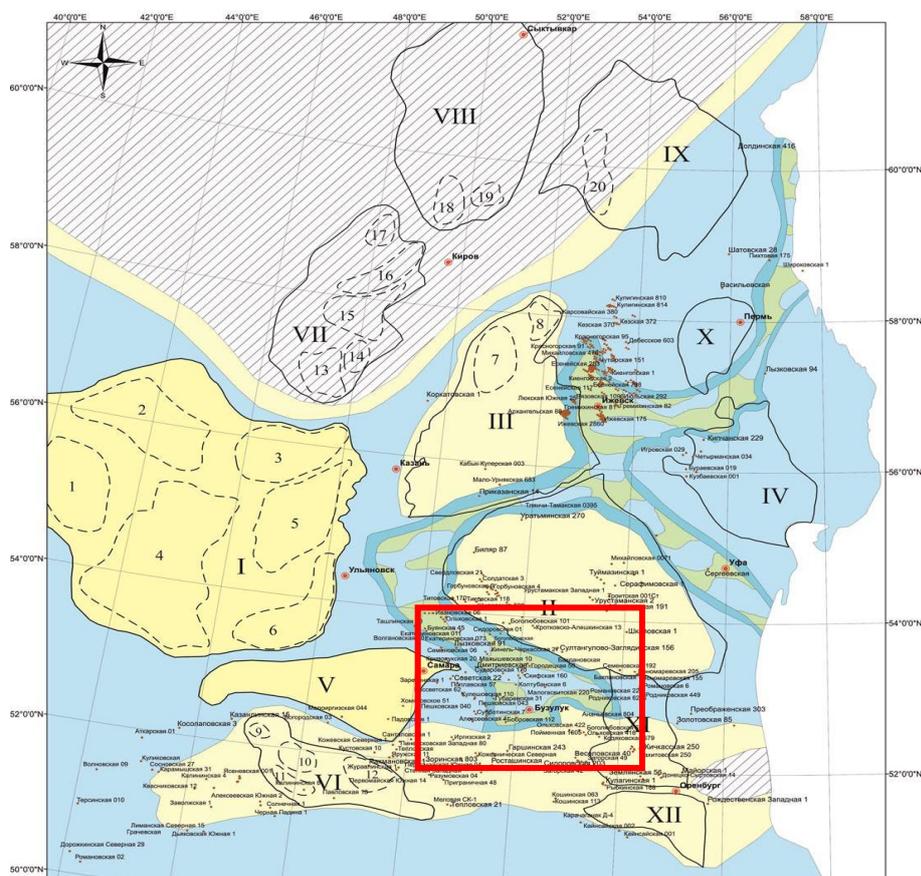


Рисунок 14. Палеогеографическая схема турнейского времени (Ступакова А.В. и др, 2014)

В турнейский век (малёвско-кизеловское время) на территории провинции существовал обширный эпиконтинентальный бассейн. Море сплошь покрывало почти всю её территорию. Литолого-фациальная зональность комплекса во много предопределяется палеогеоструктурным развитием территории, что находит отражение в строгой приуроченности отдельных литолого-фациальных зон к крупным структурным элементам - сводам и прогибам, а также отдельным их частям. Как и в позднедевонское время, специфику турнейского седиментогенеза на территории провинции по-прежнему определяло существование в её пределах ККСП, в центральных частях большинства которых на протяжении всего времени доминировали относительно глубоководные отложения доманиковского типа. Формирование в их бортовых частях крупных карбонатно-глинистых, глинисто-карбонатных и преимущественно карбонатных клиноформ за счёт смещения зон мелководно-морского осадконакопления в сторону осевой части прогибов привело к значительному по сравнению с позднедевонским временем сокращению областей

глубоководного осадконакопления в их пределах. Условия для активного рифообразования в полосе прибортовых зон, в отличие от предшествовавшей эпохи, существовали только на локальных участках, где получили развитие малоамплитудные органогенные постройки типа биогермов и биостромов. Начавшаяся в конце турнейского времени регрессия способствовала существенному привносу в области прогибов глинистого и меньшей степени кластогенного материала, что привело к значительной, а в отдельных случаях (Актаныш-Чишминский и Можгинский прогибы) почти полной компенсации глубоководных зон. Турнейский этап формирования завершился крупным перерывом в осадконакоплении, охватившем большую часть территории провинции. Наблюдаемое распределение толщин отложений комплекса на территории провинции является не только отражением фациальной зональности, но и последующим неравномерным размывом отложений в предрадаевское время.

К началу визейского века в связи с общим подъемом Русской плиты происходит сокращение и обмеление морского бассейна. В ранне-средневизейское время система Камско-Кинельских прогибов начинает заполняться озерными и болотными отложениями, сложенными глинистым и угленосным материалом. Это время обусловлено наличием крупных палеорек, переносящих терригенный материал к Уральскому морю. В самом конце радаевского времени началась регрессия, и на всей территории установился континентальный режим осадконакопления, существовавший до конца бобриковского времени (Мирчинк М. Ф., 1965). Морской бассейн в поздневизейско-московское время характеризуется мелководными условиями, с преобладающей карбонатной седиментацией.

В позднекаменноугольно - раннепермскую эпоху рассматриваемую территорию занимал полуизолированный эпиконтинентальный морской бассейн, существовавший в условиях очень теплого климата. В кунгурское время связь моря и Предуральского пролива с бассейном Тетиса прекратилась, а с бореальным бассейном стала более ограниченной. Таким образом, в условиях аридного климата, бассейн приобрел лагунный характер. Происходит накопление ангидритов, доломитов и солей. Начиная с позднепермского времени в связи с орогенными процессами на Урале большая часть территории НГБ была приподнята, что привело к господству континентальных обстановок осадконакопления, продолжающееся до настоящего времени.

2.4. Нефтегазоносность

Муханово-Ероховский прогиб, расположенный в пределах Самарской и Оренбургской областей, входит в состав Средневожской нефтегазоносной области. Изучаемый район можно также отнести к числу основных нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих регионов Волго-Уральского бассейна. На изучаемой территории открыто более 700 нефтяных, газовых и смешанных месторождений (Рисунок 15), нефтегазоносность которых приурочена к комплексам разного возраста – от среднего девона до перми. Анализ и закономерности распространения этих НГК проводился, главным образом, по литературным данным: работам Максимовой С.П., Неручева С.Г., Постновой Е.В., Титаренко И.А., Габриэляна А.Г., Анисимовой М.В., Конюховой В.А., Постниковой Е.В., трудам ВНИГНИ, НВНИИГГ, ФГУП ИГИРГИ и др. Использовались также геохимические и петрофизические характеристики, полученные по результатам исследований на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ им. М.В. Ломоносова.

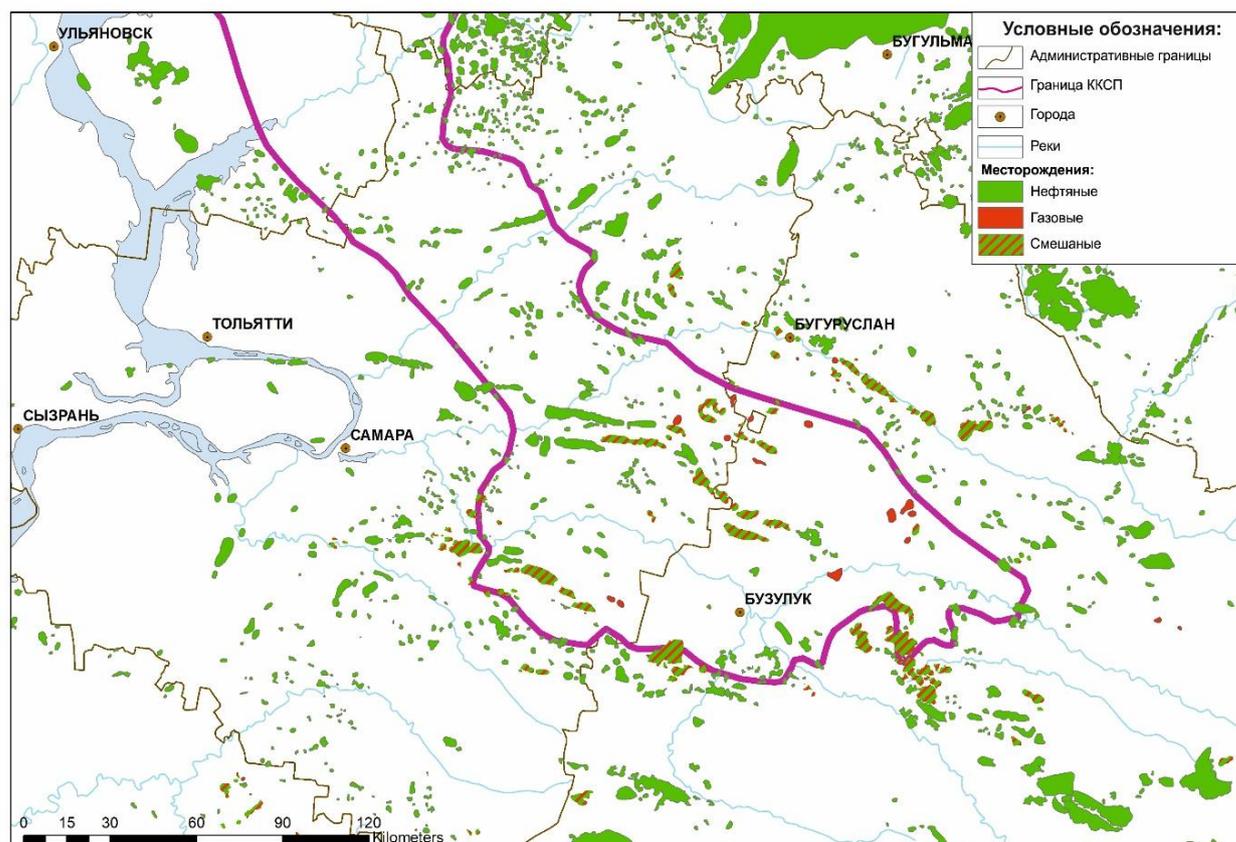


Рисунок 15. Обзорная карта месторождений по типу УВ

Нефтегазоносные комплексы. Основными промышленными нефтегазоносными комплексами Самарской и Оренбургской областей являются 6 комплексов – R-V(?), D₂-D₃fr₁, D₃f₂-C_{1t}, C_{1v}-C_{2m}, C₃-P₁ и P₂.

1. Рифейско-вендские (Rf-V) отложения приурочены, в основном, к авлакогенам, потому их распространение обнаружено лишь в северной и северо-восточной частях исследуемого района. Залегающие в основании разрезов отложения представлены преимущественно красноцветными континентальными песчаниками. Верхние части сложены глинисто-карбонатными породами. Фациальные условия и циклический характер осадконакопления верхнепротерозойских отложений были благоприятными для формирования пород-коллекторов и глинистых покрывок. На нескольких площадях Волго-Уральского НГБ из рифейских песчаников получены незначительные притоки нефти.

2. Карбонатно-терригенный продуктивный комплекс среднего девона – нижнего франа ($D_2 - D_{3fr}$) – «терригенный девон». В составе комплекса продуктивными являются, в основном, семь пластов песчаников - Д-VI, Д-V (эйфель (D_{2ef}), продуктивен на юге территории), Д-IV (воробьевский горизонт живета (D_{2g}), продуктивен в центре и на юге НГБ), Д-III, Д-II живет (D_{2g}), Д-I (пашийский горизонт нижнего франа (D_{3fr1}), основной продуктивный горизонт на Татарском своде) и Д-0 (кыновский горизонт (D_{3fr2})).

Песчаники часто характеризуются весьма высокими коллекторскими свойствами (проницаемость иногда превышает 1 Дарси, пористость 10-16%). В Бузулукской впадине ряд нефтяных залежей находится в эйфельских органогенных постройках. Основным типом ловушек нефти и газа в «терригенном девоне» остаются антиклинальные. Другими типами ловушек могут быть литологически экранированные, связанные с зонами фациальных переходов и седиментационными телами, стратиграфические, а также органогенных построек эйфеля. Региональной покрывкой служат глины кыновского горизонта, а также, глинистые карбонаты саргаевского и семилукского (доманиковского) горизонтов среднего франа (D_{3fr2}). В пределах изучаемой территории открыто большое количество нефтяных и газо-нефтяных месторождений из $D_2 - D_{3fr}$ комплекса (Рисунок 16).

В качестве нефтематеринских толщ здесь рассматриваются богатые ОВ живетские отложения, накапливающиеся в восстановительной и резко восстановительной геохимической обстановке. Прослойки аргиллитов воробьевского, ардатовского и муллинского горизонтов содержат до 5-6% Сорг (в среднем 3-3.5%). В пограничной зоне Южно-Татарского свода и Бузулукской впадины высокими значениями Сорг обладают также тиманские отложения, в некоторых образцах величины пиков S1 и S2 соответствуют удовлетворительному генерационному потенциалу (Рисунок 17).

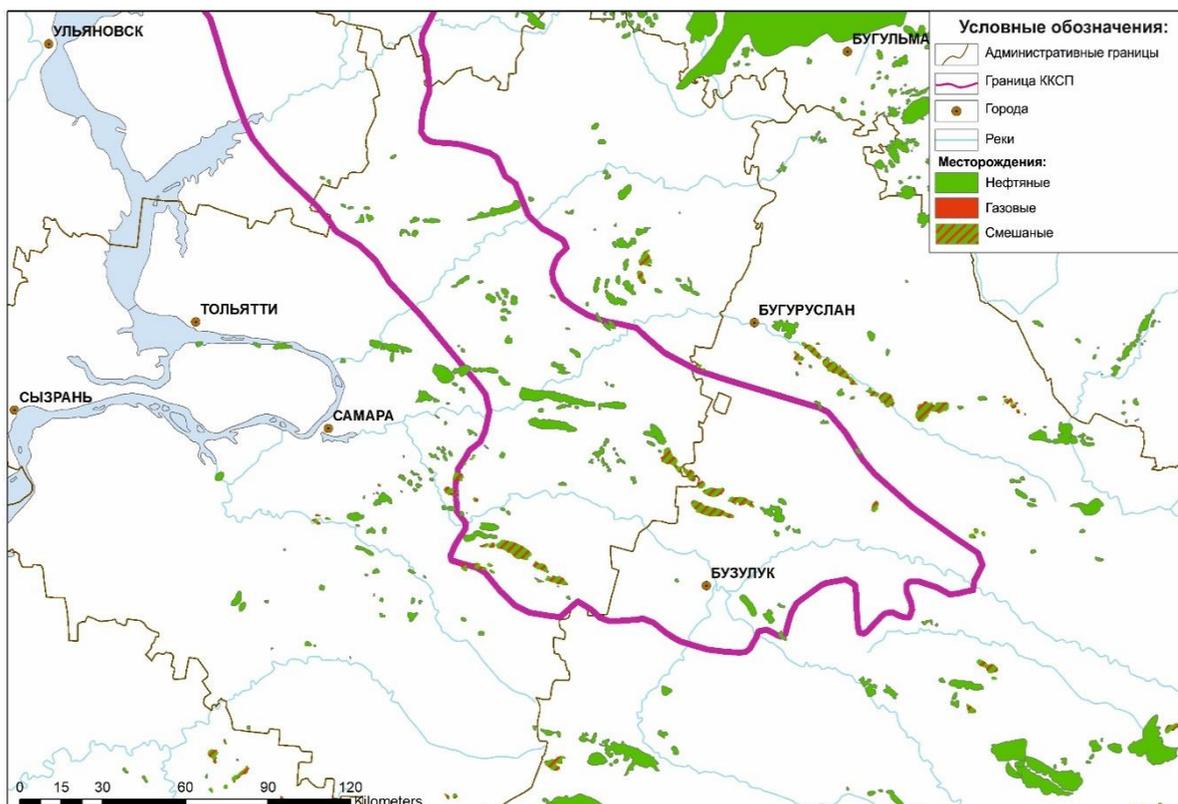


Рисунок 16. Обзорная карта месторождений с доказанной нефтегазоносностью в отложениях D2-D3fr1

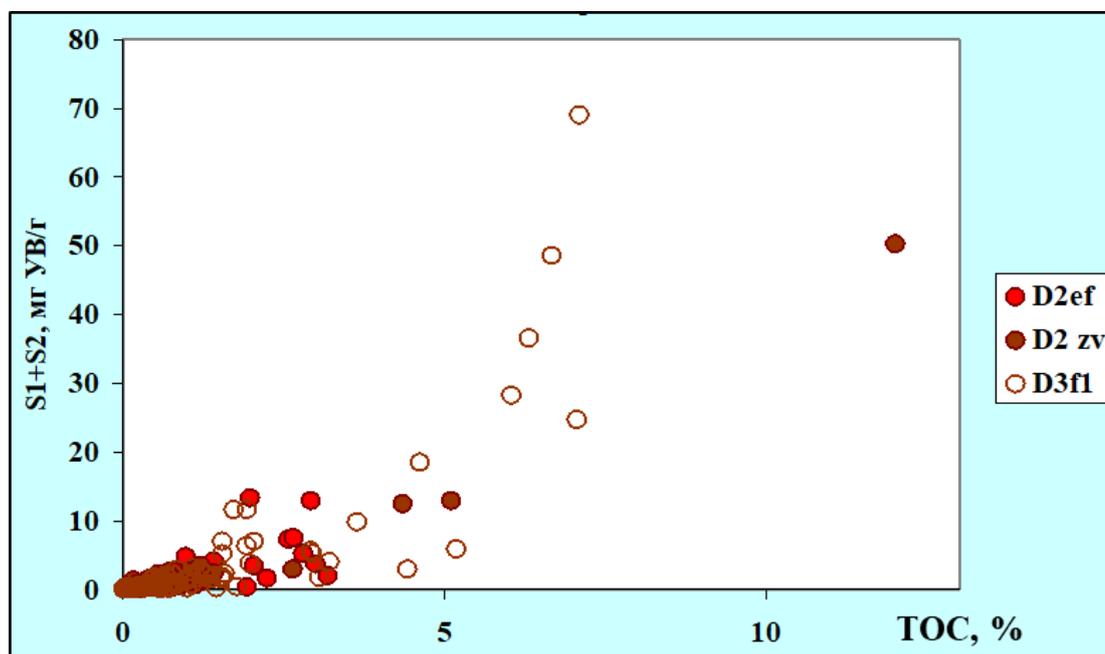


Рисунок 17. Качество материнских пород эйфельско-нижнефранских отложений (Постнова, 2010)

3. Карбонатный комплекс *верхнего девона – турнейского яруса нижнего карбона* (D3–C1t) - «карбонатный девон». Коллекторские свойства продуктивных пластов весьма изменчивы и обусловлены неравномерными пористостью, трещиноватостью и кавернозностью. Пласты-коллекторы установлены в доманиковых, мендымских,

верхнефранских, фаменских и турнейских отложениях. Типы ловушек комплекса довольно разнообразны. Они приурочены как к органогенным постройкам различных типов, так и структурам их облекания, а также локальным антиклинальным поднятиям.

Залежи, как правило, небольшие и приурочены к бортовым частям Муханово-Ероховского прогиба. Пласты-коллекторы представлены, в основном, детритово-комковатыми известняками. Наиболее продуктивными являются турнейские отложения, а именно кизеловский горизонт, к которому приурочены более 100 месторождений на рассматриваемой территории (Рисунок 18). Региональной покрывкой являются глины и аржиллиты нижней терригенной толщи визейского яруса, местами глинисто-карбонатные породы верхней части турнейского яруса – косьвинского горизонта.

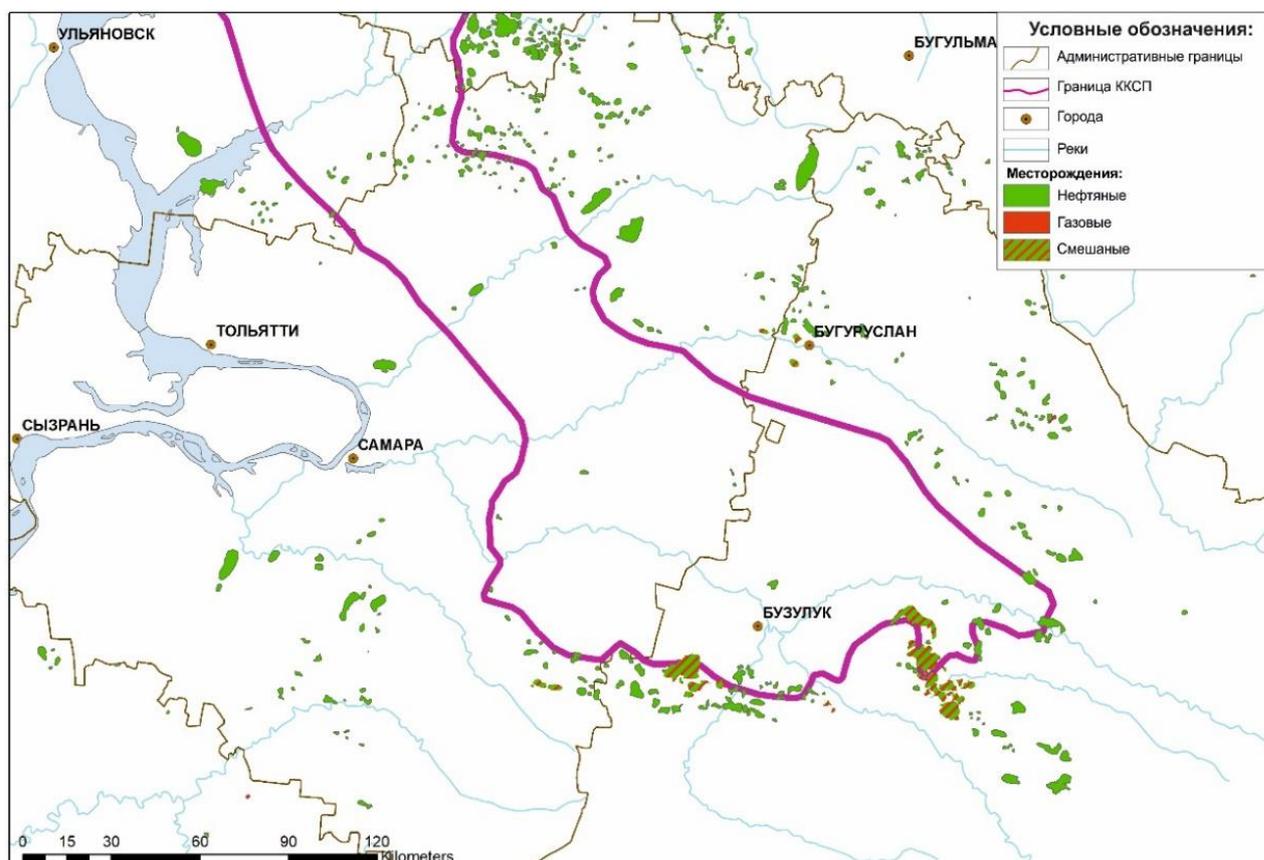


Рисунок 18. Обзорная карта месторождений с доказанной нефтегазоносностью в отложениях D3fr2-C1t

Наилучшими нефтематеринскими являются типичные «доманиковские» пропластки в пределах прогибов ККСП. Высокоуглеродистые прослои обладают очень высоким и превосходным генерационным потенциалом ((S₁ 2 – 23 мг УВ/г породы; S₂ 10 – 198 мг УВ/г породы; HI 200 - 800 мг УВ/г Сорг и более, по данным ФГУП ИГИРГИ). Максимальные значения Сорг, характерные для отложений в осевой части прогиба, варьируют в пределах 5 – 20%. Кероген преимущественно относится ко II типу.

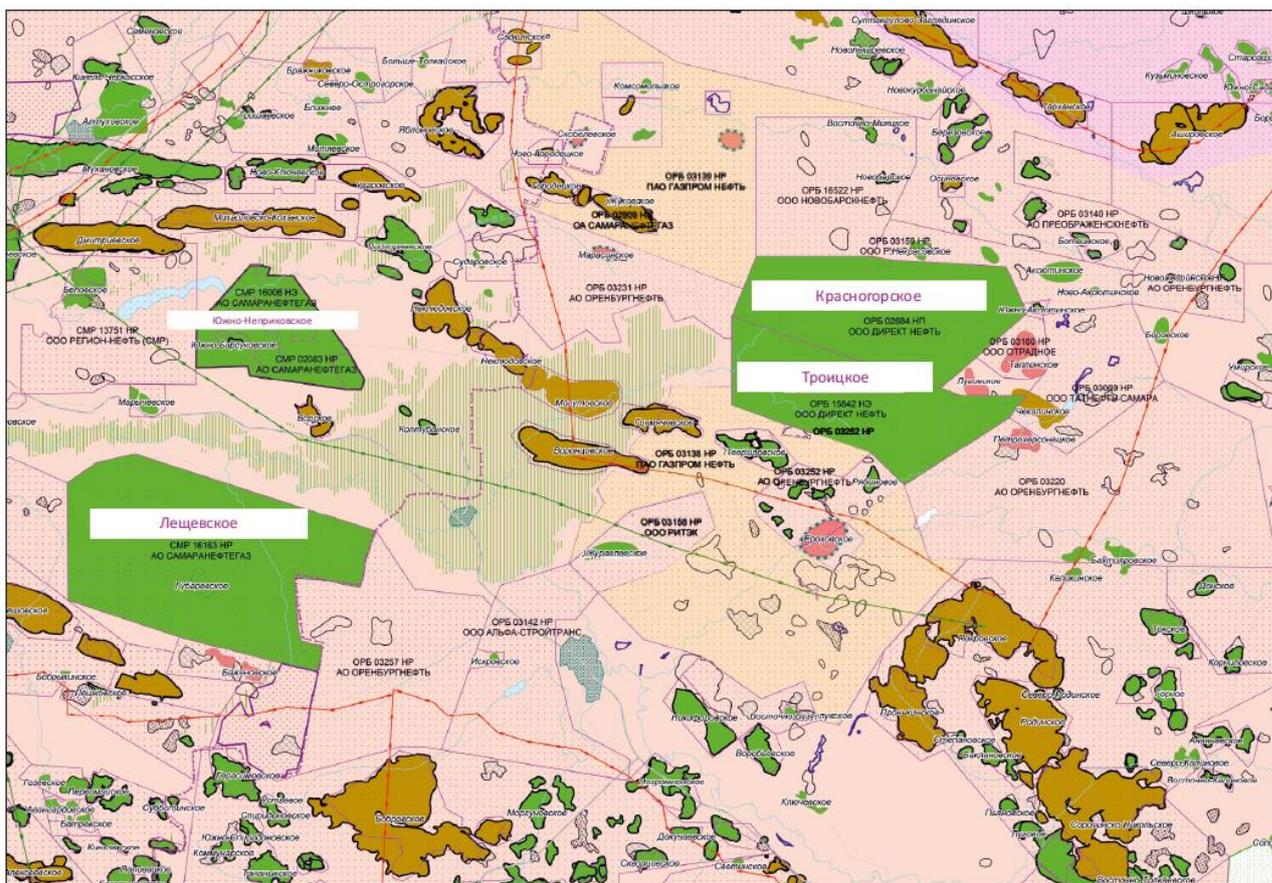


Рисунок 20. Схема расположения месторождений и залежей нефти в отложениях доманикового типа в Бузулукской впадине (Варламов А.И. и др, 2020)

4. Визейско-московский нижнего и среднего карбона (C_{1v}-C_{2m}) терригенно-карбонатный НГК. Нефтегазоносный комплекс состоит из двух частей: преимущественно терригенной и преимущественно карбонатной. Визейский терригенный подкомплекс иногда выделяют в отдельный НГК. Основные пласты-коллекторы содержатся в бобриковском и тульском горизонтах – пласты Б2 и Т1 соответственно. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают песчаники бобриковского горизонта и характеризуются высокими значениями пористости от 8 до 35%.

Верейский горизонт содержит 6 продуктивных терригенных пластов, сложенных преимущественно песчаниками и алевролитами. Более мелкие залежи содержатся в карбонатах каширского и подольского горизонтов московского и башкирского ярусов и окского надгоризонта. Коллекторами служат серые и светло-серые органогенные известняки. Покрышками залежей распространены зонально и представлены прослоями глин и плотных глинистых известняков.

К нефтематеринским можно отнести аргиллиты косьвинского, радаевского, бобриковского горизонтов, а также глинистым прослоям тульского и верейского горизонтов. На изучаемой территории среднее содержание Сор_г в бобриковских

отложениях составляет 3-5%, по данным пиролиза их генерационный потенциал определяется как высокий, иногда весьма высокий (S_1 до 4 мг УВ/г породы, редко > 4 мг УВ/г породы; S_2 до 20 мг УВ/г породы, редко > 20 мг УВ/г породы; H_1 , как правило, менее 300 мг УВ/г Сорг, редко до 400 и более мг УВ/г Сорг, по данным Постновой Е.В., 2010). Для всех этих НГМТ характерна достаточно низкая зрелость, увеличение которой отмечается в южном направлении (к югу Бузулукской впадины).

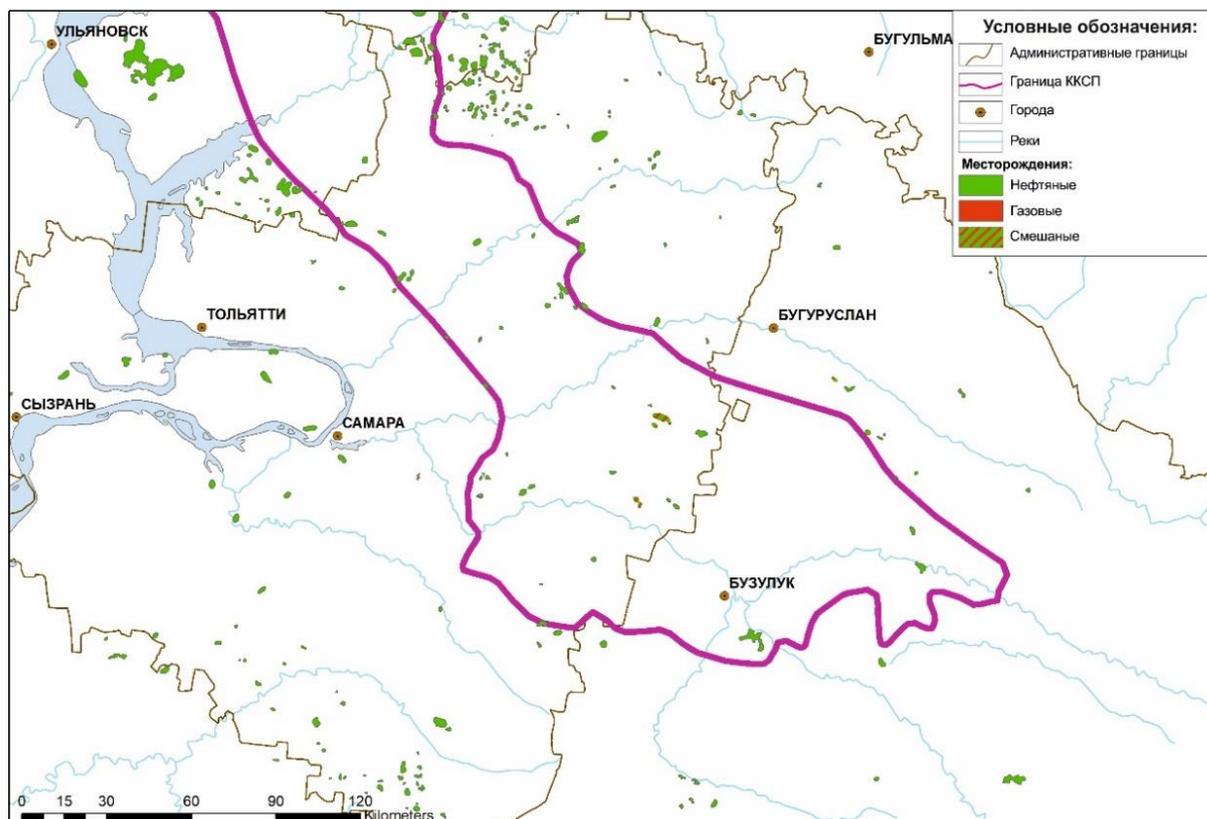


Рисунок 21. Обзорная карта месторождений с доказанной нефтегазоносностью в отложениях $C1v-C2m$

5. Карбонатный верхнекаменноугольно-нижнепермский (C_3-P_1) НГК. В разрезе нефтегазоносного комплекса выявлены продуктивные пласты-коллекторы в гжельском горизонте верхнего карбона. Пласты-коллекторы представлены известняками темно-серыми органогенно-детритовыми, биоморфными, фораминиферово-криноидными и доломитами, сульфатизированными, неравномерно пористыми. Породы коллекторы - порово-трещинного типа, на локальных участках отдельных тектонических зон коллекторы трещиновато-порового и порового типов.

К пермским отложениям относятся сульфатно-карбонатные разности ассельского, сакмарского, артинского, кунгурского ярусов и терригенные породы уфимского ярура. В разрезе продуктивного комплекса выделяется до 8 продуктивных пластов. Породами-коллекторами являются известняки органогенно-детритовые, органогенные и кавернозные

доломиты. Основные нижнепермские коллекторы связаны с рифовыми известняками. В пределах рассматриваемой территории установлены нефтяные, газовые и газонефтяные залежи – всего более 20 залежей в артинских и кунгурских отложениях (Рисунок 22).

Региональное распространение имеют также пласты-коллекторы в уфимском (V, и Vj) ярусе. Отложения представлены достаточно пористыми песчаниками. Покрышкой для песчаных пластов-коллекторов Vj и V2 служат пачки глинисто-алевритистых пород.

Покрышки пластов-коллекторов средне-верхнекаменноугольного возраста имеют карбонатно-терригенный, сульфатно-карбонатный состав. НГК промышленно продуктивен на юго-востоке бассейна, где развита галогенная толща пород кунгура – региональная покрышка.

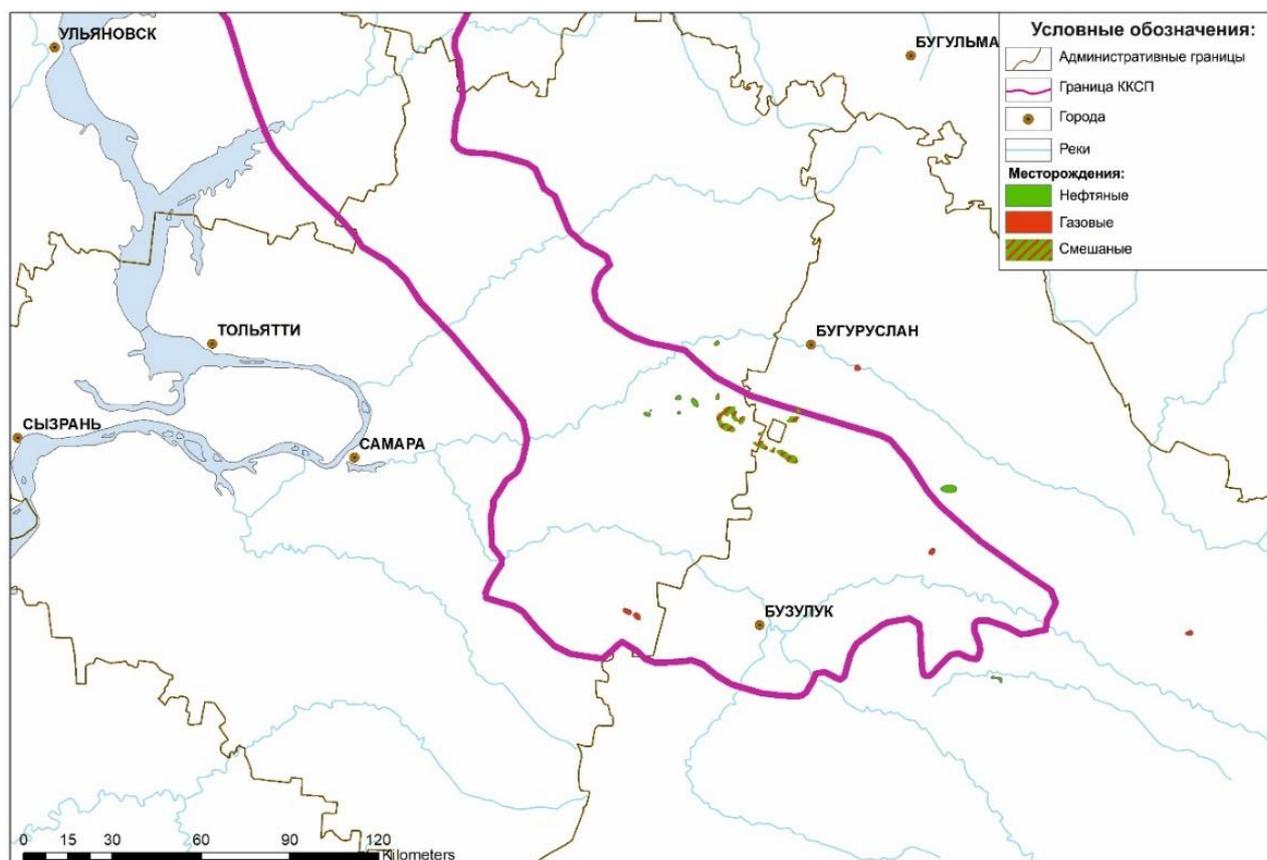


Рисунок 22. Обзорная карта месторождений с доказанной нефтегазоносностью в отложениях C3-P1

6. Карбонатный комплекс *верхней перми* включает отложения казанского яруса. Здесь выделяют пласты-коллектора калиновской свиты (Кл), развитой повсеместно и сложенной преимущественно доломитизированными известняками и доломитами. Коллекторские свойства этих отложений характеризуются высокой пористостью – 15-25% и относительно низкой проницаемостью (от 0,0005 до 0,096 мкм²). Покрышкой является галогенно-сульфатная толща. В разрезе покрышки залегают ангидриты голубовато-серые с

примесью глинисто-карбонатного материала. На изучаемой территории открыто 11 газовых и газонефтяных месторождений (Рисунок 23).

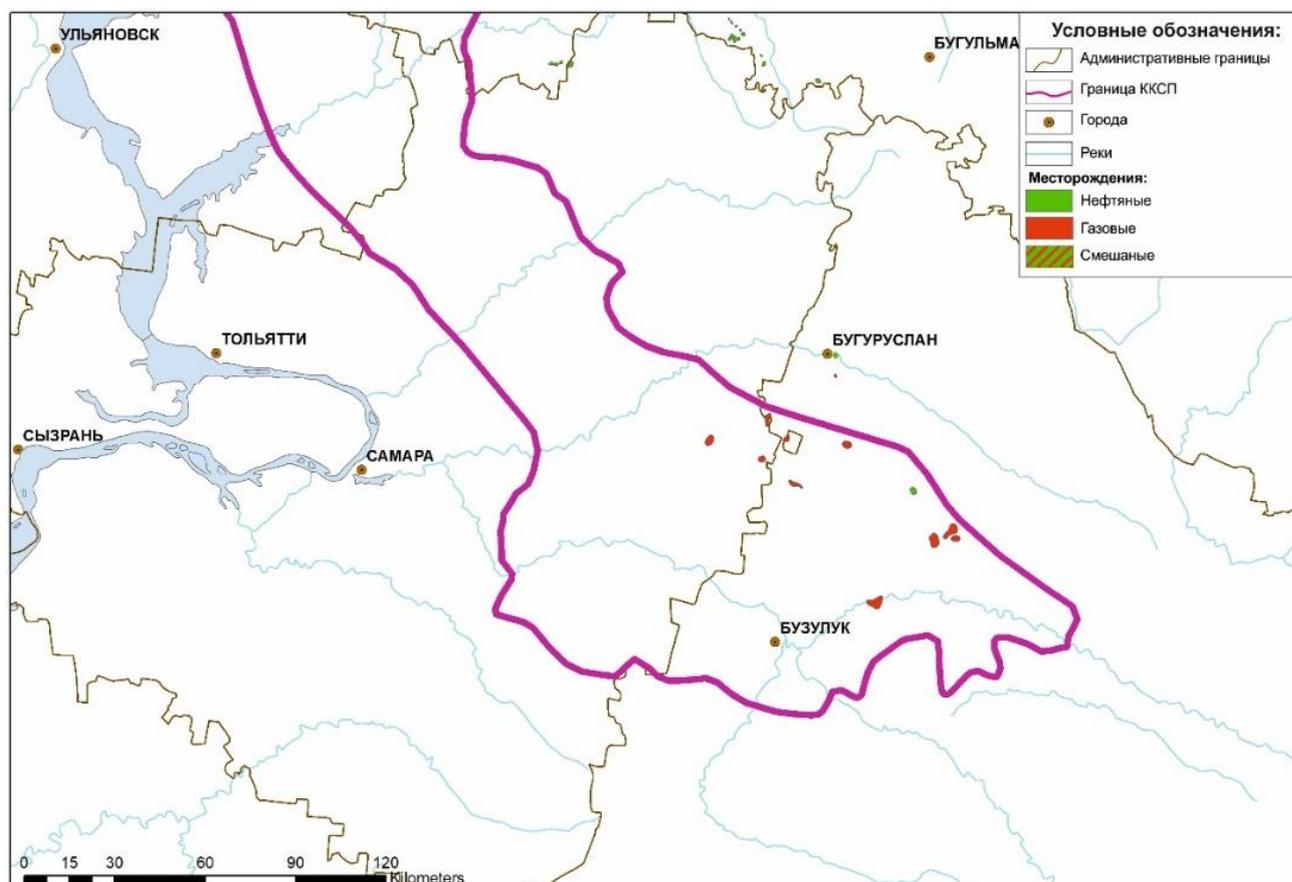


Рисунок 23. Обзорная карта месторождений с доказанной нефтегазоносностью в отложениях P1u-P2kz

Таким образом, основные запасы нефти содержатся в девонских и каменноугольных отложениях, а запасы газа — в пермских, наибольшее число залежей нефти и газа приурочено к широко распространенным девонскому терригенному и нижнекаменноугольному терригенному комплексам. Диапазон нефтегазоносности на сводах – средний девон-средний карбон, во впадинах – вплоть до верхней перми.

Всего в изучаемом регионе в качестве региональных нефтематеринских рассмотрены 5 разновозрастных толщ: нефтематеринские толщи муллинского горизонта (D_{2zv}), доманиковского горизонта (D_{3dm}), бобриковского и тульского горизонтов (C_{1v}), верейского горизонта (C_{2m}) (Таблица 3). Для характеристики нефтематеринских толщ (НМТ) были использованы исходные значения следующих геохимических параметров:

- 1) Сорг, % – содержание органического углерода в осадочных породах.
- 2) HI (водородный индекс), мг УВ/г ТОС.
- 3) Тип ОВ – тип керогена, определяется главным образом на основе химической и углепетрографической характеристики керогена или при помощи пиролиза Rock-Eval

Таблица 3. Геохимические характеристики выделяемых нефтематеринских пород

НМТ	Литология	Сорг, %	Тип кинетики из библиотеки Petromod	Н ₂ О, мг УВ/г Сорг	Тип ОВ	Мощность, м
Верейская (С2m)	Аргиллиты	3	Ungerer(1990)_ТII-(NorthSea)	500	II	90
Тульская (С1v)	Глинистые известняки	5	Dieckmann(2000)_ТII (WestCanadaB)	550	II	35
Бобриковская (С1v)	Аргиллиты углистые	3,8	Pepper&Corvi(1995)_ТIII-IV(F)	300	III	55
Доманиковская (D3dm)	Карбонатно-глинисто-кремнистая порода	14	Pepper&Corvi(1995)_ТII(B)	710	II	30
Муллинская (D2zv)	Аргиллит	3	Ungerer(1990)_ТII-(NorthSea)	450	II-III	25

Глава 3. Сейсмостратиграфические комплексы и определение мощностей подкомплексов Муханово-Ероховского прогиба

Изучение комплекса, охватывающего верхнедевонско-раннекаменноугольный стратиграфический диапазон, началось с рассмотрения его регионального и начального площадного распространения. Интерпретация регионального композитного сейсмического профиля через весь Волго-Уральский бассейн показала различия в строении и мощности комплекса в разных частях бассейна (Рисунок 24). Южная часть профиля, проходящая через северную часть Бузулукской впадины (и Муханово-Ероховский прогиб) иллюстрирует заметно большую мощность верхнедевонского комплекса отложений (D3), чем в северном его окончании – на Башкирском своде. Для более детального изучения комплекса необходимо отойти от современных структурно-морфологических границ осадочных бассейнов и выделить территории, где в определенный интервал времени унаследованно формировались осадочные толщи (Ступакова А.В. и др., 2019). Различия в строении одновозрастного комплекса в пределах одного бассейна говорят о неодинаковых условиях его формирования, что находит свое отражение в составе разрезов и их облике на временных сейсмических разрезах.

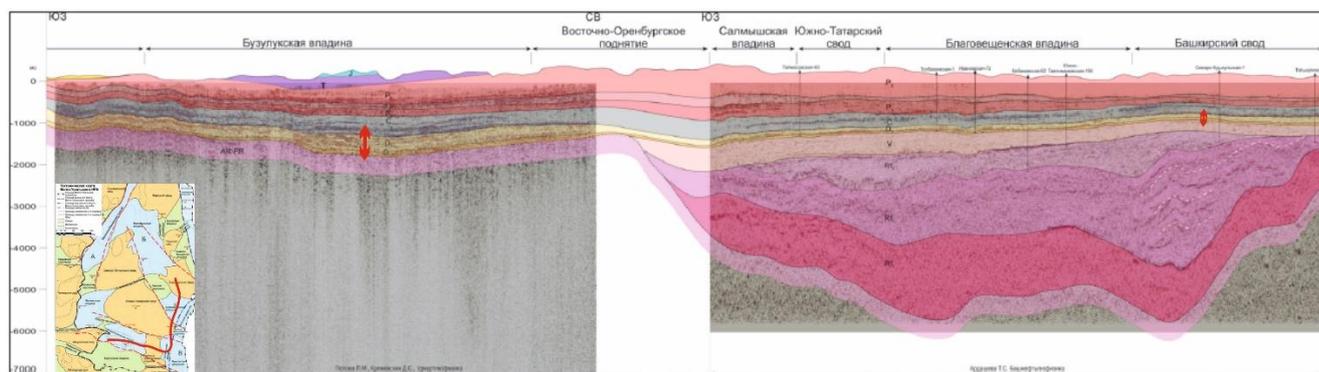


Рисунок 24. Выкопировка из сейсмо-геологической модели строения разреза Волго-Уральского бассейна (Ступакова А.В. и др, 2018)

Позднедевонско-раннекаменноугольный период времени, как говорилось ранее, в главе 2, соответствует широкому карбонатообразованию, а также формированию различного рода биогермных построек и депрессионных фаций, богатых органическим веществом. Более детальное рассмотрение и интерпретация сейсмических профилей, выделение зон различного строения и анализ распределения мощностей подкомплексов, описание к которым приводится далее в главе, позволило проследить распространение различных сейсмофациальных зон.

3.1. Сейсмостратиграфические комплексы и подкомплексы Муханово-Ероховского прогиба

Сейсмостратиграфическая характеристика изучаемого комплекса отложений и выявление особенностей строения проводилась на основе интерпретации временных сейсмических разрезов. Для этого были выбраны переобработанные временные и глубинные профили ОАО «Удмуртгеофизика» (2013 г.) субмеридионального простирания: RU-210006 протяженностью 216 км, RU-210007 протяженностью 286,41 км и четыре субширотных профиля: RU-210002 протяженностью 183 км, RU-210004 протяженностью 120 км, RU-210003 протяженностью 168 км, RU-210005 протяженностью 120,41 км. Взаимное расположение профилей и их нумерация показаны на рисунке (Рисунок 25).

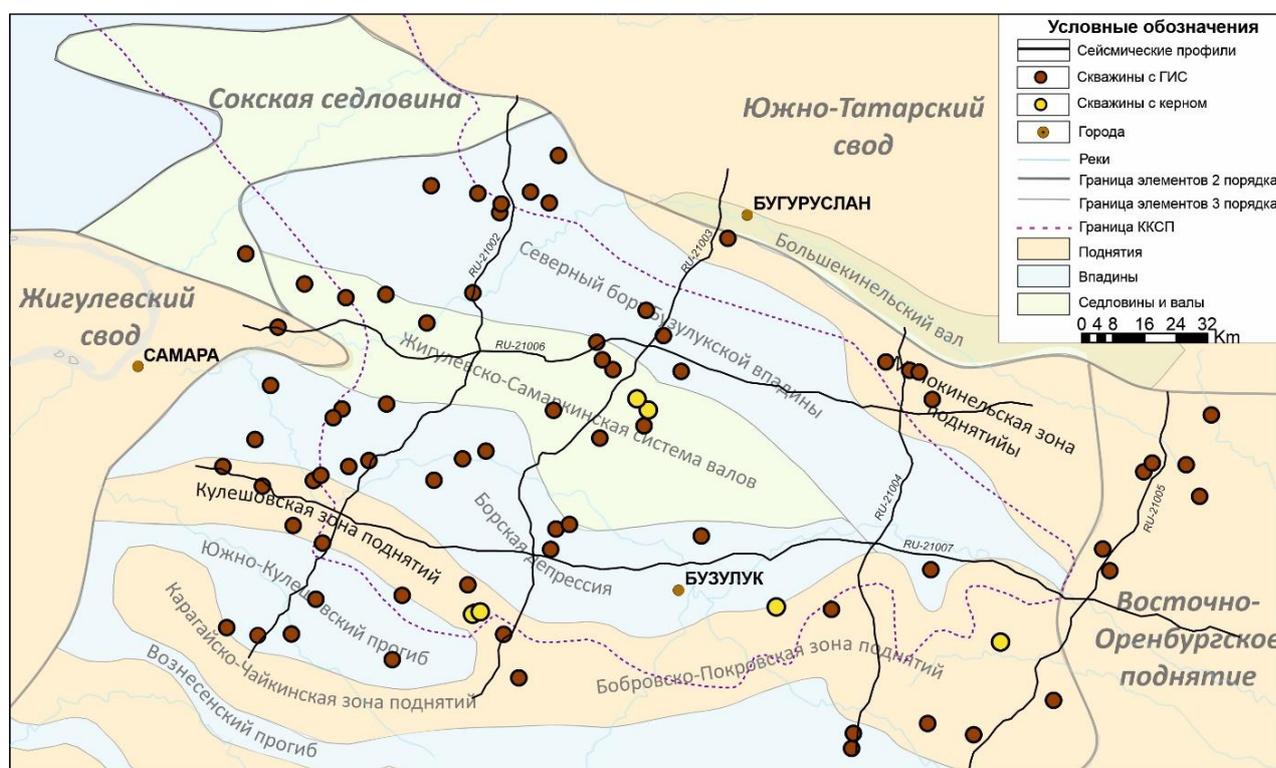


Рисунок 25. Карта фактического материала

Детальная сейсмостратиграфическая привязка отраженных волн от опорных отражающих горизонтов выполнена по данным интервальных скоростей и ВСП и по результатам одномерного моделирования синтетических сейсмограмм по данным акустического и плотностного каротажа. Для сейсмостратиграфической привязки использовались данные по 19 скважинам: 33-Солоцкая, 1-Трофимовская; 20-Кирюшкинская, 166-Тананыкская, 114-Покровская, 55-Осиновская, 331-Боголюбовская, 416-432-Ольховские, 400-Малаховская, 54-Утяевская, 22, 25-Ратчинские, 306-Бесединская; 1-Дунаевская, 42-Малокинемельская, 1,3-Ероховская, 21-Уваровская. Один из примеров такой привязки показан на рисунке (Рисунок 26). Качество сейсмогеологической привязки зависит

во многом от качества записи временного разреза, удаленности скважины от профиля и полнотой разрезов скважин. Так, для ряда скважин были данные только для нижней или, наоборот, для верхней, частей разрезов скважин, достоверность привязки в которых приурочена к конкретным горизонтам. Значения коэффициента корреляции сейсмических и скважин данных варьирует в пределах 0,553-0,782.

