МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

имени М.В. ЛОМОНОСОВА

На правах рукописи

Карпушин Михаил Юрьевич

Строение и перспективы нефтегазоносности доманикоидного комплекса франско-турнейского возраста центральной части Волго-Уральского бассейна

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

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени

кандидата геолого-минералогических наук

Москва, 2023

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова

Научный руководитель	***Ступакова Антонина Васильевна*** *доктор геолого-минералогических наук, доцент*
Официальные оппоненты	***Шпуров Игорь Викторович,*** *доктор технических наук, Федеральное бюджетное учреждение «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых», генеральный директор* ***Прищепа Олег Михайлович,*** *доктор геолого-минералогических наук, профессор, ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», заведующий кафедрой геологии нефти и газа* ***Меркулов Олег Игоревич****, кандидат геолого-минералогических наук, АО «Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики», управляющий директор*

Защита диссертации состоится 16 июня 2023 г. в 13 часов 30 минут на заседании диссертационного совета МГУ.016.8 Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова по адресу: 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1, Главное здание МГУ имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, ауд. 621

E-mail: poludetkinaelena@mail.ru

С диссертацией можно ознакомиться в отделе диссертаций научной библиотеки МГУ имени М.В. Ломоносова (Ломоносовский просп., д. 27) и на сайте ИАС «ИСТИНА» https://istina.msu.ru/dissertations/552890073/

Автореферат разослан «15» мая 2023 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета МГУ.016.8,
кандидат геолого-минералогических наук Е.Н. Полудеткина

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность. На территории Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ) большинство месторождений были открыты в 40-60 годах прошлого века. На сегодняшний день выработанность начальных запасов превышает объем ресурсов углеводородов. Включение в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти и газа из низкопроницаемых нетрадиционных коллекторов франско-турнейской высокоуглеродистой формации (ВУФ) позволит сохранить загруженность углеводородным сырьем нефтеперерабатывающие производства Республики Башкортостан. Открытые месторождения нефти в Самарской и Оренбургской областях из нетрадиционных резервуаров выявили сложности прогноза интервалов разреза и зон, благоприятных для освоения трудноизвлекаемых углеводородов высокоуглеродистой формации. Обоснование выделения перспективных зон и продуктивных интервалов в нетрадиционных резервуарах доманикоидной ВУФ для восполнения ресурсной базы углеводородов на территории Республики Башкортостан представляет собой актуальное направление поиска и освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа.

Цель и задачи исследования. Целью работы является прогноз зон и интервалов разреза на поиск углеводородов в доманикоидной высокоуглеродистой формации центральной части Волго-Уральского бассейна. Для достижения цели решались следующие задачи:

- Определение области распространения позднедевонских внутришельфовых прогибов, благоприятных для накопления отложений ВУФ;
- Изучение внутреннего строения ВУФ и выделение в ее составе пачек пород-коллекторов;
- Оценка перспектив нефтегазоносности доманикоидного комплекса отложений франско-турнейского возраста центральной части Волго-Уральского НГБ

Объект и предмет исследования. В диссертационной работе объектом исследования является высокоуглеродистая формация франско-турнейского возраста центральной части Волго-Уральского бассейна. Территория исследования занимает восточную часть Южно-Татарского свода, Башкирский свод, Восточно-Оренбургское поднятие и обрамляющие их Благовещенскую впадину, Бельскую и Мраковскую депрессии, а также Бирскую и Шихано-Ишимбайскую седловины. Большая часть территории занимает платформенную область Волго-Уральского бассейна, а Бельская и Мраковская депрессии, разделенные Шихано-Ишимбайской седловиной, входят в состав Предуральского краевого прогиба.

Фактический материал и личный вклад. В качестве фактического материала использовался сейсмический и скважинный материал по территории Республики Башкортостан, Республики Татарстан, Оренбургской и Саратовской областей, который автор собрал за годы работы на кафедре

геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова в рамках научно-исследовательских проектов. Также, автор привлек свой личный опыт работы на проекте «Доманик Ойл АС», где принимал участие в геологоразведочных работах и бурении скважин на доманикоидные отложения в Самарской области.

Автором самостоятельно была составлена из локальных коротких линий дополнительная серия композитных региональных профилей. Проинтерпретированы более 3000 погонных километров сейсмических профилей 2Д, сделаны разбивки по возрастам, циклитам и пачкам более чем в 400 скважинах на изучаемой территории. Каменный материал имелся у автора по 15 скважинам, обработка которого легла в основу макро-описания керна и микро-описания структуры пород по петрографическим шлифам, а также оценки их фильтрационно-емкостного пространства. Автором собраны результаты испытаний скважин и увязаны с выделенными им перспективными пачками пород. Автор лично участвовал в экспедиции по изучению пород доманикоидного типа в обнажениях, анализируя их строение и отбирая образцы. Создана большая библиотека данных, включающая личные исследования автора, а также предшествующие работы как опубликованные, так и фондовые. Все данные систематизированы с применением цифровых методов, построения велись в специализированном программном обеспечении.

Методы диссертационного исследования. Сейсмо-стратиграфический анализ в совокупности с анализом керна, его литологическими и петрофизическими свойствами, привязанными к обстановкам осадконакопления, легли в основу прогноза зон распространения пород-коллекторов доманикоидного комплекса отложений. Сейсмо-стратиграфический анализ базировался на интерпретации композитных региональных сейсмических разрезов, увязанных со скважинными данными. В разрезах скважин были выделены региональные циклиты и построены карты их распространения. По данным геофизических исследований скважин (ГИС) и керна в пределах циклитов выделены пачки пород и установлены их емкостные свойства. По суммарной мощности пород-коллекторов и области их распространения, с учетом зрелости органического вещества, выделены перспективные зоны для поиска углеводородов в нетрадиционных залежах доманикоидной ВУФ.