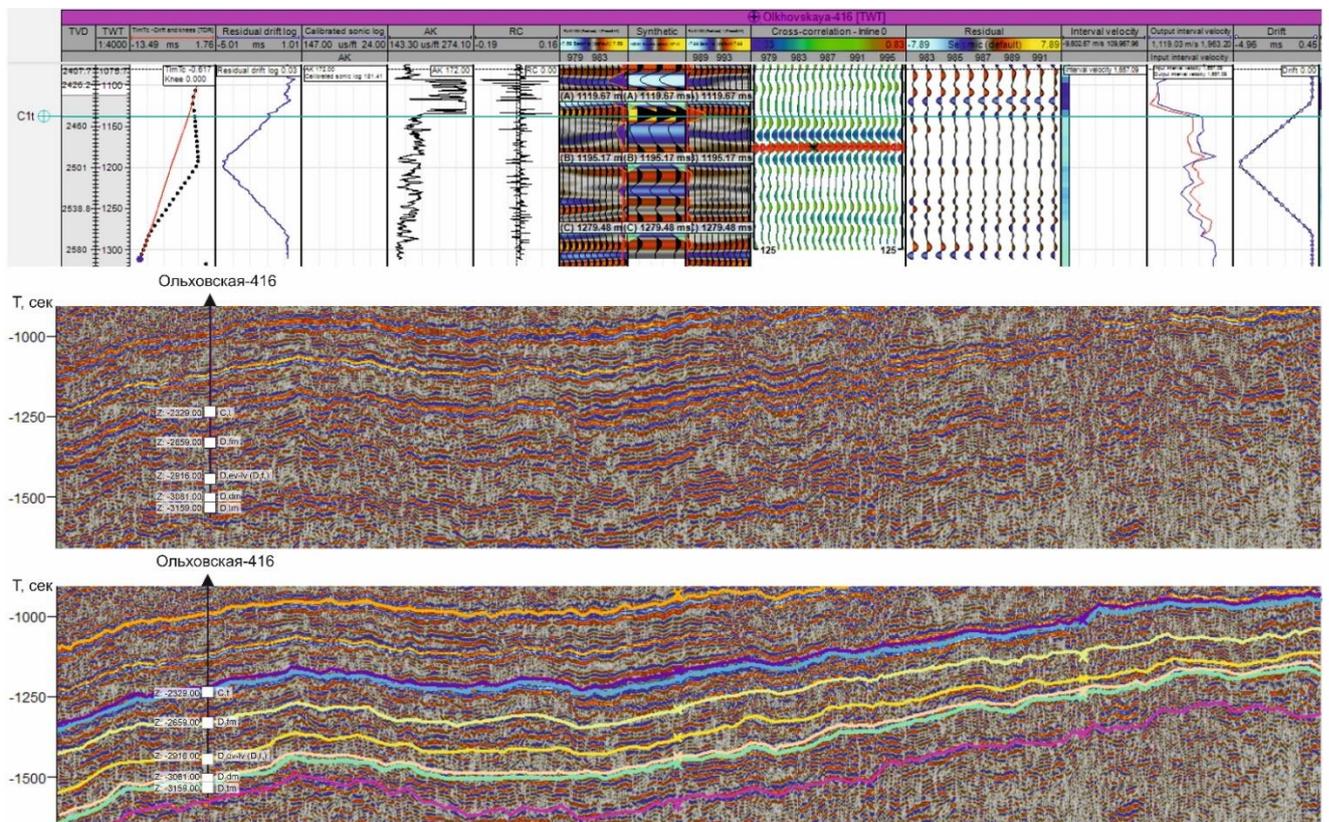


Рисунок 26. Пример сейсмостратиграфической привязки по скважине Ольховская-416 и профилю RU-21000)

Для проведения региональной интерпретации данных был выбран метод сейсмостратиграфии. Принцип сейсмостратиграфии базируется, главным образом, на том, что корреляция отражающего горизонта (ОГ), после его привязки к определенной фазе на сейсмической записи, должна проводиться строго по той же фазе, без переходов на выше- или нижележащие. Процесс прослеживания отражающих горизонтов означает использование совокупности кинематических и динамических сейсмических атрибутов, по анализу которых осуществляется корреляция отражающих границ волнового поля путем прослеживания наиболее ярко выраженных экстремумов волнового поля (Кириллов А.С., 2014). Прослеживание отражающих горизонтов в зонах, осложненных сильной интерференцией или неоднозначно выраженным строением, для корреляции использовались каротажная информация о мощностях и распространении пластов.

Опорные горизонты характеризуются повсеместным распространением и отличаются высокой интенсивностью. Среди опорных ОГ можно выделить (Рисунок 27):

- Кровля казанского яруса среднего отдела пермской системы (P2kz)
- Кровля отложений верейского подъяруса московского яруса среднего отдела каменноугольной системы (C2vr)
- Кровля терригенных отложений бобриковского горизонта кожимского надгоризонта визейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы (C1bb)
- Кровля карбонатных отложений турнейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы (C1t)
- Кровля терригенных отложений тиманского (кыновского) горизонта живетского яруса среднего отдела девонской системы (D3tm)

Корреляция отражающего горизонта D3tm проводилась по отрицательному экстремуму, на большей части профиля прослеживается четко и отличается интенсивной динамической выраженностью. Кровля карбонатных отложений турнейского яруса обладает также высокой динамической четкостью за счет изменения литологического состава отложений (по размытой поверхности карбонатного кизеловского горизонта турнейского яруса залегают глинистые отложения визейского яруса). Корреляция ОГ C1t проводилась по положительному экстремуму. Следующий опорный отражающий горизонт проводится по кровле бобриковского горизонта визейского яруса нижнего карбона. Особенностью ОГ C1bb является выраженная амплитудная запись, корреляция горизонта проводится по отрицательному экстремуму. ОГ маркируют кровли толщи заполнения прогиба, что выражается в резком сокращении мощностей ССК в бортовых частях разреза (Рисунок 28 - Рисунок 33).

Амплитудная выраженность опорного отражающего горизонта C2vr, отвечающему кровли верейского подъяруса среднего отдела каменноугольной системы, меняется и становится менее четкой в восточном направлении. Кроме того, мощность всего ССК C2bb-C2vr уменьшается с запада на восток. Среди пермских отложений наибольшей динамической четкостью обладает ОГ, приуроченный к кровле калиновской свиты среднего отдела пермской системы. Проводится по отрицательному экстремуму и имеет региональное распространение.

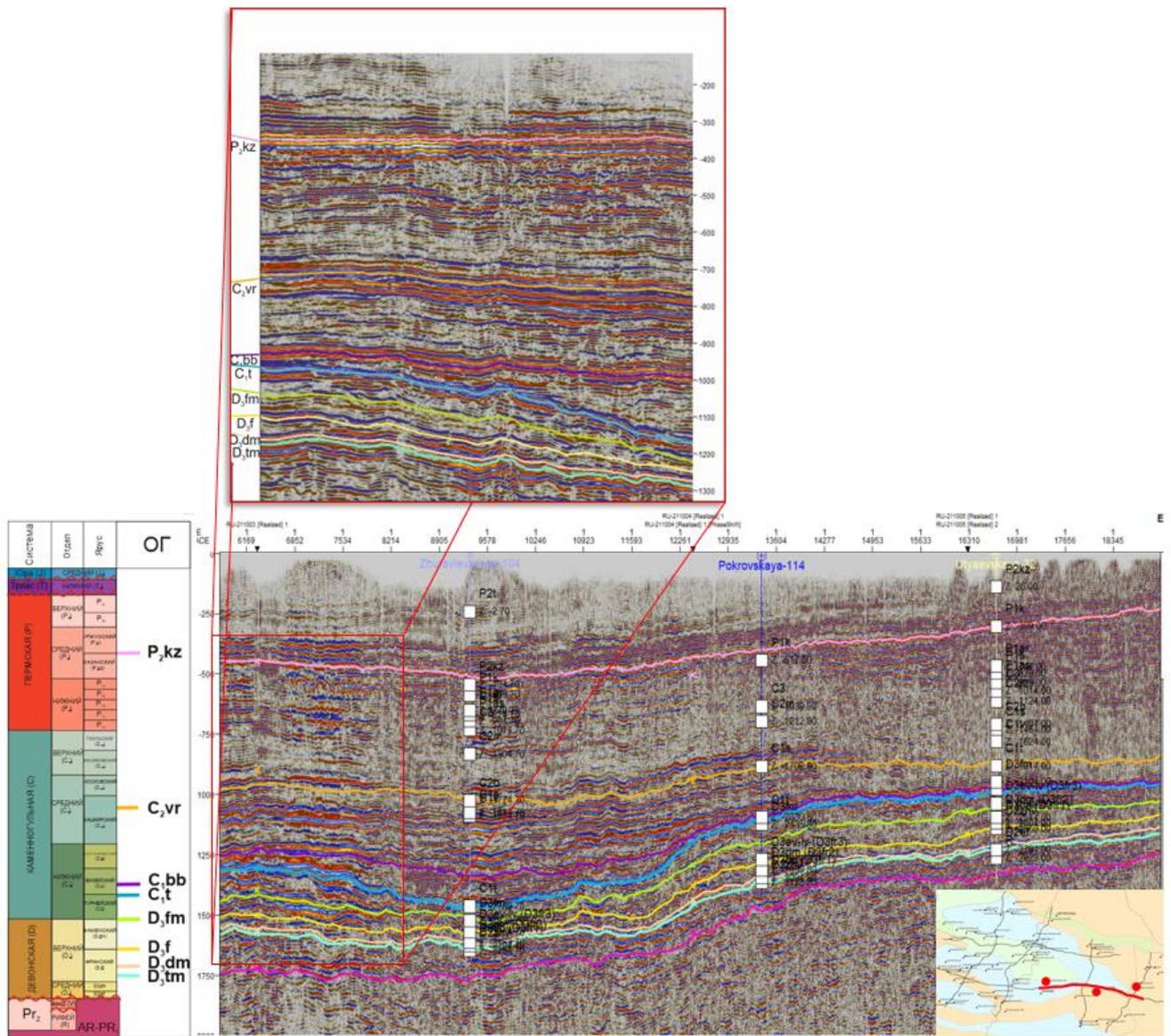


Рисунок 27. Стратиграфическая приуроченность отражающих горизонтов

ОГ внутри этих комплексов прослеживаются сложнее, так как для волнового поля сейсмокомплекса характерно наличие прерывистых осей синфазности с низкой амплитудной выраженностью. Поэтому точность их интерпретации определяется качеством и количеством увязанных скважин.

Среднефранско-турнейский ССК представлен карбонатно-терригенной толщей пород, заключенной в интервале от кровли терригенных девонских отложений (ОГ – размытых отложений тиманского яруса до кровли карбонатных отложений турнейского яруса: ОГ D3tm – терригенных отложений тиманского (кыновского) горизонта живетского яруса среднего отдела девонской системы; ОГ C1t – приурочен к кровле размытых карбонатных отложений кизеловского горизонта турнейского яруса.

Среднефранско-турнейский ССК обладает преимущественно субпараллельным внутренним строением и варьирует по мощности в пределах 130-1100 м, минимальные значения соответствуют осевой зоне МЭП, максимальные бортовой зоне МЭП (Рисунок 28).

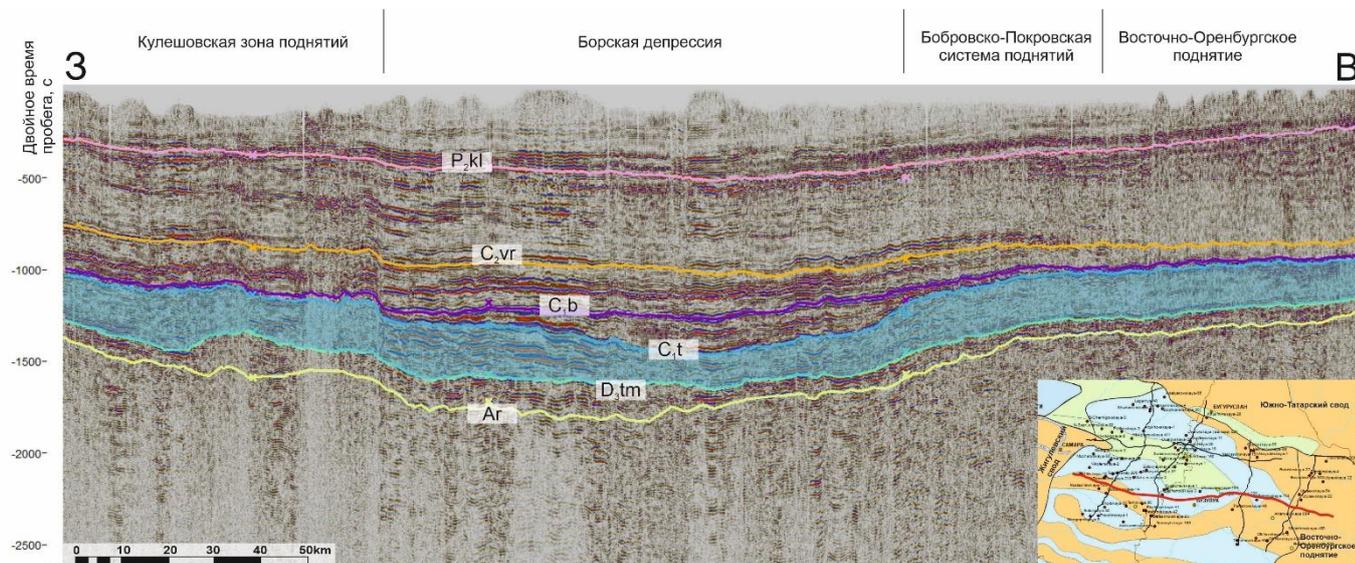


Рисунок 28. Изменение мощностей среднефранско-турнейского комплекса от бортовых до центральных частей прогиба. Региональный профиль RU-21007

Несмотря на сложность интерпретации сейсмических горизонтов внутри комплекса ввиду неоднородности состава и строения отложений, хорошо видны различия в разных зонах исследуемой территории. Условно разрез можно поделить на три различные зоны с характерными особенностями волнового поля в каждой из них (Рисунок 29 - Рисунок 31).

Зона центральной части характеризуется наименьшими мощностями и относительно непеременимым характером волнового поля как по вертикали, так и по горизонтали (Рисунок 29). Прослеживается достаточно четко, однако на некоторых участках в пределах зоны наблюдаются разрывы осей синфазности. В целом характер сейсмозаписи субпараллельный. Мощности ССК здесь минимальные относительно мощностей в разрезе комплекса по всему разрезу.

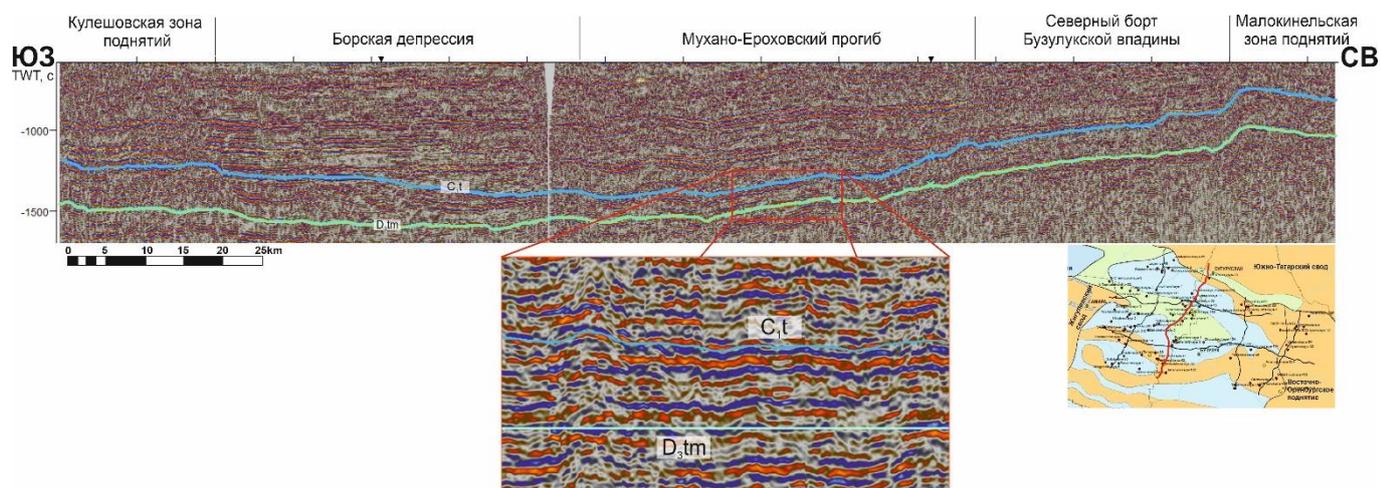


Рисунок 29. Характеристики волнового поля франко-турнейского ССК для осевой части прогиба

Периферийная, или бортовая, зона исследуемой территории, напротив, характеризуется наибольшими мощностями за счет распространения биогермных построек (Рисунок 30). Рисунок волнового поля в таких зонах весьма хаотичен, видна нестабильность динамических параметров. Небольшие по размерам биогермные постройки, одиночные, или объединенные, локализованные на определенных участках в разрезе, характеризуются резким ухудшением динамических характеристик отражения и прекращением прослеживаемости в этих местах. Кроме того, отличительной особенностью облика сейсмозаписи являются угловые несогласия между поверхностями облекания построек.

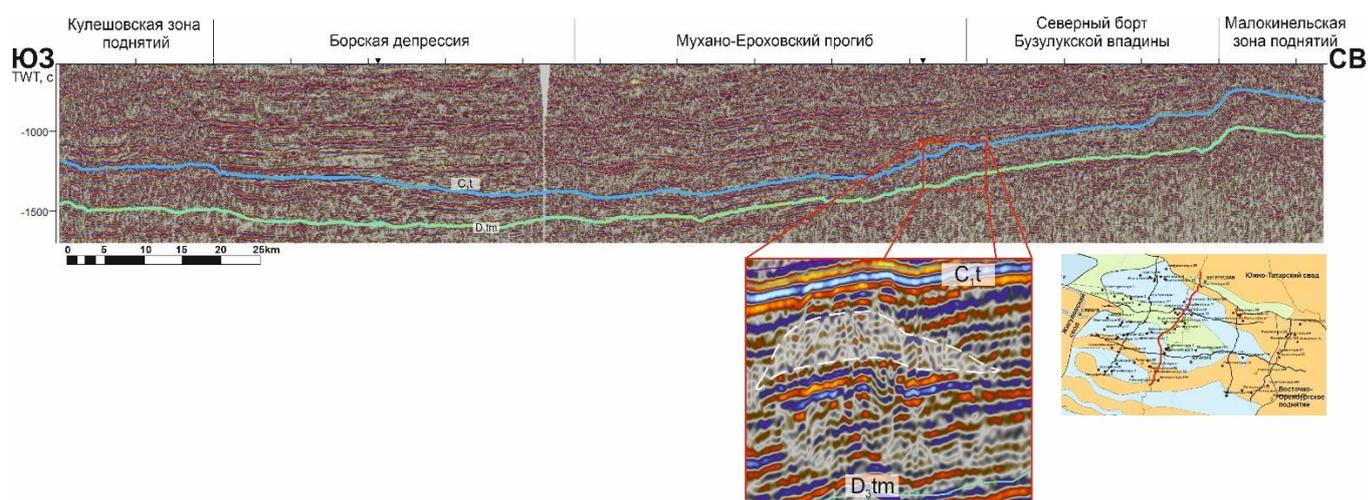


Рисунок 30. Характеристики волнового поля франко-турнейского ССК для периферийных зон с большими мощностями

Промежуточная зона (между осевой и бортовой) отличается наличием клиноформных образований, выделяющимися на сейсмических временных разрезах по характерному косослоистому рисунку отражений (Рисунок 31). Клиновидные тела с небольшими углами

наклона и небольшой протяженностью (до 7-15 км) характеризуются протяженными отражениями со средней и низкой амплитудной выраженностью, и подошвенным прилеганием.

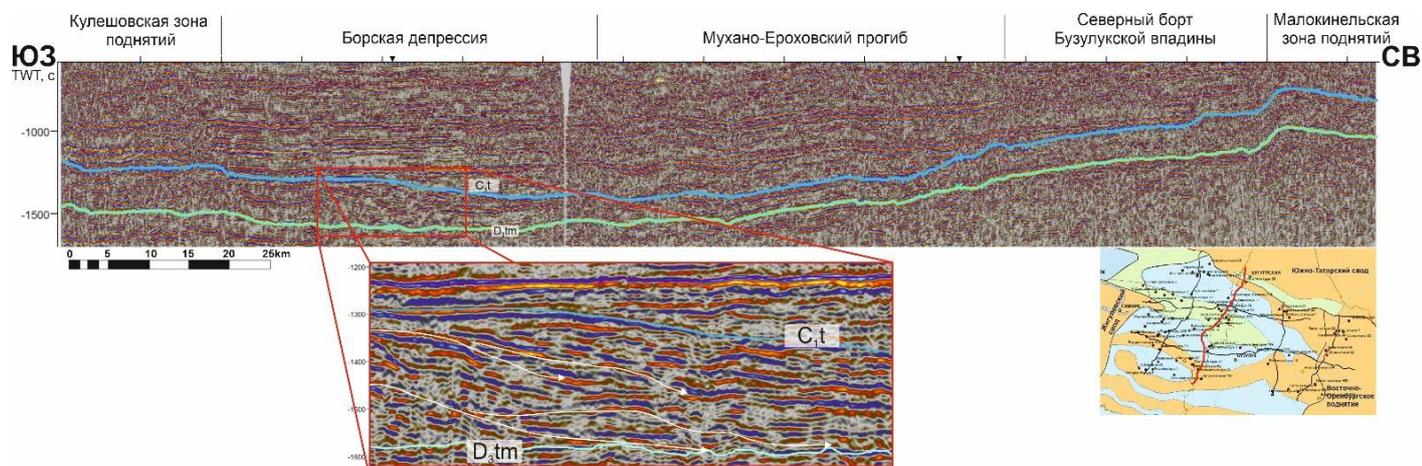


Рисунок 31. Характеристики волнового поля франско-турнейского ССК для промежуточной зоны развития склоновых фаций

Внутри среднефранско-турнейского сейсмостратиграфического комплекса было прокоррелировано еще 3 отражающих горизонта, соответствующим кровлям среднефранского, позднефранского и фаменского ярусов. Все три ОГ характеризуются крайне нестабильными динамическими параметрами прерывистостью прослеживания отдельных волн, поэтому границы подкомплексов достаточно сложно выделить и проследить из-за слабой акустической контрастности пластов. В основном подкомплексы ограничены коррелятивными согласными поверхностями.

В среднефранско-турнейском сейсмостратиграфическом комплексе выделяется 4 подкомплекса, условно называемые - среднефранский (D_{3f2}), позднефранский (D_{3f3}), фаменский (D_{3fm}) и турнейский (C_{1t}) (Рисунок 32-Рисунок 33). Региональные ОГ внутри комплекса выделяются по ярким фазам, фиксирующие изменение литологического состава отложений. Поэтому границы подкомплексов, выделенных по сеймопрофилям, могут четко не соответствовать стратиграфическим границам ярусов. Сейсмические подкомплексы характеризуются, в целом, низкой разрешенностью сейсмической записи и прерывистостью прослеживания отдельных волн. Каждый подкомплекс имеет региональное распространение, в разрезе фиксируется изменение мощностей фаменского и турнейского подкомплексов от центра к бортам. Также заметен общий тренд погружения подкомплексов в южном направлении – в сторону Бузулукской впадины. Абсолютные отметки глубины кровли среднефранско-турнейского ССК изменяются от -1700 м на севере до -3100 м на юге.

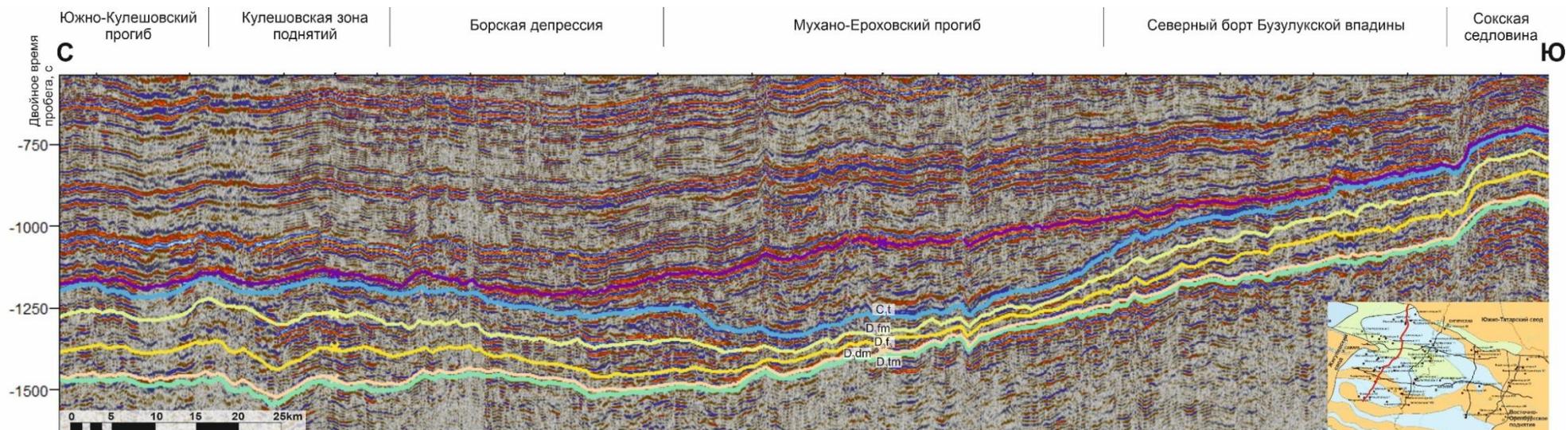


Рисунок 32. Сейсмостратиграфические подкомплексы в среднефранско-турнейском разрезе регионального профиля RU-21003

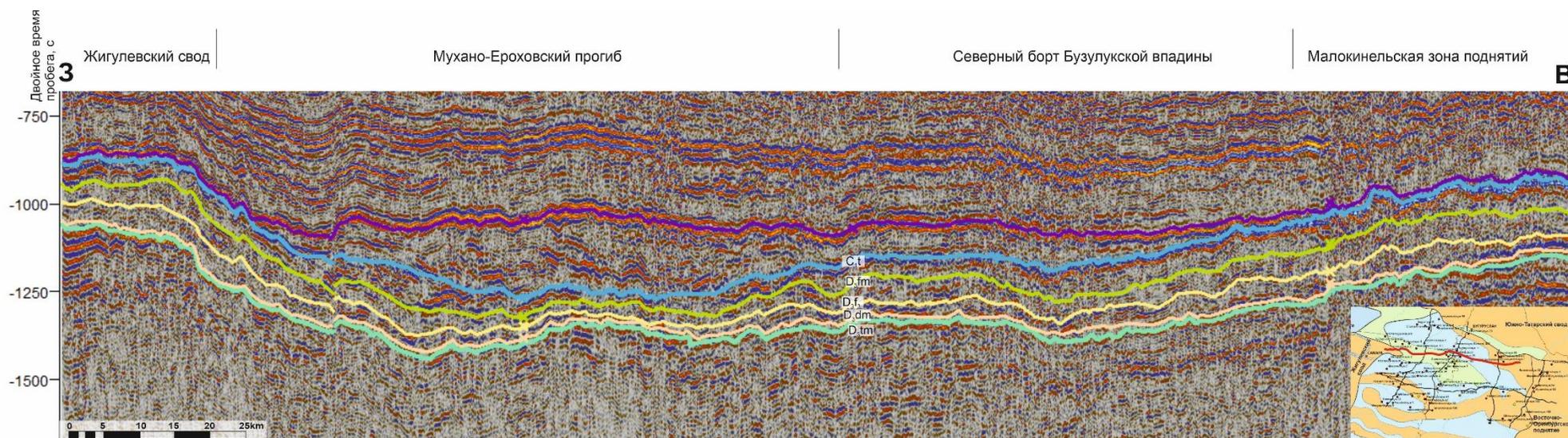


Рисунок 33. Сейсмостратиграфические подкомплексы в среднефранско-турнейском разрезе регионального профиля RU-21006

На основании полученных данных интерпретации сейсмических профилей, а также скважинных данных были построены, методом интерполяции, структурные карты опорных отражающих горизонтов D3tm, D3f2, D3f3, D3fm и C1t (Рисунок 34 - Рисунок 37). В качестве входных данных использовались проинтерпретированные горизонты и скважинные отбивки. По полученным структурным картам прослеживается современный тренд погружения горизонтов в направлении Бузулукской впадины, на юг. Но по структурным картам можно охарактеризовать только современное положение горизонтов. Были также построены карты временных мощностей путем вычитания поверхностей C1t-D3tm (Рисунок 34- Рисунок 37).

Среднефранский сеймостратиграфический подкомплекс характеризуется минимальными временными толщами, распространенными на всей изучаемой территории. Подкомплекс обладает субпараллельным внутренним строением. На рисунке (Рисунок 34) показаны карты изохрон и карта временных толщин подкомплекса, характеризующаяся однородными небольшими значениями на всей изучаемой территории.

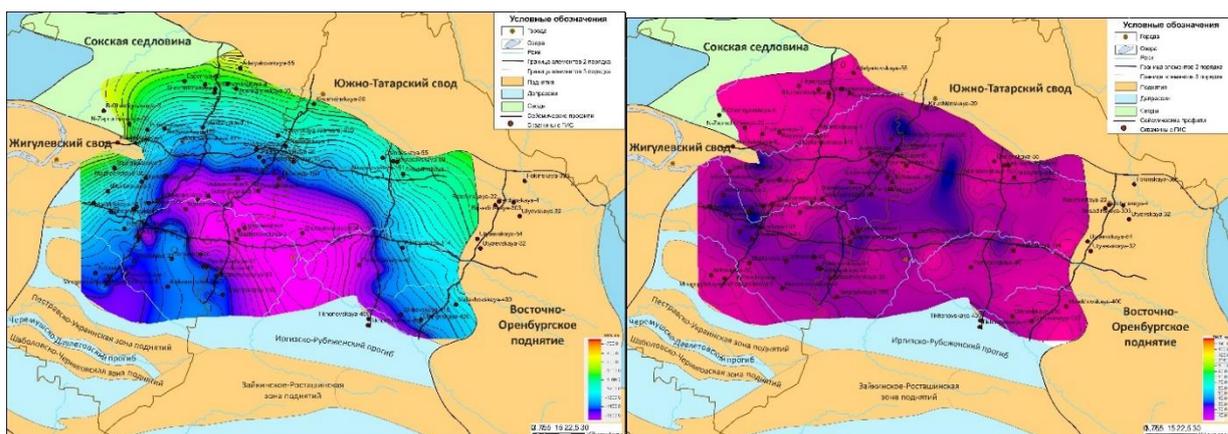


Рисунок 34. Карты изохрон (А) и временных толщин (Б) среднефранского подкомплекса

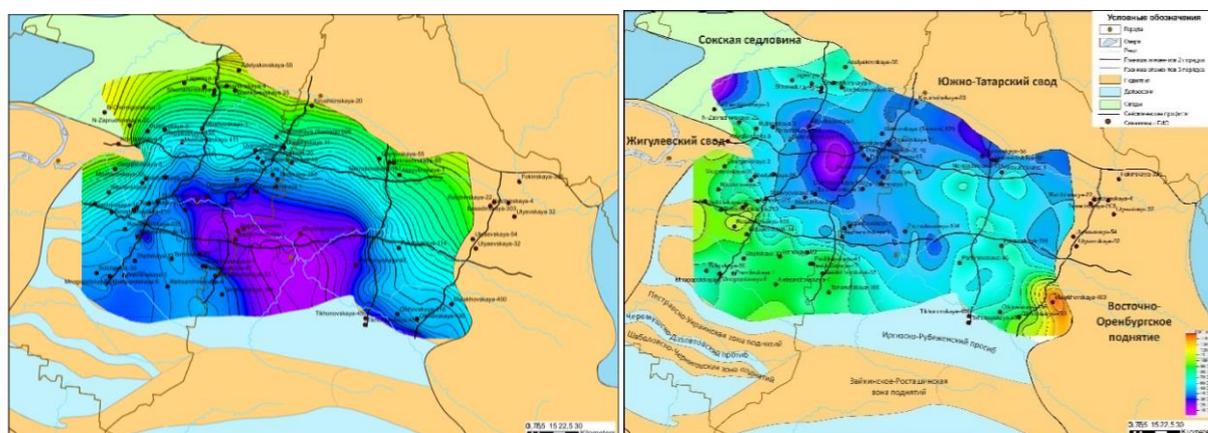


Рисунок 35. Карты изохрон (А) и временных толщин (Б) позднефранского подкомплекса

Позднефранский сейсмостратиграфический подкомплекс обладает также относительно субпараллельным строением и достигает максимальной мощности в прибортовых зонах. Зоны с минимальными мощностями расположены преимущественно в осевой части прогиба (Рисунок 35). Фаменский сейсмостратиграфический подкомплекс наиболее неоднороден, временные толщины комплекса варьируют в широких пределах (Рисунок 36). Волновая картина в пределах подкомплекса изменчива, выделяются зоны с характерными сигмовидными клиноформными отражениями средней и низкой амплитуды.

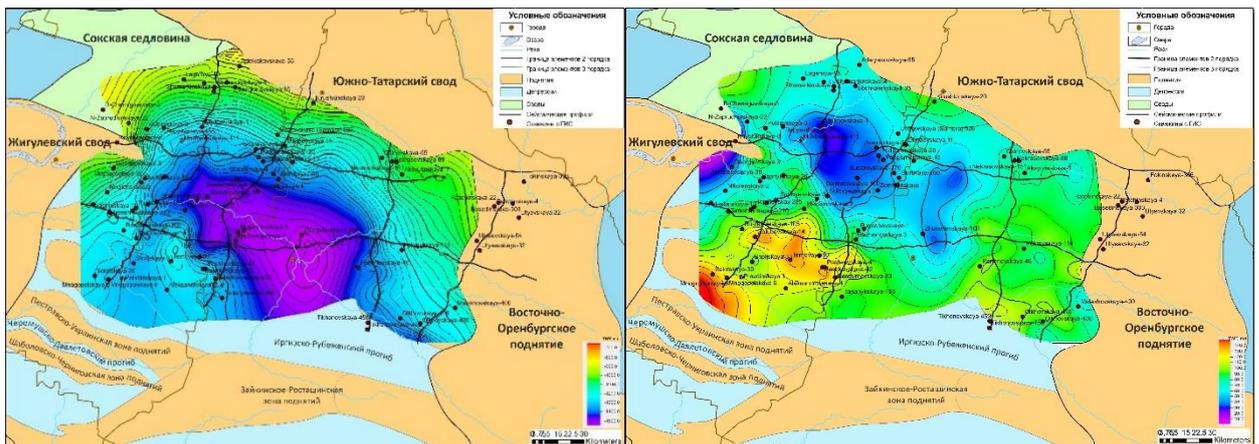


Рисунок 36. Карты изохрон (А) и временных толщин (Б) фаменского подкомплекса

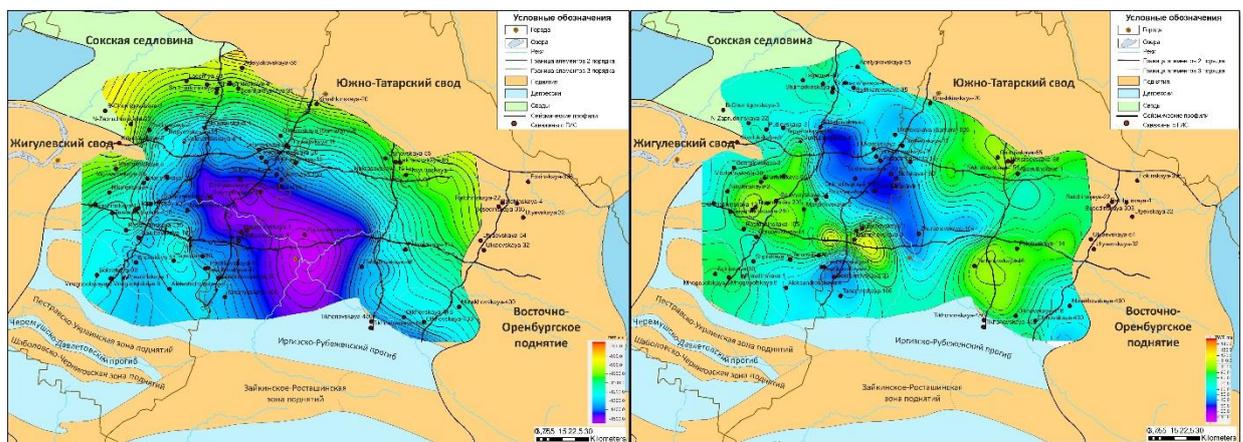


Рисунок 37. Карты изохрон (А) и временных толщин (Б) турнейского подкомплекса

Турнейский сейсмостратиграфический подкомплекс характеризуется широким разбросом временных толщин, минимальные прослеживаются узкой вытянутой осевой зоной в центральной части исследуемой территории (Рисунок 37). Повышенные значения временных толщин соответствуют зонам распространения биогермных построек. Общий тренд погружения в южном направлении сохраняется и для кровли турнейского подкомплекса.

3.2. Определение мощностей подкомплексов Муханово-Ероховского прогиба

Для того, чтобы перейти от временных толщин в глубинные необходимо, в том числе, рассмотреть распределение мощностей по скважинным данным. С целью анализа распределения мощностей в двух направлениях были построены палеопрофили вкрест и вдоль прогиба. Преимуществом методики построения палеопрофилей является его простота в изображении палеотектонической истории изучаемых структур, наглядность. Методика построения палеопрофилей базируется на принципе выравнивания. При этом выбранная опорная поверхность принимается за горизонтальную, от которой и строятся палеотектонические профили. От горизонтальной линии, принимаемой за уровень компенсации, в различных частях профиля откладывают мощность определенного стратиграфического комплекса, поверхность подошвы которого является структурной поверхностью подстилающих отложений.

Поверхностями выравнивания будут кровли D_{3fr2} , D_{3fr3} , D_{3fm1} , D_{3fm2} , D_{3fm3} , C_{1t} – детальное расчленение в пределах изучаемого комплекса отложений для понимания его формирования, и кровли C_1 , C_2 , C_3 , P_1 , P_2 – для понимания его дальнейшего развития в последующие геологические эпохи. Кроме того, выравнивания проводились и для нижележащих поверхностей. Всего было построено 6 линий, 4 из которых вкрест простирания прогиба и 2 линии вдоль. Распределение мощностей по палеопрофилям будут рассмотрены по двум линиям вкрест и вдоль простирания прогиба – линии 5 и 6 соответственно (Рисунок 38).

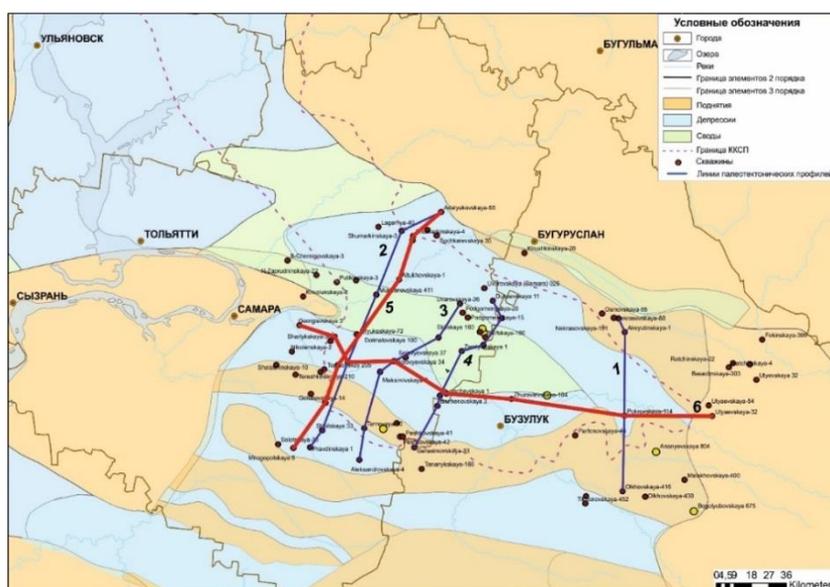


Рисунок 38. Схема расположения линий профилей

Рассмотрение развития региона целесообразно начать с самых нижних комплексов разреза. Большая часть скважин вскрыла породы кристаллического фундамента архейского

возраста, на которых несогласно залегают отложения осадочного чехла. Отложения рифея и венда вскрыты лишь 8 скважинами, в восточной и северо-восточной части прогиба.

Первой поверхностью выравнивания будет кровля живетского яруса среднего девона (D₂gv). От нее откладываем мощность нижележащих комплексов среднего девона. Красной линией отрисована подошва комплекса. Пунктирная линия означает предполагаемые значения в местах отсутствия данных. Увеличение мощностей среднедевонского комплекса в центральной части говорит об относительно больших скоростях прогибания в этой зоне. Максимальное значение мощности накопленных отложений здесь достигает 200 метров. В раннем фране наиболее стабильными, с точки зрения колебательных движений, области расположены вблизи скважин Западно-Усманская-420 и Покровская-114. К северу наблюдается увеличение мощностей, что может обуславливаться наиболее интенсивным прогибанием.

Отложения среднего франа обладают наименьшими мощностями в сравнении с остальными выше- и нижележащими комплексами. Кроме того, их изменение в разрезе по всем направлениям не существенны. Это, вероятнее всего, свидетельствует о единых палеотектонических условиях на всей территории. Распределение мощностей в верхнем фране (от 70 до 300 метров) говорит о разных условиях формирования комплекса в различных частях прогиба. В центральной части, где значения мощности минимальны, скорости погружения должны быть гораздо меньше, чем скорости прогибания в краевых частях. Однако такое распределение мощностей может говорить и о некомпенсированности осадконакопления в центральной части. В разрезе среднефаменского комплекса видна также дифференциация значений мощностей, варьирующих от 40 до 370 м. При этом наименьшими значениями обладают разрезы осевой части прогиба. К концу фамена зона с наименьшими значениями мощностей сужается и вскрывается скважиной Мухановская-411. Суммарная мощность всего фаменского комплекса по профилю 6 достигает 450 м (

Рисунок 39). При этом минимальные мощности, 100-150 метров сконцентрированы вокруг скважин Аверьяновская-9, Соловьевская-34 и Журавлевская-104. Для турнейского возраста наименьшими мощностями характеризуются зоны в центральной и юго-восточной частях прогиба. Максимальные значения (до 450 м) в юго-западной и северо-западной частях.

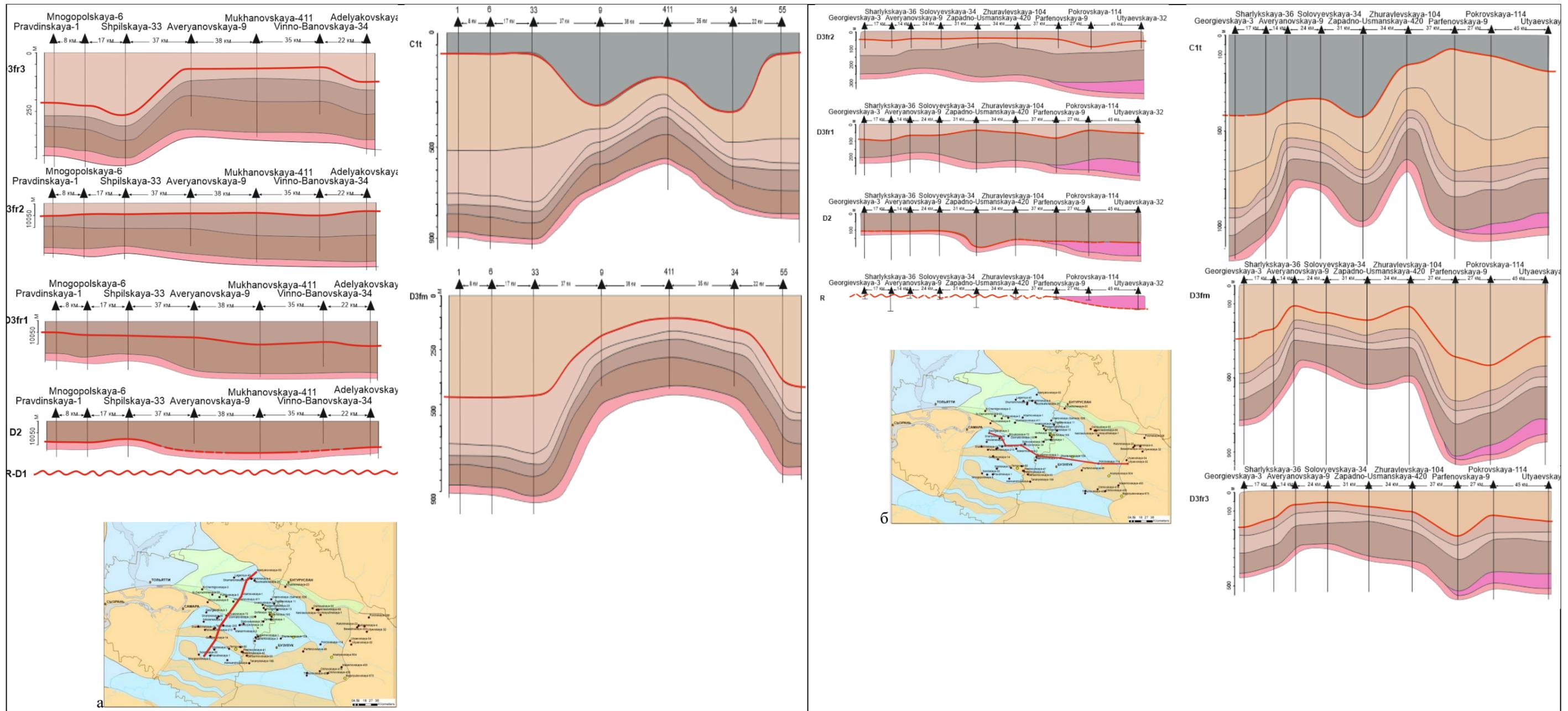


Рисунок 39. Анализ распределения мощностей среднефранско-турнейских отложений вкрест (а) и вдоль (б) Муханово-Ероховского прогиба

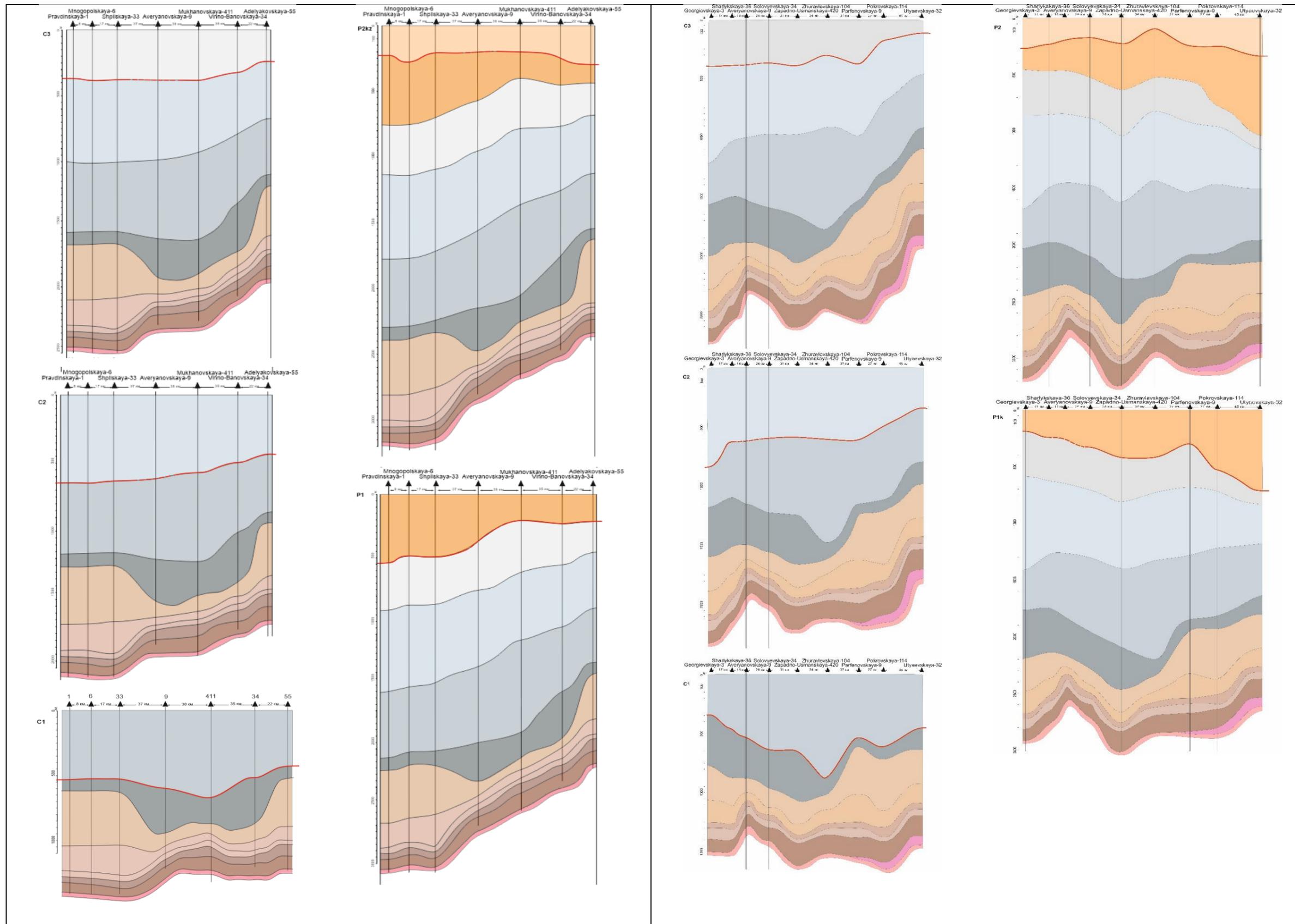


Рисунок 40. Анализ распределения мощностей каменноугольно-пермских отложений вкrest (а) и вдоль (б) Муханово-Ероховского прогиба

Следующие комплексы были рассмотрены менее детально, поскольку формирование изучаемого комплекса завершилось в конце турнейского времени. Мощные отложения каменноугольного возраста отмечаются на всей территории исследования. Максимальные мощности осадков накопились в раннекаменноугольное и среднекаменноугольное время, что говорит о высокой интенсивности прогибания всего региона. Тенденция интенсивного прогибания на восток, в сторону будущей Уральской складчатой системы, сохраняется и на все время формирования отложений пермского возраста (Рисунок 40).

Анализ толщины комплексов из скважин и их распределение по палеопрофилям дало основание для построения карт толщин отложений каждого временного интервала от среднего франа позднего девона до турне раннего карбона. Дополнительно были использованы карты временных толщин, построенные автором после интерпретации сейсмопрофилей. Для преобразования время-глубина была посчитана скоростная модель. Скоростная модель позволяет переводить данные из временной области в глубинную. Она является функцией $F: (X, Y, TWT(Z))$, которая каждой точке времени ставит в соответствие точку глубины, а координаты x и y при этом остаются неизменными (Кириллов, 2014). Таким образом, с помощью посчитанной скоростной модели и отбивок скважин, были построены уточненные глубинные структурные поверхности (Рисунок 41). Методом вычитания структурных глубинных поверхностей и, используя данные по скважинным корреляциям, были построены карты толщин каждого подкомплекса (D_{3f2} , D_{3f3} , D_{3fm} , C_{1t}) на исследуемой территории (Рисунок 43 - Рисунок 46).

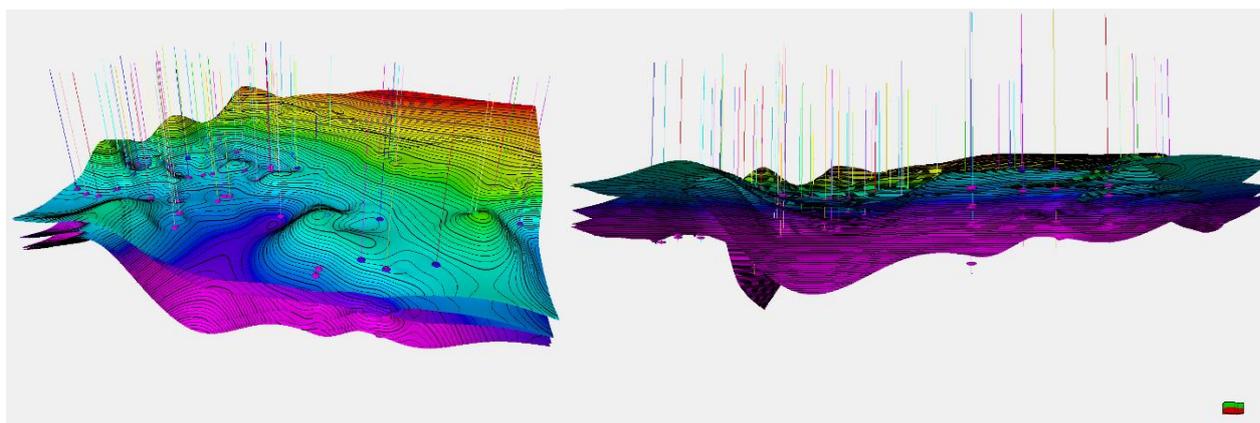


Рисунок 41. Трехмерная визуализация глубинных структурных поверхностей для построения карт мощностей циклитов

Суммарные толщины комплекса изменяются в широких пределах от 150 м до 1100 м (Рисунок 42). Зона минимальных мощностей локализованы в осевой части прогиба и имеет вытянутую форму от Сокской седловины к Восточно-Оренбургскому поднятию. Максимальные мощности всего комплекса отмечаются, главным образом, в южной и северной частях исследуемого района. Такое распределение общих толщин комплекса

характеризуют одну из основных особенностей изучаемого разреза. Построение карт толщин подкомплексов среднефранско-турнейского комплекса позволит определить конфигурацию и изменение мощностей на каждом этапе развития прогиба.