Научная новизна. В центральной части Волго-Уральского НГБ впервые прослежено изменение контуров впадин Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) и впадин вдоль Предуральского краевого прогиба во времени. Это стало возможным благодаря выделению в разрезе франско-турнейского возраста четырех трансгрессивно-регрессивных циклитов и оценке характера распределения их толщин. Впадины были связаны между собой и в позднефранское и фаменское время имели продолжение на восток,

где в настоящее время можно ожидать наличие ВУФ под складчато-надвиговыми деформациями Предуральского краевого прогиба.

Внутреннее строение циклита позволило выделить интервалы разреза с высокой долей пород-коллекторов, обладающих пустотным пространством, достаточным для аккумуляции углеводородов в нетрадиционных резервуарах ВУФ, а также проследить их распространение по площади. Анализ толщин отложений отдельных циклитов и изменение их строения по площади позволили спрогнозировать распространение пород-коллекторов в пределах изучаемой территории.

В работе впервые представлены карты распределения толщин и ёмкостных характеристик пород-коллекторов в пределах каждого циклита для территории центральной части Волго-Уральского НГБ. Это позволило, с учетом геохимических показаний зрелости органического вещества (ОВ), определить перспективные зоны для поиска углеводородов в нетрадиционных резервуарах доманикоидного типа.

Защищаемые положения.

1. Камско-Кинельская система прогибов в позднедевонское время имела продолжение в Бельскую и Мраковскую депрессии, где шло формирование отложений доманикоидной высокоуглеродистой формации. Анализ распределения толщин отдельных циклитов позволил установить, что прогибы меняли свое положение во времени, а в отдельные периоды позднефранского и фаменского времени их связь осуществлялась по узким линейным зонам, где также можно ожидать формирование отложений доманикового типа.

2. В строении циклитов среднефранско-турнейского комплекса выделяются три пачки, чередующиеся между собой в разных соотношениях. Совокупность пачек и характер их переслаивания определяют типы разреза внутришельфовой впадины, ее склона и борта. Первая пачка, как правило, отвечает относительно максимально высокому стоянию уровня моря и сложена карбонатно-кремнистыми породами с высоким содержанием органического вещества. Она обладает низкими емкостными свойствами. Вторая пачка пород формировалась в условиях изменения уровня моря и сложена частым переслаиванием карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород, содержащих наилучшие коллекторы доманикоидного комплекса. Третья пачка представлена карбонатными породами, накапливавшимися в период относительно низкого уровня моря, породы-коллектора могут быть связаны с биогермными постройками борта впадин.

3. Перспективы нефтегазоносности доманикоидного франско-турнейского комплекса связаны с Бельской и Мраковской депрессиями и сопредельными с ними зонами распространения отложений относительно глубоководных впадин на шельфе, благоприятных для накопления органического вещества, способного генерировать углеводороды и отдавать его в ёмкие породы-коллектора пачек переслаивания карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород.

Теоретическая и практическая значимость. Выделенные в работе перспективные зоны на поиск нефти и газа в нетрадиционных залежах доманикоидного типа, могут быть использованы для выбора первоочередных объектов проведения поисково-разведочных работ в центральной части Волго-Уральского НГБ на территории Республики Башкортостан.

Степень достоверности результатов. Все полученные в ходе исследований результаты, представленные в работе выполнены при помощи комплекса современного лабораторного оборудования и программного обеспечения. Полученные выводы основаны на результатах собственных исследований и на фактах, установленных предыдущими исследованиями и исследователями, согласуясь и существенно дополняя их.

Апробация работы. По теме диссертации опубликованы 3 статьи в рецензируемых научных изданиях, индексируемых в базах данных Web of Science, Scopus, RSCI, и в научных изданиях, рекомендованных для защиты в диссертационном совете МГУ. Результаты исследований докладывались на совещаниях и конференциях: Международная конференция "Рассохинские чтения" (г. Ухта, 2022), Ломоносовские чтения (г. Москва, 2022), IV Ежегодная корпоративная научно-техническая конференция Исследования скважин: целеполагание, технологии, эффект (Уфа, Россия, 2022), Конференция опорных вузов ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, 2022).

Благодарности. Диссертационная работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова. Глубокую признательность и благодарность за содействие в подготовке данной работы, поддержку, вдохновение, научные консультации и постоянное внимание автор выражает своему научному руководителю Ступаковой Антонине Васильевне. За научные дискуссии и внимание к работе автор благодарит коллектив сотрудников: Завьялову А.П., Калмыкова Г.А., Дьяконову Т.Ф., Суслову А.А., Сауткина Р.С., Чупахину В.В., Фомину М.М.

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 122 страницы, состоит из 5 глав, введения и заключения, 64 рисунков, 4 таблиц и списка литературы из 145 наименований.

Глава 1. Физико-географический очерк и геолого-геофизическая изученность региона. В главе кратко описывается район исследования, его административное и физико-географическое положение, климатические условия, характеристика современного состояния геолого-геофизической изученности (рисунок 1).

В административном отношении район исследования занимает территорию Республики Башкортостан площадью порядка 100 тыс. км2. Он протягивается с запада на восток на 260 км и с юга на север на 450 км. Регион

хорошо изучен комплексом геолого-геофизических исследований, направленных на поиски, разведку и освоение месторождений нефти и газа. Добывающая и нефтеперерабатывающая промышленность Республики Башкортостан остаются одной из основ ее экономики, а инфраструктура хорошо развита и способствует освоению новых месторождений углеводородов, в том числе и нетрадиционных.