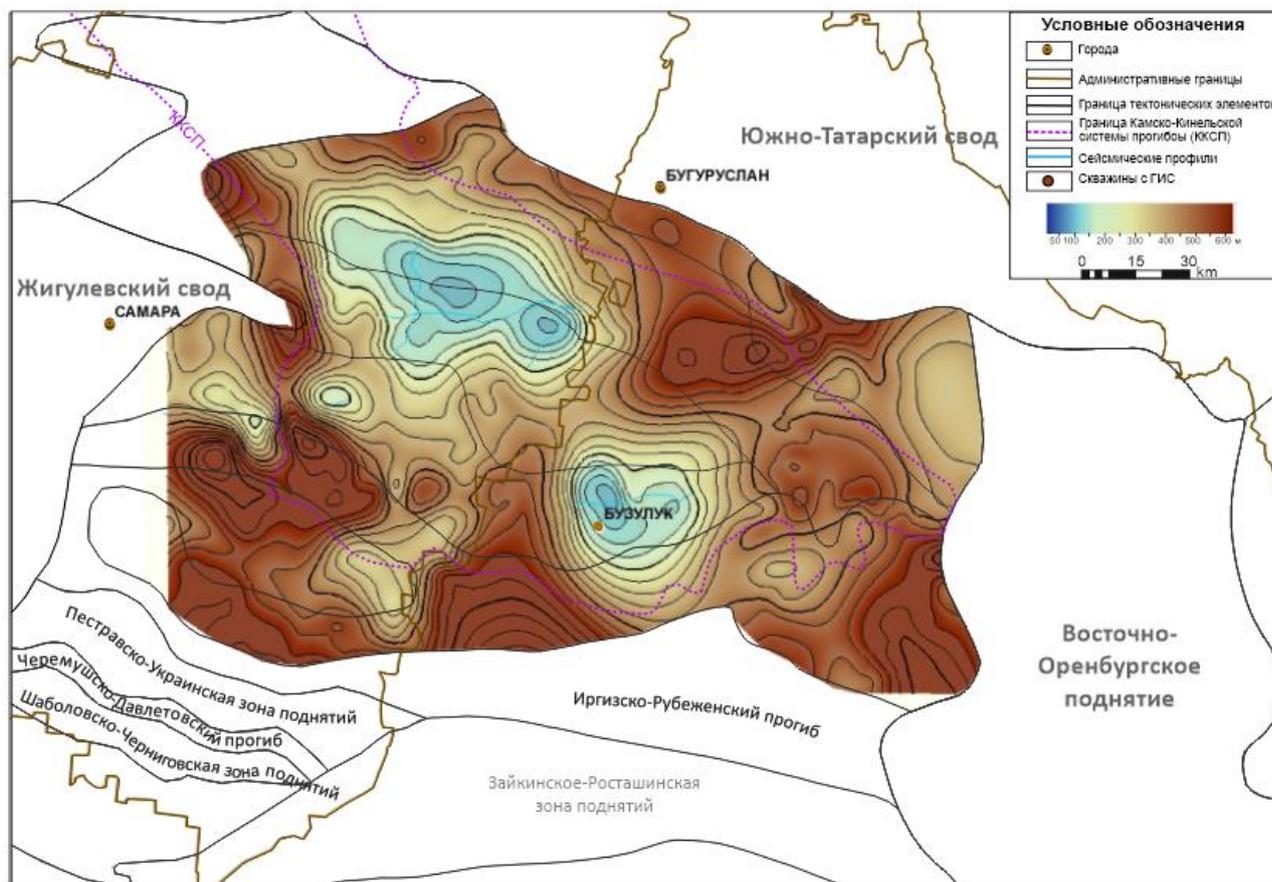


Рисунок 42. Карта толщин среднефранско-турнейских отложений Муханово-Ероховского прогиба

Среднефранские отложения обладают наименьшими мощностями в сравнении с остальными выше- и нижележащими подкомплексами. Значения мощности здесь в среднем не превышают 40 - 60 м, редко достигают 80 - 90 м в валах на востоке и северо-востоке (Рисунок 43). Наименьшими мощностями характеризуется зона на юге Оренбургской области, где значения толщины подкомплекса составляют первые десятки метров.

Толщины позднефранского комплекса характеризуются большим разбросом значений, в отличие от нижележащего комплекса, от 40 м до 300-400 м (Рисунок 44). Видна локализация минимальных мощностей в центральных частях прогиба за счет резкого увеличения мощностей по периферии. Максимальные значения мощностей отмечаются со стороны Южно-Татарского свода и Восточно-Оренбургского поднятия, а также в южной и юго-восточной частях района. Средние значения мощностей (100 – 200 м) распространены вдоль зоны с минимальными мощностями, четко повторяя ее контуры.

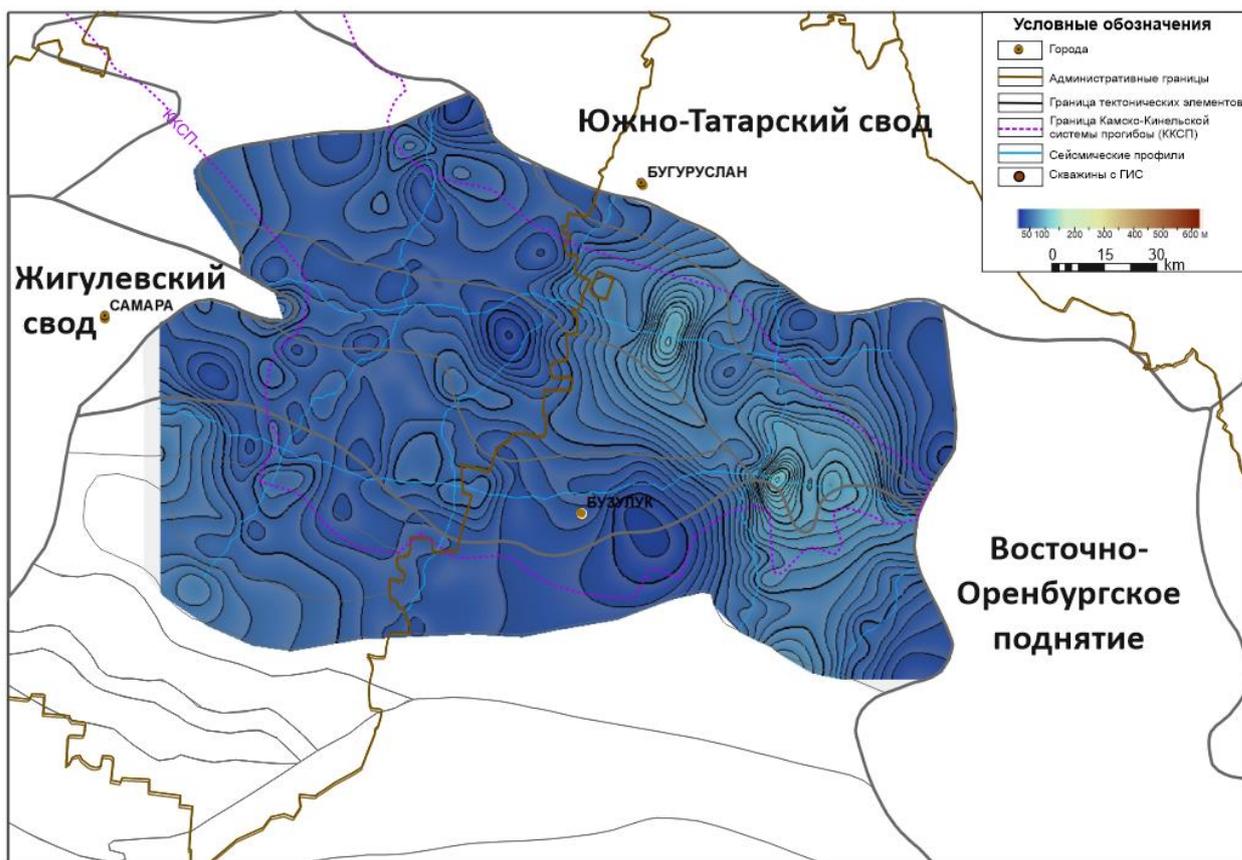


Рисунок 43. Карта толщин среднефранских отложений Муханово-Ероховского прогиба

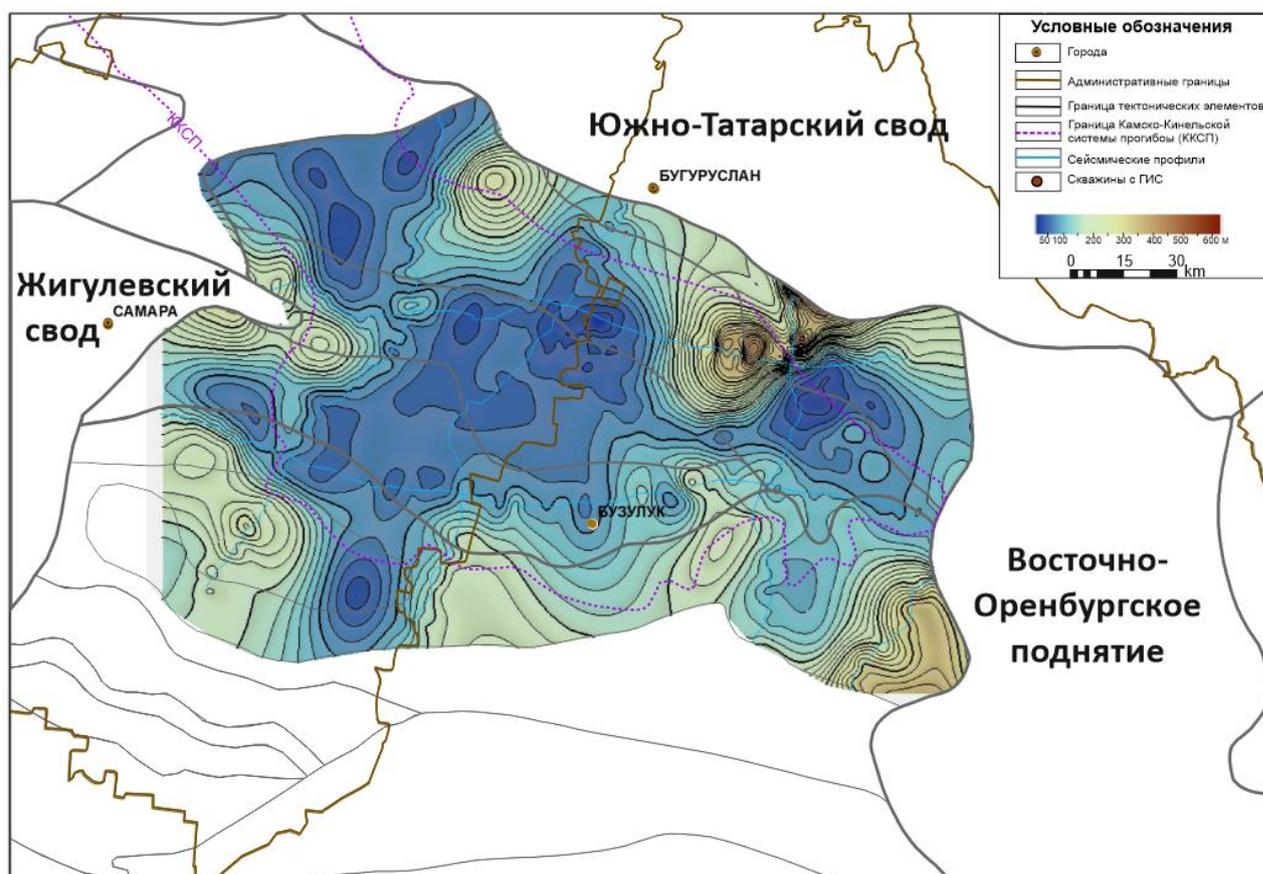


Рисунок 44. Карта толщин позднефранских отложений Муханово-Ероховского прогиба

В фаменское время зона минимальных мощностей сужается, средние значения которых не превышает 70-100 метров (Рисунок 45). Рассматриваемый подкомплекс обладает максимальными, в сравнении с другими подкомплексами, мощностями в прибортовых частях. Отмечаются мощные валообразные зоны, общие значения толщин в которых до 600 м. Зона минимальных мощностей имеет неправильную форму, выделяются «каналы» минимальных мощностей, «врезанных» в зоны повышенных мощностей. Средние значения толщин фаменского подкомплекса около 300-350 м.

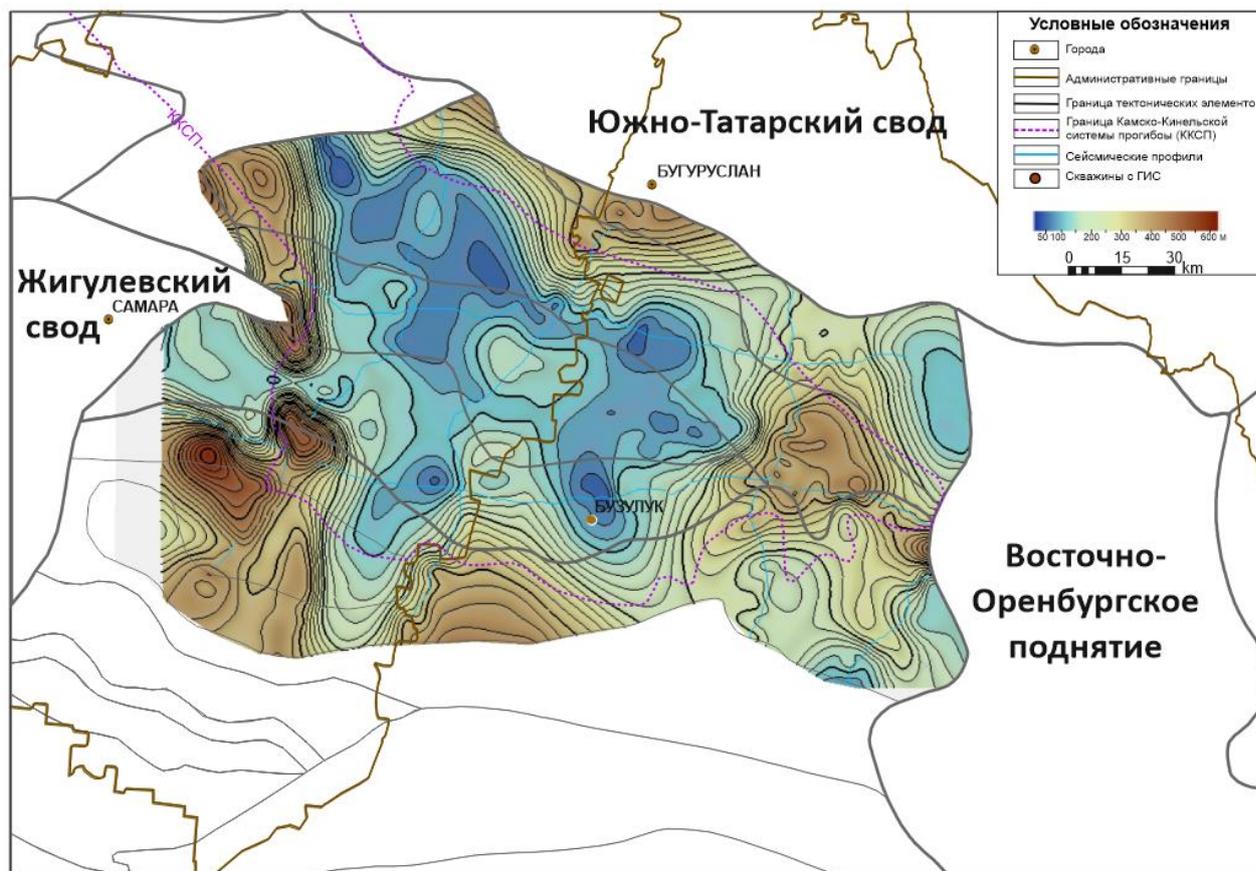


Рисунок 45. Карта толщин фаменских отложений Муханово-Ероховского прогиба

Мощности турнейских отложений варьируют в пределах 70 – 800 метров. Как видно на рисунке, зона минимальных мощностей локализуется в осевой части прогиба и имеет узкую вытянутую форму, протяженностью более 150 м (Рисунок 46). Наибольшими мощностями (500 - 600 м) характеризуется юго-западная зона и северная зона, примыкающая к Южно-Татарскому своду. Распространение повышенных мощностей отмечается также в восточной части исследуемого района, вблизи Восточно-Оренбургского поднятия.

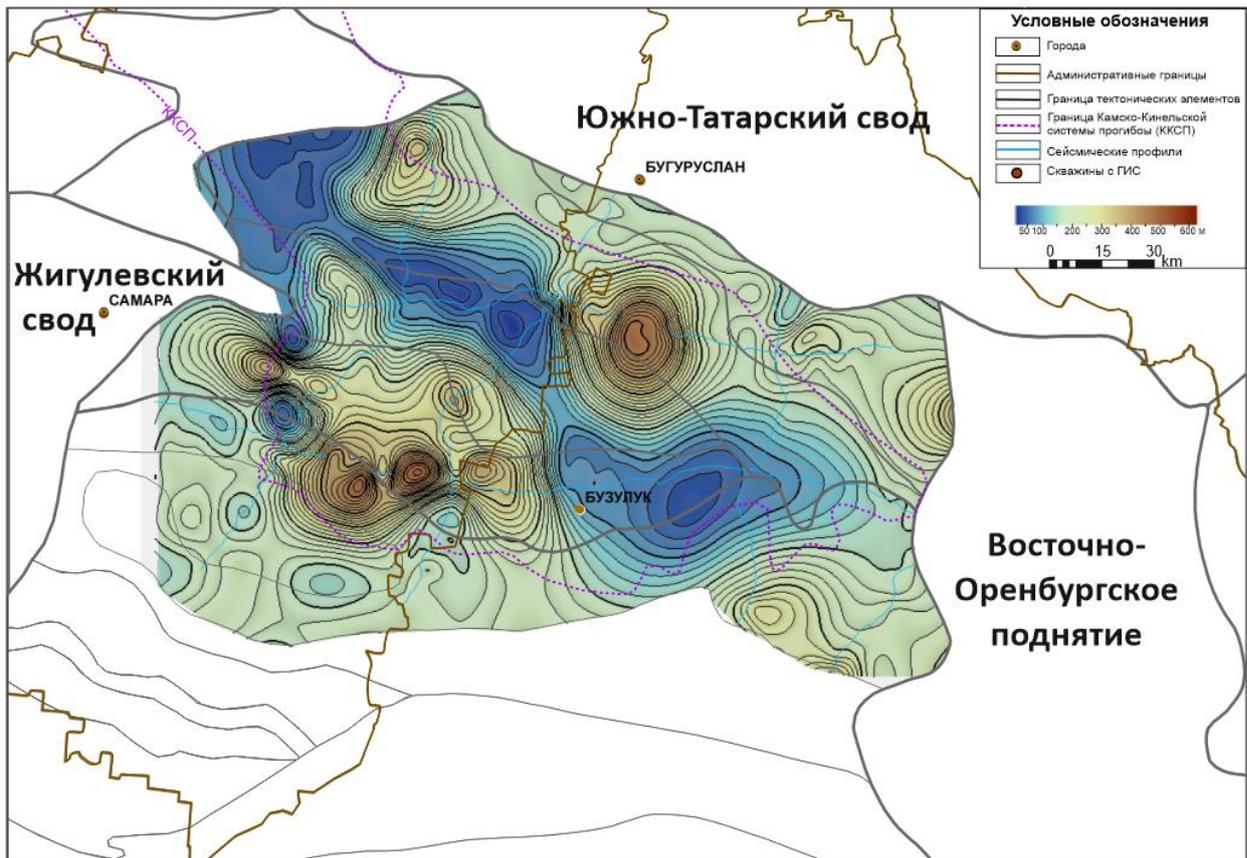


Рисунок 46. Карта толщин турнейских отложений Муханово-Ероховского прогиба

Таким образом, в среднефранско-турнейском ССК выделяются три области, обладающие различным характером сейсмической записи волнового поля. Для осевой части прогиба характерен относительно непеременимый субпараллельный облик записи волнового поля, для бортовой зоны – наличие малоинтенсивных и хаотичных сейсмофаций, проявляются угловые несогласия между поверхностями облекания рифов, для зон склонов – косослоистые сигмовидные клиноформные отражения средней амплитуды. Распределение по площади толщин указывает на различия в строении подкомплексов: среднефранский подкомплекс характеризуется практически одинаковыми значениями толщин на всей исследуемой территории, дифференциация значений больше всего проявлена в фаменском подкомплексе. Наблюдается сокращение зоны малых мощностей в центральной части исследуемой территории снизу-вверх (от среднефранского подкомплекса до турнейского подкомплекса).

Глава 4. Строение разреза среднефранско-турнейских отложений Муханово-Ероховского прогиба и условия его формирования

Глава включает в себя литологическую характеристику и вещественный состав разрезов доманикоидной высокоуглеродистой формации Муханово-Ероховского прогиба. На основании результатов изучения керна скважин и интерпретации данных ГИС были выделены каротажные фации и определена цикличность разреза. Результатом изучения состава и строения разрезов отложений стало определение обстановок осадконакопления и их изменчивость от среднефранского до турнейского времени.

Изучение доманиковых и доманикоидных отложений автором начались с литологических исследований керна скважин и обнажений в районе города Ухта Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна, в рамках которых были охарактеризованы типичные разрезы впадины для среднефранского, верхнефранского и фаменского ярусов верхнего отдела девонской системы (Кирюхина Т.А. и др., 2015). Согласно современным представлениям, седиментационная модель накопления отложений франско-турнейского комплекса Тимано-Печоры происходило в пределах окаймленной платформы (Жемчугова В.А., 2002). Это относительно мелководная платформа (шельф) с ярко выраженным перегибом склона в ее пределах, отделяющая относительно более глубоководную часть шельфа. На перегибе склона, как правило, локализуется непрерывной цепью каймовая рифовая система. Депрессионные отложения среднего франа состоят преимущественно из 6 типов пород (Рисунок 47):

- тип 1 — керогеново-карбонатно-кремнистые породы черные и темно-серые, обладают очень тонкой листоватой и сланцеватой слоистостью. Содержат биокласты раковин двустворок и деформированных раковин тентакулитов диаметром 0,15–0,2 мм, расположенных вдоль плоскостей напластования. Содержание ОВ варьирует 12–15%;
- тип 2 — керогеново-кремнисто-карбонатные породы часто содержат тонкие (толщина до 1 мм) прослойки, которые насыщены биокластами тентакулитов диаметром до 0,6–0,8 мм. Эти биокласты часто сложены аутигенными агрегатами халцедона, а иногда частично выщелочены. Содержание Сорг составляет 3,5–26%;
- тип 3 — керогеново-карбонатные породы черные и темно-серые, обладают очень тонкой листоватой и «сланцеватой» слоистостью. Содержат биокласты раковин двустворок и деформированных раковин тентакулитов диаметром 0,15–0,2 мм, расположенных вдоль плоскостей напластования. Содержание Сорг до 23,5%;

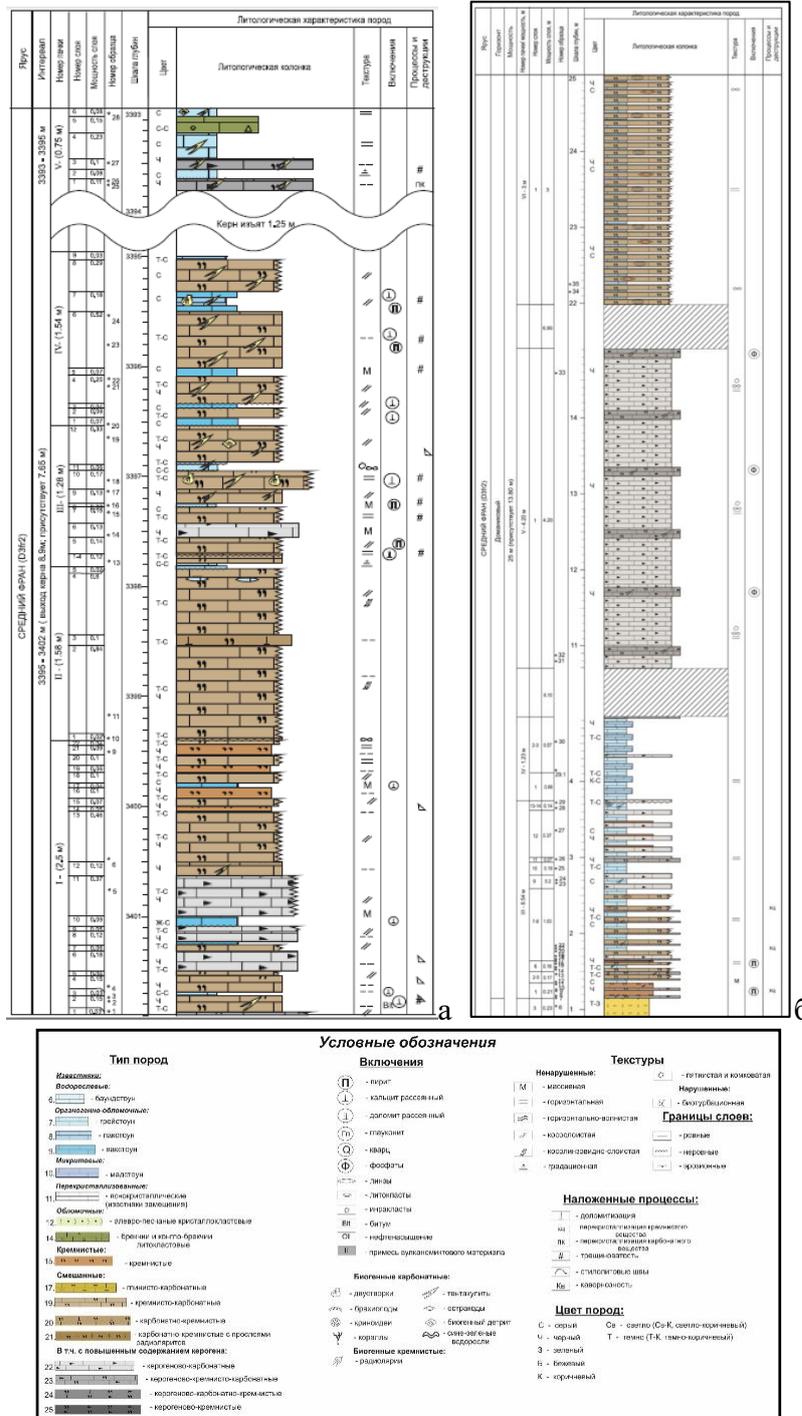


Рисунок 47. Литологический разрез среднефранских отложений: а – обнажения вблизи реки Чуть (Завьялова А.П. и др., 2018), б – скважины Харутамыльская (Кирюхина Т.А. и др., 2015)

- тип 4 — известняки мадстоун, серые, в основании слоев нередко встречаются неровные, карманообразные границы амплитудой 2 см. Содержат интракласты известняков и глинисто-карбонатных пород диаметром до 0,5 см;
- тип 5 — известняки вакстоун, серые, неравномерно перекристаллизованные, косослоистые (угол до 30° к горизонту). Содержат разнообразные биокласты (тентакулиты, брахиоподы, двустворки), а также обломки известняков диаметром до 2 мм;

- тип 6 — известняки грейнстоун, бежевые, желтовато-бежевые, часто перекристаллизованные, содержат биокласты тентакулитов, нередко насыщены линзами керогеново-карбонатного состава (Завьялова А.П. и др., 2018).

В позднефранское время в большинстве разрезов отложения представлены глинистыми, глинисто-карбонатными и терригенно-карбонатными породами, реже известняками (мадстоунами), что говорит о постепенном заполнении осадками предрифтовой части впадины в форме аккумулятивной террасы.

Изучение отложений доманикоидного франско-турейского комплекса продолжились в местах естественных выходах пород на дневную поверхность в Пермском крае и республики Башкортостан (Завьялова А.П. и др, 2018). Башкирская группа обнажений включала отложения франско-фаменского возраста, а Пермские – только лишь фаменские. Формирование доманикоидных отложений в этих местах происходили в схожих условиях относительно глубоководного изолированного бассейна, однако контролировались они не столько окаймленной платформой, сколько сформировавшейся в это время Камско-Кинельской системой прогибов. Депрессионные отложения среднего франа состоят из 4 типов пород (Рисунок 48).

- тип 1 – темно-коричневые до черных керогеново-кремнистый породы, трещиноватые. Порода содержит большое количество раковин тентакулитов, которые, как и трещины, выполнены остаточным битуминозным веществом. Значения ТОС варьируются в пределах от 3-5%.

- тип 2 – коричневые керогеново-карбонатно-кремнистые ритмиты. Для данного типа пород характерно наличие трещин, нередко выполненных кристаллами кальцита или остаточным битуминозным веществом. Также породы обогащены фауной тентакулитов и обломками раковин двустворок. Значения ТОС максимальные в данном разрезе изменяются в пределах от 6.1 -7 до 15%.

- тип 3 – светло-серый известняк тентакулитовый. Встречаются участки перекристаллизации и вторичной доломитизации, чаще всего развитых по трещинам. Как и в других типах трещины выполнены битуминозным веществом. Значения ТОС не превышают 1%

- тип 4 – серовато-коричневая кремнистая порода, скрытокристаллическая. Часто встречается система мелких разнонаправленных трещин, по которым развиваются процессы окварцевания. Фаунистически остатки трудно определимы, т.к. камеры и стенки раковин выполнены вторичным халцедоном (Завьялова А.П., и др, 2018).

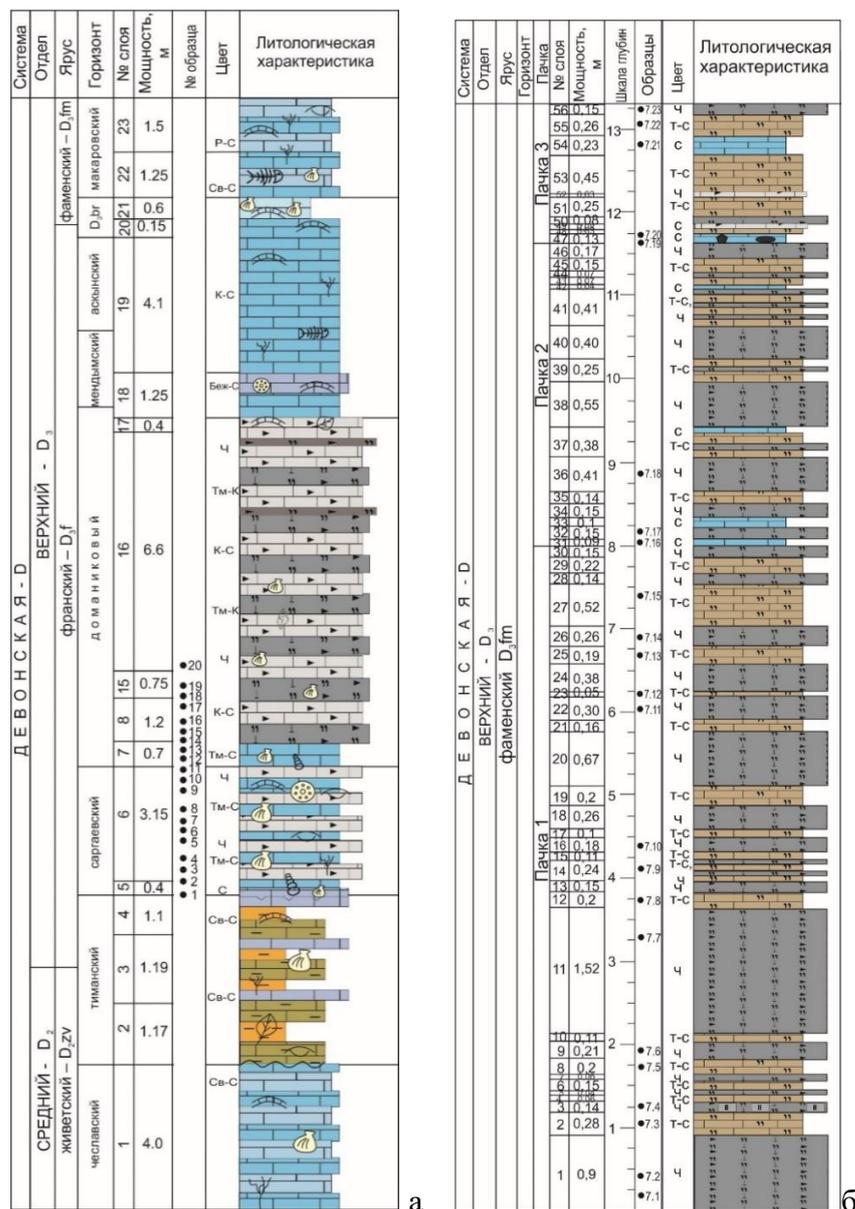
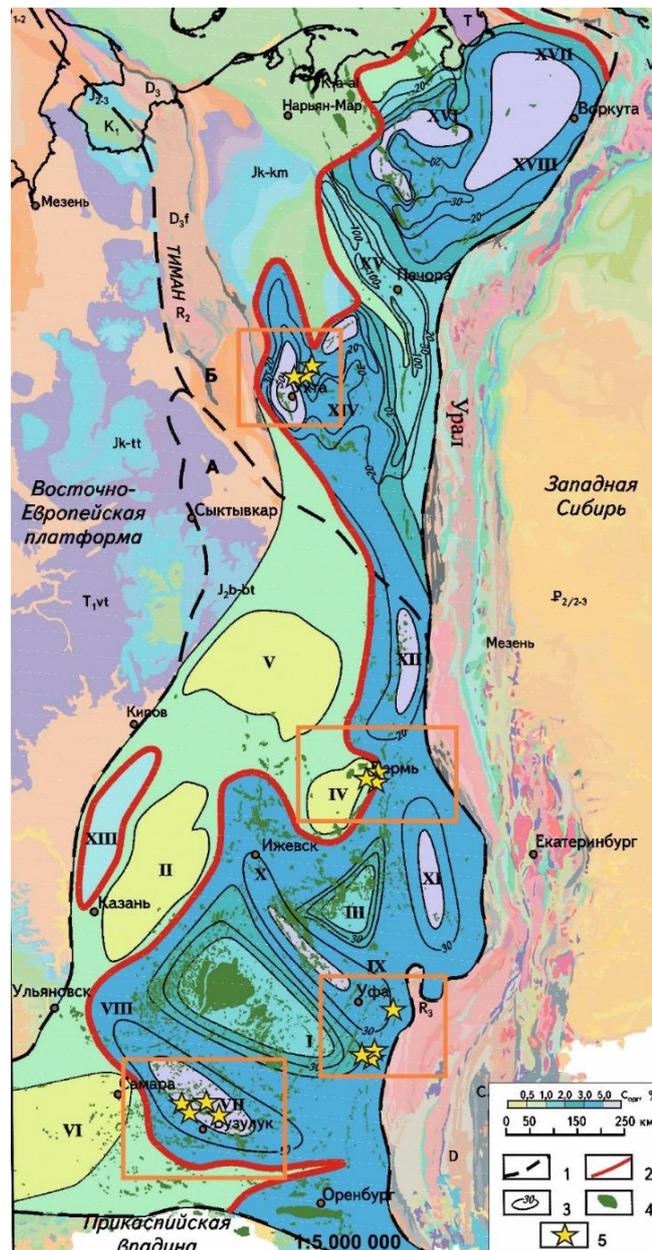


Рисунок 48. Литологический разрез франко-фаменских отложений: а) обнажение «Раузяк», республика Башкортостан б) обнажение «Широковский», Пермский край (условные обозначения Рисунок 47)

Как видно, среди основных типов пород в изученных разновозрастных среднефранских отложениях преобладали высокоуглеродистые (керогенсодержащие) смешанные породы карбонатно-кремнистого и кремнисто-карбонатного состава с маломощными линзами и прослоями известняков. Высокая концентрация кремнезема, вероятно, связано с содержанием кремнекислоты в составе придонных и иловых вод. Кроме того, источниками кремнезема на территории Волго-Урала могли быть вулканизм и гидротермы. Позднефранско-фаменский разрез отложений различался во всех изученных отложениях от более глинистых (Тимано-Печора) до более кремнистых (Пермский край), что в первом случае свидетельствует о постепенном заполнении впадины и привноса

эродированного материала, а во втором, о сохранившихся относительно глубоководных условиях.

Таким образом, учитывая накопленные знания о составе и строении франко-фаменского комплекса отложений доманикоидной высокоуглеродистой формации, распространенной узкой полосой вдоль Уральской складчатой системы, представляется возможным их применение при изучении аналогов отложений доманикоидной ВУФ в южной части бассейна (Рисунок 49).



1- Границы НГБ, 2- распространение доманиковых отложений, 3-линии равных мощностей, 4- месторождения, 5-обнажения, скважины

Рисунок 49. Схема развития доманиковых отложений в Тимано-Печорском и Волго-Уральском бассейнах (Кирюхина Т.А. и др., 2013) и местоположение участков изучения автором доманикоидной ВУФ

4.1. Состав и типы пород доманикоидной ВУФ

Анализ строения и состава разреза доманикоидной ВУФ Муханово-Ероховского прогиба проводилось по керну 6 скважин, расположенных в разных частях региона исследования, из отложений среднефранско-фаменского возраста. Автором были описаны керн и шлифы, а также использованы данные по определению состава пород методом рентгено-фазового анализа (на рентгеновском дифрактометре Дрон-3м) и пиролиза (на пиролизаторе Rock-Eval-6). Возраст отложений определен сотрудниками кафедры палеонтологии, под руководством Гатовского Ю.А. (2015) конодонтами *Mesotaxis johnsoni* Klapper, Kuzmin et Ovnatanova, 1996, *Mesotaxis aff. costaliformis* (Ji, 1996), *Palmatolepis semichatovae* Ovnatanova, 1976, *Palmatolepis aff. nasuta* Müller, 1956, *Palmatolepis muelleri* Klapper et Foster, 1993, *Palmatolepis uyenoii* Klapper, 2007, *Palmatolepis subrecta* Miller et Youngquist, 1947, *Palmatolepis aff. subrecta* Miller et Youngquist, 1947, *Palmatolepis amplificata* Klapper, Kuzmin et Ovnatanova, 1996, *Palmatolepis mucronata* Klapper, Kuzmin et Ovnatanova, 1996, *Palmatolepis nicolli* Klapper, 2007, *Palmatolepis hassi* Müller et Müller, 1957, *Palmatolepis ljaschenkoae* Ovnatanova, 1976, *Polygnathus timanicus* Ovnatanova, 1969, *Polygnathus brevilaminiformis* Ovnatanova, 1976, *Polygnathus aff. brevilaminiformis* Ovnatanova, 1976, *Icriodus sp.*

Состава пород доманиковой ВУФ определяется весовым содержанием следующих основных компонентов: минералы группы кремнезема, карбонатные минералы (кальцит, доломит, сидерит), глинистые минералы (отдельно гидрослюда и монтмориллонит), пирит и альбит. Результаты рентгенофазового анализа (РФА) пересчитываются с учетом содержания ОВ. Оно рассчитывалось из ТОС по данным пиролиза.

На трехкомпонентной номограмме для классификации пород по минеральным компонентам выделяется 13 областей (Рисунок 50). Для определения номенклатуры породы необходимо перевести все минералы, определенные методом РФА, в соответствующие макрокомпоненты и отнормировать их сумму на 100%. Содержание одного из макрокомпонентов более чем 80% определяет породу как мономиктовая, поэтому название только этого компонента образует название породы: карбонатная, кремнистая или глинистая (в образцах автором не встречено). Если содержание каждой компоненты варьирует в пределах 10-50%, то такая порода называется смешанной. В случае, если содержание одной компоненты больше 50%, но меньше 80%, а каждой из двух других более 10%, то название будет сложносоставное, при этом название преобладающего компонента в названии указывается последним (например, глинисто-кремнисто-карбонатная).

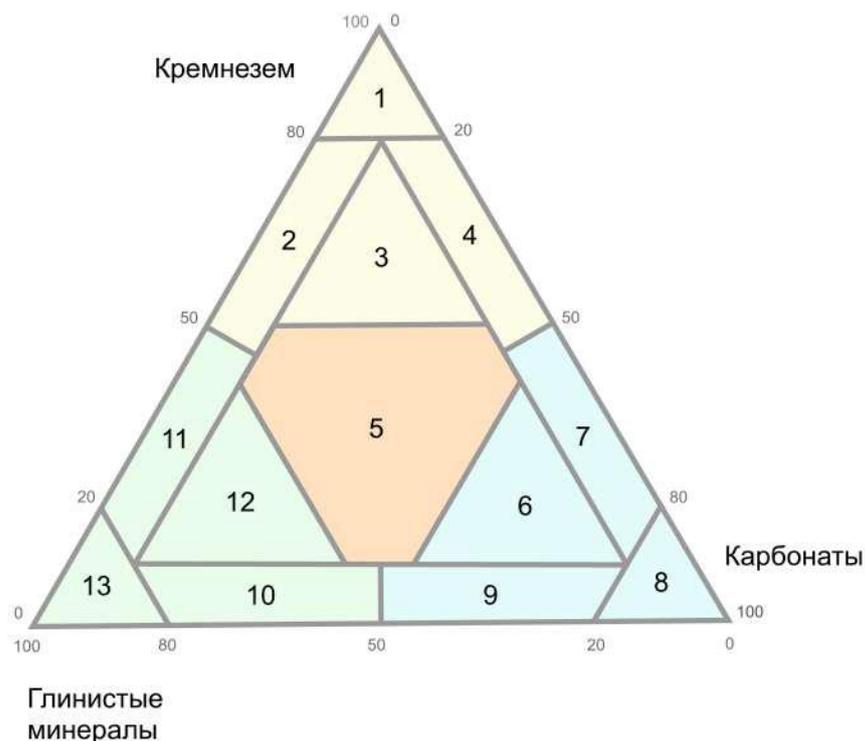


Рисунок 50. Трёхкомпонентная номограмма для определения названия карбонатных, карбонатно-кремнистых и карбонатно-глинистых пород

Цифрам на рисунке 44 соответствуют следующие области, по преобладанию минеральных макрокомпонентов:

- 1 – Кремнистая порода (силицит, радиолярит);
- 2 – Глинисто-кремнистая порода;
- 3 – Глинисто- карбонатно- кремнистая порода;
- 4 – Карбонатно-кремнистая порода;
- 5 – Смешанная порода;
- 6 – Глинисто-кремнисто-карбонатная порода;
- 7 – Кремнисто-карбонатная порода;
- 8 – Карбонатная порода;
- 9 – Глинисто-кремнистая порода;
- 10 – Карбонатно-глинистая порода;
- 11 – Кремнисто-глинистая порода;
- 12 – Кремнисто-карбонатно-глинистая порода;
- 13 – Глинистая порода.

Помимо кремнистых, глинистых и карбонатных минералов, в разрезе принимает участия так же органическое вещество (ОВ). ТОС по концентрации условно было поделено

на 4 группы, исходя из определений доманикоидам и доманикитам - <0,5%, 0.5-2.5%, 2.5-5% и >5% (Баженова Т.К. и др., Вассоевич Н.Б. и др.). На градации <0,5% и 0.5-2.5% кероген не участвует в названии пород, а для градаций 2.5-5% и >5% (т.е. >2.5%) в начале сложносоставного названия добавляется «керогеново-». Необходимо подчеркнуть разницу весовых % Сорг, полученных по результатам пиролиза и объемных %, наблюдаемыми при изучении петрографических шлифов. Разница более чем в два раза, поэтому порода, содержащая органическое вещество более 5 весовых процентов, в шлифе состоит более чем на 12% объемных.

По результатам исследования образцов керна выявлено, что состав пород доманикоидных отложений Муханово-Ероховского прогиба в основном состоят из карбонатных и кремнистых минералов, доля глинистых компонентов имеет подчиненное значение (Рисунок 51).

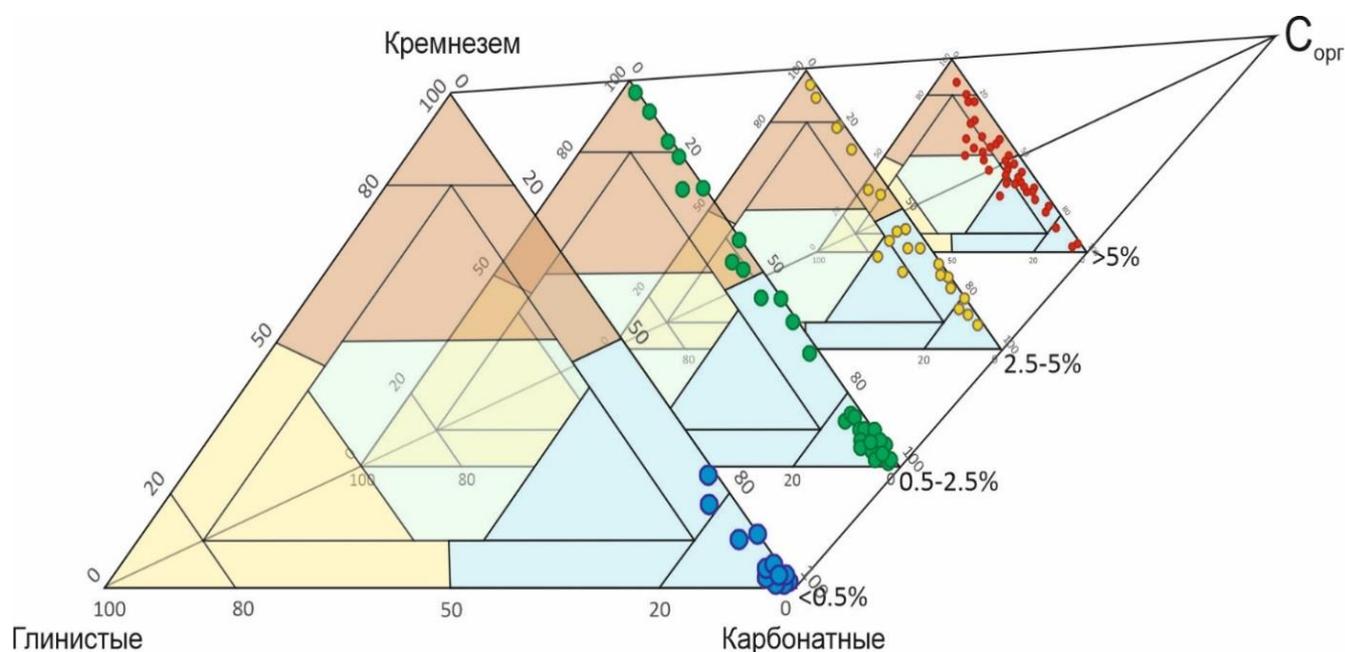


Рисунок 51. Четырехкомпонентная номограмма распределения состава пород среднефранско-фаменского возраста Муханово-Ероховского прогиба

Для интервалов, с содержанием ТОС менее 0.5%, характерны преимущественно карбонатные, реже кремнисто-карбонатные разности. Доля кремнистой составляющей увеличивается для интервалов, с содержанием ОВ от 0.5 до 2.5%. По мере увеличения ТОС в составе пород отмечается небольшое увеличение глинистой составляющей. Так, для интервалов, с содержанием ОВ 2.5-5% отмечается присутствие пород с глинисто-кремнисто-карбонатным составом, а также смешанных и глинисто-карбонатно-кремнистых пород с содержанием ОВ более 5%.

Распределение минеральных компонентов и содержание ТОС в породах неодинаковы и изменяются в разрезе от среднего франа до фамена, в зависимости от состава и условий

осадконакопления (Рисунок 52). Среднее содержание ОВ в образцах исследуемых скважин в отложениях среднего франа составляет 4,13%, верхнего франа около 2,2%, а в отложениях фамена не превышает 3,24%.

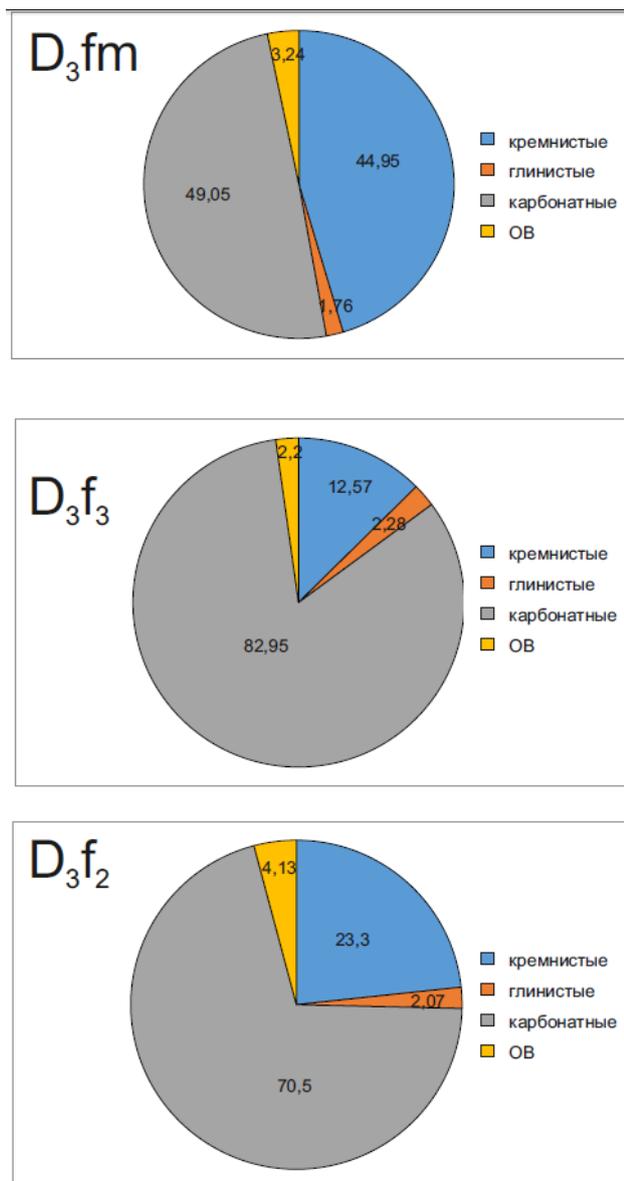


Рисунок 52. Круговые диаграммы с распределением состава и ОВ средне-верхнефранского и фаменского интервалов разреза

Проанализировав минерально-компонентный состав с учетом содержания Сорг, частоту их встречаемости в разрезах и их структурные особенности, изученные на макро- и микроуровне, в керне и шлифах, были выделены следующие группы литотипов: карбонатные, керогеново-карбонатные, кремнисто-карбонатные, керогеново-кремнисто-карбонатные, смешанные, керогеново-карбонатно-кремнистые, керогеново-кремнистые, карбонатно-кремнистые и кремнистые, характеристика которых представлена в таблице (Таблица 4).

Для типизации литотипа известняков автором были выбраны наиболее популярные в англоязычной литературе схемы, основанные на соотношении матрикса, или цемента, и включений, различного генезиса. Среди них схемы Р. Фолка (1959) и Р. Данхэма (1962) (Рисунок 53-Рисунок 54). Фолком были введены понятия аллохем – зерен (интракласты, биокласты, оолиты и др.), микрита (цемент - криптозернистый кальцит) и спарит (цемент – кристаллически-зернистый кальцит). Данхэмом была предложена иная классификация, в которой известняки делятся на две больше группы: осадочная структура в которых различима, и в которых неразличима вследствие ее полной перекристаллизации. Первая группа, с различной осадочной структурой, подразделяется 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.

Прцентное содержание аллохем	Более 2/3 известкового илового матрикса				Примерно поровну цемента и ила	Более 2/3 кристаллического цемента		
	0-1%	1-10%	10-50%	Более 50%		Сортировка плохая	Сортировка хорошая	Окатанные
Примерные названия пород	Микрит и дисмикрит	Микрит с фоссилиями	Рассеянный биомикрит	Упакованный биомикрит	Слабо промытый биоспарит	Несортированный биоспарит	Сортированный биоспарит	Окатанный биоспарит

Рисунок 53. Классификация карбонатных пород (Folk, 1962)

Осадочная структура различима						Осадочная структура неразличима
Исходные компоненты не были скреплены во время накопления осадка				Исходные компоненты были органически скреплены во время накопления осадка		
Содержит ил (карбонат глинисто-тонкоалевритовой размерности)		Ил отсутствует, зерна соприкасаются		>10% зерен >2 мм		Баундстон (может подразделяться на три типа ниже)
Зерна взвешены в иле		Зерна соприкасаются	Зерна взвешены в иле	Зерна >2 мм соприкасаются	Кристаллический известняк	
Зерен менее 10%	Зерен более 10%					
Мадстон	Вакстон	Пакстон	Грейнстон	Флотстон		Рудстон
						Организмами, которые служили преградой Бафлстон
						Обрастающими организмами Биндстон
						Организмами, которые строили жесткий каркас Фреймстон

Рисунок 54. Классификация Данхэма (Dunham, 1962), дополненная классификацией Эмбри и Клована, Джеймса и Бурка

Таблица 4. Основные литотипы доманикоидной ВУФ Муханово-Ероховского прогиба

Литотип	Название		Минеральный состав	Содержание ОВ	Соотношение форменных компонентов и матрикса	Характеристика форменных компонентов	Характеристика матрикса
Литотип №1	Карбонатные	1.1 Доломиты	содержание доломита более 65%	<2.5%	доломиты замещения кристаллические разности	зерна от 0.05 мм до 0.4 мм обломки раковин двустворок 0.05 мм (до 5%)	кристалломорфная структура, матрикс -
		1.2 Известняки микритовые	содержание кальцита более 80%		мадстоуны - содержание зерен менее 10%, матрикса - 90%	биокласты двустворок, криноидей зерна кальцита	микритовый до 90-95%
		1.3 Известняки органогенно-обломочные	содержание кальцита более 80%		подразделяются на грейнстоуны, пакстоуны и вакстоуны - (по соотношению форменных компонентов к микритовому цементу, неравномерное от 80 до 30% соответственно)	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 гасторопод бокласты остракод (0.5 см)	микритовый 60-70% спаритовый 20-30%
		1.4 Каркасные известняки (баундстоун)	содержание кальцита более 80%		соотношение каркаса и заполнителя 80/20%	зеленые, сине-зеленые водоросли (пелитоморфные слоивища) раковины фораменифер (0.5-3 мм) фрагменты члеников криноидей	спаритовый (50-60%) микритовый (до 20-30%)
		1.5 Известняки обломочные	содержание кальцита более 70%		литокластовые (цемента 10-40%), кристаллокластовые (цемента 10-20%),	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
Литотип №2	Керогеново-карбонатные		содержание кальцита более 70%	>2.5%	количество цемента 40-50%	биокласты раковин тентакулит (0.05 -0.5 мм) остракод (до 0.8 мм), тонкий шламный детрит	керогеновый (сапропелевый) поровый, кальцитовый спаритовый
Литотип №3	Кремнисто-карбонатные		известняк кремнистый, содержанием кальцита более 50%	0.5-2.5%	содержание форменных компонентов 10-50%, матрикса - 50-90%	раковины тентакулит (0.2-2мм) обломки раковин (до 0.5 мм в диаметре) шламный детрит (до 0.01 мм)	кремнисто-карбонатная масса изотропная, микрозернистая

Литотип №4	Керогеново-кремнисто-карбонатные	содержание карбонатных минералов не менее 40%	>2.5%	40-60% / 60-40%	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 ОВ
Литотип №5	Смешанные породы (микститы) керогенсодержащие	глинисто-кремнисто-карбонатные (содержание каждого компонента более 20%)	>5%	40-60% / 60-40%	раковины тентакулит (0.2-2мм) обломки раковин (до 0.5 мм в диаметре) шламовый детрит (до 0.01 мм) в кремневых слоях биогенные компоненты замещены криптозернистой кварц-халцедоновой массой	пелитоморфная глинисто-кремнисто-карбонатная масса насыщенная бесструктурным ОВ
Литотип №6	Керогеново-карбонатно-кремнистые	содержание кварца не менее 40%	>2.5%	40-60% / 60-40%	кристаллы кальцита 0.005-0.02 мм, биогенный детрит до 0.1 мм	керогеново-кварц-халцедоновая изотропная микрокристаллическая масса насыщена бесструктурным ОВ
Литотип №7	Карбонатно-кремнистые	силициты известковистые, содержание кварца более 50%	0.5% - 2.5%	40-60% / 60-40%	раковины тентакулит до 0.5 мм	криптозернистая халцедоновая и кварцево-халцедоновая масса
Литотип №8	Керогеново-кремнистые	силициты, содержание кварца более 80%	>2.5%	10-15% / 90-85%	остатки раковин радиолярий, остатки тентакулит, выполненные халцедоном (0.05-0.2 мм)	битуменозно-халцедоновая пелитоморфная, криптозернистая масса
Литотип №9	Кремнистые	силициты, содержание кварца более 80%	0.5-2.5%	общее содержание форменных компонентов не более 15-20%, матрикса 80-85%	реликты раковин радиолярий диаметром до 0,1 мм	криптозернистая халцедоновая и кварцево-халцедоновая масса

Литотип 1 объединяет пять подтипов встреченных автором карбонатных пород, содержание органического углерода в которых менее 2.5% (см. Таблица 4). Среди них описаны известняки микритовые, органогенно-обломочные, обломочные, каркасные и вторичные доломиты.

Доломиты замещения мелко- и средзернистые зачастую чередуются с известняками органогенно-обломочными и микритовыми. Породы светло-серые с кристалломорфной структурой, размеры зерен от 0.05 до 0.4 мм (Рисунок 55). Встречаются единичные остатки раковин двустворок до 0.5 мм. Встречаются также межкристаллические поры 0.05-0.15 мм.

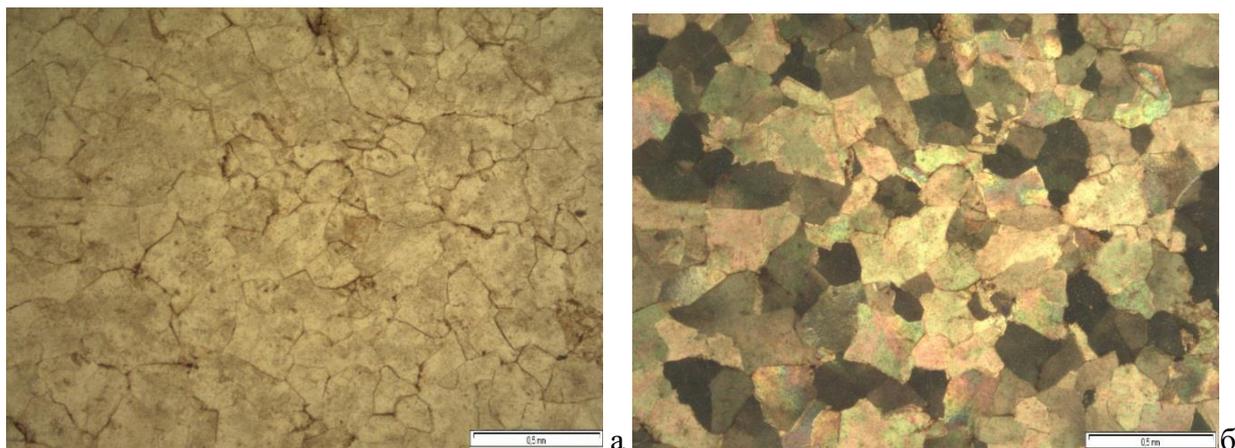


Рисунок 55. Доломит среднезернистый. Николи: а – параллельные, б – срещенные

Известняки микритовые (мадстоун) серые и темно-серые, часто биотурбированные, с комковатой и линзовидной текстурой. Микротекстура в шлифе неслоистая, а структура основной массы микритовая, криптозернистая. Содержит в небольшом количестве (до 10%) неравномерно распределенные остатки раковин тентакулит, криноидей, остракод и фораменифер (Рисунок 56).

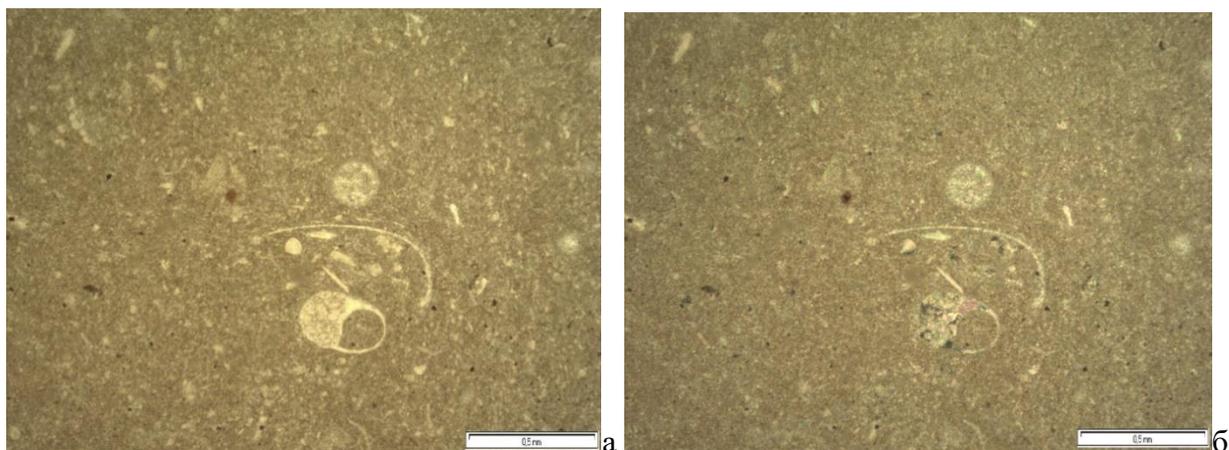


Рисунок 56. Известняк мадстоун. Николи: а – параллельные, б - срещенные

Среди органогенно-обломочных известняков преобладают известняки тентакулитовые, которые по соотношению зернистого и илового компонента подразделяются на грейнстоуны, пакстоуны и вакстоуны.

Известняки (*грейнстоун*) светло-серые и серые, с массивной и комковатой текстурой, частично перекристаллизованные. Содержат раковины тентакулитов, двустворок иногда включают в верхней части интракласты светло-серых и серых известняков. Размер обломков 0.05 до 5 мм. Известняки (*пакстоуны*), светло- и бежево-серые органогенно-обломочные (тентакулитовые), иногда перекристаллизованные. Известняки неравномерно насыщены детритом, а также целыми раковинами двустворок, брахиопод длиной от 0.5 до 2 см и толщиной - доли миллиметра. Количество цемента от 25 до 50%, криптозернистый. На участках перекристаллизации с мелкозернистой структурой (15-20%). Известняки (*вакстоуны*) от светло- до темно-серых развиты во все изучаемом разрезе. Породы биотурбированные, местами перекристаллизованные, также иногда встречаются текстуры нарушенные переотложением. Известняки (вакстоуны) тентакулитовые и брахиоподово-тентакулитовые, органогенно-обломочные (Рисунок 57). Среди форменных компонентов содержат целые раковины тентакулит (до 5 мм в длину), фораминифер (диаметром до 1,5 см), двустворок размером 1*1,5-2 см и остракод размером 0,5*1 см. Раковины остракод иногда расположены в субвертикальном положении. Количество биокластов в породах достигает 30-45%. Порода содержит ходы илоедов (размеры – 0,03*0,05-0,10 см) и обломки известняков 3*4 мм.

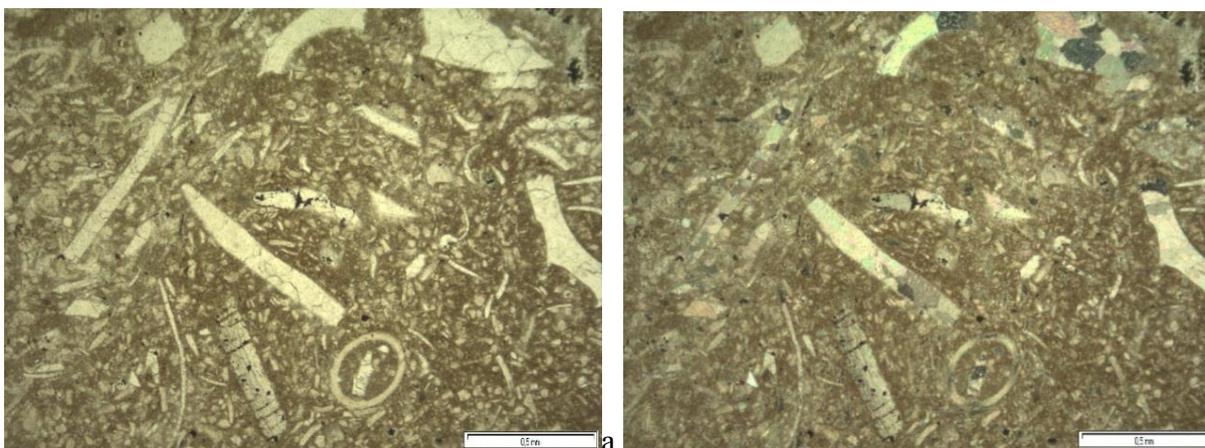


Рисунок 57. Известняк вакстоун с биокластами тентакулит. Николи: а – параллельные, б - скрещенные

К обломочным известнякам относятся литокластовые известняки с *древяно-гравийной структурой*, которые нередко выполняют эрозийные врезы, включают также различной степени окатанные обломки черных кремнисто-карбонатных пород диаметром до 5 мм, а также биокласты двустворок, которые иногда располагаются субвертикально.

Также среди них встречаются интракластовые брекчии, которые залегают в основании этой части разреза. Брекчии состоят из обломков биогермных водорослевых известняков серых и бежево-серых, видимым диаметром 2-6 см и более, которые залегают по карманообразной границе амплитудой 2 см. Кроме того, встречаются угловатые слабо окатанные обломки серых и светло-серых известняков диаметром от 0.5-1 см до 3-5 см.

Текстура пород пятнистая, нарушенная переотложением. Заполнитель кремнисто-карбонатный, в различной степени насыщенный биокластами двустворок, брахиопод, криноидей, тентакулит, а также биогенным детритом и шламом, реже интракластами известняков диаметром 3-8 мм. Структура пород обломочная, органогенно-обломочная и микритовая. Иногда встречается (до 5-7 %) обломочный материал, который представлен зернами кварца диаметром 0,05-0,07 мм.

Литотип 2 керогеново-карбонатных пород в разрезе встречается чаще всего в виде черных прослоев (толщиной до 8 см), чередующихся с другими керогенсодержащими литотипами (Рисунок 58). Содержание органического углерода в таких отложениях более 2.5%. Породы частот представляют собой известковистые ритмиты, с неясно горизонтальной микротекстурой. Слойки, мощностью 0.5-1.0 мм, чередуются большим и меньшим содержанием шламового биогенного материала (0.05 – 0.1 мм) на фоне сапропелевой бесструктурной массы. Содержатся остатки раковин тентакулит (0.2-2.0 мм), нередко инкрустированные кальцитом.

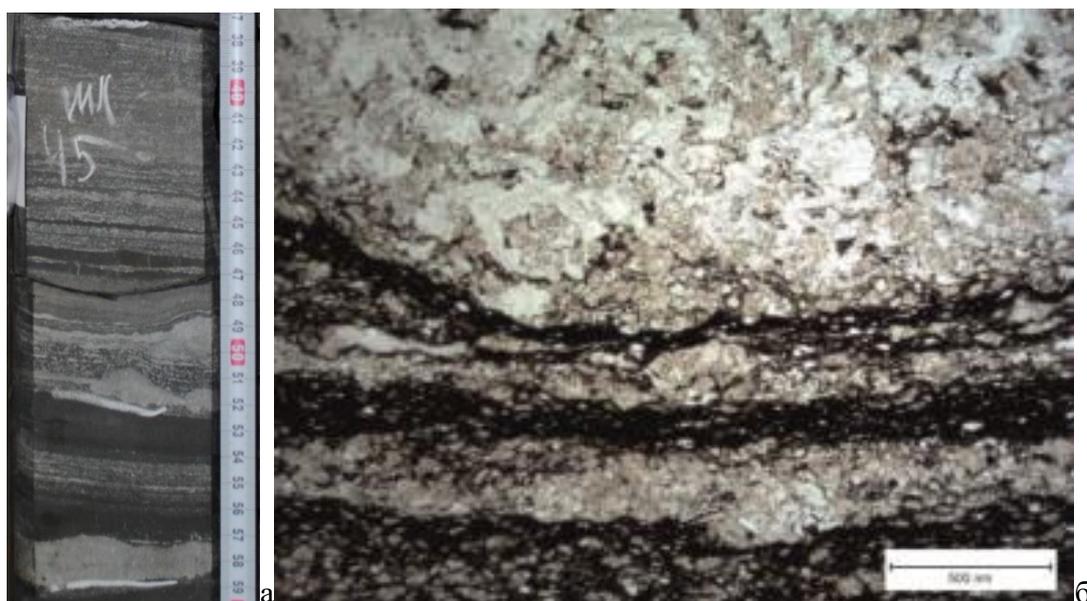


Рисунок 58. Керогеново-карбонатный ритмит. а – в керне, б – в шлифе, параллельные николи

Литотип 3 (кремнисто-карбонатные породы) и **литотип 7** (кремнисто-карбонатные породы) часто образуют тонкие чередования разностей. Определить преобладающую составляющую в шлифе достаточно сложно, поэтому разделение литотипов произведено по данным РФА. Содержание ОВ в породах варьирует от 0.5 до 2.5%. Породы черные, иногда в верхней части косолинзовидные за счет появления линз известняков серых и светло-серых. Слойки отличаются цветом – более светлые обусловлены содержанием органогенных остатков (преимущественно тонким шламовым материалом и биокластами тентакулитов) и

более темные - с содержанием кремнистой криптозернистой кварц-халцедоновой массой (Рисунок 59).

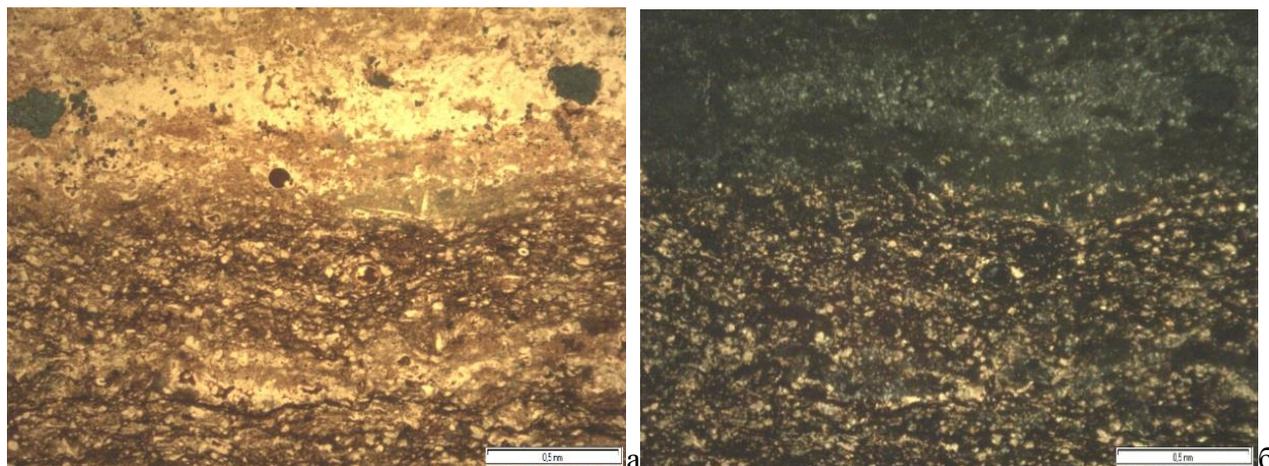


Рисунок 59. Ритмичность карбонатно-кремнистая. Николи: а – параллельные, б - скрещенные

Литотип 4 (керогеново-кремнисто-карбонатные) и **литотип 6** (керогеново-карбонатно-кремнистые) являются наиболее характерными породами для доманикоидной высокоуглеродистой формации. Они представляют собой тонкослоистые породы с миллиметровой горизонтальной и линзовидной слоистостью. Слоистость определяет разнородность состава слагающими породу основными компонентами - известковый материал, кремнистый, глинистый и сапропелевый (ОВ). Как и для кремнисто-карбонатных и карбонатно-кремнистых пород, зачастую достаточно сложно определить преобладающий компонент в шлифе, поэтому при отсутствии данных РФА литотипы 4 и 6 можно объединить. Содержание ОВ в породах данных литотипов превышает 2.5%.

Микротекстура в шлифах слоистая, мощность выделенных слоев 0.5-1.0 мм. Выделяются слои преимущественно известковистые со шламом; а также с остатками тентакулит (до 0.5 мм), и сапропель-известковистым цементом (Рисунок 60). Содержание форменных компонентов здесь около 10-30%. Кремниевые слои характеризуются биоморфной структурой, встречаются также биогенные остатки 5-50%, выполненные халцедоном. Слои разделены пелитоморфной керогеновой массой.

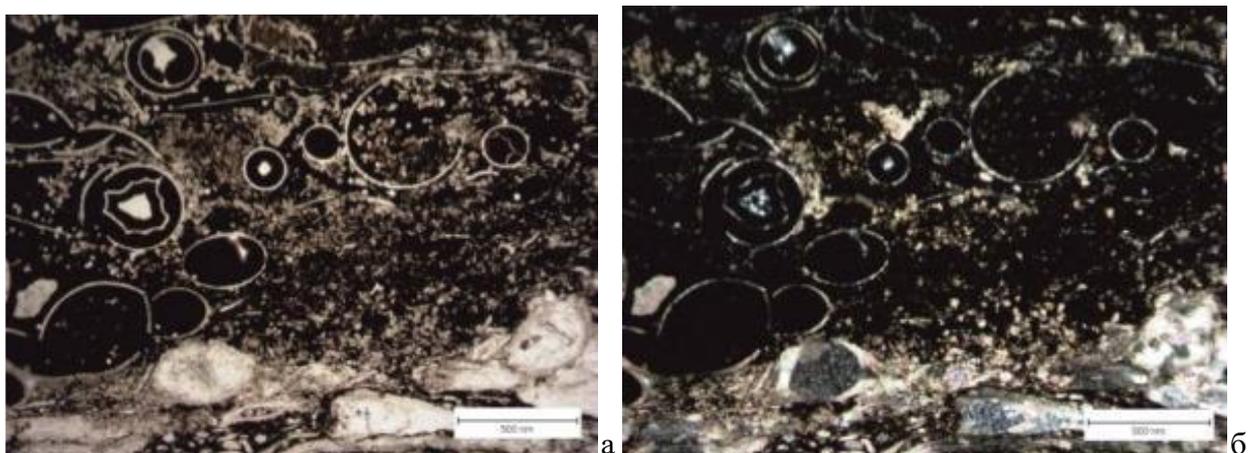


Рисунок 60. Ритм керогеново-кремнисто-карбонатный. Николи: а – параллельные, б - скрещенные

Литотип 5 представлен смешанными породами, характеризующимися поликомпонентным составом с различным преобладанием основных породообразующих компонентов, содержание каждого из которых (карбонатные, кремнистые и глинистые) превышает 10%. По данным РФА, и как видно на четырехкомпонентной номограмме (Рисунок 51), такие породы встречены в небольшом количестве лишь в группе пород, с содержанием ТОС более 5%.

Выделенный **литотип 8** состоит из керогеново-кремнистых пород (Рисунок 61). Керогеново-кремнистые породы обладают неясной горизонтальной, иногда массивной текстурой, обычно трещиноватые. Микротекстура в шлифе неяснослоистая, структура основной кероген-халцедоновой массы пеллитоморфная. Включают скелетные остатки раковин радиолярий, редко одиночных тентакулит 0,1-0,3 мм, нередко и участки перекристаллизации кремнистого вещества (халцедона). Внутренние полости раковин выполнены керогеном и халцедоном с тонкофибровой структурой.

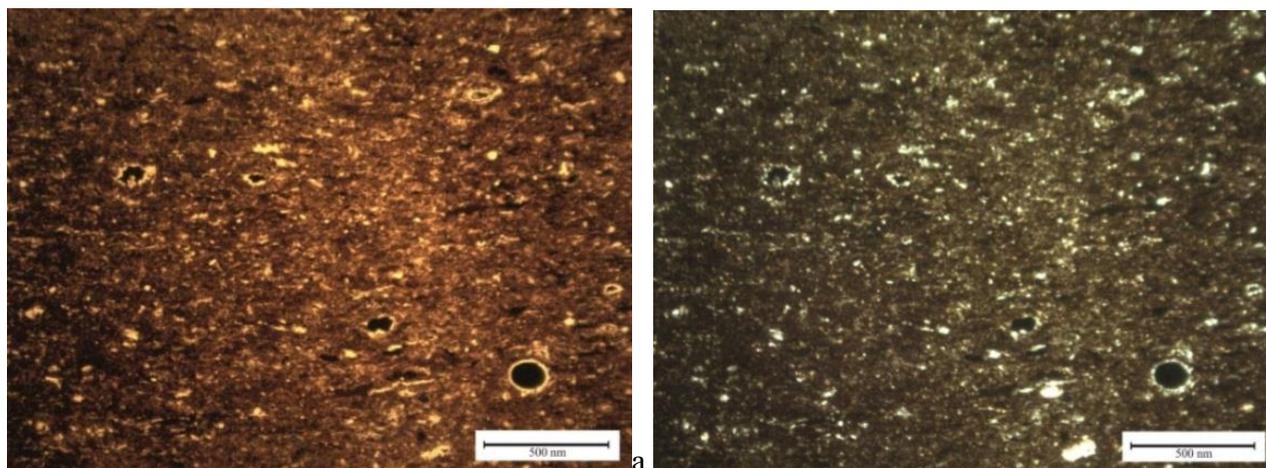


Рисунок 61. Керогеново-кремнистая порода с раковинами диолярий. Николи: а – параллельные, б - скрещенные

Литотип 9 представлен чисто кремнистыми породами - силицитами, которые содержат многочисленные скелетные остатки раковин радиолярий. Породы черные, обладают массивной, неяснослоистой и биоморфной текстурой. Состав основной массы халцедоновый. Отмечаются слойки, насыщенные скелетными остатками радиолярий до 0.25 мм диаметром (Рисунок 62).

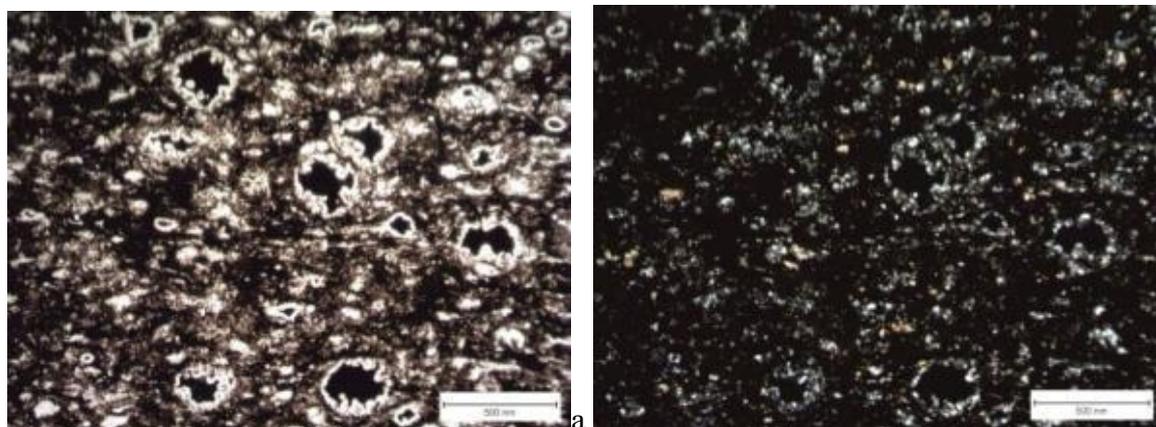


Рисунок 62. Кремнистая порода (радиолярит). Николи: а – параллельные, б - скрещенные

4.2. Циклическое строение среднефранско-турнейских отложений Муханово-Ероховского прогиба

Цикличность, как свойство циклических процессов, представляет собой закономерную последовательность геологических явлений и является одним из фундаментальных свойств осадочного процесса. Результатом такого процесса является формирование циклически простроенных толщ – осадочных комплексов - за счет взаимодействия тектонических, палеогеографических факторов и изменения уровня моря.

К единому циклу осадконакопления часто относят интервалы разреза, сформированными между последовательными схожими геологическими событиями – морскими трансгрессиями (продвижение береговой линии в сторону моря, и как следствие, углубление бассейна), перерывы в осадконакоплении и тд. Таким образом, *циклит* – это геологическое тело, являющееся вещественным результатом процессов в пределах цикла седиментации (Иванов, 2008). В строении циклитов принимают участие элементы (части), различающиеся по составу или текстурно-структурным особенностям. Литологическая характеристика отложений циклитов, как правило, образуют последовательный ряд генетически взаимосвязанных пород.

Методика выделения циклитов основана на смене регрессивного, стабильного и трансгрессивного циклов осадконакопления. Поэтому выделение циклов целесообразно начинать с выявления маркеров региональных морских трансгрессий – региональных глинистых толщ, или конденсированных пластов, с высоким содержанием ОВ. Начало цикла связано с трансгрессией и подъемом уровня моря. Поверхность максимального затопления приурочена к конденсированным, нередко обогащенным ОВ. Выделяется на каротажных данных по максимальной радиоактивности в пределах циклита, а на сейсмических данных – в виде яркого и протяженного отражения, что делает ее хорошим сейсмическим репером. Регрессивная толща формируется при постепенном продвижении береговой линии в сторону моря и, как следствие, к накоплению отложений в более мелководных условиях относительно трансгрессивной части. Подошва следующей толщи, с повышенными показаниям радиоактивности, фиксирует начало нового цикла.

Литофизическая типизация разреза проводилась с использованием скважины с данными ГИС по более чем 60 скважинам, включающими, главным образом, комплекс радиоактивных и электрических методов. Для дальнейшей корректной интерпретации геофизических исследований скважин была проведена увязка данных керн и каротажных кривых. Необходимость такой привязки обусловлена отсутствием керна в других скважинах исследуемого района, поэтому точность интерпретации каротажных диаграмм определяется качеством привязки и построенными зависимостями керн - ГИС. Были использованы кривые

гамма-каротажа (ГК), нейтрон-гамма-каротажа (НГК) и методов электрического сопротивления – бокового каротажа (БК) или потенциал-зондом (ПЗ). Для более точного определения высокоуглеродистых интервалов в разрезе скважин был построен график зависимости количества органического углерода в породе, измеренного по пиролизу, от показаний гамма-каротажа на той же глубине, откуда взят исследованный образец.

Для того, чтобы значения в разных скважинах можно было сопоставлять между собой, рассчитывались кривые двойного разностного параметра DGK. За опорные точки брались значения кривых в интервалах чистых известняков (DGK=0) и пород с высокой радиоактивностью и большим содержанием водорода (DGK=1). График демонстрирует нелинейную прямую зависимость, которая хорошо описывается полиномиальной линией тренда, описываемая уравнение, приведенным на графике (Рисунок 63). Показания кривой DGK меньше 0.25 ед. соответствует отложением с умеренно рассеянным органическим веществом (по Н.Б. Вассоевичу, 1968). Граничным значением содержания Сорг в доманикитах является 2.5%, что отражается на графике повышенными показаниями DGK более 0.25 ед.

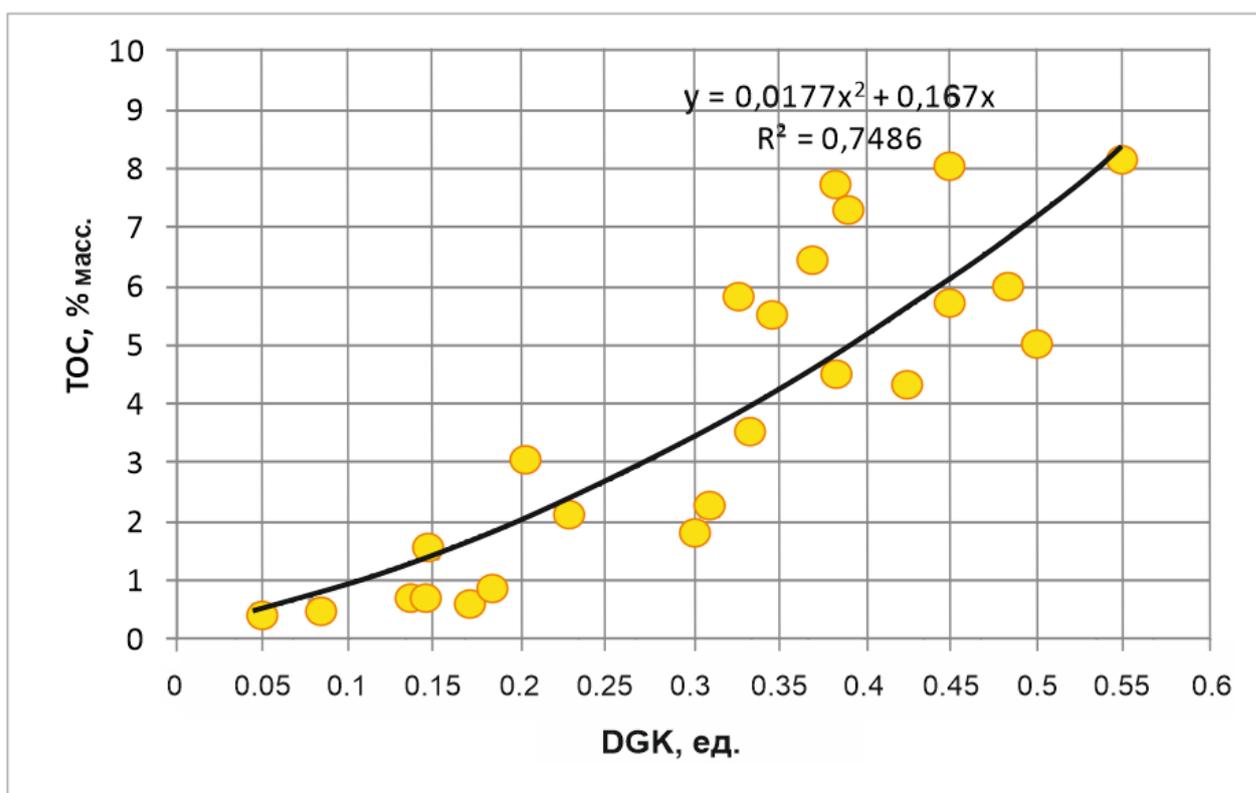


Рисунок 63. Зависимость количества органического углерода в образцах пород от показаний кривой гамма-каротажа

Выделение каротажных фаций базируется на принципе аналогии (схожести). За основу берется сопоставление облика каротажной кривой с типом пород, выделенные при

описании керна. Переход от мелкомасштабного описания пород в разрезе к крупному масштабу позволяет объединить слои в пачке со сходными характеристиками пород по составу и свойствам. Интервалы разреза, соответствующие низким значениям ГК, высоким значениям НГК и низкими показаниями сопротивления (на примере БК), будут обозначаться как преимущественно карбонатные. Высокие показания значений ГК и сопротивления, низкие НГК соответствуют интервалам с высоким содержанием Сорг. Частые чередования двух типов объединены в третий тип смешанных карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород и характеризуются средними значениями ГК, НГК и БК (Рисунок 64). Интервал изучаемого разреза сложен почти полностью тремя типами пород: преимущественно карбонатными, смешанными кремнисто-карбонатными и карбонатно-кремнистыми, и смешанными карбонатно-кремнистыми и кремнисто-карбонатными, с повышенным содержанием Сорг.

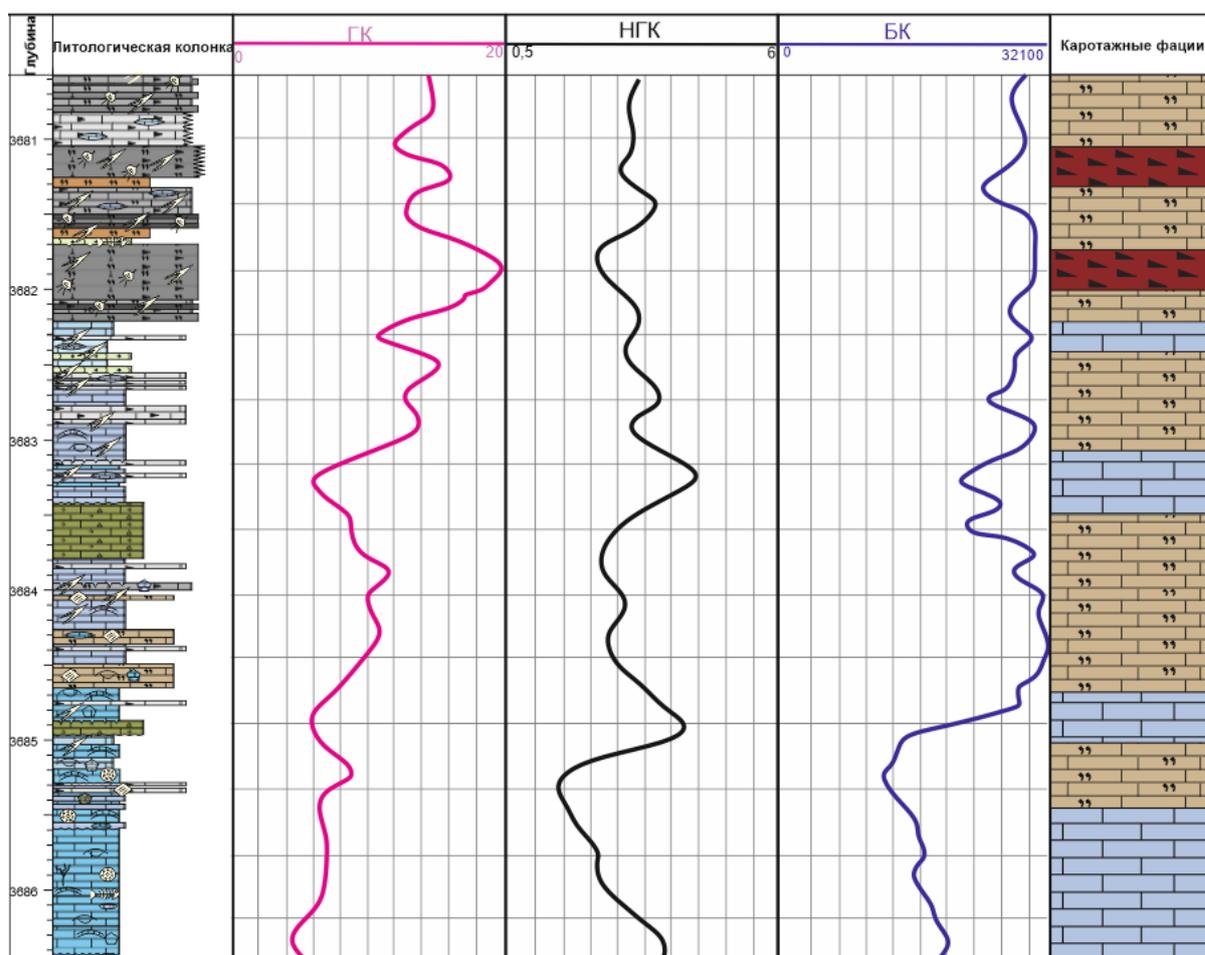


Рисунок 64. Пример выделения каротажных фаций в разрезе среднефранских отложений Скважины Пешковская-42

В разрезе среднефранско-турнейских отложений можно выделить 4 седиментационных цикла второго порядка, каждый из которых формировался на этапе повышения уровня моря на фоне общей регрессии (Рисунок 65). Границы циклов отбиваются

по смене состава отложений от более карбонатных к высокоуглеродистым, что проявлялось на каротаже по резкому увеличению значений ГК, БК и уменьшению значений НГК. Выделение границ циклитов проводилось также с учетом кривой эвстатического колебания уровня моря в франско-фаменское время (Цыганко, 2005). По кривой эвстатического колебания уровня моря и каротажным фациям можно выделить несколько крупных повторяющихся изменений – циклов, длительностью от 3 до 14 млн. лет.

Каждый циклит представлен последовательно сменяющиеся отложения, от более глубоководных в нижней части – смешанные кремнисто-карбонатные и карбонатно-кремнистые, с высоким содержанием Сорг, до смешанных, с пониженным содержание ОВ, и преимущественно карбонатных. Поверхность максимального затопления фиксируется по маломощному конденсированному пласту, обогащенному ОВ (ВУФ). Выделяется на каротажных данных по максимальной радиоактивности в пределах циклита. Для регрессивной части циклита характерно падение радиоактивности и увеличение карбонатной составляющей. Границы циклитов совпадают с отражающими горизонтами, выделенными на временных сейсмических разрезах.

Строение циклитов не одинаково, каждый из них характеризуется отличным от других составом и мощностью трансгрессивной и регрессивной частей. Кроме того, в пределах каждого цикла второго порядка возможно выделить несколько циклов третьего порядка, в пределах которых, в свою очередь, выделяются циклиты еще более меньшего порядка.

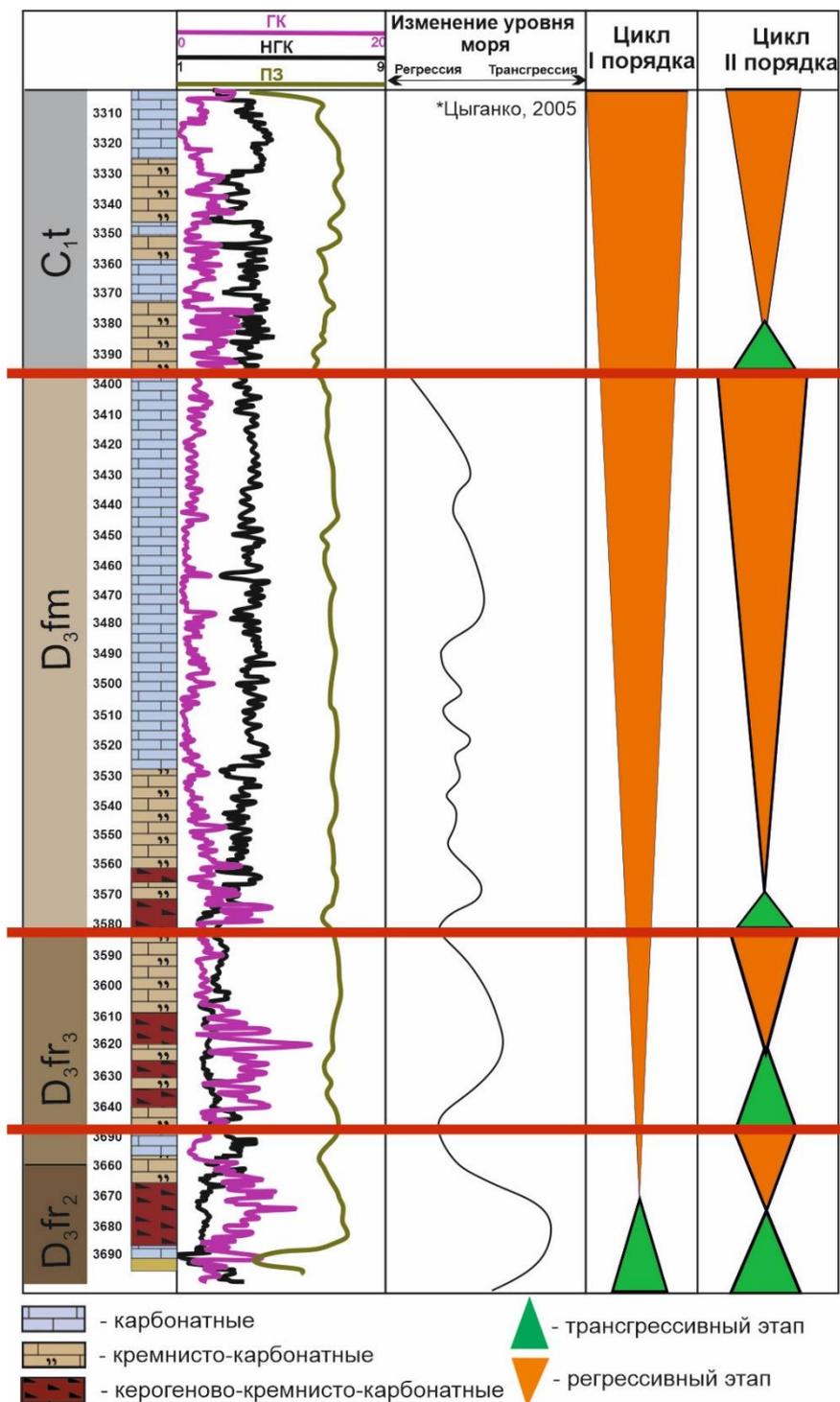
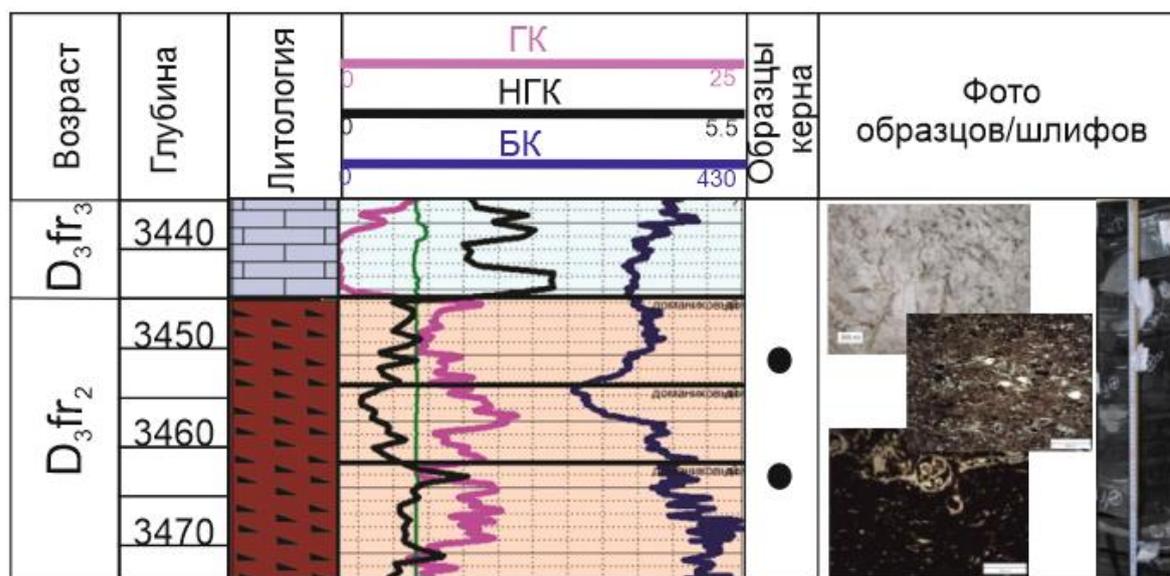


Рисунок 65. Принцип выделения циклитов в разрезе доманикоидного комплекса (Завьялова А.П., Ступакова А.В, 2021)

Первый среднефранский циклит (снизу-вверх) представлен преимущественно смешанными кремнисто-карбонатными, карбонатно-кремнистыми керогенсодержащими породами. Среднее содержание ОВ в породах первого циклита – 11%. Мощность первого циклита составляет 30-50 метров (Рисунок 66).

Циклит 1



- карбонатные
 - смешанные: кремнисто-карбонатные
и карбонатно-кремнистые ритмиты
 - смешанные, с высоким содержанием Сорг

Рисунок 66. Строение среднефранского циклита в разрезе скважины Муханово-Ероховского прогиба

Нижняя трансгрессивная часть циклита охарактеризована пачками в разрезе трех скважин. Разрез во всех трех скважинах представлен чередованием черных кремнисто-карбонатных, керогеново-карбонатных и керогеново-карбонатно-кремнистых пород, а также известняков различных типов. Чередование часто горизонтально-линзовидное, линзовидное толщиной от 1-2 до 4 см. Пачки представлены циклическим и неравномерным чередованием тонкослоистых ритмитов керогеново-карбонатно-кремнистого и керогеново-кремнисто-карбонатного состава, а также известняков тентакулитовых (пак-грейнстоунов) (Рисунок 67).

Породы темно-серые, черные, тонкослоистые, с горизонтальной и линзовидно-горизонтальной слоистостью. Все они отличаются различным соотношением пелитоморфного кремнистого, микритового карбонатного и бесструктурного керогенового вещества, тонкой горизонтальной и линзовидно-горизонтальной слоистостью, присутствием биокластов тентакулит, обычно четко приуроченных к горизонтальным плоскостям напластования. При этом содержание керогена в таких породах может быть велико и достигать почти 40%. Отложения трансгрессивной части первого циклита соответствуют типу разреза относительно глубоководных впадин.

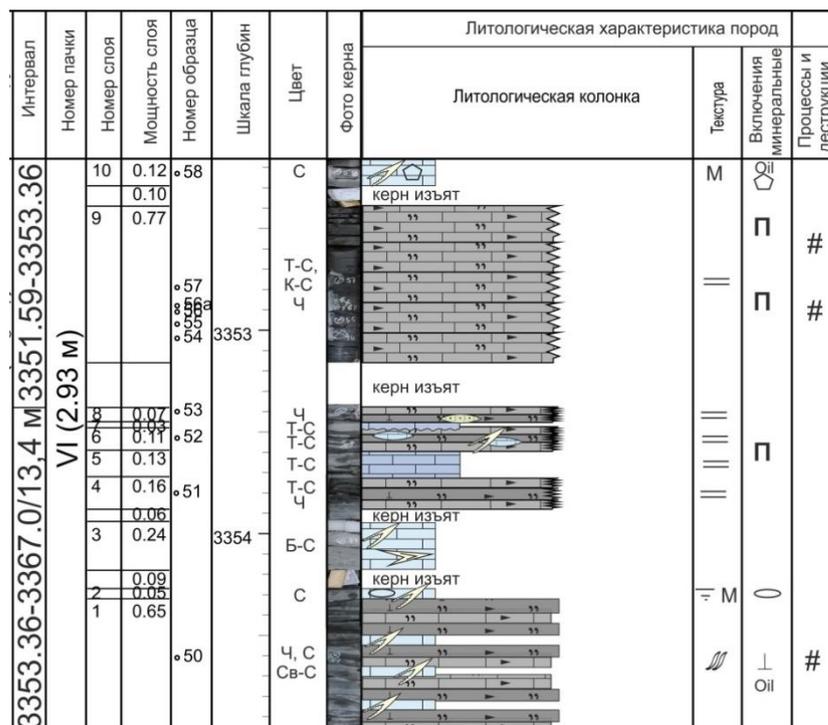


Рисунок 67. Пример строения трансгрессивной части цикла I по скважине Ананьевская (пачка VI) (чередование кремнисто-карбонатных и керогеново-кремнисто-карбонатных пород)

Керогеново-карбонатные породы в изучаемых разрезах формируют черные прослои (толщиной до 8 см), образуют чередования с известняками и кремнисто-карбонатными породами (Рисунок 68). Для них характерна горизонтальная, иногда массивная, текстура. Породы часто содержат линзы известняков (вакстоун) тентакулитовых.

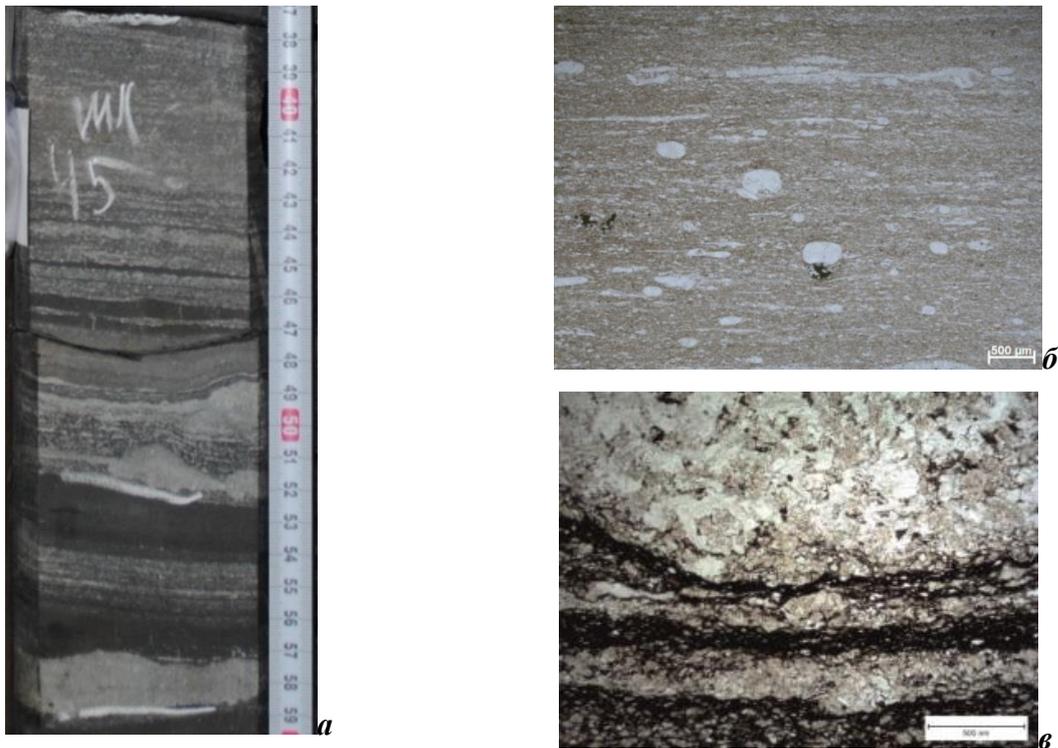


Рисунок 68. Керогеново-карбонатный ритм

а – фото керна, б – керогеново-карбонатный ритм; в – керогеново-карбонатная порода с линзами известняков тентакулитовых

Керогеново-карбонатно-кремнистые породы формируют редкие тонкие прослои (Рисунок 69). Породы черные, тонкослоистые, насыщены биокластами брахиопод, тентакулитов, двустворок, обладают микрокристаллической структурой основной массы. Керогеново-кремнисто-карбонатные породы черные, обогащены тонким раковинным детритом и биокластами двустворок на плоскостях напластования, насыщены также остатками раковин тентакулитов и целыми раковинами остракод (Рисунок 70). Текстура пород неясно-горизонтальнослоистая, иногда градационная.

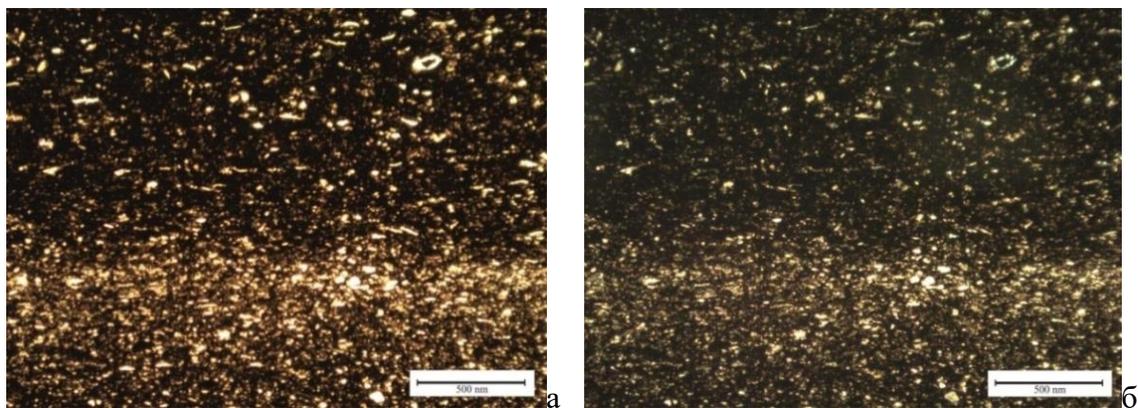


Рисунок 69. Чередование керогеново-карбонатно-кремнистых и керогеново-кремнисто-карбонатных пород. а – в параллельных николях; б – в скрещенных николях.