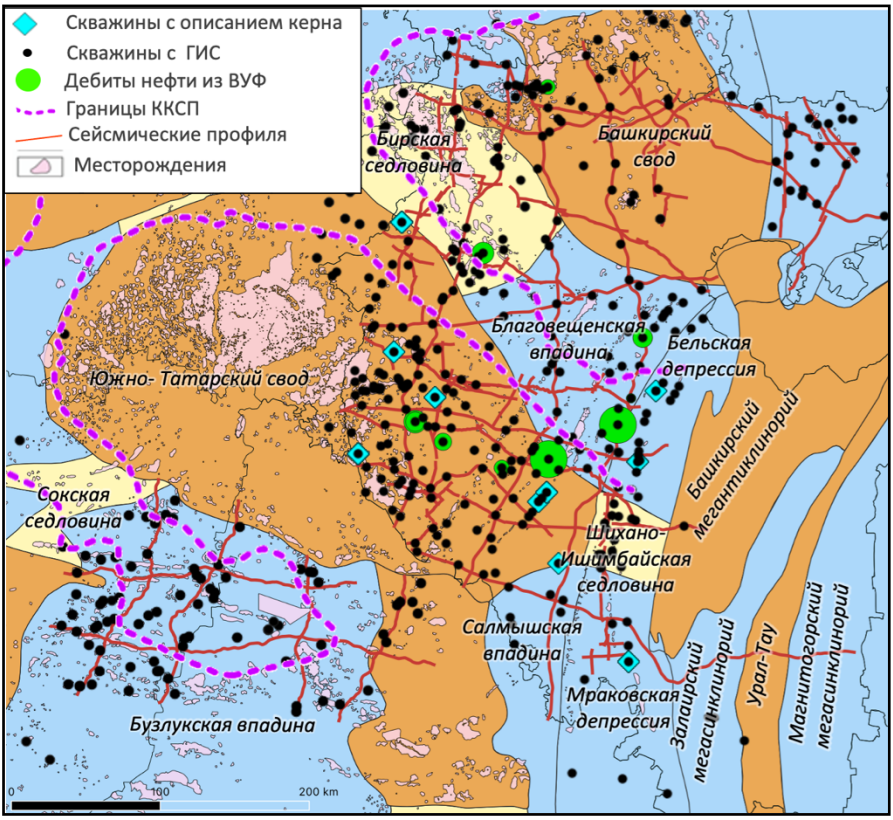


Рисунок 1. Структурные элементы и фактический материал района работ

Изучение доманикоидных отложений началось давно, и было направлено на определение их роли как нефтепроизводящей толщи. Первые работы по доманиковым отложениям, как источникам углеводородов, были сделаны еще А.Д. Архангельским в 1929 году. Большой вклад в изучение доманиковых отложений внес Н.М. Страхов, который в 1939 году рассмотрел вопрос о нефтепроизводящих возможностях доманика, основываясь на изучении выходов верхнедевонских отложений на поверхность на Урале. В одной из своих работ он писал “На севере Башкирии, в одном из карьеров Улу-Телякского района при расчистке доманика, в его известняковых конкрециях

А.А. Трофимуком было обнаружено жидкое буровато-черное вещество, неотличимое от нефти (личное сообщение). После этих находок всякие сомнения в том, что доманик генерировал в прошлом жидкие нефтеподобные битумы должны отпасть.” А.А. Кайзерлингом был впервые описан стратотип домаников отложений. Впоследствии многое известные ученые занимались изучением домаников и сопутствующих ему высокоуглеродистых отложений франско-турнейского возраста на территории Волго-Уральского бассейна. Среди них необходимо отметить работы Губкина И.М., Батурина В.П, Наливкина Д.В., Беляевой Н.В, Тихомировой В.И, Фортунатовой Н.К., Мкртчяна О.М., Зайдельсона М.И., Ступаковой А.В., Прищепы О.М., Фадеевой Н.П., Кирюхиной Т.А., Сюндюкова А.З., Варламова А.И, Чижова В.А. Хачатряна Р.О., Неручевым С.Г., Максимовой С.В., Королюк И.К., Летавина А.И. и многие другие.

Несмотря на разные варианты определений доманикитов, домаников и доманикоидных отложений одним из ключевых критериев их ранжирования является литологический состав и содержание органического вещества. Еще одним распространенным термином является термин **«доманикоидная высокоуглеродистая формация»** (ВУФ) - это комплекс генетически связанных карбонатных, карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород верхнедевонско-турнейского возраста, накапливавшихся в условиях относительно глубоководных впадин, а также их обрамления на шельфе, и содержащих прослои богатые органическим веществом, способным генерировать углеводороды.

Глава 2. Геологическое строение и нефтегазоносность изучаемого региона. В этой главе рассмотрены стратиграфическая характеристика разреза, тектоническое строение, история геологического развития и нефтегазоносность района работ.

Доманикоидный комплекс отложений охватывает стратиграфический интервал от кровли тиманского горизонта нижнего подъяруса франского яруса верхнего отдела девонской системы до турнейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы. Разрез доманикоидного комплекса представлен чередованием карбонатно-кремнистых, кремнисто-карбонатных и чисто карбонатных, иногда доломитизированных пород. Отдельные слои имеют темно-серый и черный цвет и содержат органическое вещество разных концентраций. Формировались отложения в условиях относительно глубоководного шельфа и сопредельных с ним палеогеографических зонах склона и прилегающей части карбонатной платформы. Среднефранские глубоководные отложения представлены практически повсеместно. В позднефранское время происходит обособление относительно глубоководных впадин Камско-Кинельской системы прогибов. По мере омоложения впадин ширина их сокращалась за счет проградации осадков склона и заполнения впадин осадочным материалом, сносимым с прилегающей части мелководного

шельфа. Окончательное закрытие прогибов произошло в конце визейского времени.