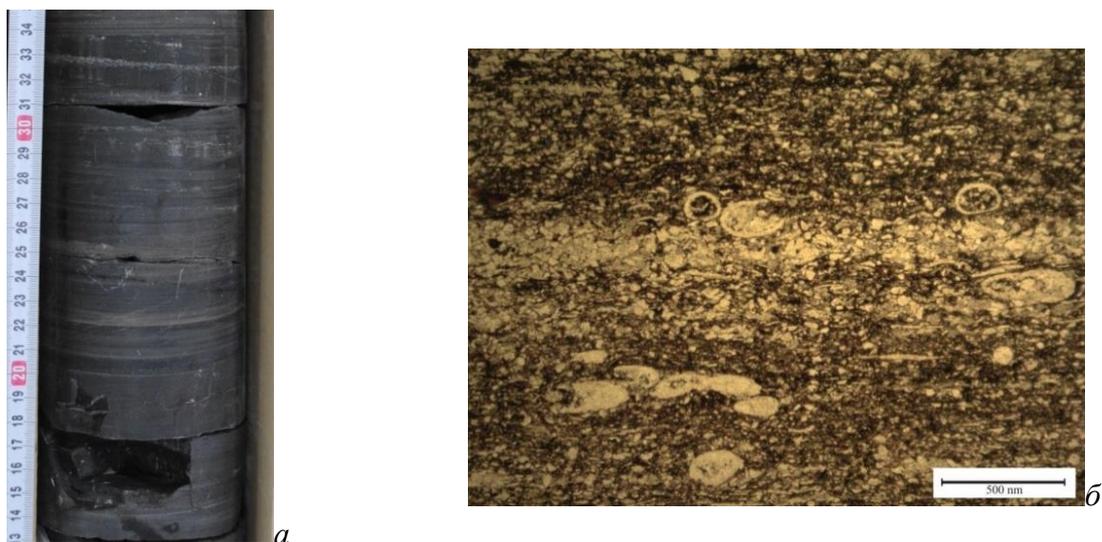


Рисунок 70. Ритмично керогеново-кремнисто-карбонатный с линзами биокластов тентакулитов

а – фото ядра, б – фото шлифа в параллельных николях

Керогеново-кремнисто-карбонатные, кремнисто-карбонатные и карбонатно-кремнистые породы часто образуют неравномерное горизонтальное чередование разностей через 1-5 см, содержат остатки биокластов тентакулитов, биогенный детрит и шлам.

Второй цикл позднефранского возраста также состоит из двух частей (Рисунок 71), в основном состоит из карбонатных и кремнистых пород, с переменчивым соотношением преобладания того или иного компонента в составе. Распределение минеральных компонентов верхнефранского цикла указывает на меньшее содержание ОВ в разрезе – его среднее значение около 9%. Нижняя, трансгрессивная часть цикла, схожа по строению и составу с трансгрессивной частью среднефранского цикла и представлена циклическим и неравномерным чередованием тонкослоистых ритмов керогеново-карбонатно-кремнистого и керогеново-кремнисто-карбонатного состава.

Циклит 2

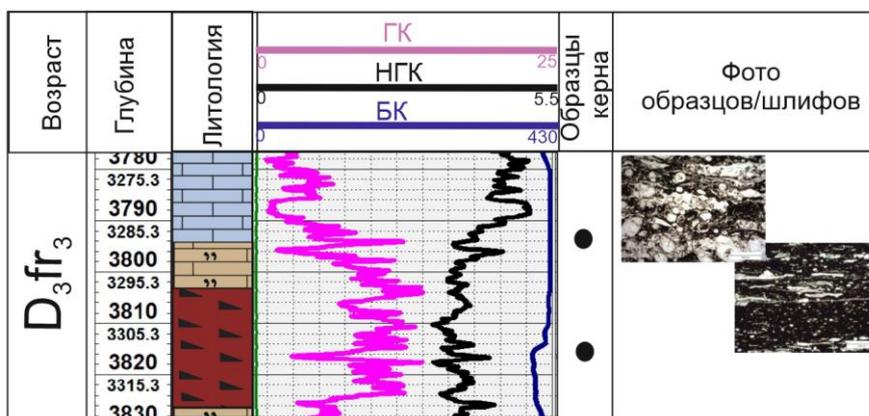


Рисунок 71. Структура позднефранского цикла в разрезе скважины Муханово-Ероховского прогиба (условные обозначения на Рисунок 66)

Регрессивная часть циклита различна по составу и зависит от положения скважины. Так, в зонах повышенных мощностей, вблизи Восточно-Оренбургского понятия, разрез скважин преимущественно карбонатный, что наглядно проиллюстрировано литологической колонкой в скважине Ананьевская (Рисунок 72). Здесь разрез построен двумя пачками (I и II). В нижней части I пачки (3.05 м) преобладают известняки (вакстоуны), интенсивно биотурбированные, которые выше сменяются перекристаллизованными известняками (пакстоунами), часто содержащими биокласты одиночных кораллов. В кровле пачки залегают известняки водорослевые (баундстоуны). В строении пачки II (1.93 м) участвуют известняки (пакстоуны), редко расслоенные водорослевыми разностями.

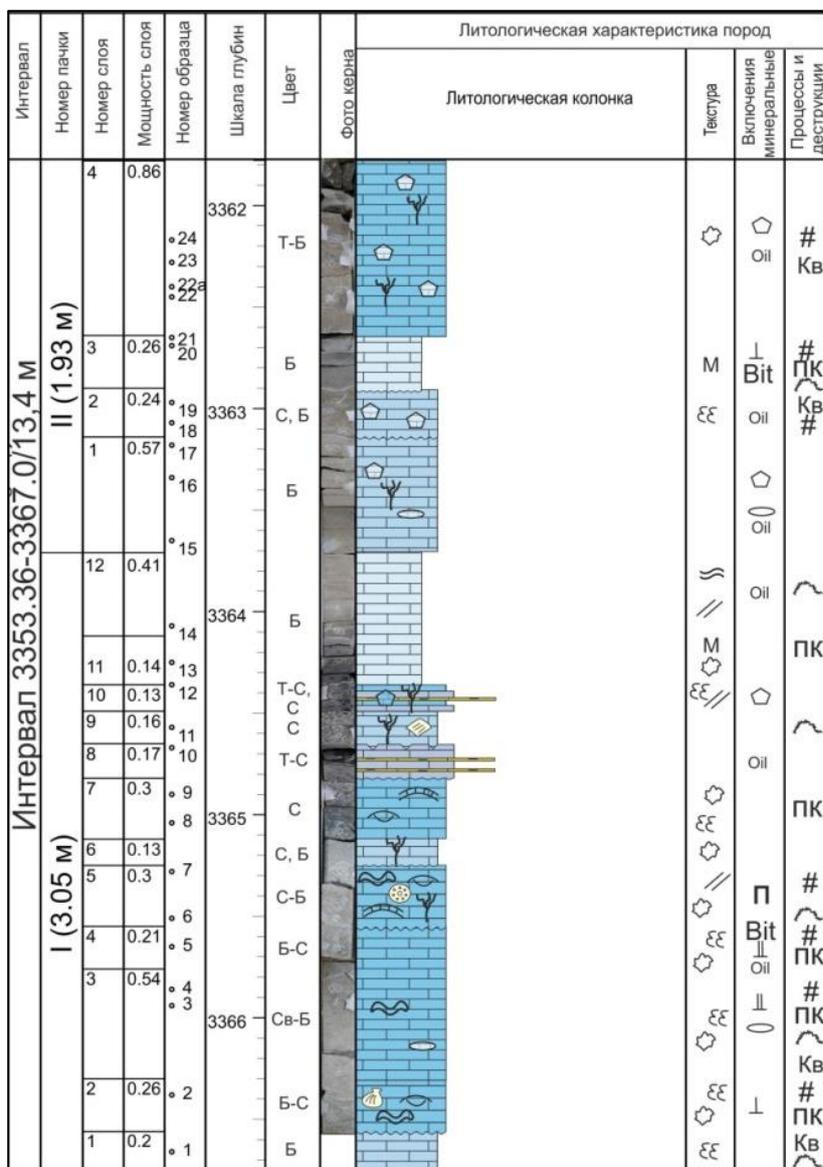


Рисунок 72. Пример регрессивной части циклита 2 по скважине Ананьевская (пачки I, II) (условные обозначения на Рисунок 67) (известняки вак-пакстоун)

Известняки (вакстоуны и пакстоуны) серые и светло-серые, часто биотурбированные, местами перекристаллизованные, также иногда встречаются текстуры нарушенные переотложением. Известняки (вакстоуны) тентакулитовые и брахиоподово-тентакулитовые, органогенно-обломочные. Среди форменных компонентов содержат целые раковины фораминифер (диаметром до 1,5 см), двустворок размером 1*1,5-2 см и остракод размером 0,5*1 см. Раковины остракод иногда расположены в субвертикальном положении. Количество биокластов в породах достигает 30-45% (Рисунок 73).

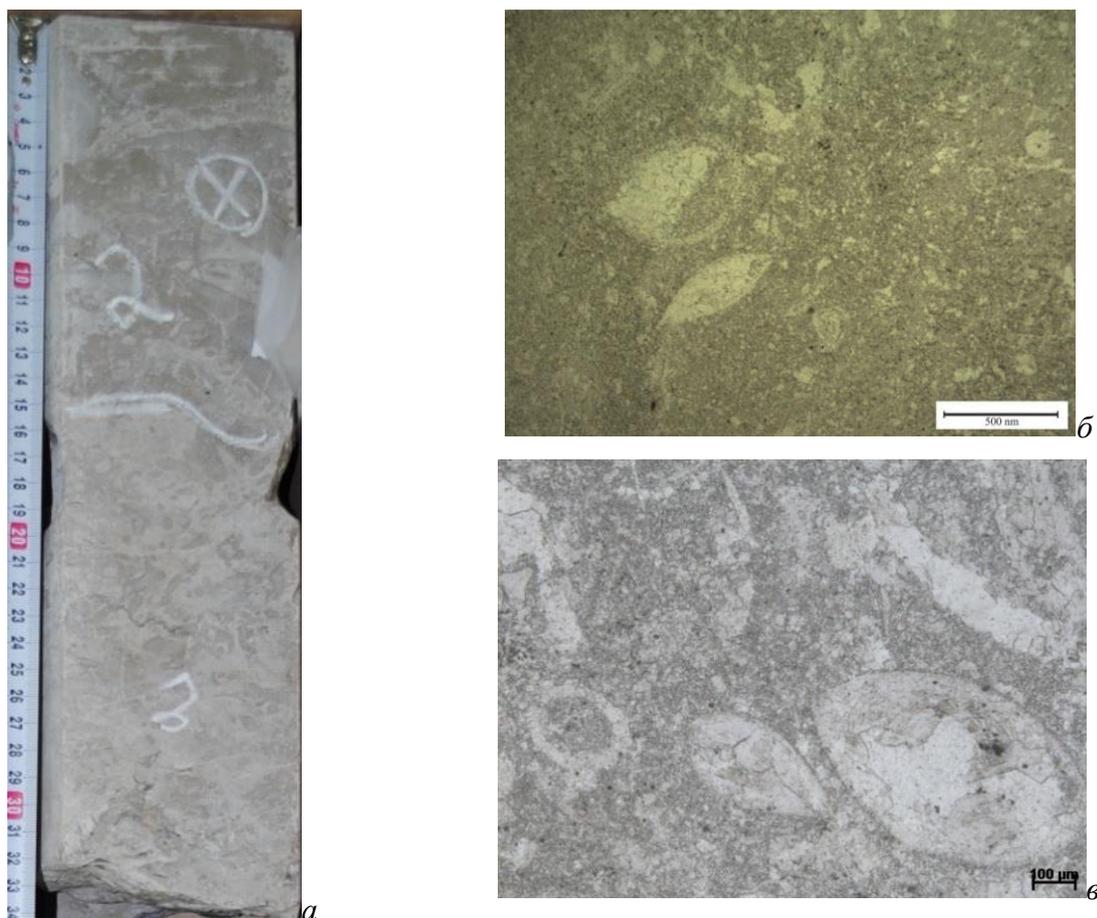


Рисунок 73. Известняки вак-пакстоуны

Скважина Ананьевская. а - фото керна, интервал 3353,36 – 3367,0 м; б – известняк (вакстоун) биотурбированный; в – известняк (пакстоун), в параллельных николях

Пример другого строения регрессивной пачки позднефранского циклита показан в литологической колонке в скважине Малогосвицкая-220. Положение скважины соответствует распространению зон со средними мощностями подкомплекса. Здесь зафиксированы обломочные разности, карбонатная осадочная брекчия и чередование биокластовые известняков с отдельными интервалами высокоуглеродистых пород и карбонатно-кремнистых пород (Рисунок 74). Такой состав и строение разреза свидетельствует о гравитационном характере седиментации, т. е. его формирование происходило в пределах склона внутришельфовой впадины.

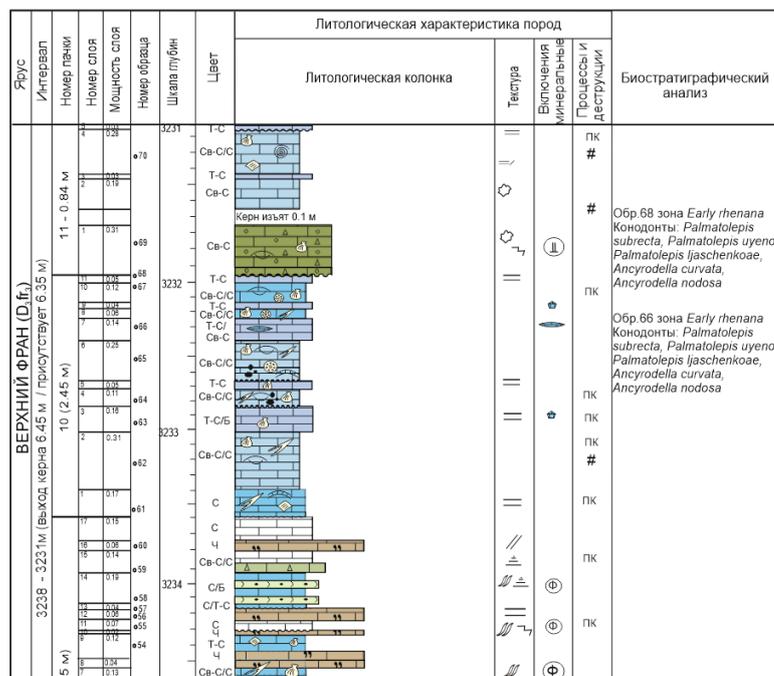


Рисунок 74. Пример регрессивной части цикла 3 по скважине Малогосвицкая-220 (условные обозначения на Рисунок 67) (чередование обломочных известняков, известняков и карбонатно-кремнистых пород)

Брекчии состоят из обломков биогермных водорослевых известняков серых и бежево-серых, видимым диаметром 2-6 см и более. Кроме того, встречаются угловатые слабо окатанные обломки серых и светло-серых известняков диаметром от 0.5-1 см до 3-5 см. Текстура пород пятнистая, нарушенная переотложением. Заполнитель кремнисто-карбонатный, в различной степени насыщенный биокластами двустворок, брахиопод, криноидей, тентакулит, а также биогенным детритом и шламом, реже интракластами известняков диаметром 3-8 мм (Рисунок 75). Структура пород обломочная, органогенно-обломочная и микритовая. Иногда встречается (до 5-7 %) обломочный материал, который представлен зернами кварца диаметром 0,05-0,07 мм.



Рисунок 75. Интракластовая брекчия. Скважина Малогосвицкая, интервал 3253 – 3246 м. а – фото керна, б – заполнитель в брекчии

Третий фаменский цикллит является наиболее мощным и неоднородно построенным в разрезе среднефранско-турнейского комплекса (Рисунок 76). В центральных частях прогиба строение цикллита мало чем отличается от первых двух. Мощность цикллита в осевой зоне прогиба составляет 40-50 метров. Однако суммарная мощность цикллита увеличивается к прибортовым и бортовым частям прогиба до 400-600 метров за счет увеличения верхней, регрессивной части цикллита.

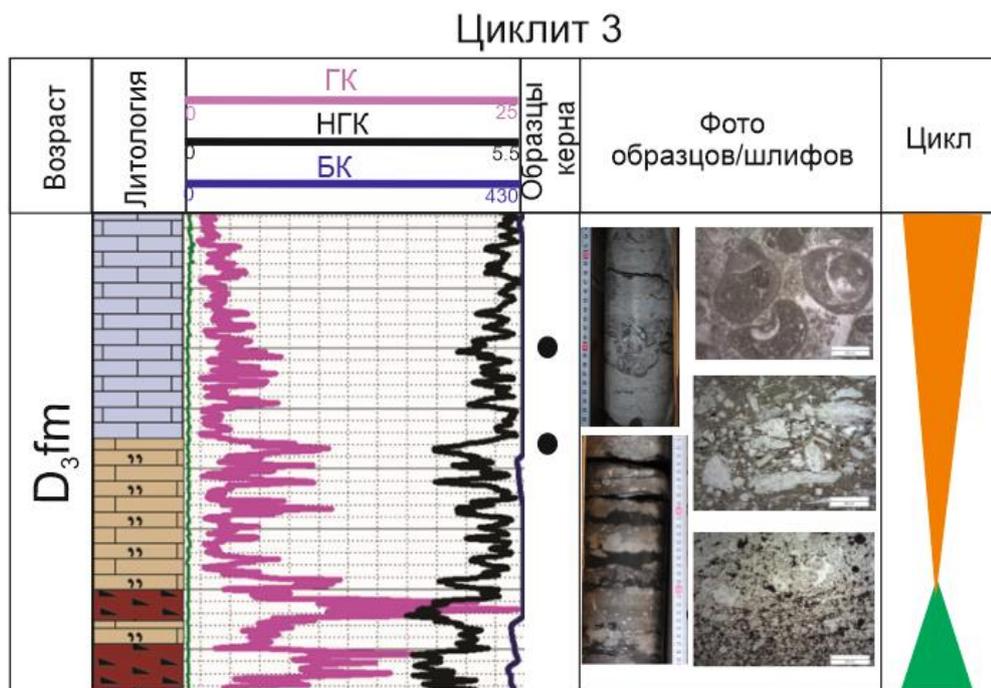


Рисунок 76. Строение фаменского цикллита в разрезе скважины Муханово-Ероховского прогиба (условные обозначения на Рисунок 66)

Разрез третьего цикллита описан в трех из шести скважин. Регрессивная часть цикллита в том числе может включать отложения биогенной постройки внешней зоны шельфа, встреченные в разрезе фамена в скв. 170. Разрез охарактеризован несколькими пачками, представленными чередованием неравномерно нефтенасыщенных известняков онколитовых (грейнстоунов) и водорослевых разностей. Известняки оолитовые и оолитово-литокластовые серые и светло-серые, часто пористые, с диаметром межформенных пор до 1 мм. Онколиты достигают диаметра до 2 см, а литокласты до 0.5-1 см. Нередко грейнстоуны чередуются с водорослевыми известняками (баундстоунами). Водорослевые известняки серые, слоистые (горизонтально-волнистослоистые) часто мелкокавернозные и в различной степени нефтенасыщенные. Размер каверн достигает 1-3 мм, нередко внутренние полости каверн инкрустированы черным битумом. Иногда перечисленные типы образуют чередования (Рисунок 77, Рисунок 78).

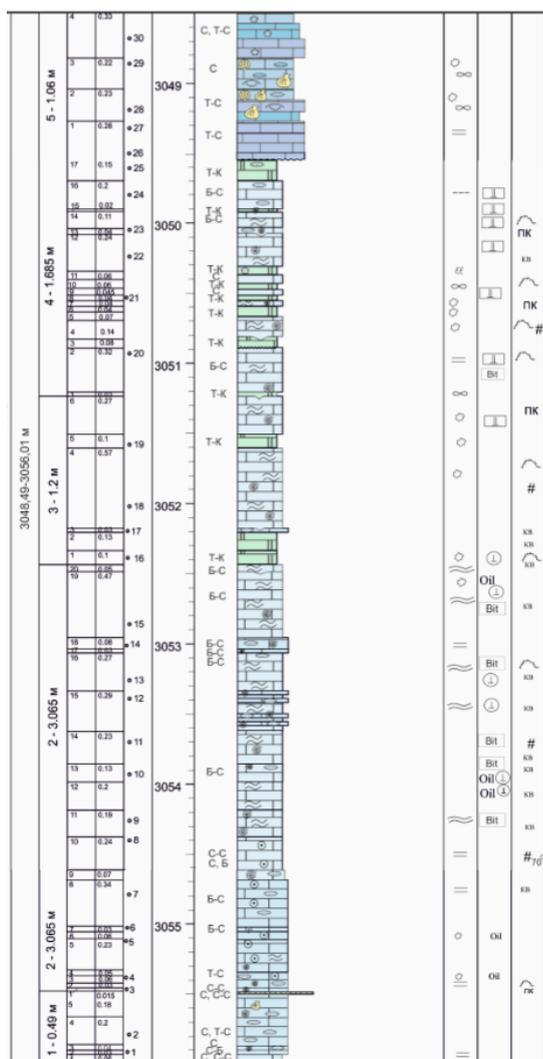


Рисунок 77. Пример регрессивной части цикла 3 (условные обозначения на Рисунок 67) (карбонатные породы)

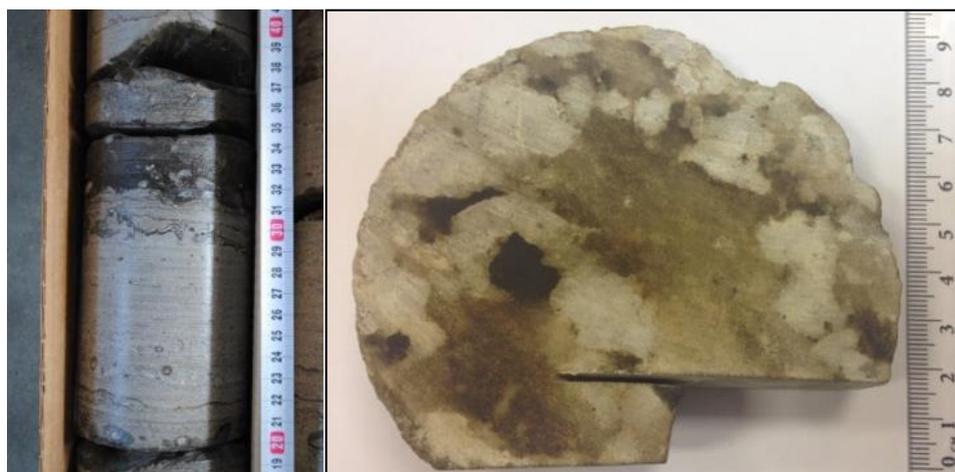


Рисунок 78. Чередование грейстоунов онколитовых и водорослевых известняков. Скважина Сударовская-170. Интервал 3048,49-3056, 01 м

Четвертый цикллит, соответствующий турнейскому времени осадконакопления, состоит из двух частей (Рисунок 79) и ограничен подошвой ранневизейской терригенной толщи заполнения. Мощность цикллита составляет 60 – 500 м, увеличиваясь от центра к периферии. Циклит не был охарактеризован керном в изучаемых скважинах ввиду отсутствия интервалов его отбора. Однако по данным гамма- и нейтрон- гамма каротажа видно различие в строении цикллита в зависимости от положения скважины (Рисунок 80).

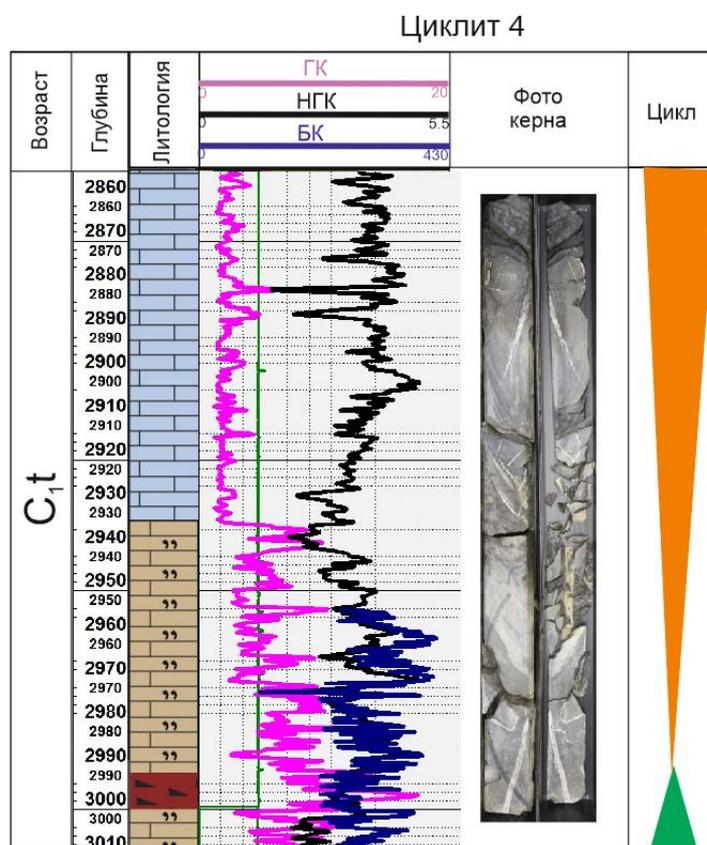


Рисунок 79. Строение турнейского цикллита в разрезе скважины Муханово-Ероховского прогиба (условные обозначения на Рисунок 66)

Строение цикллитов в центральных частях прогиба характеризуется относительно равнозначными значениями мощности нижних и верхних элементов цикллита. Нижняя часть цикллита здесь представлена чередованием высокоуглеродистых смешанных кремнисто-карбонатных пород. Ближе к прибортовым частям состав меняется, содержание Сор_г падает, а карбонатность увеличивается. Значения ГК здесь относительно невысокие. Состав верхней части цикллита также меняется по латерали. Для периферийных частей прогиба характерно увеличение мощности верхней части цикллита до 300-400 м за счет биогенных построек внешней зоны шельфа, тогда как для осевой части значение мощности редко превышает 100 м.

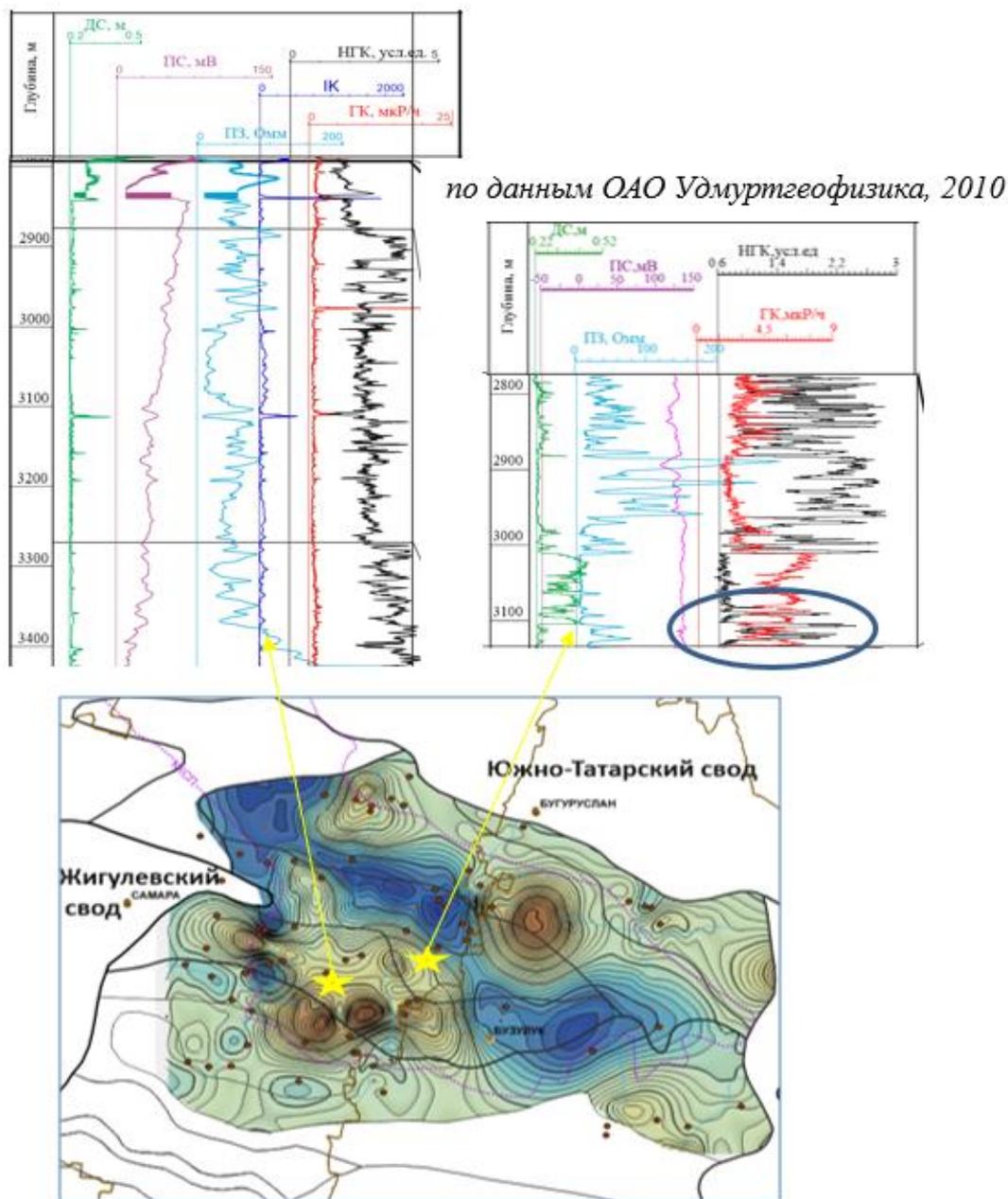


Рисунок 80. Различия в строении турнейского циклита

Корреляция изученных скважины с выделенными циклитами показывает несколько интересных закономерностей (Рисунок 82, Рисунок 83). Облик циклитов в центральной части прогиба отличается от облика циклитов в бортовых частях. Строение одного и того же циклита в разных частях исследуемой области различно, что выражается в различных показаниях значений ГК, НГК и БК и мощности циклитов. Изменения мощности циклитов от периферии к центру особенно видно по 3 и 4 циклитам. Это связано с увеличением карбонатной составляющей в разрезе на бортах прогиба. Выявленные закономерности говорят о том, что в пределах выделенных циклов изменяются условия их формирования от периферийной части к центральной части разреза.

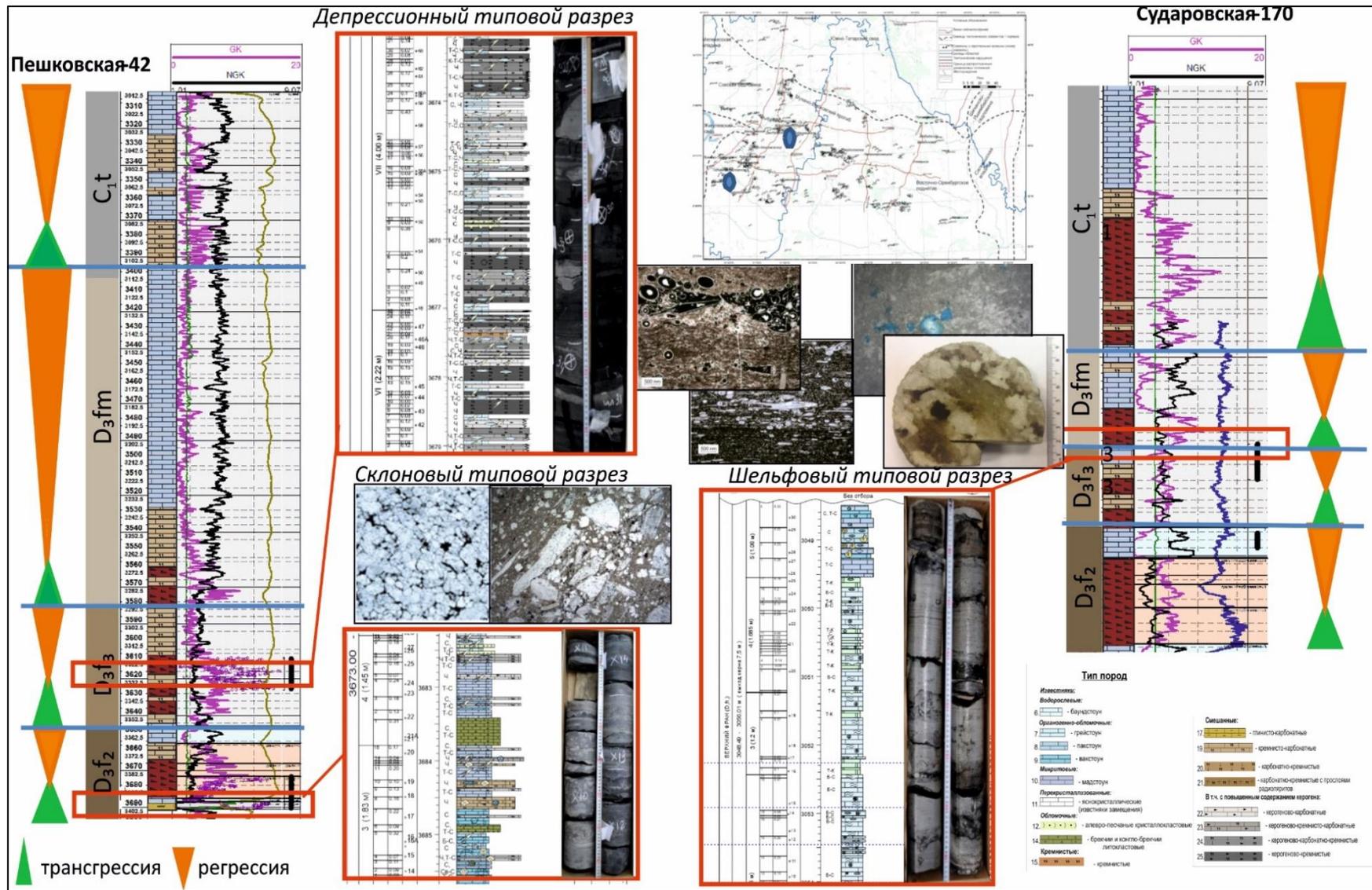


Рисунок 81. Типы разрезов и характеристика циклитов (на примере скважин Пешковская и Сударовская)

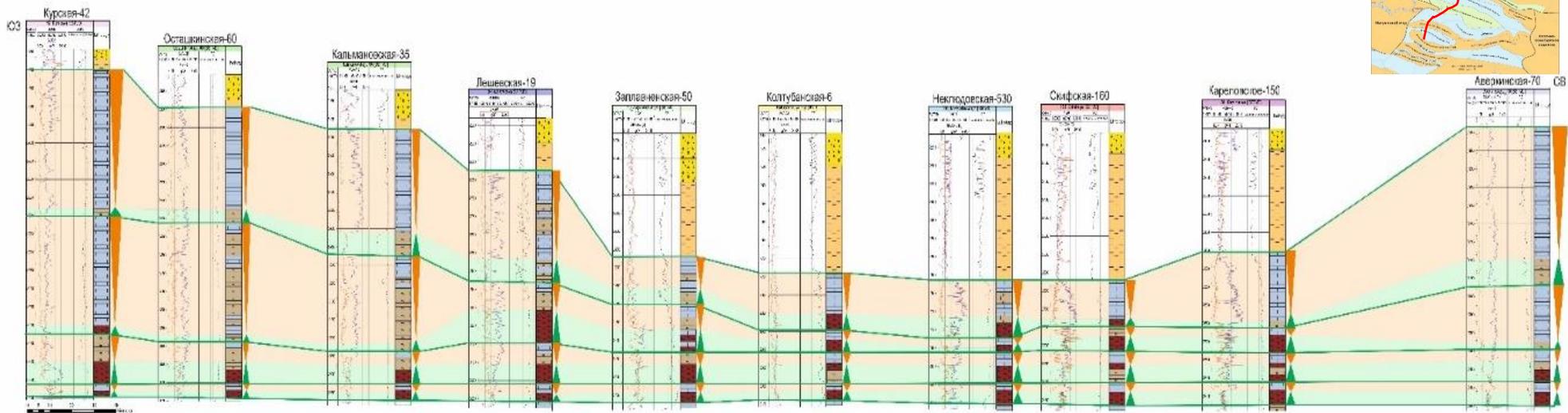


Рисунок 82. Корреляционный профиль через Муханово-Ероховский прогиб с ЮЗ на С

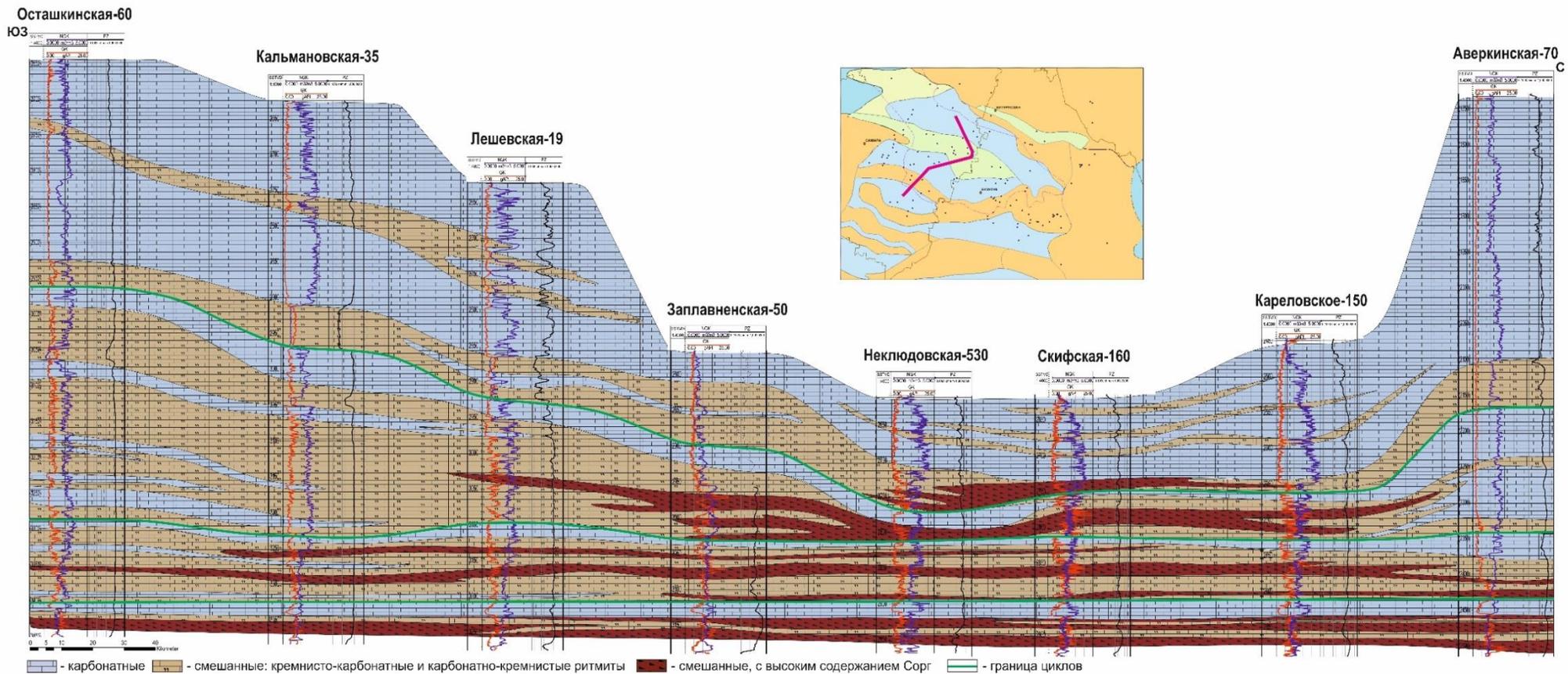


Рисунок 83. Концептуальный литофациальный разрез через Муханово-Ероховский прогиб (Завьялова А.П., Ступакова А.В, 2021)

4.3. Обстановки осадконакопления и условия формирования среднефранско-турнейских отложений Муханово-Ероховского прогиба

Рассмотренные типы пород формируют цикличные чередования, а также парагенетические ассоциации, что дает возможность выделить определенные типы разрезов и обстановки их формирования. Строения и состав циклитов, их корреляция и сопоставление с сейсмической интерпритацией сейсмокомплексов и подкомплексов, дало понимание, что в пределах каждого цикла видна смена одних и тех же условий осадконакопления – от относительно глубоководного, затем склонового и до мелководно-морских. Определить условия, при которых шло накопление изучаемого комплекса, возможно путем построения моделей осадконакопления. Рассмотренное распределение мощностей по профилю в главе 3 (Рисунок 39, Рисунок 40) напрямую зависит от изменения литологического состава отложений.

Модели осадконакопления иллюстрируют смену литологического состава отложений как во времени, так и в пространстве. Горизонтальная линия под скважинами характеризует условное положение уровня моря. Продолжительный период с рифея по нижний девон платформа, скорее всего, была приподнята и представляла собой сушу, где осадконакопление практически не происходило.

В среднедевонское время преобладало терригенное осадконакопление, при этом центральная часть профиля была более погружена, вследствие чего здесь накапливался более мелкодисперсный материал в виде глин и глинистых алевролитов (Рисунок 84). На западе и на востоке преобладали песчаные разности.

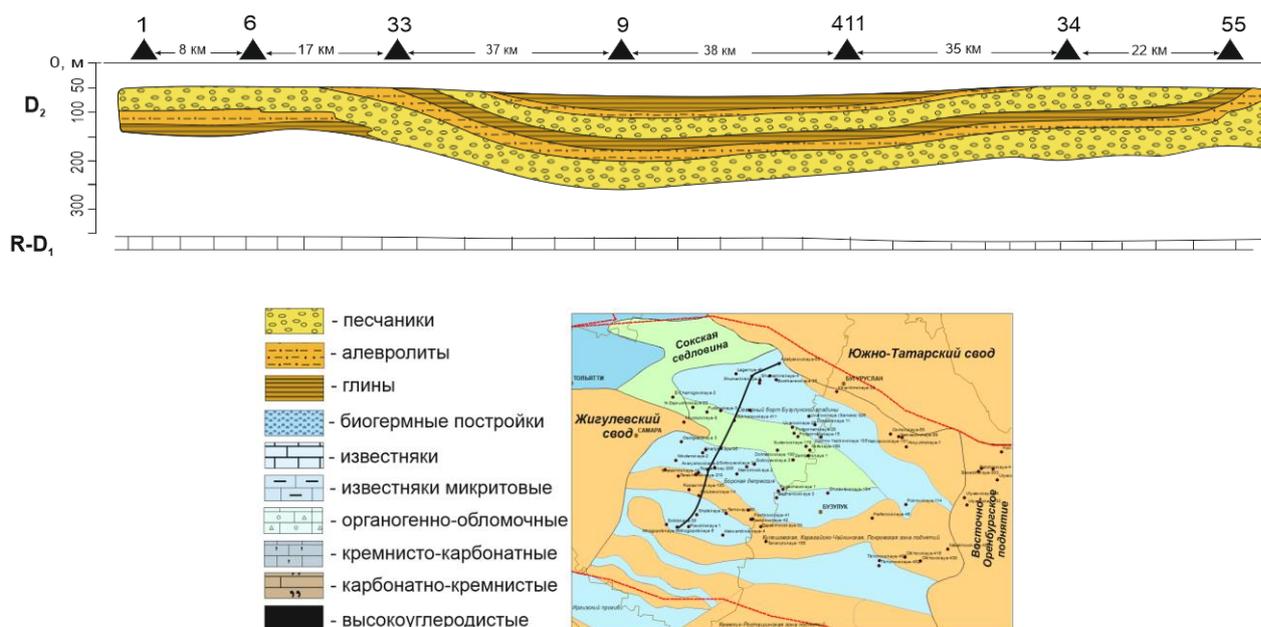


Рисунок 84. Модель осадконакопления по линии б на среднедевонское время

Модель осадконакопления на раннефранское время иллюстрирует подъем уровня моря, вследствие чего преимущественно песчано-алевритовые отложения сменяются глинистыми (Рисунок 85). А в центральной, наиболее погруженной части, в верхней части разреза отмечается карбонатное осадконакопление.

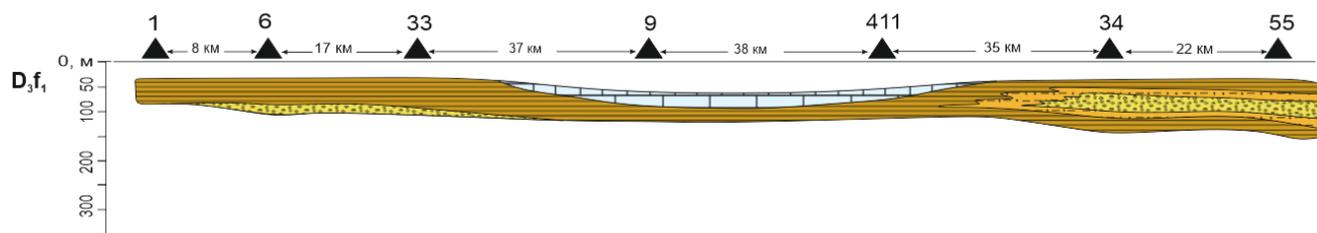


Рисунок 85. Модель осадконакопления по линии б на раннефранское время

С начала среднего франа терригенное осадконакопление сменяется карбонатным (Рисунок 86). Уровень моря поднялся, и теперь почти на всей территории идет накопление отложений, обогащенных органическим веществом, а также кремнисто-карбонатных и карбонатно-кремнистых отложений. Высокоуглеродистых прослоев больше в наиболее глубоких местах, таких как вблизи скважин Аверьяновская-9 и Аделяковская-55.

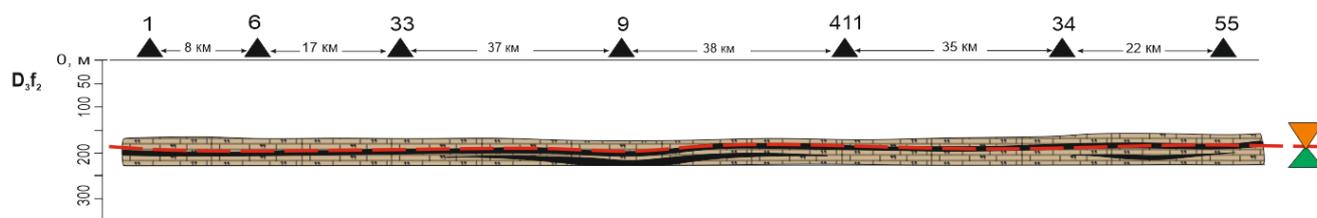


Рисунок 86. Модель осадконакопления по линии б на среднефранское время

В течение позднего франа происходила перестройка структурного плана, что проявляется в дифференциации распределения мощностей и фаций (Рисунок 87). Сокращение мощностей в центральной части прогиба говорит о умеренном прогибании участка территории в центральной части. Бортовые уступы, скорее всего, имели другие скорости прогибания, что отразилось в увеличении мощности карбонатных отложений. Уменьшение мощности и смена литофации на относительно более глубоководные в центральной части исследуемой территории свидетельствуют о начале формирования прогиба – внутришельфовой впадины. Снижение относительного уровня моря к концу позднефранского времени способствовали формированию карбонатных отложений в мелководных частях шельфа, а также биогермных построек на бортак впадины.

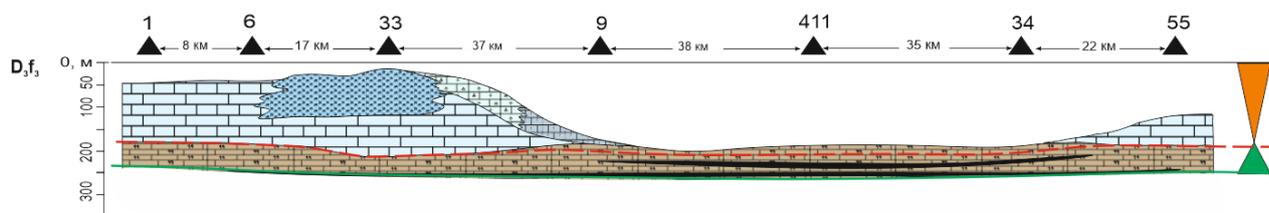


Рисунок 87. Модель осадконакопления по линии 6 на позднефранское время

Затем, в фаменское время, продолжилось общее опускание территории и осадконакопление, унаследованное со времени верхнего франа. В осевой части прогиба продолжают накапливаться высокоуглеродистые прослои, чередуясь со смешанными породами кремнисто-карбонатного и карбонатно-кремнистого состава. Большие мощности известняков объясняются наличием биогенных построек, отчетливо видных в разрезах скважин Правдинская-1, Многопольская-6, Шпильская-33, Аделяковская-55. Регрессивная часть фаменского циклита характеризуется преимущественно карбонатным осадконакоплением. Разрушение органогенных построек приводило к формированию склоновых фаций, представленными обломочными и органогенно-обломочными известняками. Сокращение мощностей вблизи скважины Малаховская-411 указывает на сохранение условия относительно глубоководной впадины в этой зоне (Рисунок 88).

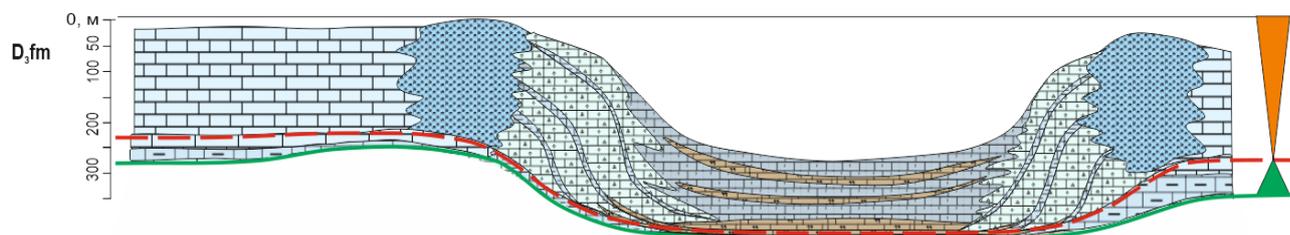


Рисунок 88. Модель осадконакопления по линии 6 на фаменское время

Модель осадконакопления на рисунке иллюстрирует распределение литологического состава отложений в турнейском комплексе по линии 6 (Рисунок 89). Увеличение мощностей здесь обусловлено наличием биогенных построек, вблизи скважин Аверьяновская-9 и Винно-Бановская-34. Накопление кремнисто-карбонатных и карбонатно-кремнистых пород, обогащенных ОВ, во впадине продолжается лишь до начала турнейского времени (на стадии трансгрессивного этапа накопления циклита 4). Снижение относительного уровня моря во второй половине турнейского времени привело к разрушению мелководных карбонатов и биогермных построек, обломочный материал которых сносился во впадину, постепенно ее заполняя.

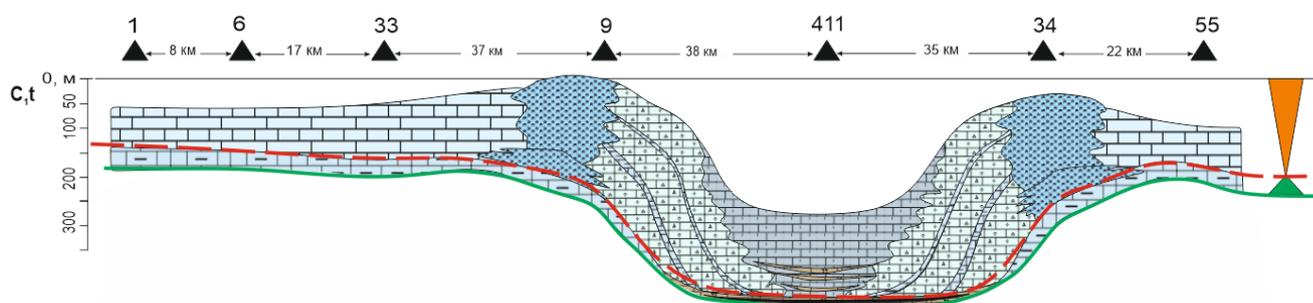


Рисунок 89. Модель осадконакопления по линии б на турнейское время

Завершается цикл терригенной ранневизейской толщей заполнения (Рисунок 90). Привнос глинистого и алевро-глинистого материала за счет эрозионных процессов с суши практически полностью подавило карбонатонакопление на исследуемой территории. В это время прогиб окончательно заполнился привнесенными осадками, мощность которых в центральной части достигали 300 и более метров.

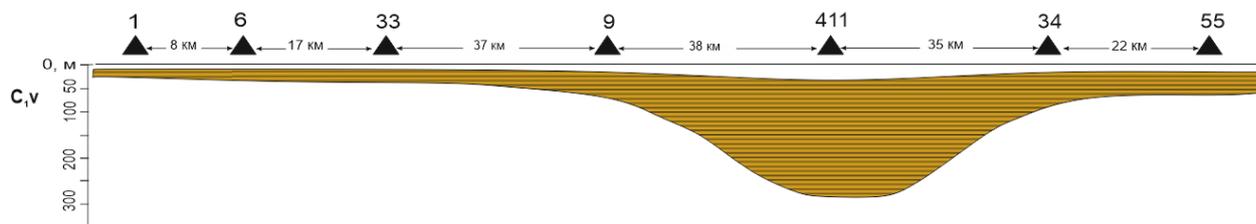


Рисунок 90. Модель осадконакопления по линии б на ранневизейское время

Таким образом, построенная автором общая модель формирования среднефранко-турнейского комплекса иллюстрирует условия формирования, фациальную зональность, преимущественный литологический состав и их изменения в пределах каждого циклита, для трансгрессивного и регрессивного этапа его формирования (Рисунок 91).

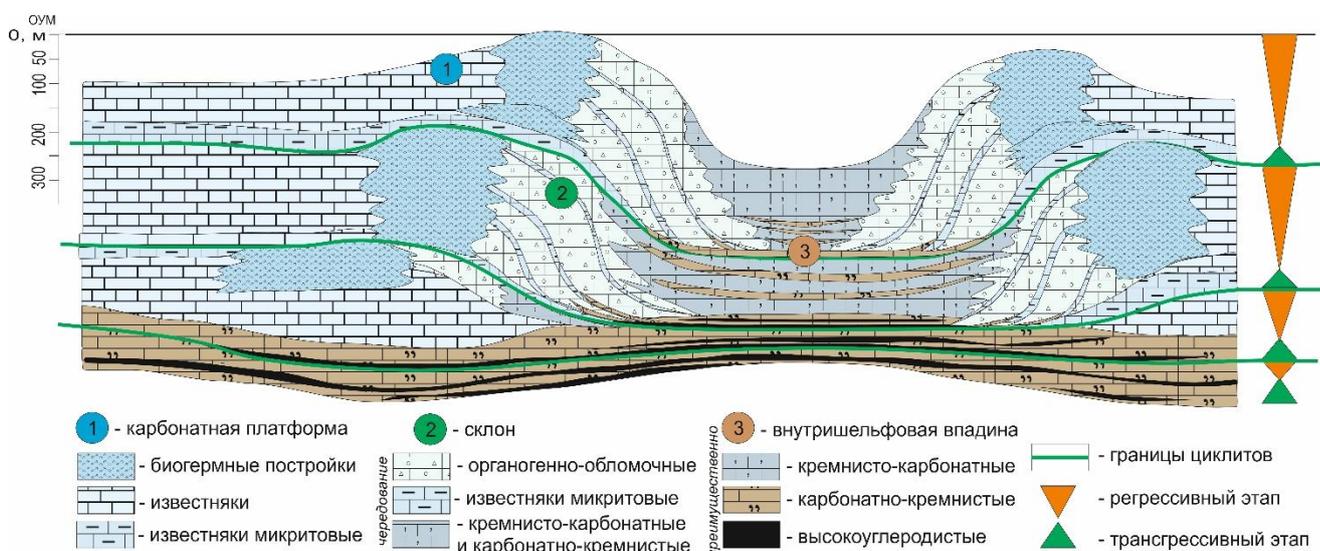


Рисунок 91. Модель условия формирования формации доманикоидов в позднедевонско-раннекаменноугольное время

Разрезы относительно глубоководных внутришельфовых впадин накапливались на пике трансгрессии морского бассейна и часто представлены цикличным и неравномерным чередованием пород керогеново-карбонатно-кремнистого и керогеново-кремнисто-карбонатного состава, а также тентакулитовых известняков (пак-грейнстоунов). Развитие данного типа разреза характерно преимущественно для нижних частей франских циклитов, однако в центральных частях прогиба условия его накопления сохраняются вплоть до турнейского времени.

Разрезы склонов внутришельфовой впадины распространены в прилегающих к склонам и поднятиям зонам и представлены чередованием обломочных известняков, известняков (мадстоунов и вакстоунов) с прослоями высокоуглеродистых кремнистых пород. Формирование таких разрезов просисходило преимущественно на регрессивной стадии развития бассейна. Начиная с позднефранского циклита, отмечается широкое развитие склонового типа разреза.

Разрезы мелководно-морского шельфа характеризуются наименьшим содержанием Сорг и преобладанием известняков вакстоун, пакстоун, грейнстоун и баундстоун. Известняки содержат целые раковины остракод, двустворок, фораменифер, а также обломки одиночных кораллов. Развитие данного типа разреза максимально в фаменском и турнейском циклитах и характеризуются наибольшей мощностью.

Выделение обстановок осадконакопления по каротажным кривым базируется на том же принципе, что и выделение каротажных фаций. За основу берется сопоставление облика каротажной кривой с типом пород, выделенные при описании керна. Переход от мелкомасштабного описания пород в разрезе к крупному масштабу, позволяет объединить слои в пачке со сходными характеристиками пород по составу и свойствам. Если разрез сложен преимущественно изветсковыми разностями и характеризуется низкими значениями ГК, высокими НГК, то такой тип разреза можно отнести к шельфовому. Преобладание смешанных разностей, с высоким содержанием Сорг, что проявляется в повышенных значениях гамма каротажа, говорит о депрессионном типе разреза (Рисунок 92). Только лишь по каротажным кривым зону склона внутришельфовой впадины зафиксировать сложно. Однако предполагать распространение такой зоны можно по ритмичному чередованию известняков смешанных пород и смешанных пород, с повышенным содержанием Сорг.

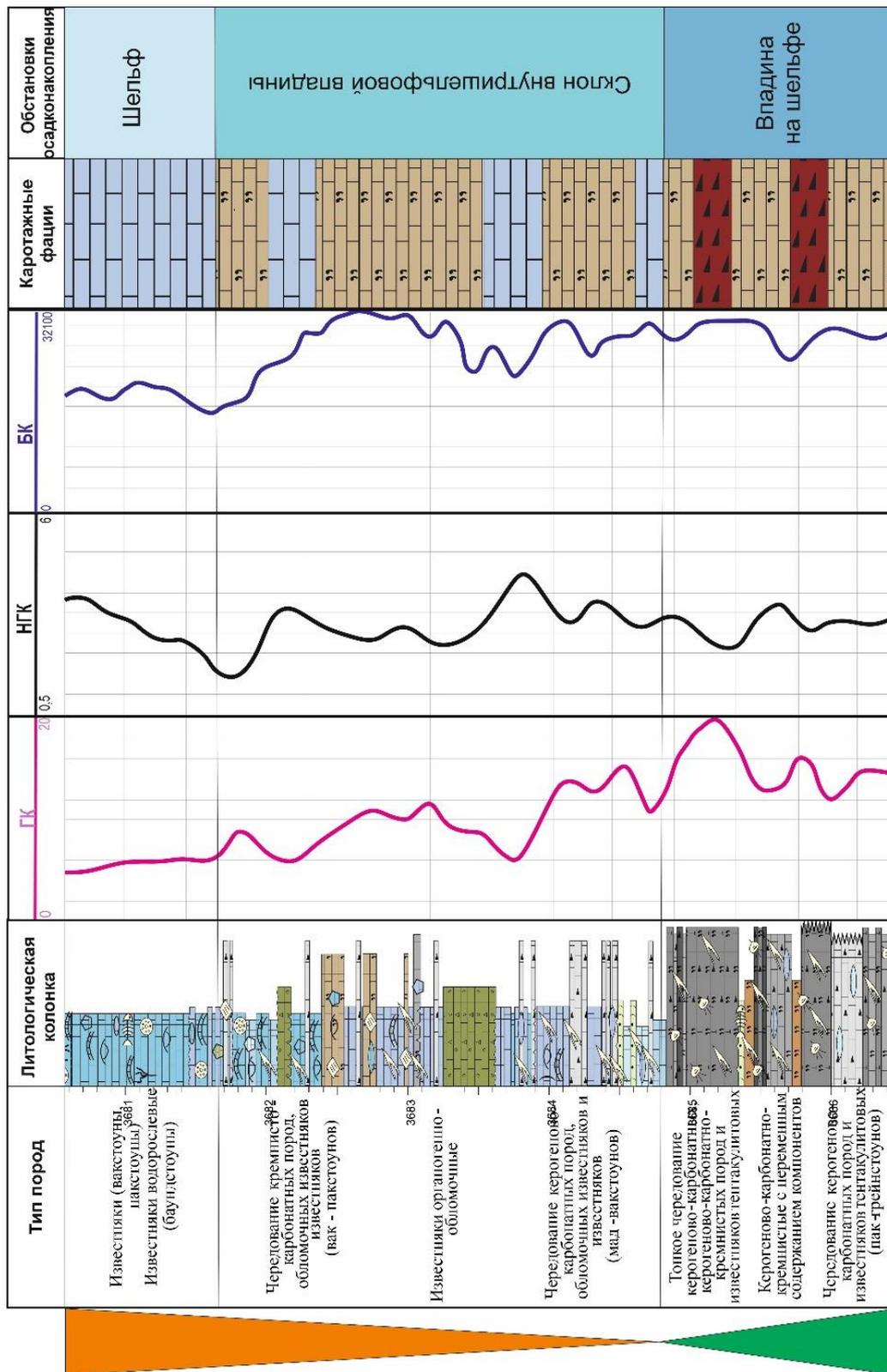


Рисунок 92. Выделение обстановок осадконакопления по литологии и ГИС

Корреляция выделенных типов разрезов, каротажных фаций и циклитов показывает распространение обстановок осадконакопления по профилю (Рисунок 93). Первые два циклита накапливались преимущественно в относительно глубоководных условиях. Обстановки формирования фаменского и турнейского циклов менялись от относительно глубоководных в центральной части прогиба до мелководно-морских на бортах.

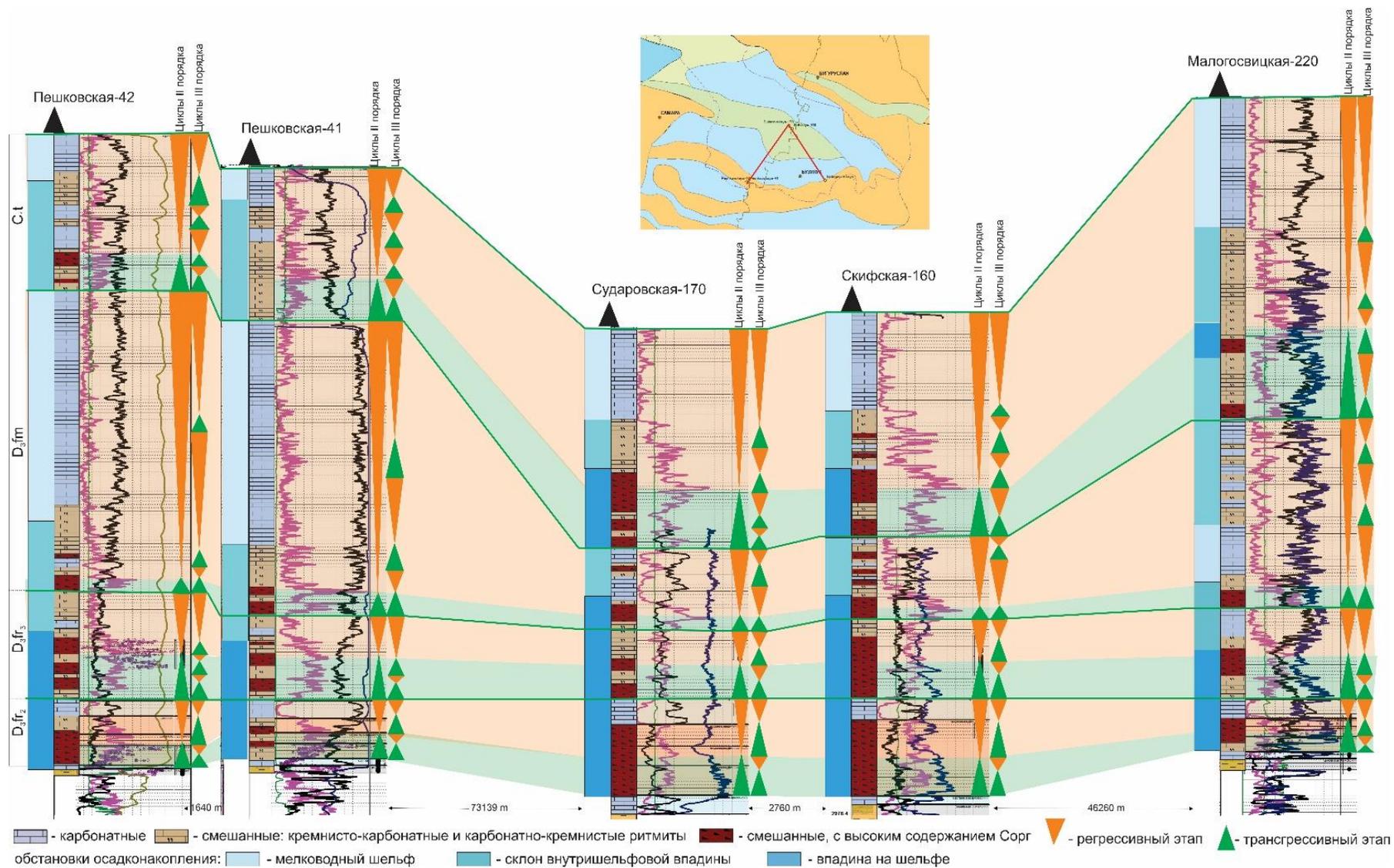


Рисунок 93. Корреляция циклов среднефранско-турнейского комплексов через Муханово-Ероховского прогиб (Завьялова А.П., Ступакова А.В., 2021)

Результаты исследований, описанных в текущей и предыдущей главе, а именно изученные строение разреза, цикличность, вещественный состав пород и выделенные обстановки осадконакопления, показали взаимосвязь мощностей и фаций. Это позволило выделить распространение и наметить контуры смены фациальных зон. На исследуемой территории практически все отложения среднего франа накапливались в относительно глубоководных условиях. Бассейн достиг максимальной глубины именно в среднефранское время. На юго-востоке, вблизи Восточно-Оренбургского поднятия, в основании циклитов скважин встречалась примесь обломочного материала, поэтому в местах небольшого увеличения мощности можно предполагать остаточное развитие склона. (Рисунок 94).

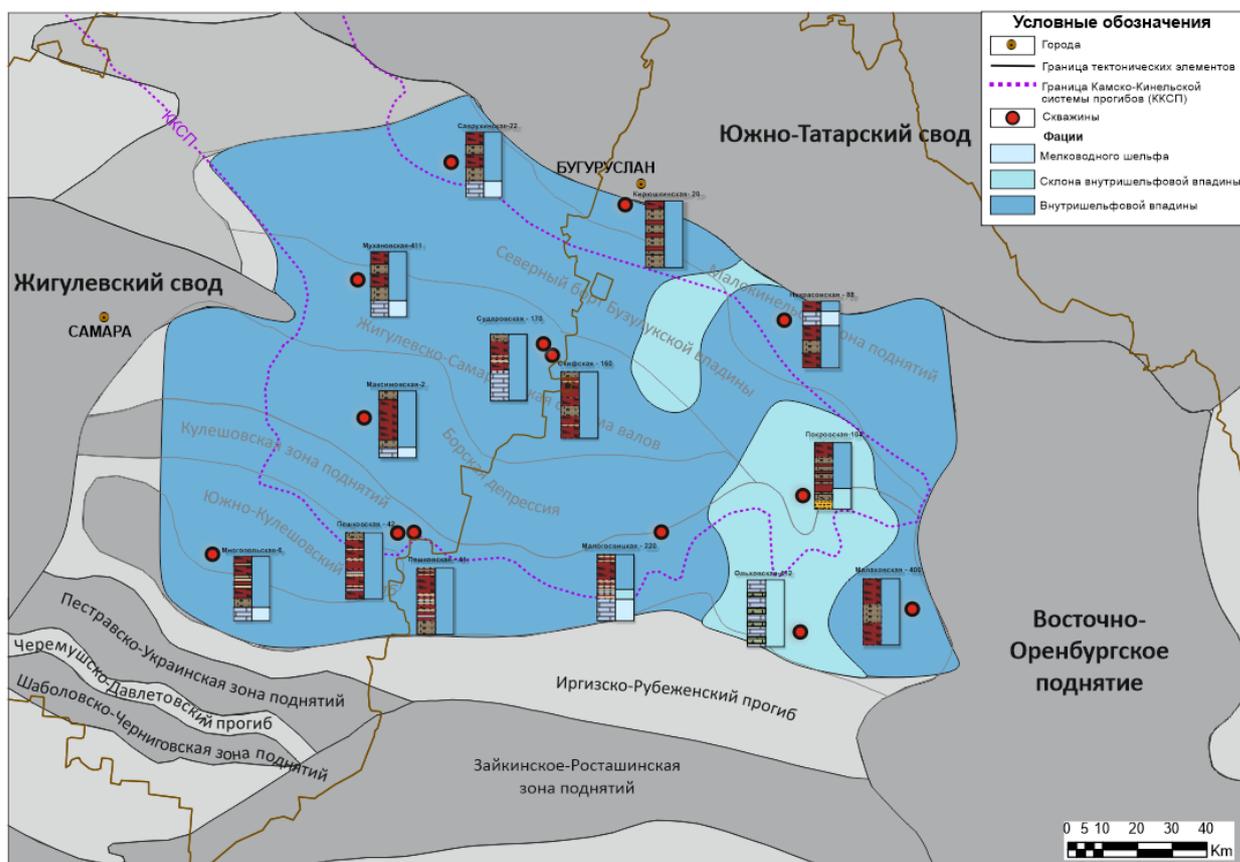


Рисунок 94. Фациальная зональность среднефранского циклита

В позднефранское время четко прослеживается обособления прогиба - по неровной границе вдоль прогиба характерно развитие склоновых фаций, а отложения мелководного шельфа отмечаются лишь со стороны Восточно-Оренбургского поднятия и небольшой зоной развития, примыкающей к Южно-Татарскому своду (Рисунок 95). Унаследованная додевонская расчлененность структурного плана территории определяет положение впадины на шельфе, которая является южной ветвью Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП). В пределах прогиба продолжают господствовать относительно глубоководные условия.

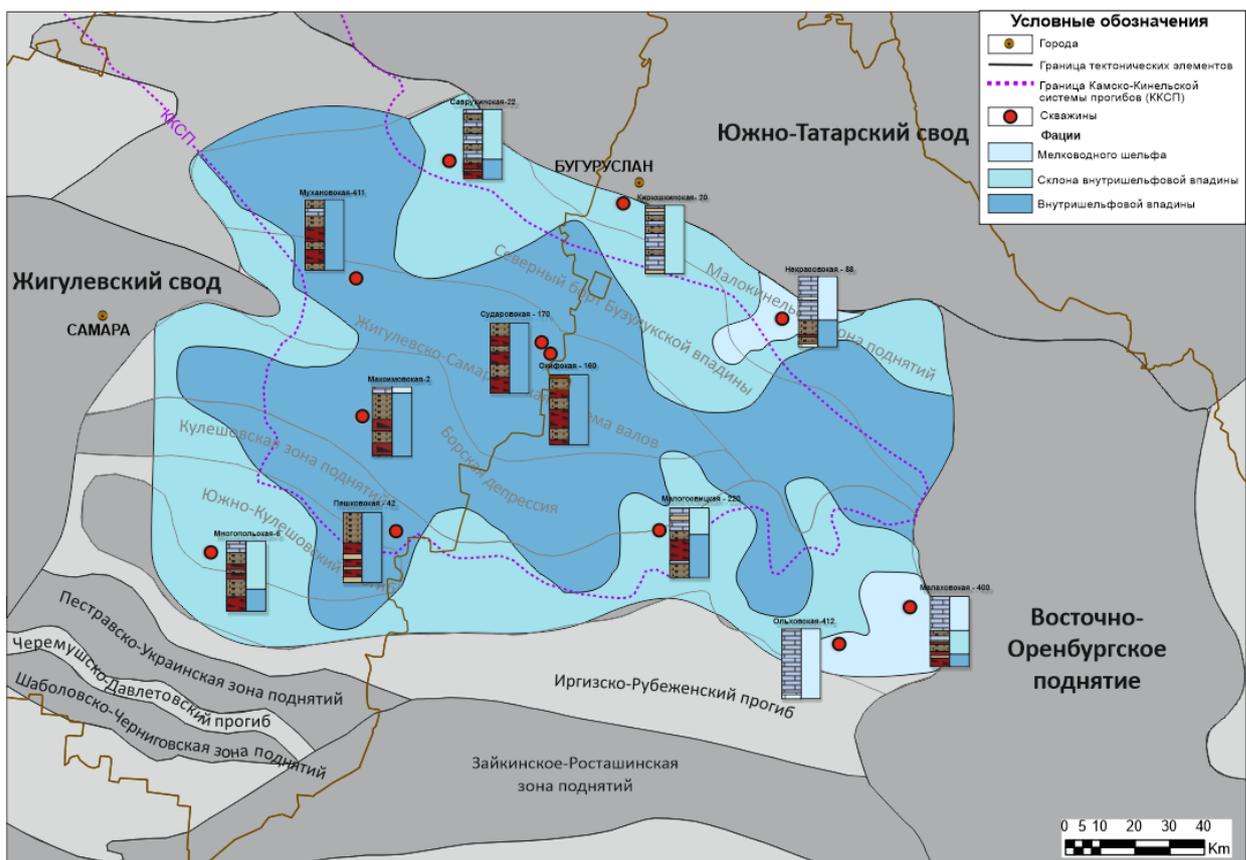


Рисунок 95. Фациальная зональность позднефранского циклита

В фаменский век условия осадконакопления определялись развитием некомпенсированного прогиба (Рисунок 96). Обособившаяся во франское время впадина частично заполнилась склоновыми фациями и даже шельфовыми фациями, вследствие чего ось и форма прогиба сместилась. Отмечается унаследованное с позднефранского времени положение узких неровных зон распространения депрессионных фаций в юго-западном направлении. Наблюдается также проградация склона Южно-Татарского свода и широкое развитие шельфовых фаций на южной и восточной части территории, а также вынос склоновых фаций с южной стороны практически до центральной части прогиба.

В турнейское время прогиб сократился до узкой вытянутой зоны, вдоль которой формировались склоновые фации (Рисунок 97). Проградация склона со стороны Татарского свода продолжилась и в турнейское время. В западной части района отмечается преобладание склоновых фаций, обусловленное размыванием карбонатов на приподнятой части территории вблизи Жигулевского свода.

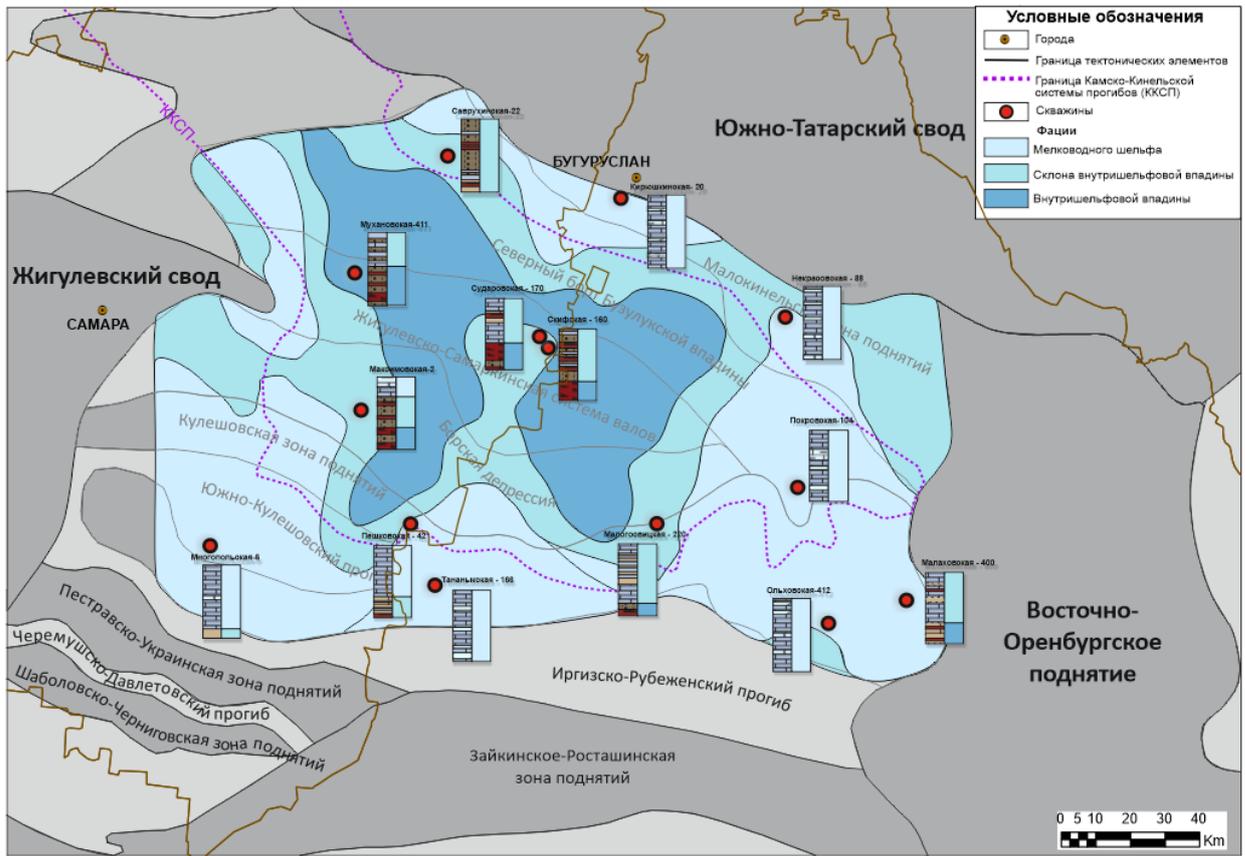


Рисунок 96. Фациальная зональность фаменского цикла

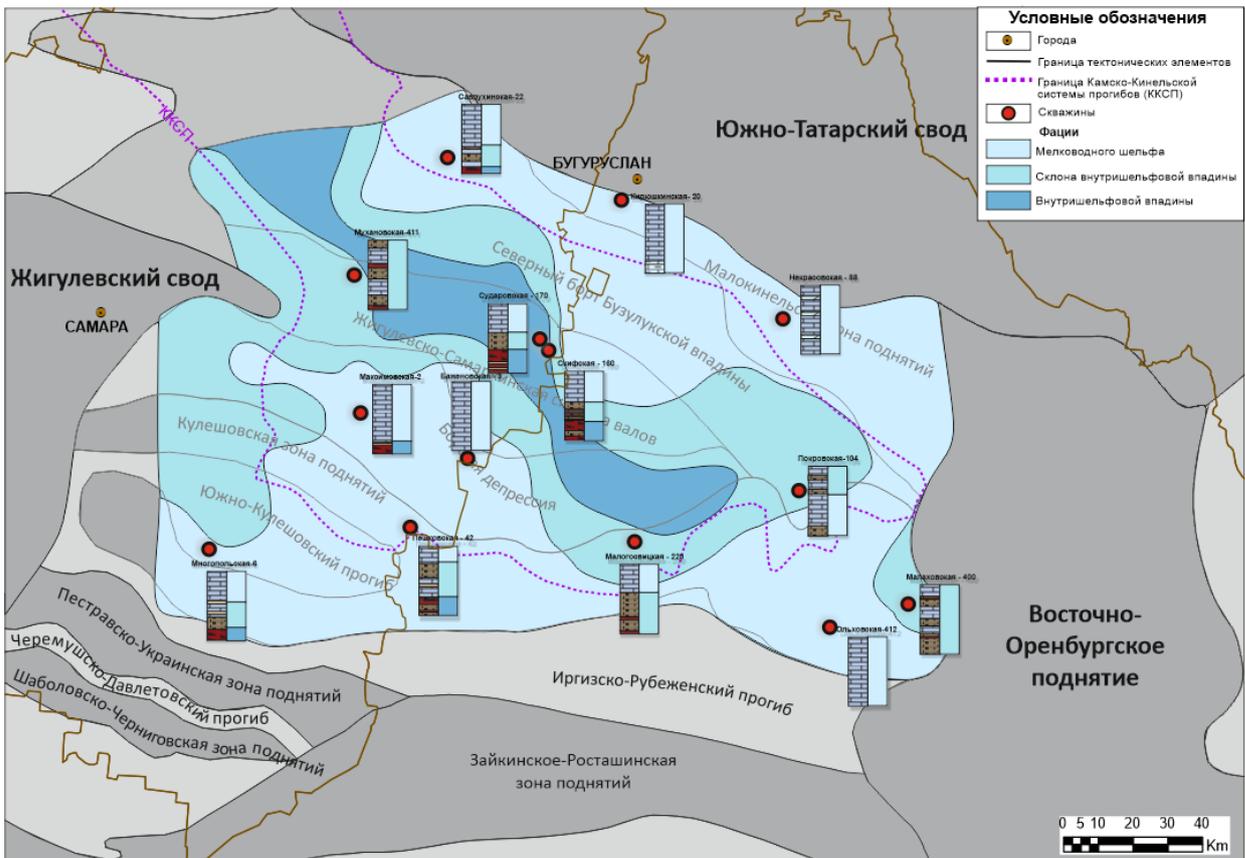


Рисунок 97. Фациальная зональность турнейского цикла

Таким образом, среднефранско-турнейские отложения имеют общие черты развития на территории всего Муханово-Ероховского прогиба. Циклостратиграфический анализ и анализ вещественного состава отложений позволяет выделить в среднефранско-турнейских отложениях четыре крупных циклита. Каждый циклит начинается с морской трансгрессивной кремнисто-карбонатной толщи, с повышенным содержанием Сорг, и завершается карбонатными регрессивными отложениями. Третий и четвертый циклиты характеризуются наибольшей изменчивостью за счет увеличения верхней регрессивной части циклитов в прибортовых частях прогиба. Строение одного и того же циклита в разных частях исследуемой области различно, что выражается в различных показаниях значений ГК, НГК и БК и мощности циклитов. Изменения мощности циклитов от периферии к центру особенно видно по 3 и 4 циклитам. Это связано с увеличением карбонатной составляющей в разрезе на бортах прогиба, где верхние части циклитов характеризуются низкими значениями ГК, БК и высокими НГК. Выявленные закономерности говорят о том, что в пределах выделенных циклов изменяются условия их формирования от периферийной части к центральной части разреза. Анализ вещественного состава отложений позволяет в пределах каждого циклита выделить различные палеогеографические зоны и характерные им типовые разрезы.

В среднефранское время сформировалась относительно глубоководная впадина с некомпенсированным осадконакоплением смешанных кремнисто-карбонатных пород, с высоким содержанием ОВ. Обстановки осадконакопления в позднем фране меняются, и внутришельфовая впадина обособляется в центральной части исследуемой территории. Борты слагают известняки мелководного шельфа, а склоны – чередование известняков, глинистых известняков и смешанных кремнисто-карбонатных и карбонатно-кремнистых пород. Сужение внутришельфовой впадины продолжается в фаменское и турнейское время за счет увеличения карбонатного шельфа и роста органогенных построек по периферии, а также проградации склона впадины.

Глава 5. Перспективы нефтегазоносности среднефранско-турнейских отложений Муханово-Ероховского прогиба

Оценить перспективы нефтегазоносности доманикоидных отложений Муханово-Ероховского прогиба возможно собрав воедино полученные результаты исследования. Анализ ССК показал области распространения среднефранско-турнейских отложений, выявил особенности их строения и позволил проследить развитие подкомплексов. Анализ цикличности строения разреза дал возможность определить, для каких интервалов характерно формирование известняков, связанное с регрессивными частями циклов, а для каких отмечены высокоуглеродистые отложения – трансгрессивный элемент циклита. Анализ мощностей и фаций показал их распределение в разрезе и по площади, что позволило определить условия их формирования. Выделены зоны распространения отложений большой мощности – шельфовых известняков, распространения отложений малых мощностей – высокоуглеродистых пород внутришельфовой впадины и смешанных пород склонов внутришельфовых впадин.

Результаты исследований, проведенных в рамках данной работы, позволили заключить, что рассматриваемый комплекс среднефранско-турнейского возраста обладает строением и свойствами, многообещающими по отношению к двум типам ресурсов из традиционных и нетрадиционных резервуаров УВ. Говоря о перспективах нахождения залежей УВ в пределах Муханово-Ероховского прогиба, необходимо рассмотреть отдельно зоны вероятного развития высокоуглеродистой формации (ВУФ) из низкопроницаемых пластов-коллекторов, представляющие собой «трудноизвлекаемые запасы» (ТРИЗ) и перспективные зоны развития потенциальных коллекторов традиционного типа. Для традиционных резервуаров, как известно, характерно наличие нефтегазоматеринской толщи, пласта – коллектора и перекрывающего плотного пласта-флюидоупора, экранирующего скопления УВ в коллекторе. Нетрадиционными же резервуарами являются скопления УВ, содержащиеся в единой толще, являющейся одновременно и нефтегазоматеринской толщиной и коллектором и флюидоупором (Рисунок 98). Зачастую «сланцевая» толща содержит в себе чередующиеся материнские и коллекторские прослои, осложненные системой трещин.



Рисунок 98. Различия в строении традиционных и нетрадиционных УВ скоплений (Аверьянова О. Ю., 2015)

Традиционные коллекторы УВ в РФ обычно классифицируют по проницаемости на 5 классов, не рассматривая при этом характер пористого пространства. Коллекторы с проницаемостью меньше 1 мД являются непромышленными. Однако по классификации коллекторов в США, такие низкопроницаемые плотные породы являются нетрадиционными коллекторами. (Таблица 5). Таким образом, исследуемые отложения доманикоидной высокоуглеродистой формации относятся к коллекторам «предельно низкой проницаемости», а объем углеводородов в ней будет относиться к трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ) УВ. К сожалению, пока еще не сформулировано единое определение термина ТРИЗ, однако, как уточняют в ГКЗ и Министерстве природных ресурсов к «трудноизвлекаемым» запасам можно отнести запасы всех типов залежей, извлечь УВ из которых можно только с применением дополнительных методов и технологий, таких как гидроразрыв пласта (ГРП), термические методы, закачки реагентов и т.д..

Таблица 5. 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			
1.5	Коллекторы низкой проницаемости 2-1.5 мД		
1	Коллекторы крайне низкой проницаемости 1.5-1 мД		
0.1	Коллекторы предельно низкой проницаемости < 1 мД	Unconventional Reservoirs Нетрадиционные коллекторы Проницаемость < 1 мД	Unconventional Reservoirs (нетрадиционные резервуары и коллекторы)
0.01			
< 0.01			

Рассматриваемая толща среднефранско-турнейских отложений является доказанной нефтепродуктивной нефтематеринской толщей, сгенерировавшей УВ для большинства залежей Волго-Уральского бассейна и вместе с тем содержащей большое количество еще не эмигрированных УВ. Это дает право рассматривать доманикоидную высокоуглеродистую формацию как единую неструктурную залежь углеводородов с точки зрения нетрадиционного резервуара, содержащей недоразведанные ресурсы УВ.

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) продуктивные интервалы Троицкого месторождения (Оренбургская область) приурочены к отложениям верхнефранского возраста, а именно к воронежскому и евлано-ливенскому горизонтам (Рисунок 99). Дебиты нефти здесь равны 3.1 м³/сут и 17.3 м³/сут для скважин Кашаевская-75 и Кашаевская-74 соответственно.

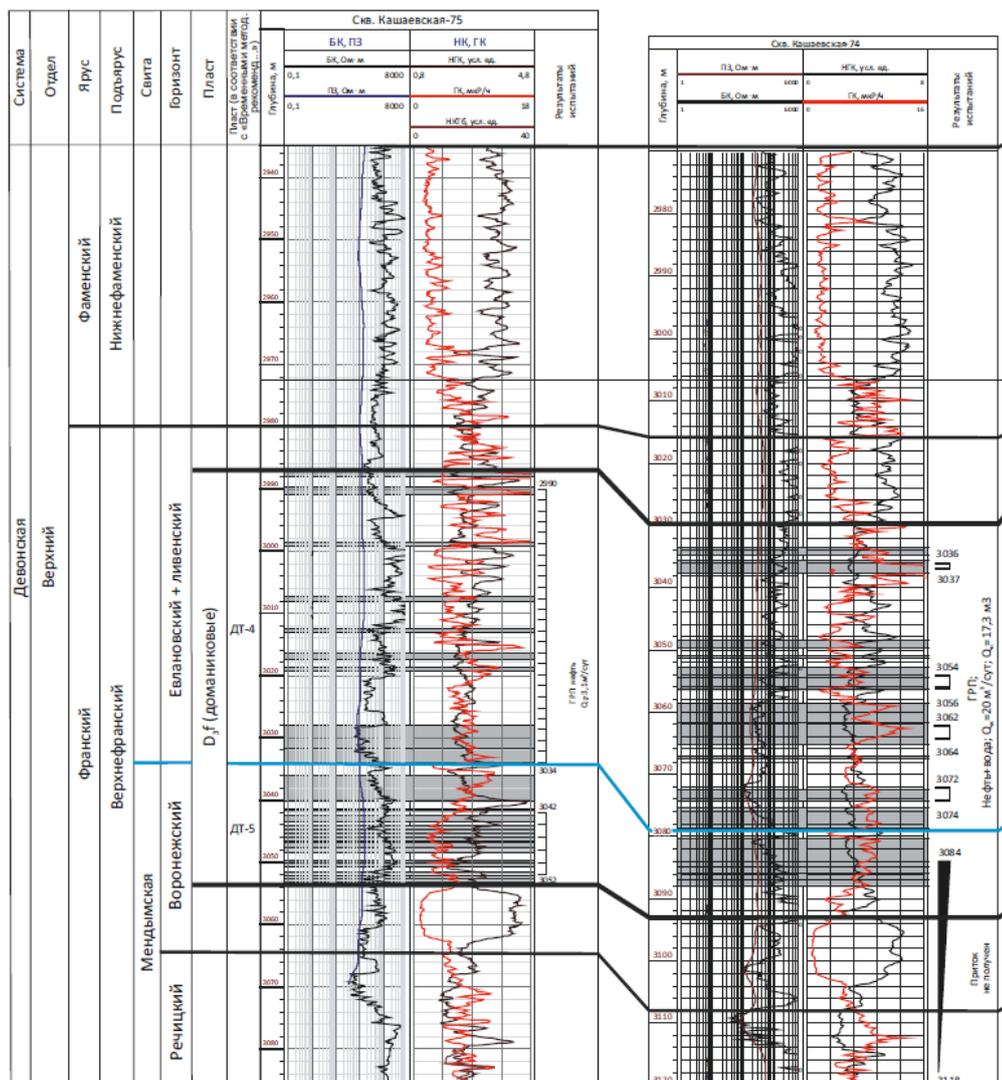


Рисунок 99. Выкотировка из схемы корреляции продуктивных отложений скважин Кашаевская – 75 и 74 (Варламов А.И. и др, 2020)

Оценка перспективности и ранжирование зон по степени перспективности основано на нескольких критериях, среди них

- области распространения отложений с повышенным содержанием ОВ – склоновые и депрессионные фаций,
- степень зрелости,
- суммарная мощность высокоуглеродистых пластов,
- наличие пустотного пространства.

Кроме того, должны учитываться закономерности распространения ВУФ, фациальный состав и изменчивость разреза. Разрез среднефранско-турнейского комплекса представляет собой цикличное чередование высокоуглеродистых смешанных отложений, известняков и обломочных разностей, доля содержания которых в нем меняется в зависимости от положения зоны накопления в определенный момент времени. Если для традиционных резервуаров важнейшими критериями для оценки перспектив нефтегазоносности являются коллекторские свойства пород, эффективные толщины и наличие ловушек, то в случае рассмотрения перспективности нетрадиционных резервуаров целесообразно с учетом их нефтегазоматеринских свойств.

Содержание органического вещества и степень его преобразованности. Карты содержания ОВ в породах доманикового горизонта и верхнефранского подъяруса на территории исследования, показывают широкий разброс значений Сор_г (Рисунок 100, Рисунок 101). Для пород доманикового горизонта значения варьируют от 0.07 вблизи Жигулевского свода до 14.5% ближе к центральной части региона. Верхнефранские отложения характеризуются достаточно низкими значениями содержания ОВ в западной части исследуемого региона, вблизи Жигулевского свода, от 0.06 до 1.62 %. В восточном и северо-восточном направлении содержание органического вещества в породах возрастает и достигает 5,5%. Среднее содержание ОВ в породах верхнефранского подъяруса в пределах изучаемой области, по данным специалистов ФГУП НВНИИГ, равна 2.5 -2.74%. Распределение значений содержания ОВ крайне неоднородно, показания могут различаться на порядок даже в соседних скважинах, что может быть связано с присутствием в конкретных образцах «депрессионных» фаций смешанного кремнисто-карбонатного и карбонатно-кремнистого состава тонких прослоев более карбонатных прослоев, менее обогащенных ОВ, и наоборот.

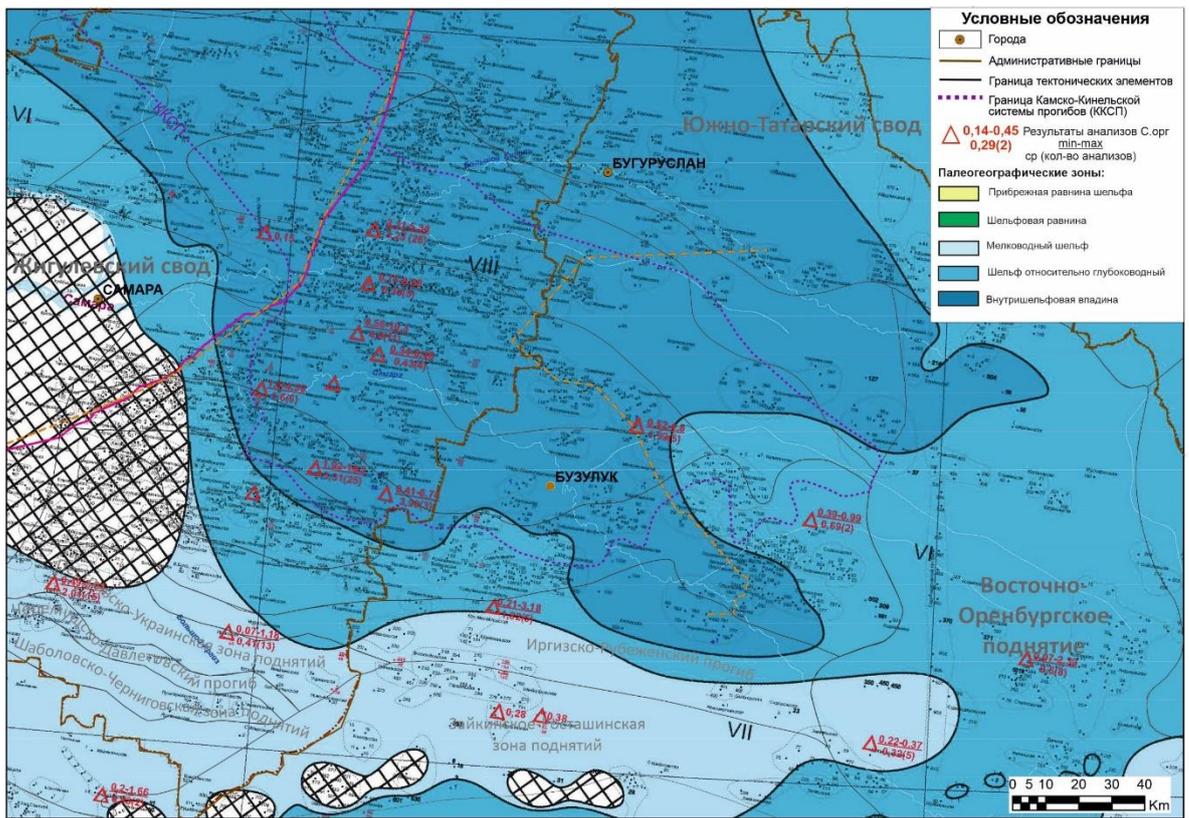


Рисунок 100. Выкопировка из карты содержания Сорг в породах доманиковского горизонта (ФГУП НВНИИГГ, 2010)

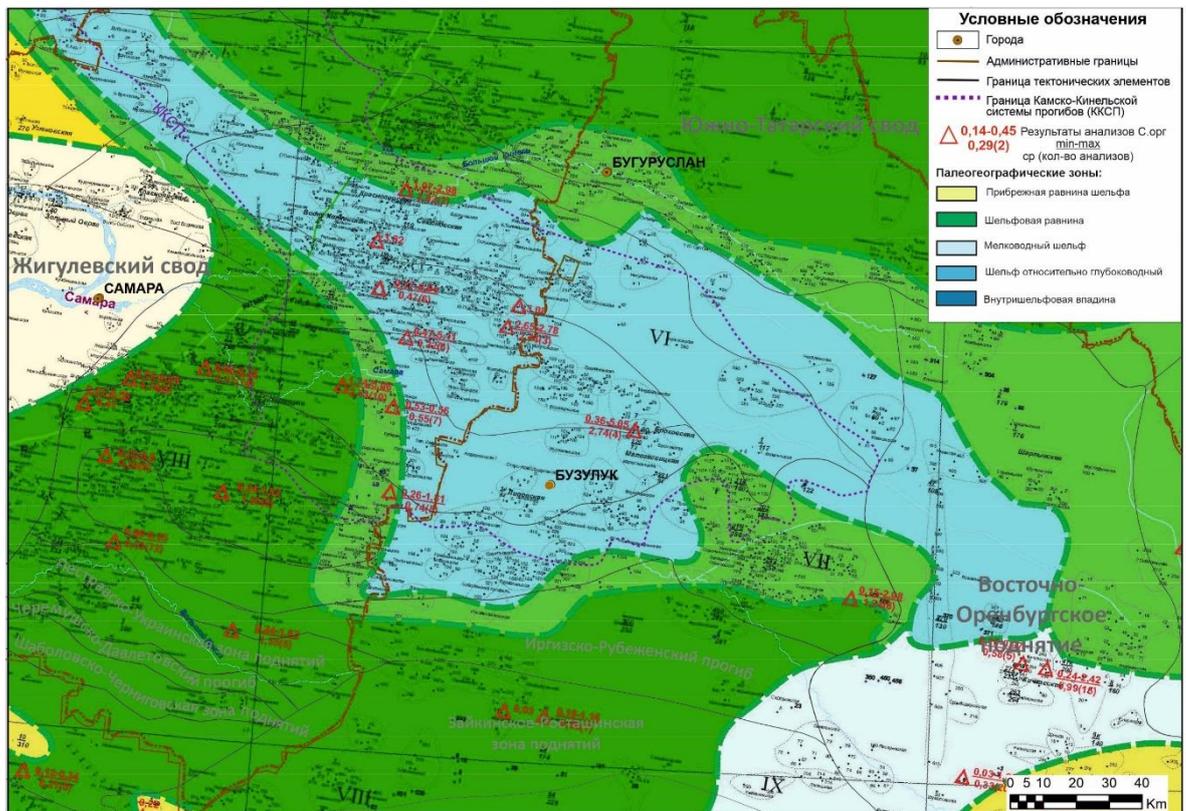


Рисунок 101. Выкопировка из карты содержания Сорг в породах верхнефранского подъяруса (ФГУП НВНИИГГ, 2010)

Схематические карты средневзвешанных значений Corg в отложениях доманикового, мендымского, евланово-ливенского горизонтов и фаменского яруса, в пределах Бузулукской впадины, построенные коллективом ФГУБ ВНИГНИ под руководством Фортунатовой Н.К. (2016), показывают также широкий разброс значений содержания ОВ в породах (Рисунок 102). Доманиковые отложения характеризуются в целом повышенными значениями ТОС, достигают в центральной части прогиба от 0.02 до 0.027 д.ед. Распределение содержания ОВ для верхнефранских отложений иллюстрируют схемы средневзвешенного содержания Corg для мендымского и евлано-ливенского горизонтов. Мендымские карбонаты характеризуются достаточно низкими значениями, до 1-1.3%, отложения же евлано-ливенского горизонта, напротив, наиболее высокими средними значениями – до 4.2% в осевой части прогиба, при этом по периферии значения варьируют в пределах 0.026-0.032 д.ед. Область максимальных средневзвешенных концентраций ТОС для пород фаменского яруса расположена в тех же пределах, что и для верхнефранских – узкой протяженной зоной с запада на восток в осевой части Муханово-Ероховского прогиба. Однако, значения ТОС в фаменских отложениях ниже почти в два раза, и не превышают 0.024 д.ед.

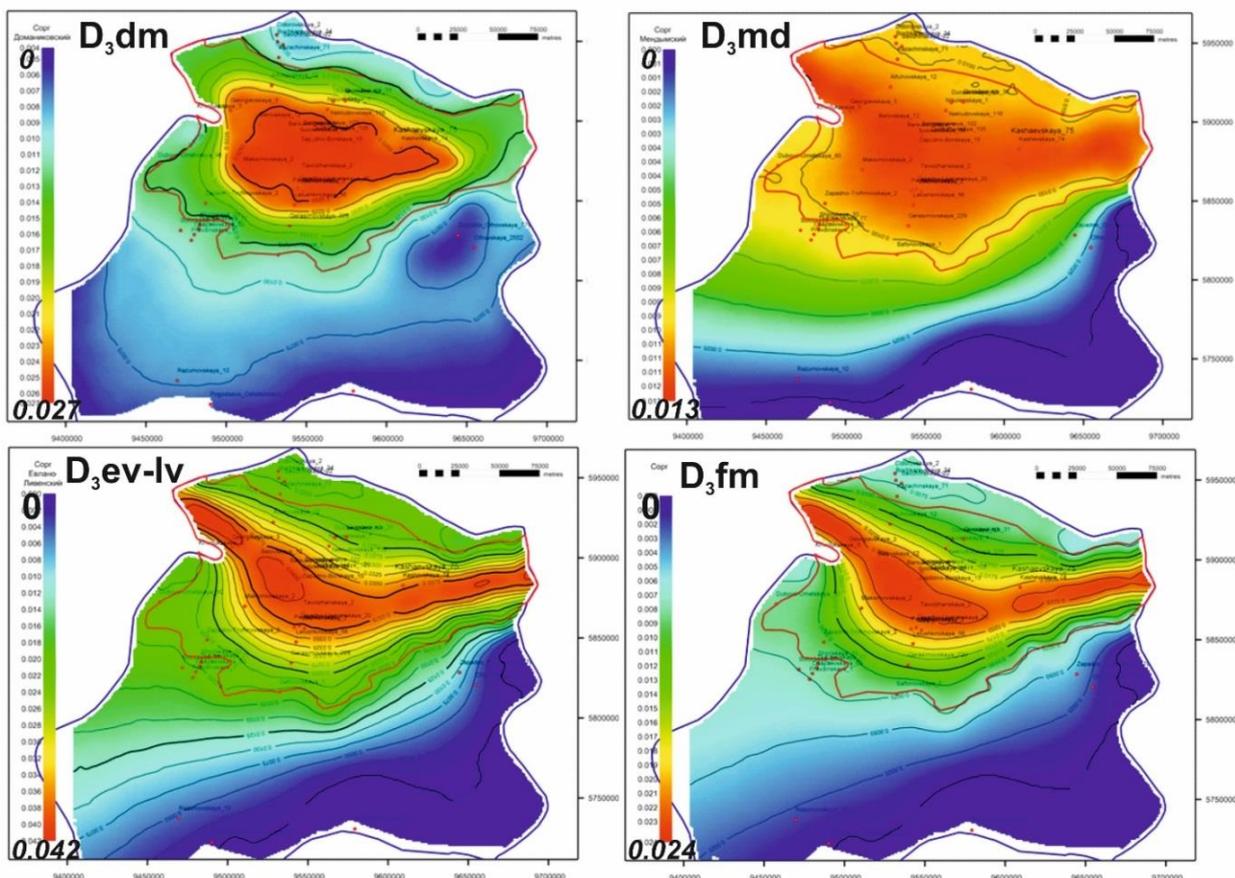


Рисунок 102. Схематические карты средневзвешенных содержаний Corg (доли ед.) в отложениях доманикового (D_3fr2), мендымского, евланово-ливенского горизонта (D_3fr3) и фаменского яруса (D_3fm) (Фортунатова Н. К. 2016)

Пиролитические исследования, проведенные специалистами МГУ (2015) для большинства образцов скважин, показывают, что содержание ОВ в породах варьируют в широких пределах от 0.2% до более 9% (Рисунок 103, Таблица 6). Самыми низкими значениями Сорг 0,22-0,29% характеризуются «чистые» карбонатные прослои, в кремнисто-карбонатных породах его содержание выше 0,63-2,7%, а самые высокие значения Сорг от 1,86 до 9,65, приурочены к карбонатно-кремнистым породам.

Однако, в связи с катагенетическим расходом ОВ на образование жидких и газовых УВ происходит снижение массы ОВ на каждом этапе его преобразования. Таким образом, полученные значения ТОС являются остаточными. Восстановление исходных значений ТОС, к началу генерации углеводородов, с использованием пересчетных коэффициентов, учитывающих концентрацию и тип вещества, а также градации катагенеза показало, что исходные значения достигали 20.8% (по Неручев С.Г., 1969).