Камско-Кинельская система прогибов на изучаемой территории была представлена Актаныш-Чишминской веткой, которая имела северо-западное простирание, а на юго-востоке переходила в Инзеро-Усольскую ветвь, которая в настоящее время выделяется поперек Бельской депрессии до зоны передовых складок Урала. Толщина франско-фаменских отложений в этой зоне достигает 340 – 450 м, уменьшаясь до 100 метров в осевой зоне, причем это сокращение происходит в пределах довольно узкой полосы до 10 км. В краевых зонах широко развиты биогермные образования.

Изучаемый район исследования входит в состав Южно-Татарской, Арланской, Пермско-Башкирской, Уфимской, Южно-Предуральской и Оренбургской нефтегазоносных областей, которые относятся к числу основных нефтедобывающих регионов Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. На территории исследования открыто более 240 нефтяных, газовых и смешанного типа месторождений. Более 80% открытий приходится на нефтяные месторождения. Нефтегазоносность выявлена в отложениях от девонского до позднепермского возраста. Промышленные притоки из франско-турнейского доманикоидного комплекса известны в Бельской депрессии. Залежи трудноизвлекаемой нефти открыты на Троицком, Красногорском, Южно-Неприковском и других месторождениях Бузулукской впадины с притоком нефти от 70 до 184 м3/сут из горизонтальных стволов скважин с применением многостадийного гидроразрыва пласта, пробуренных в верхнефранских кремнисто-карбонатных породах, обогащенных ОВ (Варламов А.И. и др., 2020). Эти месторождения в Самарской и Оренбургской областях использовались в качестве аналогов для оценки перспектив нефтегазоносности изучаемой территории.

Глава 3. Верхнедевонско-турнейский сейсмостратиграфический комплекс. Особенности строения и мощность. В главе приводятся результаты сейсмостратиграфического анализа на изучаемой территории. В разрезе осадочного чехла центральной части Волго-Уральского бассейна выделяются следующие сейсмостратиграфические комплексы (ССК): рифейский, нижнепалеозойский вендско-девонский, верхнедевонско-турнейский, средне-нижневизейский, верхнекаменноугольно-нижнепермский и пермско-триасовый. Особое внимание в работе уделялось строению и характеру сейсмической записи верхнедевонско-турнейского ССК, который выделяется в пределах двух основных отражающих горизонтов: D3tm - кровля тиманского горизонта верхнего девона и C1t - кровля турнейского яруса нижнего карбона. Отражающие горизонты выдержаны на большой территории, их запись становится хаотичной лишь в восточной части района работ из-за влияния складчато-надвиговой зоны Урала.

Внутри верхнедевонско-турнейского ССК автором было выделено три сейсмо-фациальных зоны: зона осевой части внутришельфовой впадины, зона склона впадины и зона бортовой части впадины (рисунок 2). *Осевая часть впадины* выделяется по сейсмо-фациальной картине чередования ярких фаз отражающих горизонтов при общем снижении толщины комплекса и интерпретируется как толща переслаивания карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород ВУФ. Мощности комплекса в этой части разреза составляют 150-200 метров. *Склоны впадины* выделяются по сейсмической записи, характерной для клиноформного комплекса. Клиноформные тела имеют различные углы наклона и последовательно выдвигаются с разных сторон в сторону осевой части впадины. Размеры клиноформных тел отличаются на противоположных склонах. Осевая зона часто расположена ассиметрично. Мощности комплекса 250-300 метров. *Борт впадины* выделяется по увеличению мощности комплекса и частичной потере корреляции внутренних горизонтов, вызванной наличием зон развития биогермных построек, что подтверждено данными скважин. Мощности верхнедевонско-турнейского ССК в бортовой части впадины превышает 350-500 метров. Бортовые части ограничивают область изучения перспектив в данной работе.

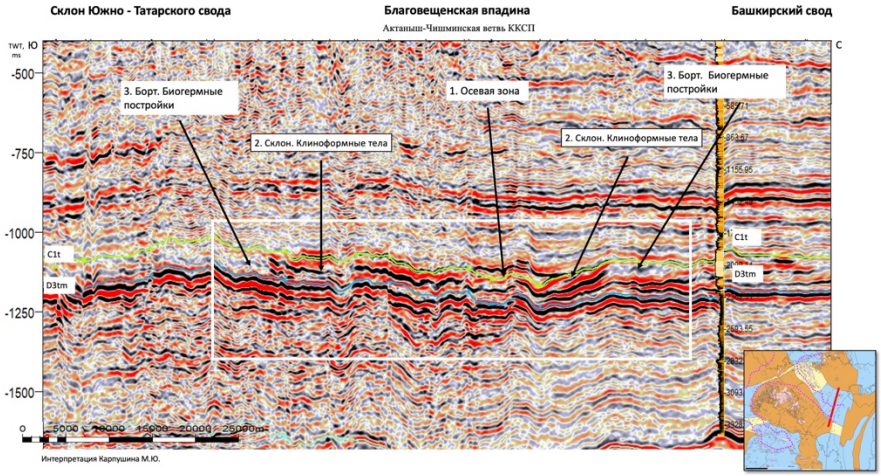


Рисунок 2. Выделением сейсмо-фациальных зон в разрезе франско-турнейского ССК. Сейсмический разрез проходит вкрест простирания Камско-Кинельской системы прогибов.