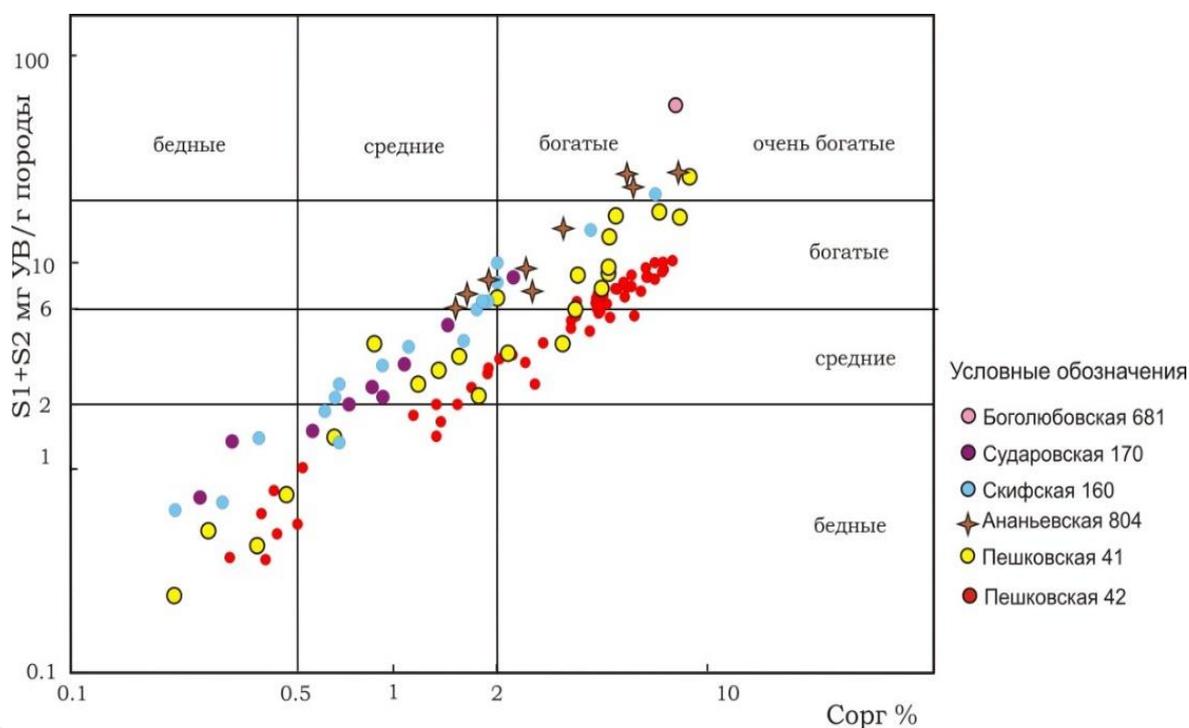


Рисунок 103. График зависимости $S1+S2/Sорг$, показывающий характеристику нефтематеринских пород (по данным МГУ, 2015)

Нефтегенерационный потенциал пород возрастает в соответствии с увеличением количества Сорг от 0,17 до 26,79 мг УВ/г породы достигающие значений до 120 мг УВ/г (Рисунок 104). Отмечается неравномерное чередование пород с нефтематеринским потенциалом, варьирующий от низкого до превосходного. Так как породы карбонатного девона достигли условий максимальной генерации УВ, то современные значения нефтематеринских параметров являются «остаточными», а исходные могли составлять наибольшие значения. На модифицированной диаграмме Ван-Кревелена образцы попадают в поле керогена II/III типа, преобразованного до уровня нефтяного окна. В породах, с

преимущественно карбонатным составом и низким содержанием ОВ, в большинстве случаев наблюдаются пониженные значения НІ (до 200 мг УВ/г ТОС).

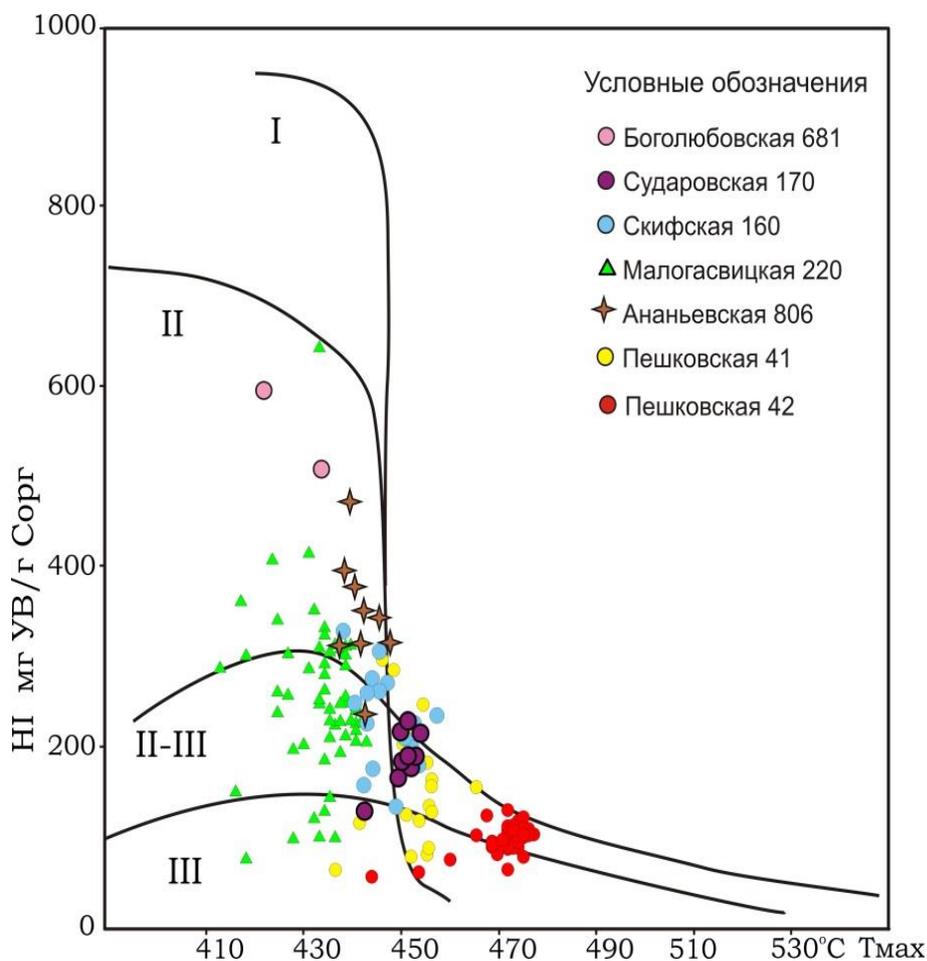


Рисунок 104. Модифицированная диаграмма Ван-Креелена (по данным МГУ, 2015)

Индекс продуктивности (PI) показывает степень выработанности керогена и отражается в отношении пиков S1 и S2, а именно $S1/(S1+S2)$. Коэффициент, равный значениям в пределах 0.1 – 0.4, соответствует условиям ГЗН (главной зоны нефтеобразования). Высокие индексы продуктивности (PI до 0,46) и значения Tmax свидетельствуют о высокой степени выработанности керогена и преобразованности ОВ до градации катагенеза МК₂-МК₃.

Таблица 6. Результаты пиролитических исследований на примере скважины Скифская-160 (по данным МГУ, 2015)

№ пп	Обр	Глубина, м	S ₁ - mg/g	S ₂ - mg/g	S ₁ + S ₂	PI	Tmax (°C)	S ₁ /S ₂	TOC	HI
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1sf	3114,3	6,69	17,11	23,8	0,28	451	0,39	-	-
2	2sf	3114,1	0,95	3,22	4,17	0,23	445	0,30	1,15	281
3	3sf	3113,9	1,78	7,1	8,88	0,2	447	0,25	-	-
4	5sf	3113,19	4,39	15,73	20,12	0,22	445	0,28	-	-
5	6sf	3113,04	0,51	1,73	2,24	0,23	445	0,29	-	-
6	7sf	3112,9	0,43	1,33	1,76	0,24	442	0,32	-	-
7	10sf	3112,18	0,86	1,67	2,53	0,34	436	0,51	-	-
8	12sf	3111,81	0,49	1,66	2,15	0,23	444	0,30	-	-
9	13sf	3111,71	2,98	7,24	10,22	0,29	439	0,41	2,19	331
10	16sf	3110,88	0,33	0,95	1,28	0,26	441	0,35	-	-
11	17sf	3110,65	0,58	2,11	2,69	0,22	443	0,27	-	-
12	19sf	3110,19	1,16	5,09	6,25	0,19	447	0,23	1,86	273
13	21sf	3109,76	0,31	1,11	1,42	0,22	443	0,28	0,70	159
14	22sf	3109,34	0,6	1,68	2,28	0,26	441	0,36	0,67	251
15	23sf	3109,11	0,74	2,53	3,27	0,23	445	0,29	0,95	268
16	25sf	3108,78	4,49	22,3	26,79	0,17	449	0,20	-	-
17	26sf	3108,52	0,54	2,1	2,64	0,2	446	0,26	0,68	308
18	27sf	3108,39	0,55	1,45	2	0,27	444	0,38	0,63	230
19	28sf	3108,06	0,54	1,48	2,02	0,27	438	0,36	-	-
20	29sf	3107,63	0,27	0,79	1,06	0,25	443	0,34	-	-
21	30sf	3107,44	2,43	11,24	13,67	0,18	448	0,22	-	-
22	31sf	3107,13	2,72	12,47	15,19	0,18	446	0,22	-	-

№ пп	Обр	Глубина, м	S ₁ - mg/g	S ₂ - mg/g	S ₁ + S ₂	PI	Tmax (°C)	S ₁ /S ₂	TOC	HI
23	34sf	3077,78	7,57	12,27	19,84	0,38	445	0,62	-	-
24	39sf	3076,69	1,26	3,12	4,38	0,29	454	0,40	1,70	183
25	41sf	3076,06	0,39	0,67	1,06	0,37	453	0,58	-	-
26	42sf	3075,69	0,3	0,55	0,85	0,36	455	0,55	-	-
27	46sf	3074,48	2,46	4,12	6,58	0,37	453	0,60	2,00	206
28	47sf	3074,3	6,26	15,34	21,6	0,29	452	0,41	6,65	231
29	50sf	3073,5	3,8	6,63	10,43	0,36	451	0,57	-	-
30	54sf	3072,77	8,7	13,21	21,91	0,4	451	0,66	-	-
31	55sf	3072,39	5,67	9,11	14,78	0,38	452	0,62	4,22	216
32	58sf	3071,68	0,52	0,69	1,21	0,43	453	0,75	-	-
33	59sf	3071,33	5,45	7,12	12,57	0,43	452	0,77	-	-
34	71sf	3067,22	0,54	0,93	1,47	0,37	458	0,58	0,39	239
35	79sf	3061,72	0,22	0,29	0,51	0,43	448	0,76	-	-
36	85sf	3060,11	0,33	0,4	0,73	0,45	450	0,83	0,29	136
37	87sf	3059,65	0,13	0,16	0,29	0,45	448	0,81	-	-
38	91sf	3057,55	0,05	0,12	0,17	0,28	439	0,42	-	-
39	93sf	3056,56	3,73	5,47	9,2	0,41	452	0,68	-	-
40	94sf	3056,34	3,26	4,92	8,18	0,4	453	0,66	2,13	231
41	103sf	3053,67	2,36	5,13	7,49	0,32	458	0,46	-	-
42	111sf	3052,46	0,27	0,38	0,65	0,42	445	0,71	0,22	177

Результаты пиролитических исследований, соотнесенные с выделенными типами пород и фациями, позволили определить значения содержания ОВ в породах различных фаций. Анализ распределения содержания органического вещества в породах ряда скважин показал, что для карбонатных пород фации мелководного шельфа содержание ОВ не превышает 1% , а средние значения <0.5% (Рисунок 105. Диаграмма содержания ОВ в фациях мелководного шельфа (слева) и график зависимости количества Сорг и карбонатности (справа).

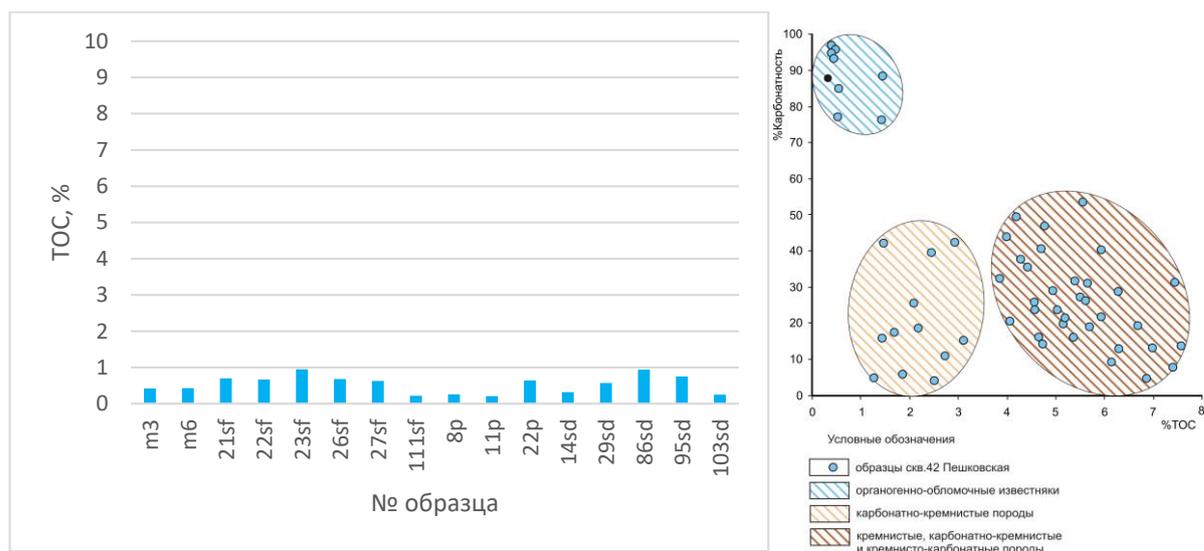


Рисунок 105. Диаграмма содержания ОВ в фациях мелководного шельфа (слева) и график зависимости количества Сорг и карбонатности (справа)

Содержание органического вещества в породах склоновых фаций варьируют в пределах от 0.3 до 5.5%, однако среднее значение в них, в основном, 1.5-2.5% (Рисунок 106). Такой широкий разброс значений обусловлен циклическим строением разреза, в котором чередуются слои преимущественно карбонатного и смешанного состава. Высокие единичные значения приурочены к образцам, взятым из прослоев, близким по составу к депрессионным отложениям.

Диаграмма содержания ОВ в фациях внутришельфовой впадины показывает разброс значений от 2.5% до 8.5% (Рисунок 107). Низкие значения ОВ в образцах 40р, 61р и 67р объясняется также примесью склоновых фаций, выражающимся в разрезе наличием немощных прослоев смешанного состава.

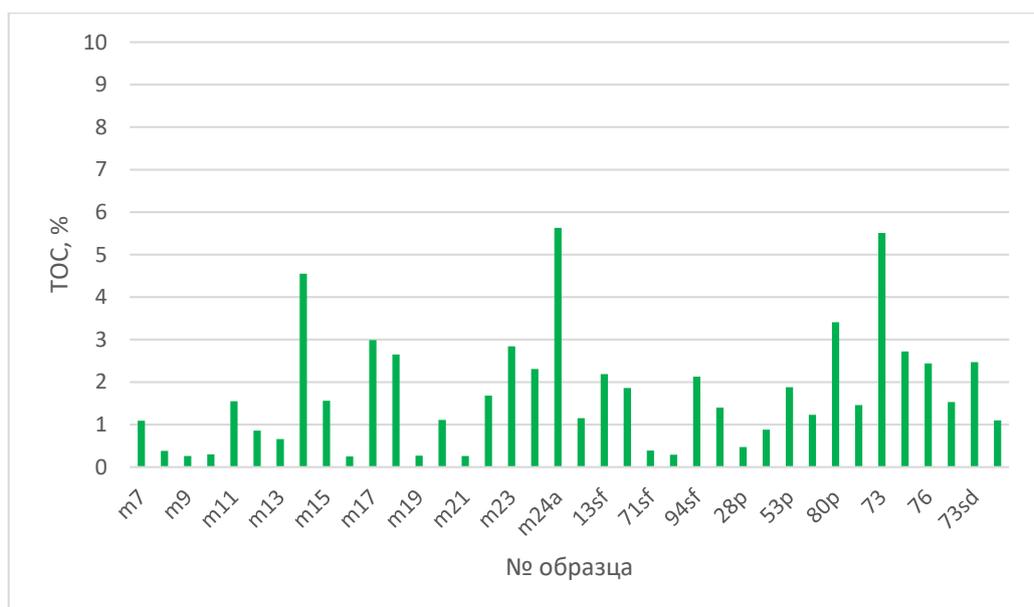


Рисунок 106. Диаграмма содержания ОВ в склоновых фациях

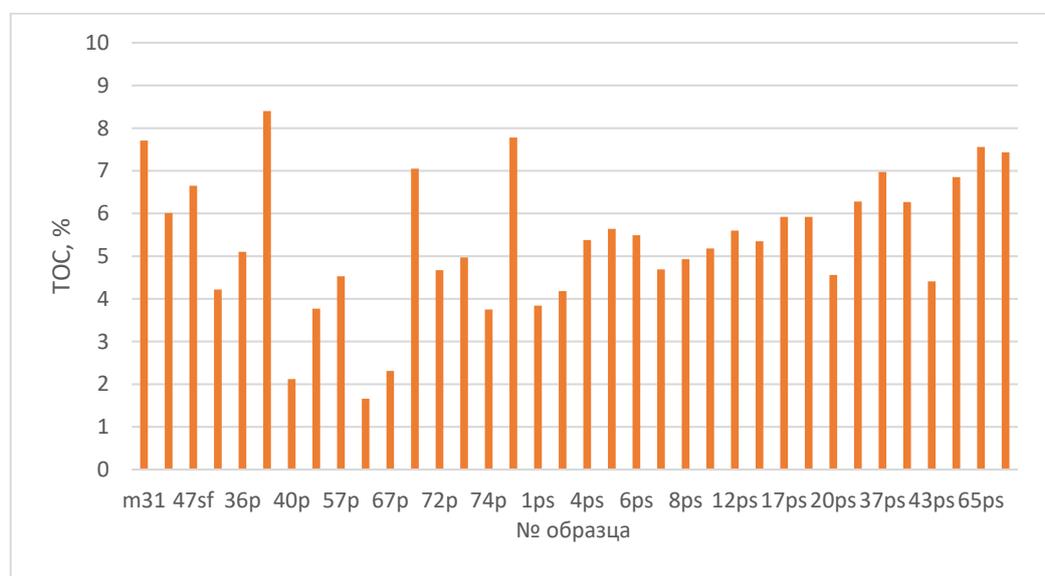


Рисунок 107. Диаграмма содержания ОВ в фациях внутришельфовой впадины

Карты зрелости пород и схемы распределения зрелости органического вещества доманиковой формации приведены на рисунках (Рисунок 108- Рисунок 109). В южном направлении катагенез пород и ОВ увеличивается. Различная степень преобразованности ОВ, не всегда соответствует глубинам залегания отложений. В скважинах Сударовская, 170, Скифская, 160 породы фаменского яруса и верхнего франа более преобразованы ($T_{max} = 445-460^{\circ}\text{C}$), чем в скважине Малогосвицкая, 220 ($T_{max} = 430-445^{\circ}\text{C}$), хотя они располагаются на близких глубинах (3,1-3,3 км). Примерно такая же картина наблюдается и в районе Пешковских скважин.

Общий тренд и характер изменения зон катагенетической преобразованности показал, что практически на всей изучаемой области отложения среднефранко-турнейского возраста вошли в главную зону нефтеобразования. Органическое вещество преобразовано до градаций МК2-3. Исключением являются фаменские отложения в северо-западном районе исследования, здесь преобразованность ОВ характеризуется градацией ПК (Рисунок 110, Рисунок 111). В целом видна большая преобразованность пород в южной части района исследования.

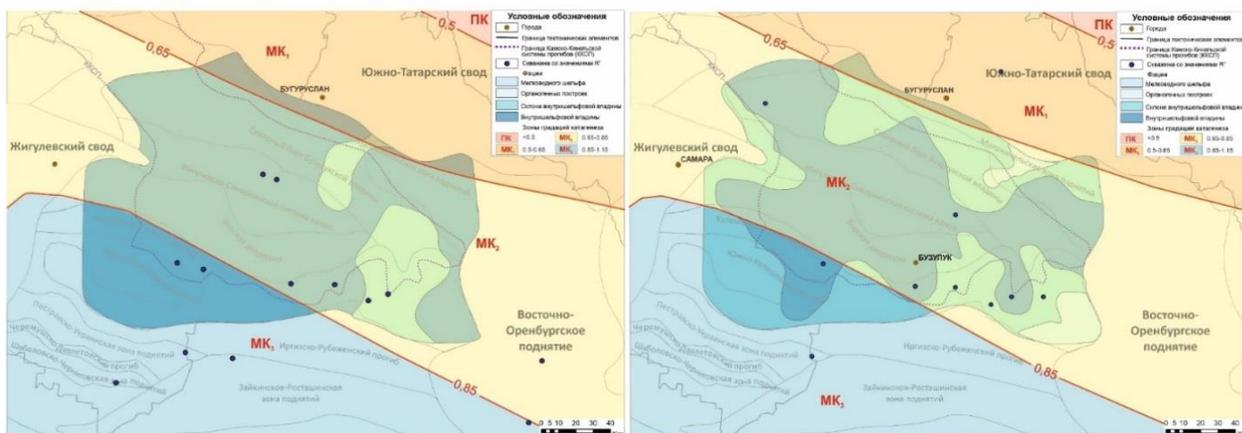


Рисунок 110. Распределения зрелости ОВ в фаменских отложениях на изучаемой территории (по данным НВНИИГГ, 2014 и МГУ, 2015)

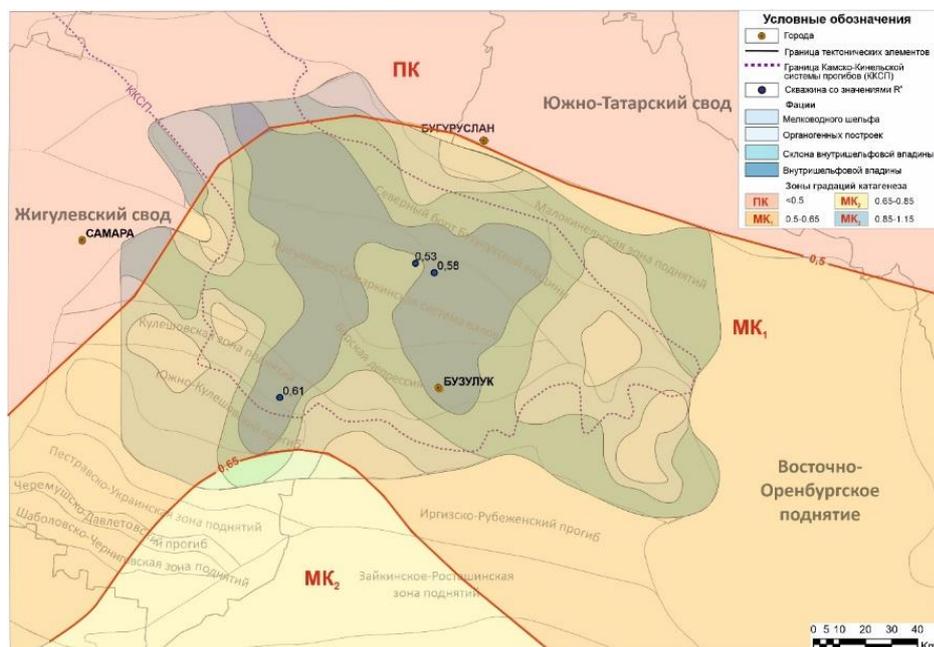


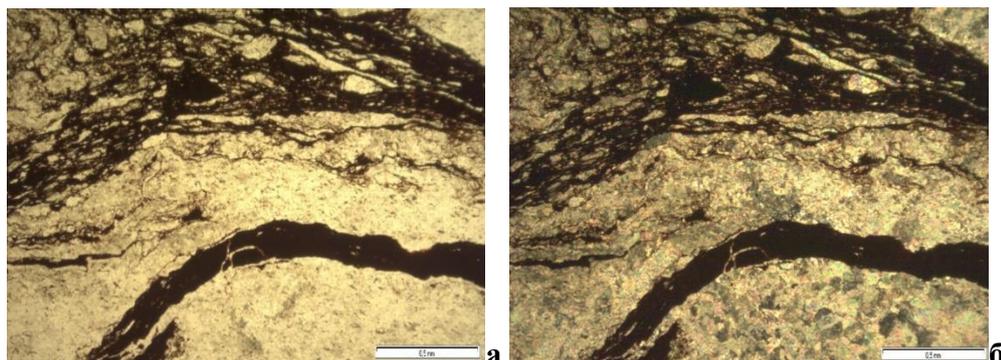
Рисунок 111. Распределения зрелости ОВ в фаменских отложениях на изучаемой территории (по данным НВНИИГГ, 2014 и МГУ, 2015)

Пустотное пространство пород ВУФ. Коллекторские свойства пород традиционно определяют возможность вмещать флюид в пустотном пространстве и пропускать их через себя, т. е. «фильтровать» при перепаде давления. Таким образом, главными параметрами,

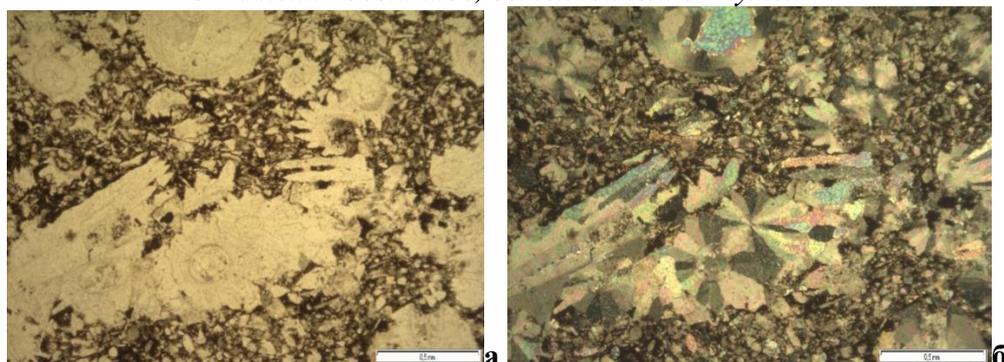
определяющими относительное качество коллектора, являются коэффициенты открытой пористости и проницаемости. Выделение типов пустотного пространства пород доманикоидной высокоуглеродистой формации проводилось автором по макро- и микроописанию кернового материала 5 скважин, в том числе по их прокрашенным шлифам. Это позволило установить для каждого литотипа характерные особенности вторичных преобразований и связанные с ними пустоты – поры, каверны и трещины, различных размеров и конфигураций. Величина оценочных параметров фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород определялись специалистами МГУ (2015) по комплексу лабораторных исследований, включивший в себя: измерение открытой пористости газоволюметрическим методом по газу азоту (Кпгаз); измерение абсолютной газопроницаемости нестационарным методом по азоту (Кпр); измерение абсолютной газопроницаемости нестационарным методом по азоту с поправкой по Клинкаенбергу (Кпркл) и измерение минералогической плотности газоволюметрическим методом по газу азоту ($\rho_{\text{мин}}$).

Для изучаемых пород карбонатного и смешанного кремнисто-карбонатного и карбонатно-кремнистого состава, с повышенным содержанием ОВ, характерна изменчивость фильтрационно-емкостных свойств в зависимости от литотипа и генезиса пустотного пространства. Пустотное пространство для карбонатных пород, как правило, полигенно и включает поры и поровое пространство системы нескольких генераций. Это объясняется сложной постседиментационной историей развития карбонатных отложений, испытавших неоднократные, зачастую разнонаправленные воздействия различных процессов. В смешанных тонкослоистых высокоуглеродистых (керогеновых) кремнисто-известковистых и известковисто-кремнистых породах пустоты приурочены к прослоям биокластовых известняков (пак-грейнстоунов) и к прослоям радиоляритов. В смешанных породах, обогащенных вулканомиктовым материалом, к прослоям, обогащенным кристаллокластами полевых шпатов и раковин радиолярий. Для силицитов основное пустотное пространство приурочено к биоморфным типам последних. Среди них наиболее распространены разности, состоящие из скелетных остатков раковин радиолярий, а именно радиоляриты. Основная пористость таких пород связана со скелетными остатками радиолярий, содержащих значительное количество биопустот, что связано со строением их раковин. Основными вторичными процессами, влияющими на формировании пустот в изучаемых отложениях среднефранско-турнейского доманикоидного комплекса – это процессы растворения, выщелачивания и перекристаллизации, пиритизации, трещинообразования (Рисунок 112). Процессы перекристаллизации способствуют

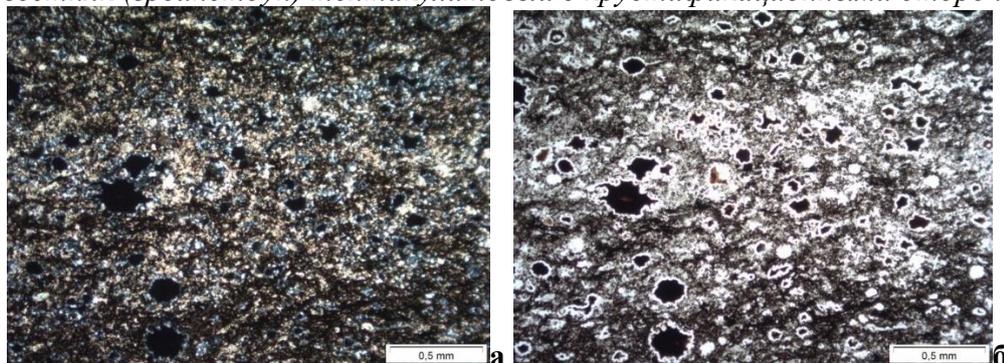
перемещению флюида за счет его «выжимания» и перераспределения (Ступакова А.В. и др., 2017).



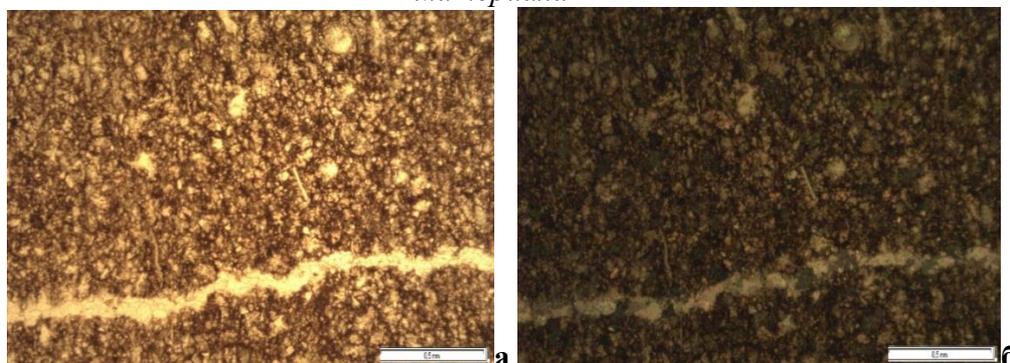
Стиллолитовый шов, выполненный битумом



Известняк (грейнстоун) тетракулитовый с крустификационными оторочками



Карбонатно-кремнистая порода с прослоями радиоларитов и вулканомиктового материала



Трещина в кремнисто-карбонатной породе

Рисунок 112. Примеры вторичных преобразований в изучаемых среднефранско-турнейских отложениях (а – параллельные николи, б – скрещенные)

Классификационная схема коллекторов сложных типов в отложениях высокоуглеродистой формации, показывает приуроченность выделенных преобладающих типов коллекторов к обстановкам осадконакопления и литотипам пород (Таблица 7). Также приведена характеристика преобладающего типа пустотного пространства, а также величина оценочных параметров фильтрационно-емкостных свойств пород.

В условиях шельфа карбонатной платформы характерны такие типы коллекторов как поровый и трещинно-поровый, приуроченные к известнякам (вакстоунам) и водорослевым известнякам (баундстоунам). Пустотное пространство в них обусловлено наличием межкристаллических и внутриформенных пор в участках перекристаллизации, размерами от 0.01 мм до 1 мм, сообщаемость которых характеризуется наличием редких трещин. Значения K_p здесь варьирует от 2 до 3%, а $K_{пр}$ редко превышает 1.5 мД. Известняки содержат многочисленные биокласты и раковины двустворок, членики криноидей от 1 мм до 1,5 см в диаметре, которые нередко неравномерно перекристаллизованы. Лито-биокластовые разности известняков (пакстоуны) содержат внутриформенные и вторичные межкристаллические пустоты (Рисунок 113). Они формируют слоистые пластовые тела небольшой мощности, которые включают породы-коллекторы с невысокими значениями открытой пористости. Пористость таких пород связана преимущественно с внутриформенными порами, а присутствие карбонатного цемента ухудшают значения ФЭС. Мощность слоев-коллекторов варьирует от 0,2 до 0,38 м.

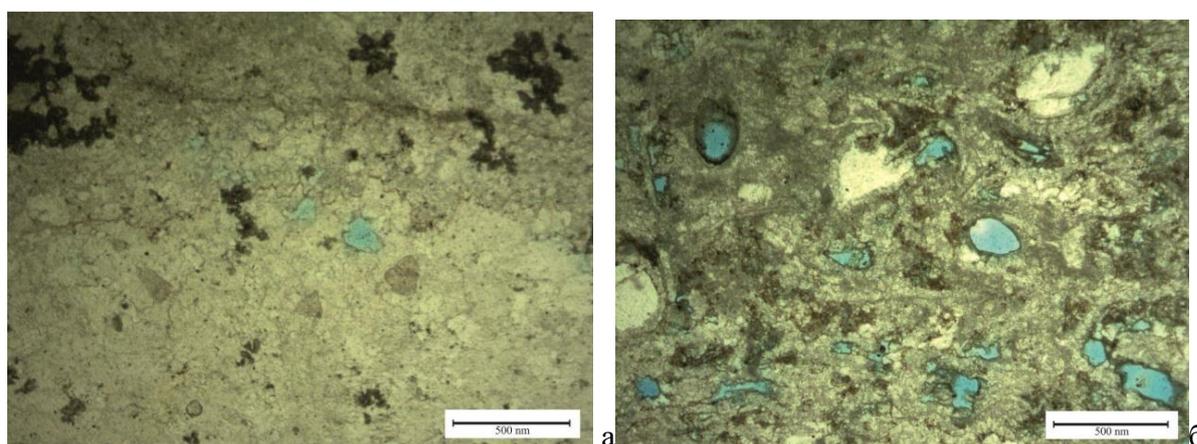


Рисунок 113. Внутриформенные пустоты в известняке пакстоуне (а) и баундстоуне (б), в параллельных николях

Таблица 7. Классификационная схема коллекторов сложных типов в отложениях высокоуглеродистой формации
(Ступакова А.В, и др, 2017)

Обстановка осадконакопления	Характер движения флюида	Тип коллектора	Тип пород	Величина оценочных параметров	Тип пустотного пространства
Шельф карбонатной платформы	Свободный	<u>Поровый, трещинно-поровый</u>	Известняки (вакстоуны)	Кп = 2 - 3% Кпр = 0.10 - 1.35 мД	Межкристаллические поры, иногда межкристаллические и вдуриформенные, сообщаемость которых определяется наличием трещин
			Известняки водорослевые (баундстоуны)	Кп = 2 - 2.5% Кпр = 0.01 - 0.02 мД	Внутриформенные поры и межкристаллические в участках перекристаллизации
Внутришельфовой впадины	Затрудненный	<u>Каверново-поровый</u>	Тонкое чередование керогеново-карбонатных, керогеново-карбонатно-кремнистых пород и известняков тентакулитовых	Кп = 3.5 - 4.5% Кпр = 0.1 - 0.2 мД	Поры и микрокаверны, связанные с участками перекристаллизации кремнистого вещества с формированием микрокаверн (пористость "керогена")
		<u>Трещинно-каверново-поровый</u>	Чередование керогеново-карбонатных пород и известняков тентакулитовых (пак-грейнстоунов)	Кп = 3.5 - 4.0% Кпр = 1.0 - 1.5 мД	Полезная емкость определяется наличием вторичных пустот и микрокаверн выщелачивания, сообщаемость которых обеспечивается трещинами
		<u>Трещинно-поровый</u>	Керогеново-карбонатно-кремнистые с переменным содержанием компонентов	Кп = 1.0 - 2.5% Кпр = 0.01 - 1.00 мД	Полезная емкость определяется наличием вторичных пустот выщелачивания, сообщаемость которых обеспечивается трещинами
			Чередование керогеново-кремнисто-карбонатных, керогеново-кремнистых пород и известняков тентакулитовых (пак-грейнстоунов)	Кп = 2.0 - 3.5% Кпр = 0.01 - 0.05 мД	
Склон внутришельфовой впадины	Свободный	<u>Трещинно-каверново-поровый</u>	Вулканомиктово-карбонатно-кремнистые породы и ритмиты	Кп=4 - 10% Кпр=0.1-10.0 мД	Полезная емкость связана с участками перекристаллизации кремнистого вещества с формированием микрокаверн (пористость «керогена») и трещинами
		<u>Порово-трещинный</u>	Известняки тентакулитовые (пак-грейнстоуны)	Кп = 2.0 - 2.5% Кпр = 20 - 50 мД	Полезная емкость определяется наличием трещин, к которым приурочены редкие пустоты выщелачивания
		<u>Трещинный</u>	Керогеново-кремнисто-карбонатные и керогеново-карбонатно-кремнистые	Кп = 0.5 - 2.5% Кпр = 15 - 375 мД	Трещины определяют емкостные и фильтрационные свойства пород

Для пород склона внутришельфовой впадины основными типами коллекторов являются трещинный и порово-трещинный. Так, в известняках тентакулитовых (пак-грейнстоунах) полезная емкость определяется наличием трещин (размеры от 0.5 мм до 5 см), к которым приурочены редкие пустоты выщелачивания (до 0.5 мм). Пористость в них не превышает 2.5%, а Кпр равен 20-50 мД. В керогеново-карбонатных и керогеново-кремнисто-карбонатных породах емкостные и фильтрационные свойства пород определяют трещины (Рисунок 114). Кп колеблется от 0.5 до 2.5%, Кпр здесь достигает 375 мД. Разрез склоновых фаций содержит обломочные известняки, известняки (мад-вакстоуны), а также маломощных кремнисто-карбонатных, карбонатно-кремнистых пород и ритмитов. Толщина обломочных разностей известняков составляет 0,2-0,3 м. Среди них встречаются карбонатные брекчии и известняки кристаллокластовые песчаниковые с выраженной градационной слоистостью. Содержат единичные редкие вторичные межкристаллические поры в участках перекристаллизации, диаметр которых варьируется от 0,05 до 0,015 мм (Рисунок 115).

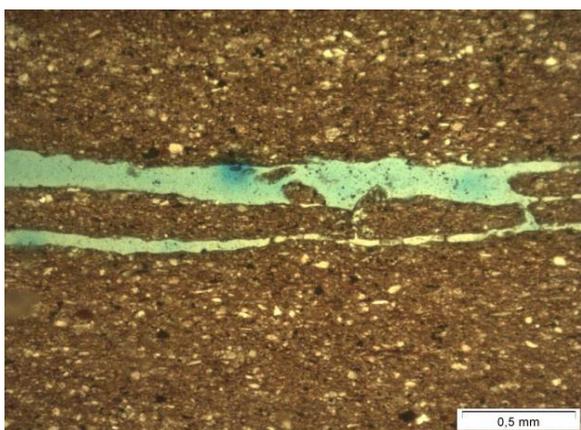


Рисунок 114. Трещины в кремнисто-карбонатной породе (параллельные николи)



Рисунок 115. Межкристаллические поры в известняке биокластовом (параллельные николи)

Отложения внутришельфовой депрессионной впадины, представленные неравномерным чередованием керогеново-карбонатных, керогеново-кремнисто-карбонатных, керогеново-карбонатно-кремнистых, керогеново-кремнистых и тентакулитовых известняков (пак-грейнстоунов), имеют затрудненный характер движения флюида. Каверново-поровый тип коллектора связан с участками перекристаллизации кремнистого вещества, а также формированием микрокаверн до 0.5 – 1 мм. Значения пористости здесь варьируют в пределах 3-4.5%, а Кпр не превышает 0.2 мД. Для трещинно-каверново-порового типа емкость определяется наличием микрокаверн выщелачивания и вторичными пустотами. Их сообщаемость обеспечивается трещинами, Кп равен 3-4%,

значения же $K_{пр}$ не превышают 1.5 мД. В отложениях внутришельфовой впадины преобладает трещинно-поровый тип коллекторов (Рисунок 116). Значения пористости редко превышают 3%, а значения проницаемости – 1 мД. Кремнисто-карбонатные ритмиты тонкослоистые, коричневатато-темно-серые, с масштабом чередования слоев через 1-3мм. Породы разделяются на тонкие плитки толщиной 2-5 мм, на плоскостях напластования присутствуют выпоты сернистого вещества желтого цвета. Отмечается резкий запах УВ.

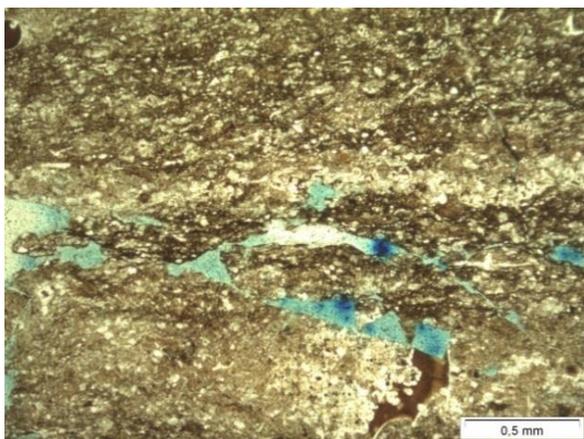


Рисунок 116. Трещинно-поровый тип коллектора в керогеново-кремнистой породе

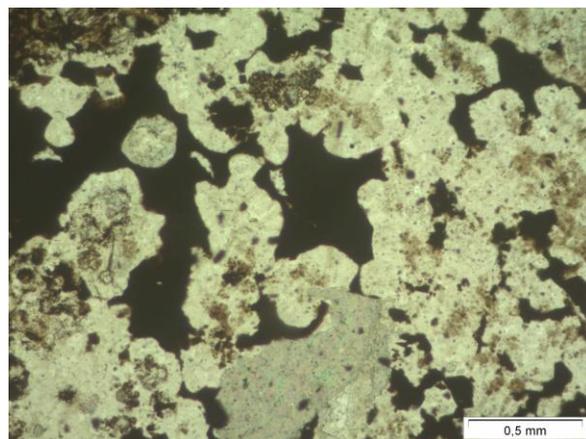


Рисунок 117. Пустоты в керогеново-кремнистой породе

Кроме того, по данным из опубликованных источников, в породах доманикоидной высокоуглеродистой формации обнаружена пористость в органическом веществе (Рисунок 118). Пористость в керогене формируется за счет его деструкции в катагенезе, на градациях МКЗ-4.

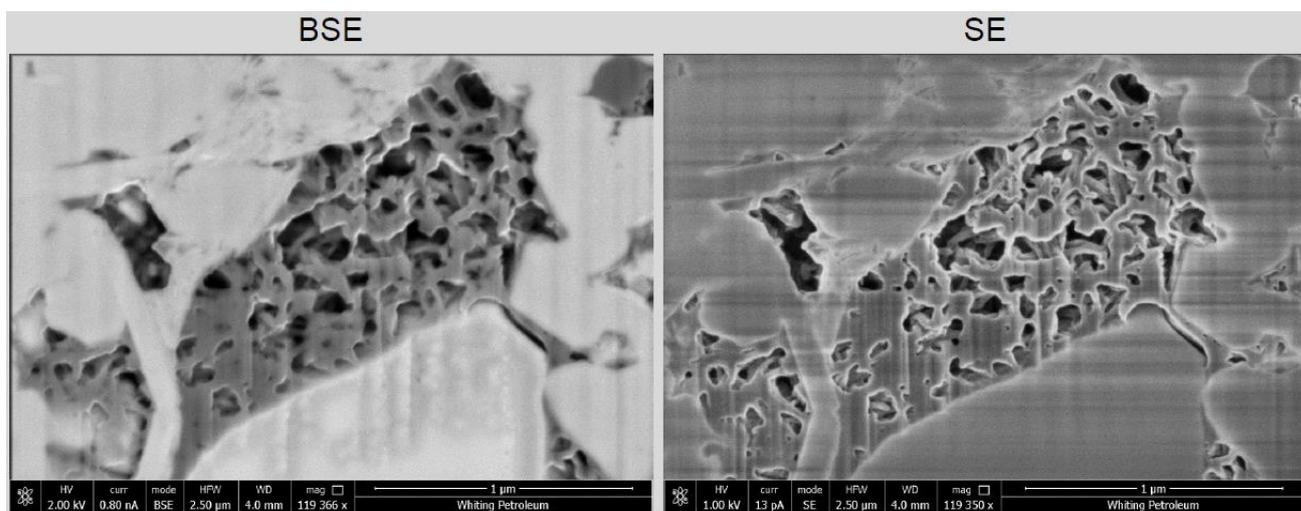


Рисунок 118. Пористость в органическом веществе (Ульмишек Г.Ф. и др., 2015)

Как показали результаты описанных исследований, пустотное формируется преимущественно за счет трещин и каверн (Рисунок 119). Первичная пористость пород изучаемого разреза достаточно мала и составляет всего 1-2 процента, тем не менее, вторичные процессы в породах обуславливают формирование пустотного пространства, объем которого достигает 6 и более процентов.

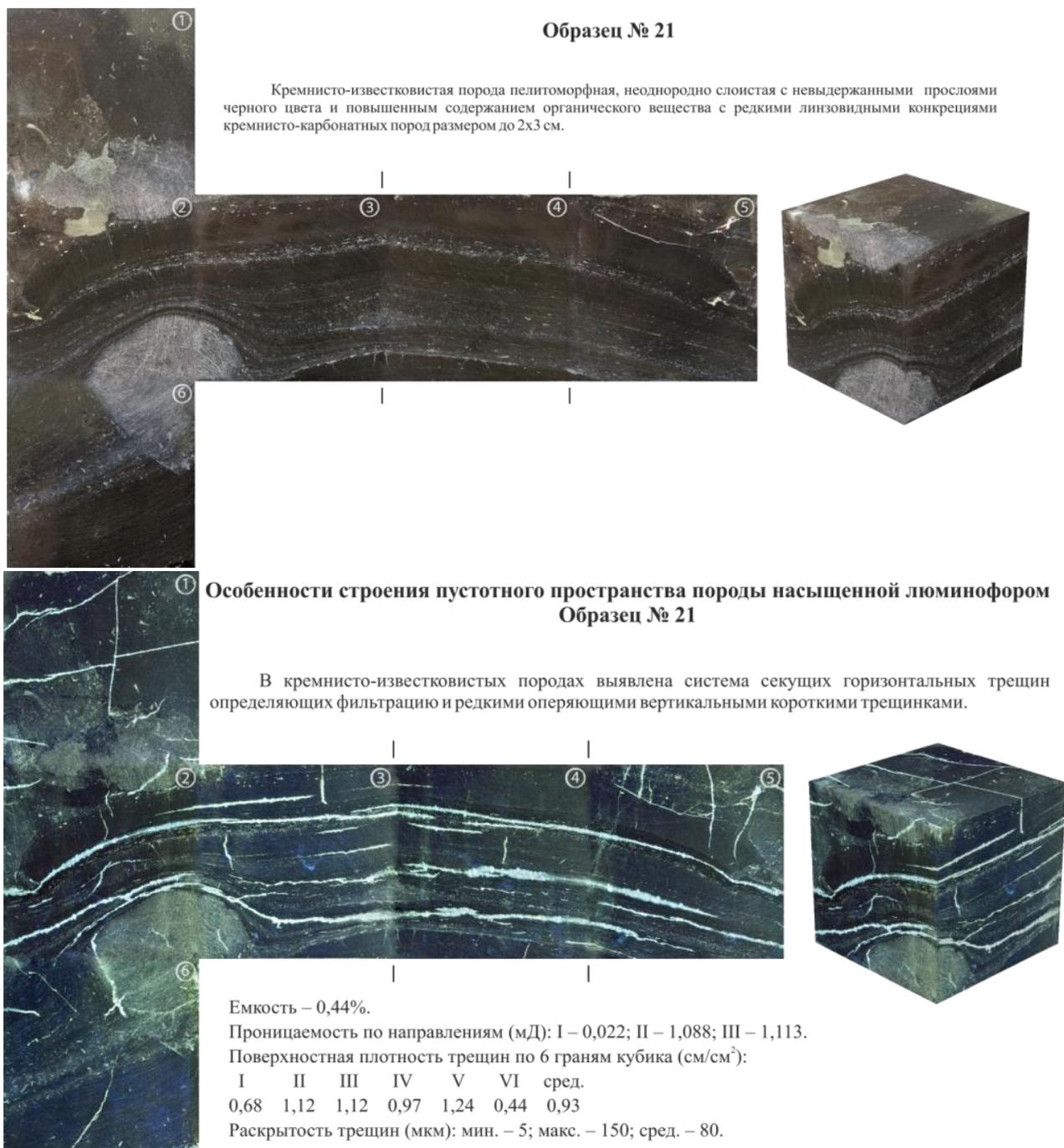


Рисунок 119. Пример-сравнение образцов керогеново-кремнисто-карбонатной породы кубической формы в дневном свете и после насыщения люминофором (по данным МГУ, 2015)

Суммарная мощность высокоуглеродистых пропластков. Отличием работы с высокоуглеродистой формацией от традиционных объектов является необходимость выделения не проницаемых пластов-коллекторов, а нефтенасыщенных интервалов, с повышенным содержанием ОВ, нефть в которых находится в рассеянном состоянии (Варламов А.И., 2018).

Как показали исследования, изложенные в главах 3 и 4, в одних зонах отложения ВУФ формировались только в среднефранское и позднефранское время, а в фаменское и турнейское время господствовали условия мелководного шельфа, где накапливались преимущественно карбонатные отложения. В других же районах исследования, преимущественно в центральной части, относительно глубоководные условия внутришельфовой впадины, благоприятные для накопления ВУФ, сохранялись в течение всего интервала времени, вплоть до раннетурнейского. Именно поэтому очень важно оконтурить зоны, в пределах которых в течение всего времени от среднефранского до турнейского преобладало накопление отложений, в разрезе которых выделяются пласты, с содержанием органического вещества более 2.5%. На профиле корреляции отмечены зоны с максимальным развитием таких пластов (Рисунок 120). В тех зонах, где в составе разреза повышается карбонатная составляющая, суммарная мощность высокоуглеродистой формации будет понижаться.

Определить области максимального развития депрессионных отложений высокоуглеродистой формации возможно наложив их контуры распространения по каждому циклиту, опираясь на построенные схемы фациальной изменчивости (глава 4, Рисунок 94 -Рисунок 97). Кроме того, по полученным результатам интерпретации скважинных данных, описанных в главе 4, были выделены пропластки с содержанием ОВ больше 2.5%. Интерполяция посчитанных суммарных мощностей таких пропластков по 30 скважинам позволила оконтурить зоны одинаковых мощностей ВУФ. Схема распределения суммарных толщин высокоуглеродистых отложений показывает, что максимальные мощности распределены в осевой части прогиба (Рисунок 121).