Строение впадин Камско-Кинельской системы в пределах платформенной части региона прослеживается хорошо, где достаточно четко выделяются все три сейсмо-фациальные зоны. В Предуральском краевом прогибе выделение зон затруднено из-за частичной потери корреляции под складчато-надвиговыми деформациями. Борт, склон и частично осевая зона впадины выделяются лишь со стороны Южно-Татарского свода, где также наблюдается

развитие пологого клиноформного комплекса. Осевая часть впадины выделяется по волновой картине нечетко из-за прерывистой корреляции как тиманского, так и турнейского отражающих горизонтов в складчатой зоне Предуральского краевого прогиба. Восточнее интерпретация еще больше осложняется структурно - тектоническими перестройками региона, местами с полной потерей корреляции отражающих горизонтов. Таким образом восточный борт, ограничивающий впадину, на сейсмических линиях практически невозможно увидеть из-за сильно дислоцированного волнового поля (рисунок 3). Изменение мощности верхнедевонско-турнейского ССК было прослежено на большом количестве скважин, вскрывших отложения комплекса. В скважинах также фиксируется изменение литологического состава отложений: от преимущественно карбонатного разреза в пределах бортовых зон, толщи переслаивания карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород с большой долей карбонатного обломочного материала на склонах до преимущественно кремнистых и карбонатно-кремнистых тонкослоистых отложений с темными прослоями, обогащенными органическим веществом. Корреляции разрезов по скважинам, увязанные с проинтерпретированными сейсмо-геологическими разрезами, позволили построить карту мощности верхнедевонско-турнейского комплекса отложений.

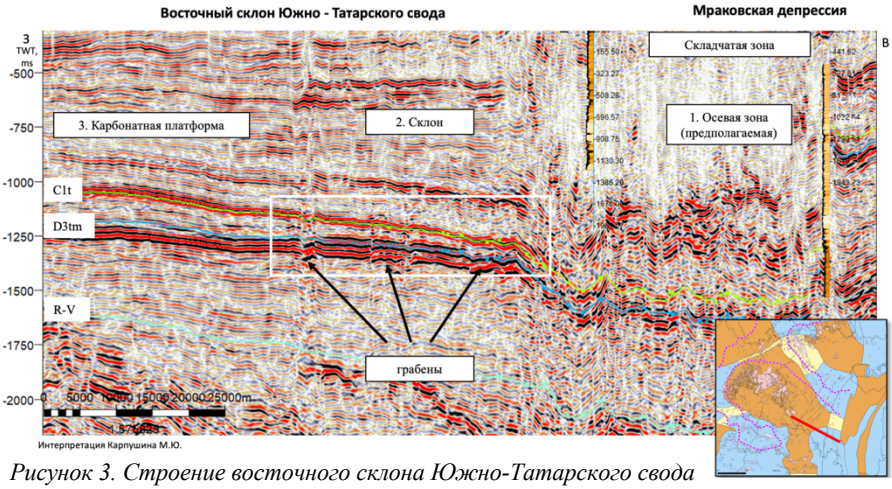


Рисунок 3. Строение восточного склона Южно-Татарского свода

Распределение толщин показывает палеоморфологию позднедевонского шельфа Восточно-Европейского кратона с положением Камско-Кинельской системы прогибов. В отличие от современного структурного плана, показывающего относительно равномерное распределение глубин подошвы доманикоидного комплекса отложений, толщины тиманско-турнейских отложений иногда резко меняются от 50 до 600 метров (рисунок 4).

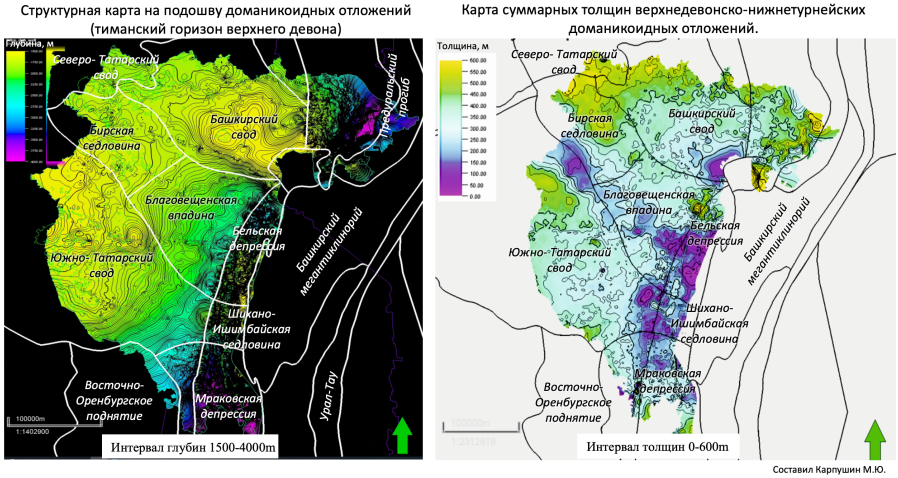


Рисунок 4. Структурная карта (слева) тиманского горизонта и суммарная карта толщин (справа) верхнефранско-нижнетурнейских доманикоидных отложений

Глава 4. Строение разреза доманикоидного франско-турнейского комплекса отложений и фациально-палеогеографические реконструкции.

4.1. Установление цикличности строения разреза и фациально-палеогеографические реконструкции. Осадки франско-турнейского комплекса накапливались на шельфе, в пределах которого существовали относительно глубоководные впадины с глубиной моря 100-300 метров. Относительный уровень моря менялся, что фиксируется по нескольким регионально выдержанным прослоям темных пород с высоким содержанием органического вещества, формирование которых происходило в условиях относительно максимально высокого уровня моря. Также в разрезе выделяются выдержанные интервалы карбонатных отложений, которые формировались в условиях относительно низкого уровня моря в пределах мелководно-морского шельфа и мелководной лагуны. Между этими интервалами разреза залегает толща переслаивания карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород.

Изучение внутреннего строения франско-турнейского комплекса отложений позволило выделить в его составе четыре региональных циклита (рисунок 5) со сходным набором фациальных ассоциаций: среднефранский (D3f2), верхнефранский (D3f3), фаменский (D3fm) и турнейский (C1t). Подошва и кровля каждого циклита привязаны к кровле карбонатных отложений, выдержанных по площади, выше которых происходит резкая смена литологического состава на смешенные карбонатно-кремнистые породы. В карбонатно-кремнистой части разреза выделяется маломощный пласт тонкослоистого переслаивания кремнистых и карбонатных пород с

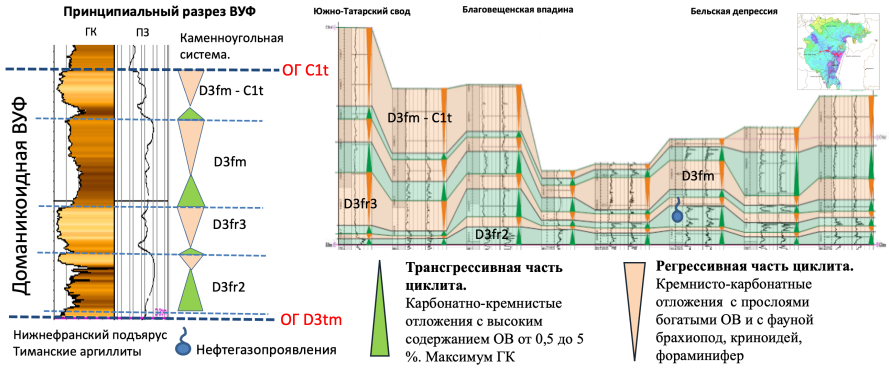


Рисунок 5. Циклиты и их лито-стратиграфическая корреляция в разрезе доманикоидного франско-турнейского комплекса отложений.

высоким содержанием органического вещества, фиксируемых по резкому увеличению значений гамма-каротажа (ГК), сопротивлению и уменьшению значений нейтронного-гамма-каротажа (НГК). Содержание органического вещества в таких прослоях по данным изучения керна изменяется от 0,5 до 5 и более %. Увеличение содержания органического вещества в разрезе фиксируется по увеличению радиоактивности пород и связывается с трансгрессивной частью циклита. Для регрессивной части циклита характерно падение радиоактивности и увеличение карбонатной составляющей вверх по разрезу. По мере относительного обмеления морского бассейна, кремнисто-карбонатные отложения сменяются преимущественно карбонатными отложениями с остатками раковин брахиопод, фораминифер, криноидей. Все 4 циклита были выделены и прослежены автором в более чем 400 скважинах изучаемой территории.

Корреляция разрезов скважин по циклитам, отражающим фациальные ассоциации лито-стратиграфических интервалов позднедевонского времени, легла в основу построения карт толщин для каждого циклита. Анализ толщин циклитов франско-турнейского доманикоидного комплекса показал изменение положения впадин во времени и их периодическую связь друг с другом (рисунок 6). Характерные мощности для палеовпадин Камско-Кинельской системы прогибов прослеживаются и во впадинах Предуральского краевого прогиба, что позволило предположить, что Бельская и Мраковская депрессии, а также разделяющая их Шихано-Ишимбайская седловина были частью единой системы прогибов позднедевонского времени, где шло формирование отложений доманикоидной высокоуглеродистой формации. Прогибы меняли свое положение во времени, а в отдельные периоды позднефранского и фаменского времени их связь осуществлялась по узким линейным зонам, где также можно ожидать формирование отложений доманикового типа. Существование узких линейных зон, в которых шло