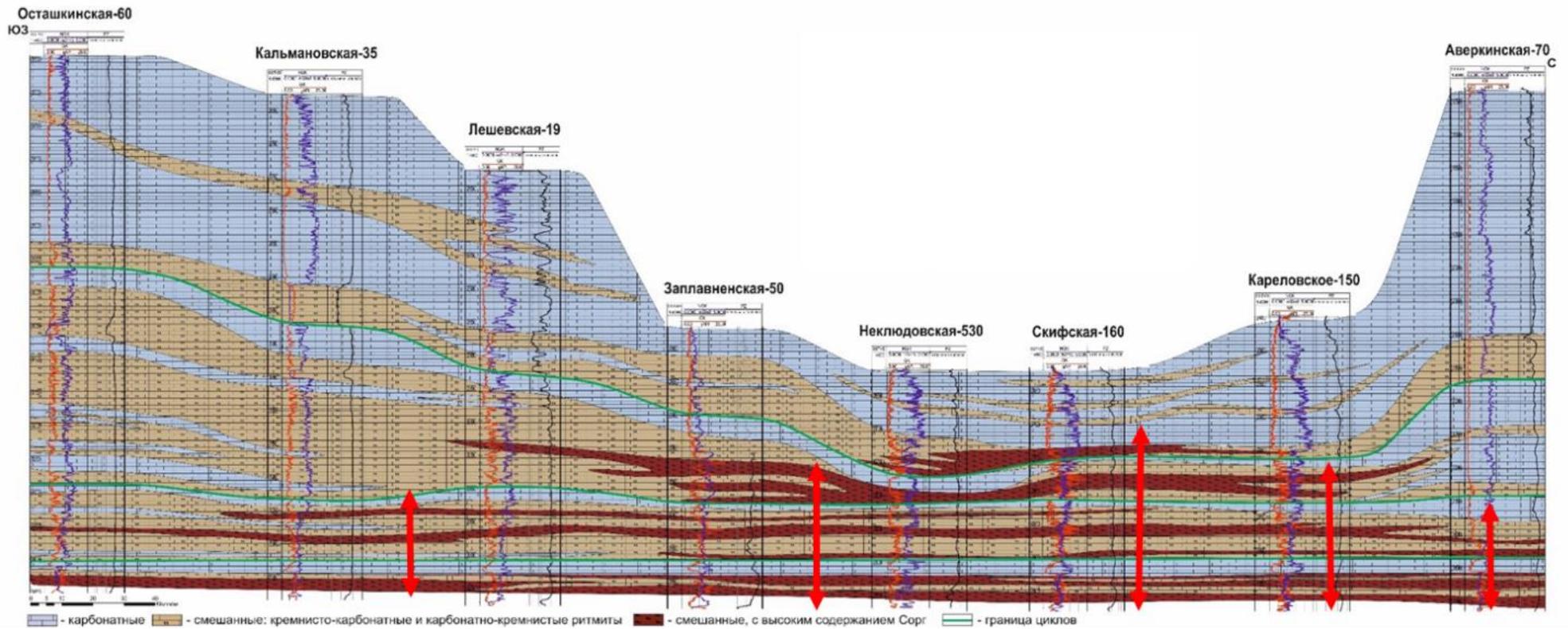


Рисунок 120. Распределение мощностей ВУФ в корреляционном разрезе скважин через Муханово-Ероховский прогиб

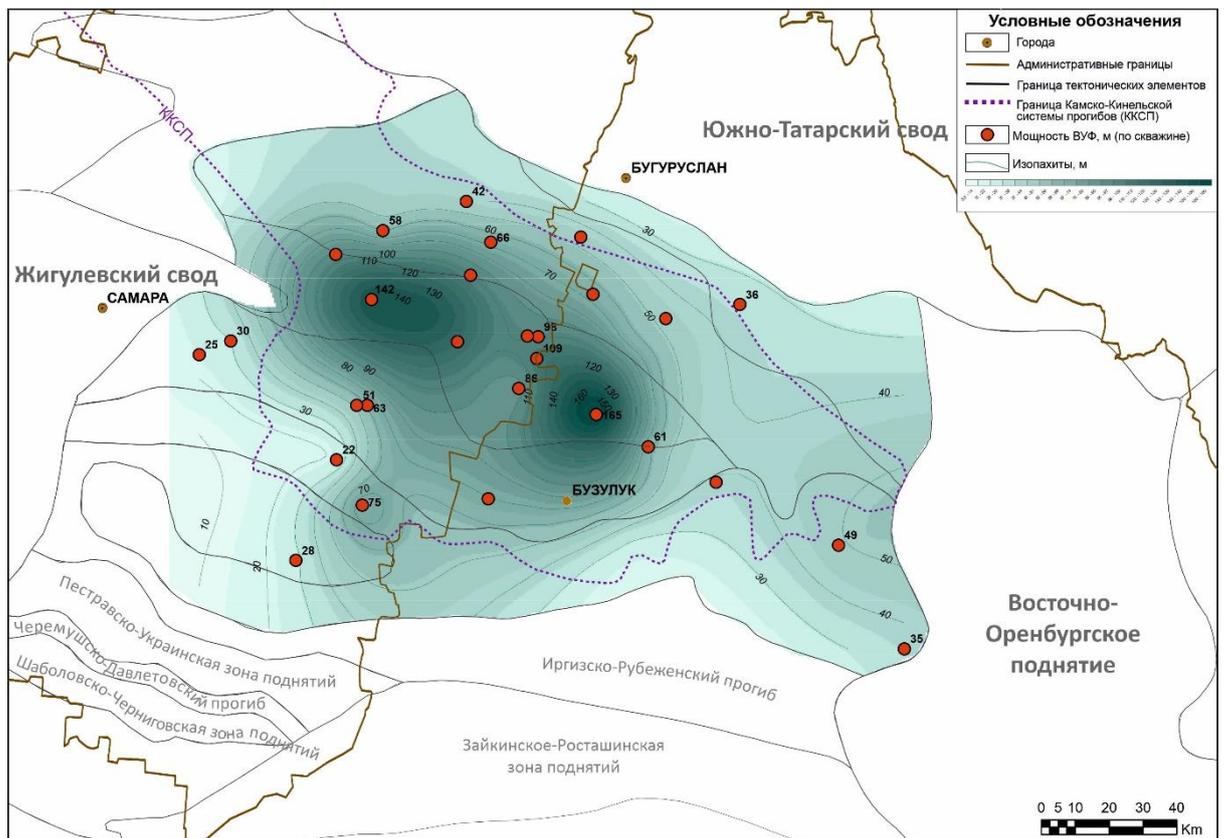


Рисунок 121. Схема распределения суммарных толщин ВУФ, содержание ОВ в которых больше 4.5%

Таким образом, в осевой части прогиба мощность среднефранско-турнейских отложений достигает 300 и более метров. При этом суммарная мощность нефтепроизводящей толщи ВУФ может составлять 90-140 метров, среднее содержание ОВ в которых преимущественно больше 2,5%. На склонах и в бортовых частях прогиба мощность высокоуглеродистой толщи может достигать 600-800 и более метров, при мощности нефтепроизводящей толщи около 40 - 80 м. В зонах, где мощность всего комплекса отложений среднефранско-турнейского возраста максимальна, преобладают фации мелководного шельфа. Высокоуглеродистые прослои здесь встречаются лишь в разрезе среднефранских и верхнефранских отложениях, в связи с чем суммарная мощность ВУФ не превышает 20-40 м.

Описанные критерии легли в основу выделения зон разной перспективности доманикоидных отложений на изучаемой территории, представляющих интерес для проведения дальнейших геолого-разведочных работ на поиски углеводородов в нетрадиционных резервуарах. Таким образом, район исследования был ранжирован на 3 зоны: высокоперспективная зона А, высокоперспективная зона Б и перспективная зона (Таблица 8).

Таблица 8. Ранжирование территории по степени перспективности высокоуглеродистой формации

	Фации	Площадь распространения, км ²	Эффективная мощность ВУФ, м	Кп, %
Высокоперспективная зона А	Преимущественно депрессионные	2350	90-140 и больше	1.5-4
Высокоперспективная зона Б	Депрессионные и склоновые	5450	40-80	2-4.5
Перспективная зона	Преимущественно склоновые	13330	<40	2.5-10

Высокоперспективная зона А депрессионных фаций, с коллекторами трещинно-порового, порово-трещинного и трещинно-каверново-порового типов, локализуется двумя небольшими участками в центральной части прогиба (Рисунок 122). Суммарная мощность высокоуглеродистых пропластков здесь варьирует 90 – 140 м, что составляет 30-60% от мощности всего разреза.

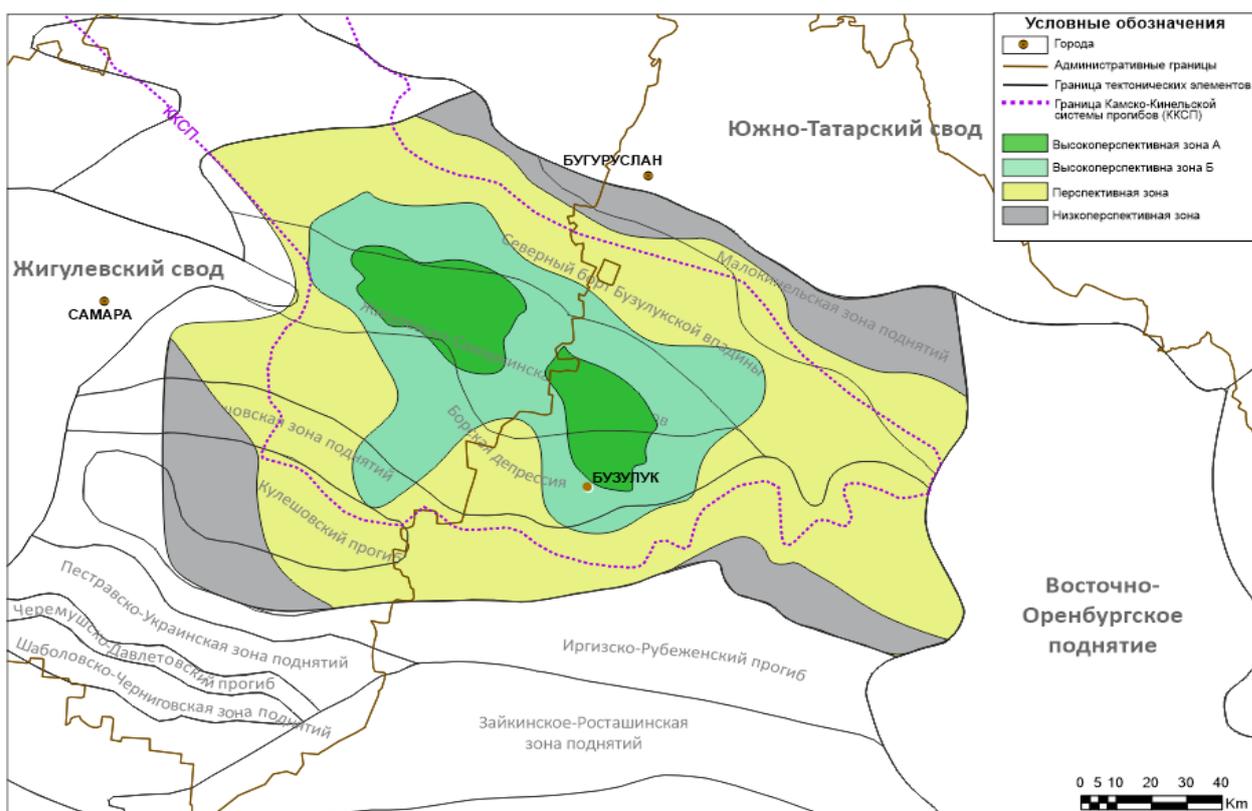


Рисунок 122. Схема перспектив доманикоидной высокоуглеродистой формации (с точки зрения нетрадиционных резервуаров) (Завьялова А.П., Ступакова А.В, 2021)

Высокоперспективная зона Б с преобладанием депрессионных и склоновых фаций и типами коллекторов порово-трещинного и трещинного типа распространена вытянутой зоной вдоль прогиба. Суммарная мощность высокоуглеродистых пропластков меньше, а величина мощности всего разреза больше, чем в осевой части разреза - 40-80 м, что составляет 15-25% от мощности всего разреза комплекса.

Перспективная зона приурочена преимущественно к склоновым и шельфовым фациям, нахождение высокоуглеродистых смешанных отложений здесь связаны только со среднефранским и верхнефранским циклитам.

Для рассматриваемого среднефранско-турнейского комплекса отложений **традиционный тип резервуара** является доказанным нефтепродуктивным. Наиболее благоприятные условия для формирования пустотного пространства в породах возникают в результате вторичных процессов и связаны они с карбонатными постройками. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают органогенные известняки. Постройки легко картируются при корреляции сеймопрофилей и литофациальным схемам. При этом существует большое количество аналогичных залежей в месторождениях прогибов Волго-Урала, нефтеносность которых связана именно D_{3fm}-C_{1t} органогенными постройками. Залежи массивные, локально литологически и стратиграфически экранированные, пласт-коллектор представлен известняками органогенно-обломочными, порово-кавернозными. Примерами таких коллекторов могут служить следующие нефтяные месторождения: Алексеевское, Малаховское, Боготыревское, Моховое, Суховское, Султановское и др. Нефтяные залежи в них установлены в карбонатах фаменского и турнейского ярусов. Породы характеризуются пористостью 10-14% и проницаемостью 25-45 мД (Рисунок 123). Известны два типа нефтепродуктивности карбонатных массивов: нефтенакопление в ловушках структур обликания биогермов и формирование залежей в самих постройках. Первый тип широко распространен в Оренбургской области, к нему относятся подавляющее большинство открытых залежей (пример месторождения, Рисунок 124).

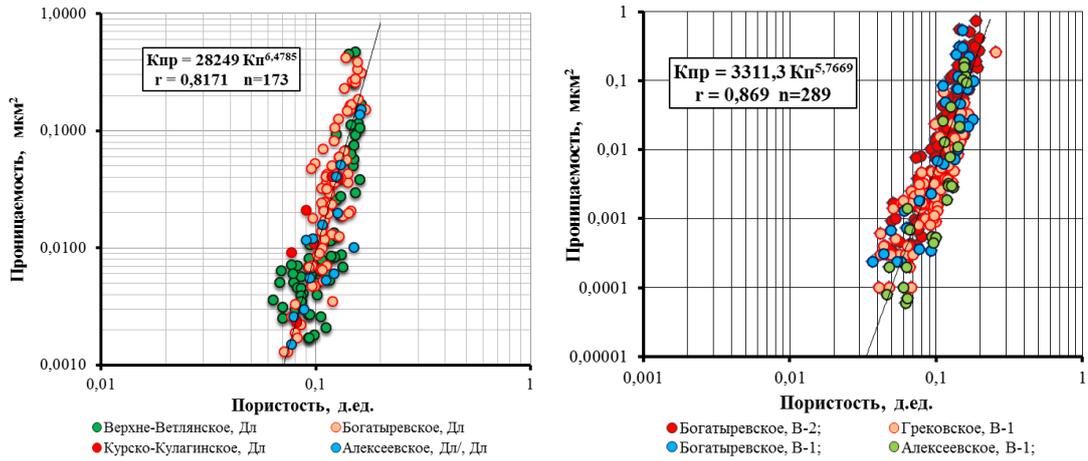


Рисунок 123. Обобщённая зависимость между проницаемостью и пористостью пород пластов фаменского яруса позднего девона (слева – пласты Дл/ и Дл') и пластов турнейскококого яруса раннего карбона (справа – пласты В-1 и В-2) (Архипов В.С., 2017)

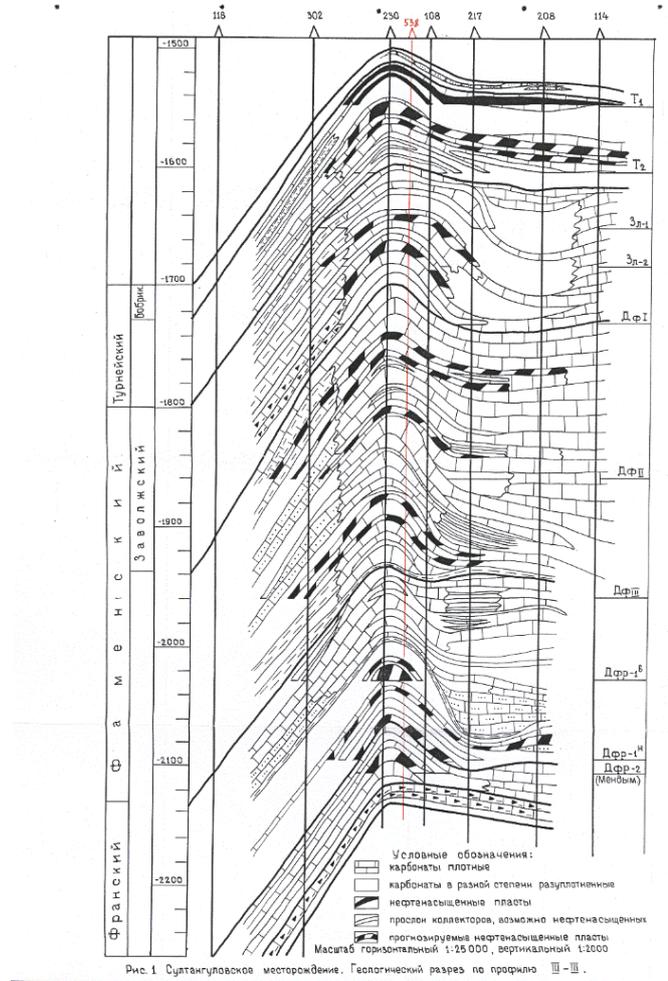


Рисунок 124. Залежи нефти, связанные с карбонатными массивами и структурами их обликанием, на примере Султангуловского месторождения (Денцкевич, 2001)

Формирование пустотного пространства вероятно также и на склонах, где накапливались органогенно-обломочные породы. Склон внутришельфовой впадины делится на две части: передовая часть склона и его подножие (Рисунок 125, Рисунок 126). Развитие пород-коллекторов, с лучшими фильтрационно-емкостными свойствами, характерно для передовой части, сложенной обломочными известняковыми разностями, содержащие прослой карбонатной брекчии с обломками пород разного размера. Подножие склона по составу и типу пустотного пространства схоже с депрессионной частью разреза и характеризуется низкими значениями пористости и проницаемости.

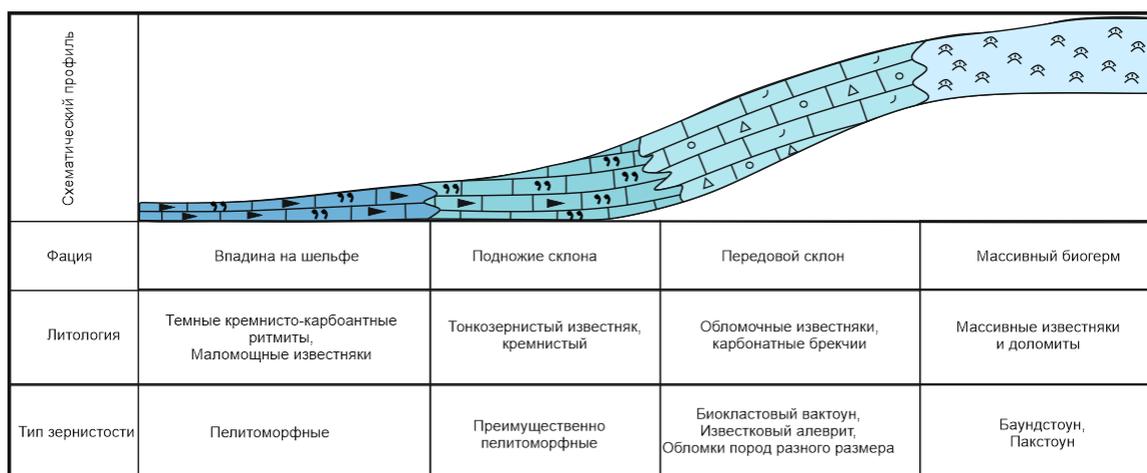


Рисунок 125. Схематический профиль с последовательным изменением фация от мелководных до относительно глубоководных (по Дж. Уилсону, 1975, с изменениями)

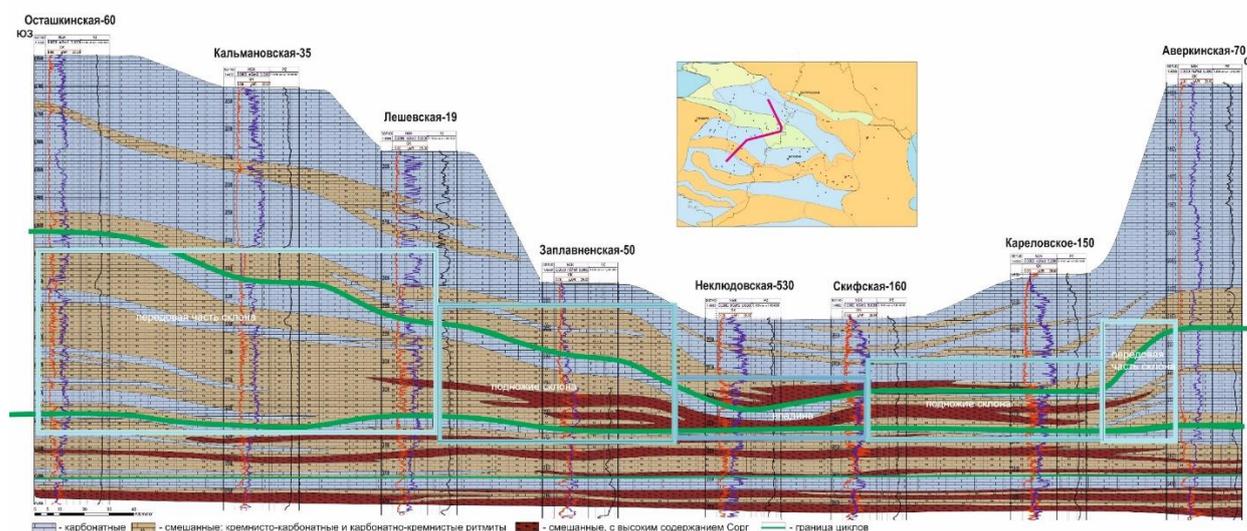


Рисунок 126. Выделение передовой части и подножия склона на примере фаменского цикла

Характеристику фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов склоновых фаций дать сложнее, чем шельфовых ввиду недостатка данных. По данные Кп и Кпр, полученные по керну скважины Малогосвицкая-220, часть которого содержит отложения

склоновых фаций, а именно прослоями обломочных известняков и даже карбонатных брекчий, показывает достаточные значения пористости.

Таким образом, перспективы нефтегазоносности и дальнейшей разработки среднефранско-турнейского комплекса с точки зрения традиционного резервуара связаны с карбонатными отложениями мелководного шельфа и предовой части склона внутришельфовой впадины. Критерии, положенные в основу ранжирования изучаемой территории по степени перспективности, включают в себя обобщение полученных результатов исследования – тип и состав разреза, его фациальная принадлежность, преобладающий тип коллектора, мощности и ФЕС (Таблица 9).

Таблица 9. Критерии ранжирования территории по степени перспективности нахождения залежей в карбонатных резервуарах

	Фации	Состав разреза	Преобладающий тип коллектора	Эффективные толщины	Доля коллектора в разрезе	Кп	Кпр
Зона высокоперспективная	Мелководного шельфа (преимущественно органогенных построек)	Известняки (пак-, грейн-, баундстоун)	Поровый и каверно-поровый	150 - 200 м	25 – 35%	10-15%	10-30.0 мД
Зона перспективная	Передовая часть склона	Известняки (обломочные, пак- и грейнстоун), ритмиты кремнисто-карбонатные	Трещинно-поровый	20-70 м	5 - 20%	5-10%	10-30.0 мД
Зона среднеперспективная	Подножие склона	Керогеново-кремнисто-карбонатные	Трещинный и порово-трещинный	10-50 м	5 – 15%	3-5%	0.1-20.0 мД
Зона неперспективная	Внутришельфовая впадина	Известняки тентакулитовые (пак-грейнстоуны)	Порово-трещинный	10 - 50м	3 – 7%	2.0- 2.5%	20 - 50 мД

Проследить распространение выделенных высокоперспективных, перспективных и среднеперспективных зон возможно исходя из выявленной фациальной изменчивости для каждого циклита. Однако для нижнего среднефранского циклита схема перспектив не строилась, поскольку вся территория является низкоперспективной с точки зрения нахождения потенциальных традиционных коллекторов ввиду его малой мощности и

низким содержанием пород, с достаточно хорошими фильтрационно-емкостными свойствами.

Большая часть территории позднефранского циклита также является низко- и среднеперспективной. Перспективная зона распространена в основном в северной части, вблизи Южно-Татарского свода. Улучшение коллекторских свойств и увеличение составляющей в разрезе дает право говорить о перспективности юго-восточной части изучаемого района (Рисунок 127).

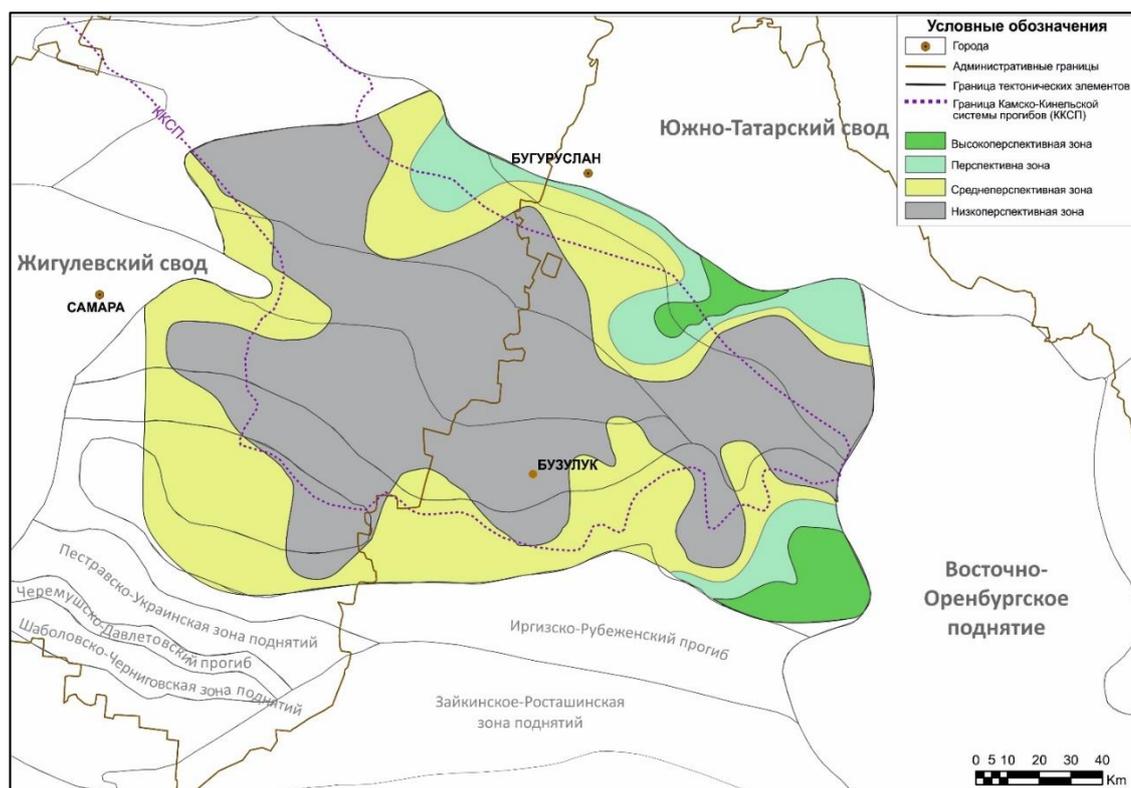


Рисунок 127. Схемы перспектив позднефранского комплексов (для нахождения традиционных резервуаров)

Фаменский циклит характеризуется наибольшей разнородностью в строении разреза. Центральная зона низких перспектив сужается, а по бортам, особенно в южной и юго-восточной частях, наблюдается увеличение доли коллекторов в разрезе (Рисунок 128). Распределение существующих нефтяных и газонефтяных месторождений показывает достоверность распространения выделенных зон. Что касается северных районов исследуемой территории, то к высокоперспективной можно отнести лишь небольшую зону недалеко от города Бугуруслан. Остальная часть высокоперспективной и перспективной зон простирается севернее и северо-восточнее, за пределами полигона исследования.

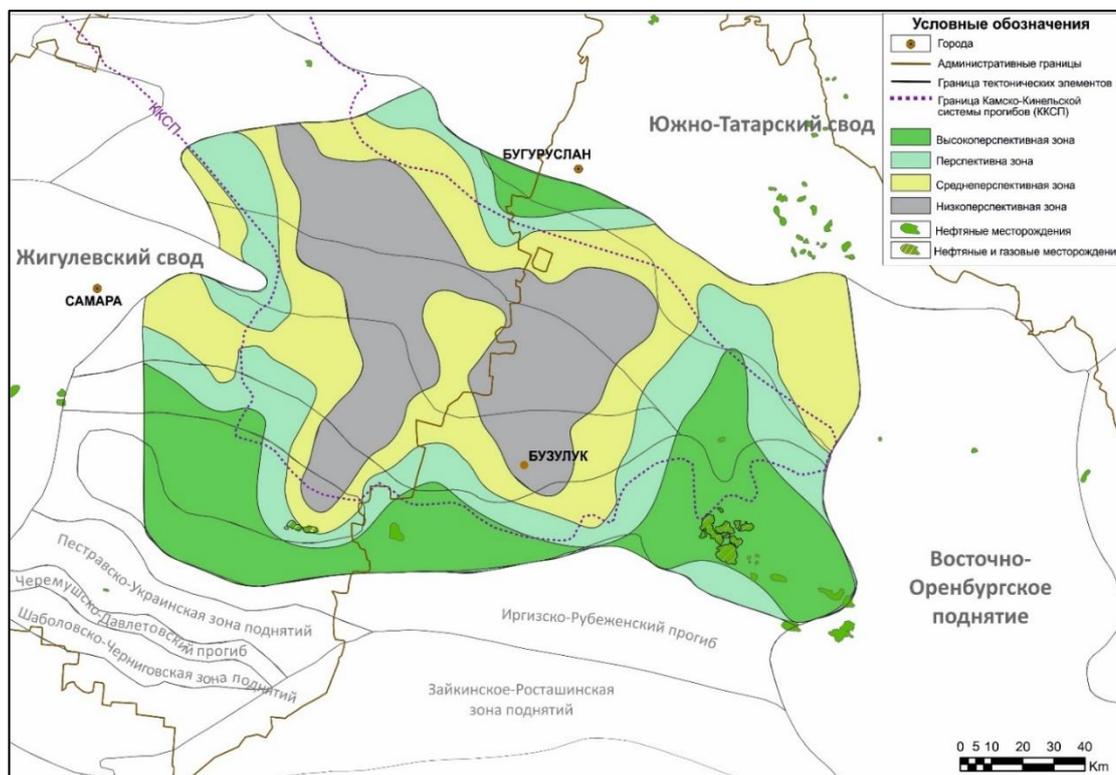


Рисунок 128. Схемы перспектив фаменского комплексов (для нахождения традиционных резервуаров)

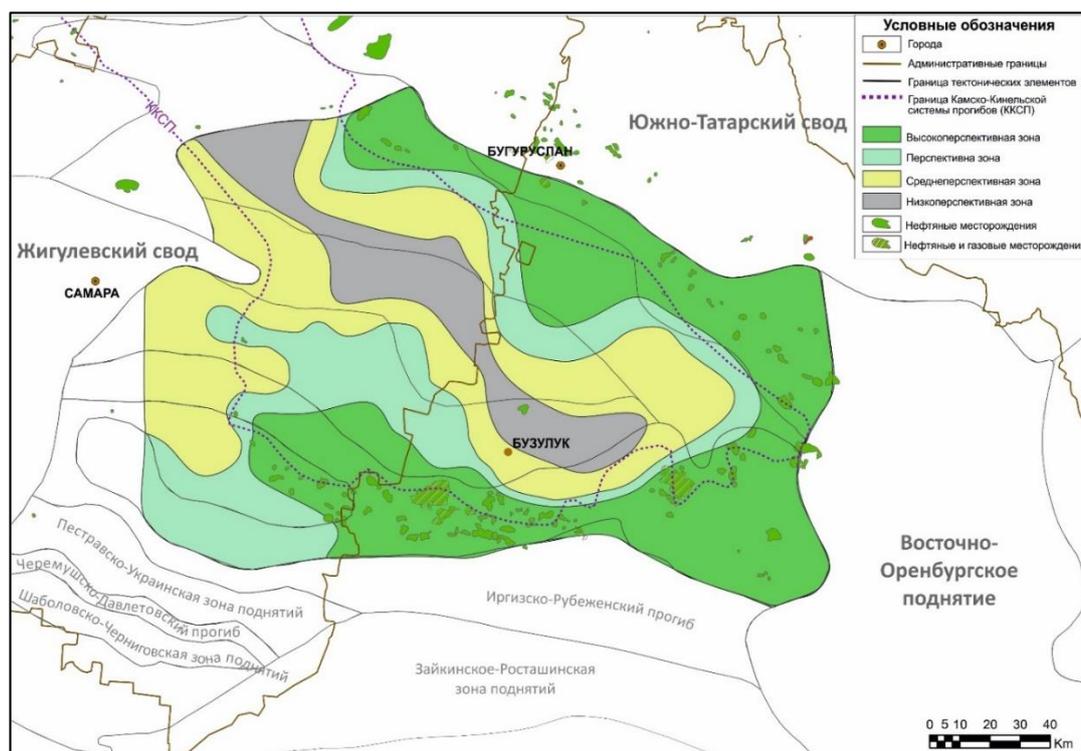


Рисунок 129. Схемы перспектив турнейского комплексов (для нахождения традиционных резервуаров)

Распространение зоны высоких перспектив турнейских отложений характеризуется максимальным охватом территории в сравнении с предыдущими циклитами (Рисунок 129). Низкоперспективная зона сократилась до узкой и вытянутой области в

центральной части прогиба, зона средних перспектив локализована вдоль осевой части прогиба, и захватывает западную часть района вблизи Жигулевского свода. Достоверность распространения высокоперспективной зоны в южной и северной частях подтверждается распределением открытых нефтяных и газонефтяных месторождений.

Заключение

В среднефранско-турнейском сейсмокомплексе выделяются три области, обладающие различным характером сейсмической записи волнового поля и мощностями, отвечающие зонам карбонатной платформы, склона и внутришельфовой впадины. Суммарная мощность изучаемого среднефранско-турнейского комплекса изменяется от 150 метров в центральной части прогиба до 1100 м на бортах.

Формирование Муханово-Ероховского прогиба началось в позднефранское время и продолжалось до турнейского времени на фоне общего обмеления морского бассейна, в течение которого периодически повторялись этапы его максимального затопления. Смена обстановок седиментации выражаются в цикличности строения разреза. Всего в разрезе доманикоидной ВУФ выделено 4 цикла, состоящие из двух частей – регрессивной, преимущественно карбонатной и, и трансгрессивной, для которой характерно развитие более кремнистых тонкослоистых отложений, с высоким содержанием ОВ. Циклиты отличаются мощностью и литологическим составом регрессивной части, изменяющейся от центра депрессии к ее склону и карбонатной платформе, что особенно видно по фаменскому и турнейскому циклитам.

Анализ вещественного состава отложений позволяет в пределах каждого цикла выделить различные обстановки осадконакопления и характерные для этих областей типовые разрезы. Глубоководная впадина характеризуется некомпенсированным осадконакоплением смешанных кремнисто-карбонатных и карбонатно-кремнистых пород, с высоким содержанием ОВ (более 2,5%). Борта впадины слагают известняки мелководного шельфа, а склоны – чередование обломочных известняков, глинистых известняков и смешанных кремнисто-карбонатных и карбонатно-кремнистых пород.

Область высоких перспектив франско-турнейского доманикоидного комплекса связаны с высокоуглеродистыми кремнисто-карбонатными породами, представляющими собой трудноизвлекаемые ресурсы высокоуглеродистых формаций. Наибольшие перспективы связаны с максимальной мощностью ВУФ в центральной части депрессии (90-140 м). Перспективы поиска скоплений нефти и газа в пределах карбонатной платформы связаны также с карбонатными резервуарами порового и трещинно-порового типа в литологических и структурных ловушках. Площадь их распространения увеличивается по мере омоложения разреза от франского яруса позднего девона до турнейского яруса раннего карбона.

Список литературы

Опубликованная

1. Аверьянова О.Ю. Нефтегазовые системы доманикового типа Тимано-Печорского осадочного бассейна // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т.11. – №1.
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., Тюрин А.М., Михайлова Н.А. Девонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. М.: «Недра». –1978. –216 с.
3. Атлас литолого-палеогеографических карт СССР / М-во геологии СССР, Акад. наук. СССР, ГУГК СССР; гл. ред. А. П. Виноградов; ред.: В. Д. Наливкин, В. М. Познер Т. П.: Девонский, каменноугольный и пермский периоды. - М.: ГУГК. – 1969.
4. Афанасьева М.А. Геологическое строение и перспективы открытия новых месторождений в девонских отложениях Бузулукской впадины.: дисс. канд. г.-м. наук 25.00.12. РГУ НИУ им. И. М. Губкина.– М. – 2011. – 173 с.
5. Балущкина Н.С., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Корост Д.В., Соболева Е.В., Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Хамидуллин Р.А., Шарданова Т.А. Закономерности строения баженовского горизонта и верхов абалакской свиты в связи с перспективами добычи нефти // Геология нефти и газа, №3, 2013.
6. Баженова Т.К. Смешанные породы, содержащие некарбонатный углерод // Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов. – СПб.: Недра. – 1998. – С. 265–269.
7. 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.
8. Беляева Н.В., Корзун А.Л., Петрова Л.В. Модель седиментации франко-турнейских отложений на северо-востоке европейской платформы. – СПб.: «Наука». – 1998.
9. Вассоевич Н.Б., Корнилова Н.Н., Чернышев В.В. О содержании углеродистого органического вещества в континентальном секторе осадочной оболочки Земли // Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология. 1973. № 1. С. 8–23.
10. 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.

11. Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В. Методика оценки запасов нефти в отложениях доманикового типа // Геология нефти и газа. – 2017. – № 5. – С. 51–65.
12. Вилесов А.П., Горбань Н.Н. Пешковские позднефранские иловые холмы — новый тип органогенных построек Камско-Кинельской системы внутришельфовых впадин // Приоритетные и инновационные направления литологических исследований: Труды 9-го Уральского литологического совещания. Екатеринбург: Ин-т геол. и геохим. УрО РАН. – 2012.
13. Ворожбит А.Л. и др. Литолого-фациальные критерии поисков залежей нефти и газа неантиклинального типа в отложениях девона и нижнего карбона Восточно-Оренбургского района. г. Оренбург, Южно-Уральское отделение ВНИГНИ, 1979
14. Временные методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях. Варламов А.И., Петерсилье В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г. Экспертно технический совет ГКЗ. – 2019. – С. 483- 500.
15. Гатовский Ю.А. и др. Новые данные о биостратиграфии и фациальных типах разрезов доманиковых отложений (верхний девон) Волго-Уральского бассейна // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2015. №5. – С. 86-99.
16. Гафурова Д.Р., Корост Д.В., Козлова Е.В., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А. Изменение пустотного пространства различных литотипов керогенонасыщенных пород доманиковой формации при разных скоростях нагрева // Георесурсы. – 2017. – Т. 19. – № 3. Ч. 2. – С. 255-263.
17. Геология и нефтегазоносность палеозоя Оренбургской области и прилегающих районов // Труды, институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина. Выпуск №76. –М.: Недра, – 1968. – С. 184.
18. Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции /Максимов С.П., Киров В.А., Клубов В.А. и др./ под. Ред. С.П. Максимова. М.: Недра, – 1970. – С. 808.
19. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана / Под ред. Р.С. Хисамова. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, – 2010. – 283 с.
20. Горожанина Е.Н., Горожанин В.М. Сферово-сгустковые известняки фамена западного склона Южного Урала и юго-восточной окраины Русской платформы //Карбонатные осадочные последовательности Урала и сопредельных территорий: Мат-лы 6 Уральск. регион. литолог. совещ. – Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, – 2004. – С. 44–46.
21. Горожанина Е.Н., Днистрянский В.И., Побережский С.М. и др. Эталонный разрез палеозойских отложений Северного Прикаспия по данным бурения скважины 20

- Песчаной площади // Геология и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области: Науч. труды ОАО ИПК «Южный Урал». – Вып. 4. – Оренбург. – 2007. – С. 73–86.
22. Гритчина В.В. Об опоисковании рифогенных залежей на примере Южно-Орловского месторождения//Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – № 3– С. 3-7.
 23. Гурари Ф. Г. Доманикиты и их нефтегазоносность / Ф. Г. Гурари // Советская геология. – 1981. – № 11. – С. 3–12.
 24. Гурари Ф. Г. Региональный прогноз промышленных скоплений углеводородов в доманикитах / Ф. Г. Гурари // Геология нефти и газа. – 1984. – № 2. – С. 1–5.
 25. Егорова В.Л. Стратиграфия, литология и фации девонских отложений Куйбышевской области, 1962.
 26. 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.
 27. Жемчугова В. А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений. Курс лекций / В. А. Жемчугова. – М.: Ред.-изд. центр ЕАГО. – М, 2014.
 28. Завьялова А.П., Ступакова А.В. Перспективы нефтегазоносности доманикоидной высокоуглеродистой формации Муханово-Ероховского прогиба // Нефтяное хозяйство – 2021 - №1169 – С.34-39
 29. Завьялова А.П., Чупахина В.В., Ступакова А.В., Гатовский Ю.А., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Сулова 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.
 30. Зайдельсон М.И., Мкртчян И. О. Формирование и нефтегазоносность доманикоидных формаций – М.: Наука, 1990.
 31. Зайдельсон М.И., Суровиков Е.Я., Казьмин Л.Л., Вайнбаум С.Я. и др. Особенности генерации, миграции и аккумуляции УВ доманикоидных формаций // Геология нефти и газа. – 1990. – №6. – С. 3-10.
 32. Зоненшайн Л. П., Городницкий А. М. Палеозойские и мезозойские реконструкции континентов и океанов // Геотектоника, 1977.
 33. Иванов М.К., Калмыков Г.А., Белохин В.С., Корост Д.В., Хамидуллин Р.А. Петрофизические методы исследования керна материала - М.: Изд-во МГУ, 2008.

34. Илеменова О. Д. Геолого-геохимические особенности доманиковых фаций девона Башкирского Приуралья и их влияние на формирование нефтяных залежей.: дисс. канд. г.-м. наук / О. Д. Илеменова. – Уфа, 2002. – 183 с.
35. Илеменова О. Д. Палеогеографические и палеотектонические критерии нефтегазоносности доманиковой формации Башкортостана // Труды Башкирского научно-исследовательского и проектного института нефти. –Уфа, 1997. – Вып. 93. – С. 134–143
36. 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. 1996;
37. Карнаухов С.М., Соловьев Б.А., Подкорытов Н.Г. Перспективы нефтегазоносности верхнефранских отложений северной бортовой зоны Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. – 1996. – № 8. – С. 76–19.
38. Карнюшина Е.Е., Чочия Г.Л., Пронина Н.В., Фадеева Н.П. Методы изучения вещественного состава пород и органического вещества в осадочных бассейнах – М.: Изд-во МГУ. – 1990.
39. Кириллов А.С., Закревский К.Е. Практикум по сейсмической интерпретации в RETREL/ Кириллов А.С – М.: Изд-во МАИ-ПРИНТ. – 2014.
40. Кирюхина Т.А., Большакова М.А., Ступакова А.В., Коробова Н.И., Пронина Н.В., Сауткин Р.С., Сулова А.А., Мальцев В.В., Сливко И.Э., Лужбина М.С., Санникова И.А., Пушкарева Д.А., Чупахина В.В., Завьялова А.П. / Литолого-геохимическая характеристика доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна // Георесурсы. – 2015. –Т. 61, № 2. – С. 87–100.
41. 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.
42. 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.
43. Кузнецов В.Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение: Учеб. пособие для вузов / Кузнецов В.Г. — М.: ООО «Недра- Бизнесцентр», – 2007. –511 с.
44. Кулагина Е. И. Биостратиграфия нижнего и среднего карбона Южного Урала и юго-востока Русской платформы по фораминиферам.: дисс. канд. г.-м. наук 25.00.02. Уфимский НЦ– Уфа – 2006. – 374 с.

45. Леонова Е.А. Перспективы поиска неструктурных ловушек углеводородов в отложениях девона юга Оренбургской области.: дисс. канд. г.-м. наук 04.00.17. – М. РГУ НИУ им И.М. Губкина. – 2000. – 126 с.
46. Лозин Е.В. Глубинное строение и нефтегазоносность Волго-Уральской области и смежных территорий. Литосфера. – №3, – 2002.
47. Лян С.П., Барков С.Л. Геохимические условия формирования доманиковых отложений юго-востока Русской платформы // Геология, Геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М. – 2015. – №10. – С 21-27
48. Макаревич В.Н., Суханов А.А., Макарова И.Р. Перспективы поисков углеводородных скоплений нетрадиционного типа в освоенных регионах Северо-Запада России // Георесурсы. – №6. – 2012. – 48-55 с.
49. Макаров Г.В., Чекалев О.Ю., Новицкий Ю.В. Глубинное строение Бузулукской впадины и перспективы нефтегазоносности отложений среднего девона// Геология нефти и газа № 7, 1985. С. 13–17.
50. Милановский Е.Е. Геология России и ближнего зарубежья. Учебник. / Милановский Е.Е. – М.: Изд-во МГУ. – 1996.
51. Мирчинк М. Ф., Хачатрян Р. О., Громека В.И. и др. Тектоника и зоны нефтегазонакопления Камско-Кинельской системы прогибов. – М.: Наука. –1965. – С. 216.
52. Мкртчян О.М. Верхнедевонские рифы и их роль в формировании нефтеносных структур востока Урало-Поволжья. – М.: Наука. – 1964.
53. Морозов В.П., Пронин Н.В. Изучение литолого-петрографических и геохимических свойств доманиковых отложений на территории Ромашкинского месторождения (Березовская площадь, Азнакаевская площадь, Зеленогорская площадь). – Казань. – 2015.
54. Мухаметшин Р.З., Пунанова С.А. Особенности нефтей палеозоя центральных районов Уралоповолжья и доманиковая толща как источник их образования// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – №6 – С. 46-52 .
55. Неручев С.Г. Нефтеобразование в отложениях доманикового типа – Л.: Недра. – 1986.
56. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. М.: Недра, 1969.
57. Объяснительная записка к атласу литолого-палеогеографических карт СССР. Том II. Девонский, каменноугольный и пермский периоды. – М.: ГУГК. – 1969.
58. Никитин Ю.И., Остапенко С.В., Щеглов В.Б. Новое направление геолого-разведочных работ в Оренбургской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 11. – С. 13–18.

59. Никитин Ю.И., Остапенко С.В. Связь нефтеносности Волго-Уральской провинции с плитной тектоникой Урала // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 12. – С. 14–17.
60. Никитин Ю.И., Щеглов В.Б., Чикина Н.Н. Верхнефранские рифы Рубежинского прогиба, Оренбургская область // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2011. – Вып. 68. – С. 3–5.
61. Пучков В.Н. Палеогеодинамика Южного и Среднего Урала. – Уфа: Изд-во Даурия, – 2000. – 146 с.
62. Пантелеев А.С. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области. – Оренбург.: Оренбургское книжное издательство. –1997. – 272 с.
63. Преснякова О.В. Сланцевая нефть доманикитов – что это? // Труды молодежной научно-практической конференции «ТатНИПИнефть», 2014. – С. 1 – 11.
64. 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.
65. Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю. Понятийная база и первоочередные объекты нетрадиционного углеводородного сырья // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – Вып 2(10). – 2014.
66. 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.
67. 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.
68. 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.
69. Решение Межведомственного регионального стратиграфического совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы с региональными стратиграфическими схемами (Ленинград, 1988). Девонская система. / Ржонницкая М.А., Куликова В.Ф., Л.; ВСЕГЕИ. – 1990. –60 с.
70. 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.

71. Сауткин Р.С. Хамидуллин Р.А., Коробова Н.И. Трещиноватость высокоуглеродистой формации на северном склоне южно-татарского свода // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2016. – №1. – С. 92-97
72. Соболева Е.В., Гусева А.Н. Химия горючих ископаемых. / Соболева Е.В. –М.: Изд-во МГУ. – 2010. – С. 312.
73. Справочник по литологии. Под редакцией Н. Б. Вассоевича, В. Л. Либровича и др., М.: Недра, 1983. 509с.
74. Соснин Н.Е. Характеристика отложений доманикового типа на территории Ульяновской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – №3 – С. 22-25.
75. Стенин В.П., Кутеев Ю.М., Кузнецов И.А., Фоменко В.Г. Выделение и оценка коллекторов в отложениях девона юго-запада Оренбуржья по данным ГИС. //Геология нефти и газа – 1990. – № 8, – С. 27-31.
76. Страхов Н.М., Родионова К.Ф., Залманзон Э.С. К геохимии нефтеносных отложений (нижнефранские породы Второго Баку) // К геохимии и литологии палеозойских осадочных пород. – М.: Тр. Ин-та геол. Наук АН СССР, 1955. – Серия Геологическая. – Вып.155. – № 66. – С. 3-115.
77. Ступакова А. В., Фадеева Н. П., Калмыков Г. А. и др. / Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна // Георесурсы. – 2015. – № 2 (61). – С. 77–86.
78. Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Фадеева Н.П., Гатовский Ю.А., Суслова 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
79. Ступакова А.В., Пашали А.А., Волянская В.В., Завьялова А.П. Палеобассейны – новая концепция моделирования истории геологического развития и нефтегазоносности регионов // Георесурсы – 2019. - Т. 21. - №2. - С. 4-12.
80. 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.
81. Унифицированная субрегиональная стратиграфическая схема верхнедевонских отложений Волго-Уральского субрегиона. Объяснительная записка / Н.К. Фортунатова, Е.Л. Зайцева, М.А. Бушуева и др. – М.: ФГБУ «ВНИГНИ». – 2018. – 64 с.

82. 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
83. Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Гумаров Р.К. и др. Клиноформные тела в палеозойских карбонатных толщах Камско-Кинельской системы прогибов – новый тип поисковых нефтяных объектов в западном Татарстане // Геология нефти и газа. – 2006. – № 1. – С. 17-22.
84. Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Бушуева М.А., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г. и др. Стратиграфия верхнего девона Волго-Уральского субрегиона. Материалы по актуализации стратиграфических схем. – М.: Изд-во ФГУП "ВНИГНИ". – 2016. – 176 с.
85. Хабаров В.В. Разработка методики выделения нефтенасыщенных битуминозных глинистых коллекторов по данным промысловой геофизики (на примере отложений баженовской свиты Западной Сибири. / автореферат диссертации на соискание ученой степени. – М.: ВНИИГГ. –1980.
86. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР / М: «Недра», 1973. – 304 с.
87. Хачатрян Р.О. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы. – М.: Наука. – 1979.
88. Хисамов Р.С. и др. Доманиковые продуктивные отложения татарстана - аналог "сланцевых плеев" США // Недропользование - XXI век – 2016 . –№3 (60) . – С. 84-93 .
89. Цыганко В.С. Позднедевонские эвстатические события на территории девонской плиты и их стратиграфическое значение. Вестник института геологии Коми научного центра УрО РАН. – 2005. – №7. – С. 2-4.
90. Шарданова Т.А., Фадеева Н.П., Хомяк А.Н., Косоруков В.Л. Особенности строения и формирования высокоуглеродистых комплексов // Отечественная геология. – 2017. – № 3. – С. 74-84.
91. Шандрыгин А.Н., Шпуров И.В., Браткова В.Г. Состояние и перспективы разработки месторождений сланцевой нефти // Недропользование - XXI век . –2015 . – №1 (51) . – С. 54-65.
92. Шатский Н.С. Основные черты строения и развития Восточно-Европейской платформы // Изв. АН СССР. Сер. Геол. – 1946. - №1.
93. Шунуров М.В. Строение кристаллического фундамента на территории Самарской области// История, достижения и проблемы геологического изучения Самарской

области. – 2000.

94. Шустер В.Л., Пунанова С.А., Нетрадиционные трудноизвлекаемые ресурсы нефти и газа: проблемы освоения и экологии // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. - №3. – С.14-17
95. Юсупова И.Ф., Фадеева Н.П., Шарданова Т.А. / Влияние повышенных концентраций органического вещества на свойства пород // Георесурсы – 2019 – Т.21 - № 2. - С. 183-189
96. James L. Wilson. Carbonate Facies in Geologic History. Springer, New York, NY. – 1975.

Фондовая

97. Архипов В.С, Демин В.С., Папухин С.П. и др. Пересчет запасов нефти и растворенного газа Алексеевскоо газонефтяного месторождения Самарской области. Геологический отчет Самара, ООО СамараНИПИнефть, 2017 г.
98. Денцкевич И.А., Баранов В.К., Яхимович Г.Д. и др. Комплексный анализ поисково-разведочного, эксплуатационного бурения и геофизических исследований в пределах Красноярского, Султангулово-Загляндинского и Бобровского группы месторождений нефти с целью прогнозирования новых нефтегазоносных объектов. Геологический отчет, г. Оренбург, ОАО ОренбургНИПИнефть, 2001 г.
99. 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.
100. Макарова С.П. Стратиграфия, литология, фации палеозоя Оренбургской области по результатам глубокого бурения на разведочных площадях, 1998.
101. Писаренко Ю.А. Отчет «Геологическое строение доманиковых отложений Волго-Уральского бассейна». 2014.
102. Постнова Е.В. Оценка текущей изученности территорий Волго-Уральской и Прикаспийской нефтегазоносных провинций с целью выработки дальнейших направлений геологоразведочных работ на углеводородное сырье. Саратов, ФГУП НВНИИГГ, КамНИИКИГС НПЦ Недр, 2008. – 911 с. – Геол. фонд по Приволжскому ФО, инв. № 18763.
103. Постнова Е.В., Жидовинов С.Н., Сизинцева Л.И., и др. Оценка текущей изученности территорий Волго-Уральской и Прикаспийской нефтегазоносных провинций с целью выработки дальнейших направлений геологоразведочных работ на углеводородное

- сырье. Госконтракт № 85. Саратов, НВ НИИГГ, 2008. – 915 с. – Росгеолфонд, инв. № 492780.
- 104.** Постнова Е.В., Жидовинов С.Н., Яцкевич С.В., и др. Оценка перспектив нефтегазоносности западной части Волго-Уральской НГП на основе обобщения геолого-геофизических данных и реализации бассейнового моделирования по региональным профилям последних лет. Саратовская обл., г. Саратов, ФГУП НВНИИГГ, 2010. – 490 с. – Геол. Фонд по Саратовской обл., инв. № 14590.
- 105.** Ступакова А.В., Калмыков Г.А. и др. Изучение УВ потенциала доманиковых отложений в Волго-Уральской провинции и оценка целесообразности вовлечения их в разработку [Текст]: отчет о результатах работ (заключ.) / МГУ – М.: Фонд «Национальное интеллектуальное развитие», 2014.
- 106.** Ступакова А.В., Калмыков Г.А. и др. Оценка ресурсов и выделение перспективных объектов освоения нефти и газа в доманиковых отложениях восточной части Муханово-Ероховского прогиба, 2015.
- 107.** Трофимов В.А. и др. Разработка тектонической карты Волго-Уральской нефтегазоносной провинции масштаба 1: 1 000 000. Отчет по Государственному контракту № ПС-03-06/2054, ФГУП ИГиРГИ, 2005 г.
- 108.** 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
- 109.** Яхимович Г.Д. Обоснование перспективных направлений и объектов для постановки геологоразведочных работ на нефть, газ и конденсат в западной части Оренбургской области, 2004.