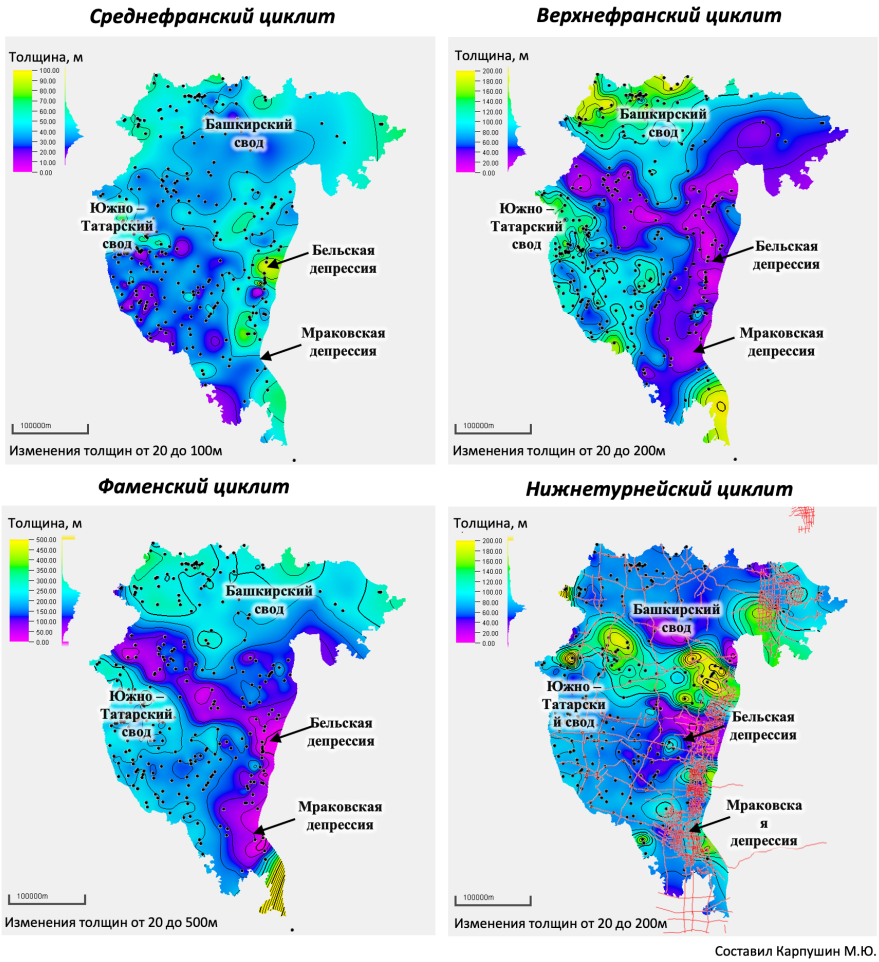


Рисунок 6. Распределение толщин франско-турнейского комплекса по циклитам. Минимальные мощности фиксируют положение внутришельфовой впадины в среднефранское, позднефранское, фаменское и турнейское время.

накопление высокоуглеродистых отложений меньшей мощности, чем в более обширных впадинах, подтверждается данными скважин.

4.2. Породные ассоциации в строении циклитов. По составу отложений, характеру их переслаивания в пределах доманикоидного комплекса ВУФ и распределению естественной радиоактивности по данным ГИС выделено три типа пачек пород: пачки тонкослоистого переливания керогеново-карбонатно-кремнистых и керогеново-кремнисто-карбонатных пород с высоким содержанием органического вещества, пачки смешанного состава частого

переслаивания карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород и пачки преимущественно карбонатных пород. Пачки слагают циклиты (рисунок 7) разного масштаба, по каротажным диаграммам коррелируются между собой и отвечают определенным условиям осадконакопления

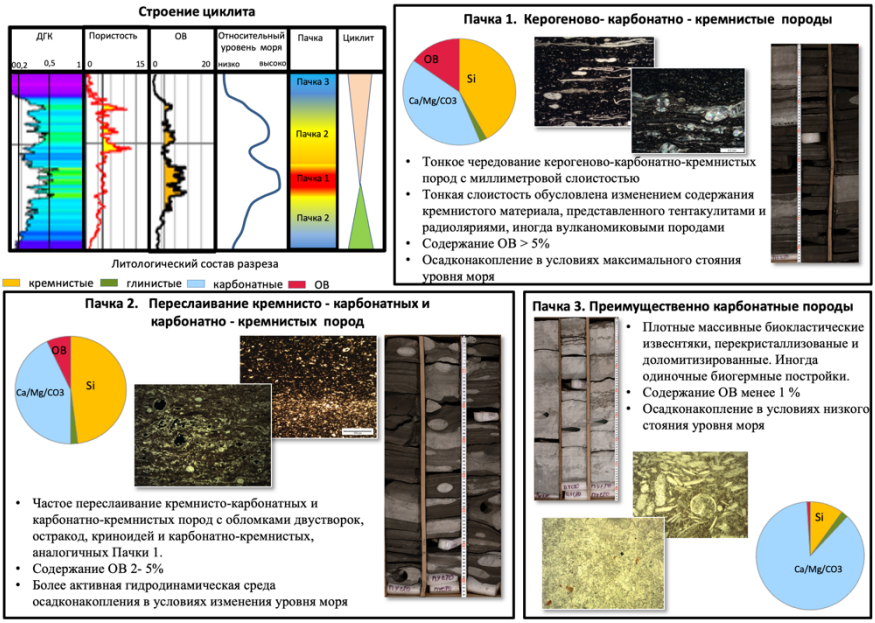


Рисунок. 7. Строение циклита и характеристика пачек, слагающих циклит

Пачка 1. Разрез пачки представлен тонкослоистым чередованием керогеново-кремнисто-карбонатных и керогеново-карбонатно-кремнистых пород с миллиметровой слоистостью обычно горизонтальной, реже линзовидной. Тонкая слоистость обусловлена изменением содержания в породах известковистого и кремнистого материала, а также керогеновых слоев с высоким содержанием органического вещества от 5 до 20% и более. Породам характерны процессы окремнения биокласта. Пачка 1 находится, как правило, в средней части циклита, и соответствует периоду максимально высокого уровня моря. Обилие органического материала, пассивная динамика придонных вод обусловили анаэробную обстановку, в которой могла происходить массовая гибель бентосных и планктонных организмов. В породах Пачки 1 отмечается трещиноватость, представленная преимущественно субгоризонтальными трещинами, заполненными органическим веществом. По геофизическим характеристикам данный тип разреза характеризуется максимальными показаниями значений гамма-каротажа и повышенными значениями кривых сопротивления, которые могут

достигать более 200 Омм. Для выделения пачек первого типа в разных скважинах по нормированному гамма-каротажу (ДГК) использовалось значение более 0,5 и сопротивление более 200 Омм. Пачка 1 наиболее широко представлена в отложениях среднефранского яруса и практически повсеместно распространена на территории большей части Волго-Уральского бассейна. Мощность Пачки 1 в отложениях среднефранского возраста максимальна и составляет 10 – 20 метров. В отложениях верхнефранского и фаменского возраста аналогичные отложения встречаются в трансгрессивной части циклитов, где суммарная мощность пачки составляет менее 20 метров

Пачка 2. Разрез Пачки 2 смешанный. Представлен частым переслаиванием кремнисто-карбонатных и карбонатно-кремнистых пород. Породы содержат меньшее количество органического вещества по сравнению с Пачкой 1. Среднее содержание органического вещества в отложениях Пачки 2 составляет 2.5-5 %. Иногда в породах отмечаются кремнисто-карбонатные стяжения, местами присутствуют прослои вулканомиктового материала, а для более карбонатных прослоев характерно обилие биогенного детрита. Так же, как и для Пачки 1, смешенным породам Пачки 2 характерны процессы окремнения биогенного детрита и наличие субгоризонтальных трещин. Пачка 2 приурочена к начальной и средней частям циклита и соответствует периоду осадконакопления с постепенным изменением относительного уровня моря. Течения и гравитационные потоки могли способствовать чередованию осадков разного литологического состава. По геофизическим характеристикам исследований скважин этой пачке соответствуют значения в диапазоне 0,2-0,5 кривой ДГК. Кривые сопротивления имеют повышенные показания более 100 Омм. Отложения Пачки 2 наиболее характерны для средней части верхнефранских и фаменских циклитов, где ее суммарная мощность достигает 50 и более метров. В среднефранских отложениях мощность пачки редко превышает 5-10 метров.

Пачка 3. Разрез представлен преимущественно карбонатными породами, плотными массивными известняками с редкими прослоями кремнисто-карбонатных пород. Содержание органического вещества в таких отложениях не превышает 1-2 %. Встречаются биокластовые известняки с биогенным детритом, часто перекристаллизованным. Для известняков местами характерны процессы перекристаллизации и доломитизации. Вверх по разрезу в строении пачки могут преобладать карбонатные породы, представляющие собой одиночные биогермные постройки, сложенные органогенными известняками. Как правило, карбонатная пачка залегает в верхней части циклита, и кровля ее имеет резкий контакт с вышележащей карбонатно-кремнистой и кремнисто-карбонатной толщей переслаивания (пачки первого или второго типа). Можно предположить, что отложения верхней части карбонатной пачки выходили на поверхность во время обмеления бассейна седиментации, где могли идти процессы образования вторичного пустотного пространства. По геофизическим характеристикам карбонатная пачка третьего

типа фиксируется по минимальным значениям ДГК, менее 0,2. Кривые сопротивления, характерные для Пачки 3, могут вести себя по-разному. Если пачка сложена плотными карбонатными породами с редкими прослоями карбонатно-кремнистых пород, содержащих органическое вещество, то сопротивления будут достаточно высокими. Если же пачка сложена одиночными биогермными постройками, в которых практически не присутствуют кремнисто-карбонатные породы с ОВ, то значения сопротивления будут ниже. В соответствии с изменением состава, строения и условий образования пород карбонатной пачки меняется и ее мощность, увеличиваясь от первых метров до 100м и более метров, достигая максимума в области развития биогермных построек.

Глава 5. Перспективы нефтегазоносности франско-турнейских отложений центральной части Волго-Уральского НГБ.

5.1. Нефтегазоматеринские свойства пород доманикоидной ВУФ. Для оценки перспектив нефтегазоносности в нетрадиционных коллекторах необходимо изучить геохимические характеристики породы и ее зрелость. Для этого автором был собран и обобщен соответствующий материал. Среднефранские отложения имеют высокие концентрации органического вещества, где Сорг более 5% весовых. В верхнефранских и фаменских породах встречаются в основном доманикоиды с концентрациями Сорг менее 5 % весовых. Высокие концентрации Сорг (8-12% и более) характерны для отложений внутришельфовых впадин и отмечены на территории Бельской дисперсии. Органическое вещество отложений доманикового типа смешанное и отвечает керогену II типа, но со смещением в более низкую область энергии активации (50 ккал/моль). Это означает, что доманикоидная высокоуглеродистая формация может генерировать углеводороды на более ранних стадиях, чем главная фаза нефтегазообразования. (Ступакова А.В., 2015). Уже на градациях ПК-МК1 в кремнисто-карбонатных породах содержится 0,7-7% автохтонного хлороформенного битумоида и наряду с генерацией начинается процесс их эмиграции в пустотное пространство ВУФ. С увеличением катагенеза возрастает и объем генерируемых углеводородов, который достигает максимума на градациях катагенеза МК2-МК4. Сходство состава автохтонного и миграционного битумоидов в породах ВУФ подтверждает вывод о том, что доманикоидные отложения генерируют и вмещают углеводороды, вплоть до образования замкнутой углеводородной системы с залежами внутри нетрадиционного коллектора. Результаты геохимических исследований показывают, что большая часть пород Бельской и Мраковской депрессий вошли в главную зону нефтегазообразования, в то время как на западе изучаемой территории органическое вещество находится на ранних стадиях преобразования.

5.2. Природные резервуары доманикоидных отложений. Выделение интервалов разреза, содержащих природные резервуары, как ассоциации

горных пород, благоприятные для размещения и миграции в них флюидов, было увязано со строением пачек пород и фациально-палеогеографическими зонами их распространения. Выделенные в пределах циклитов пачки были проанализированы на возможность вмещать и отдавать углеводороды. Фильтрационно-емкостные свойства изучались как по данным лабораторных исследований керна, так и по геофизическим исследованиям скважин методом ядерно-магнитного каротажа (ЯМК), а также подтверждались данными испытаний доманикоидных отложений в скважинах.

Автором установлено, что пачки имеют закономерные распределения пористости по керну и по геофизическим характеристикам (рисунок 8).

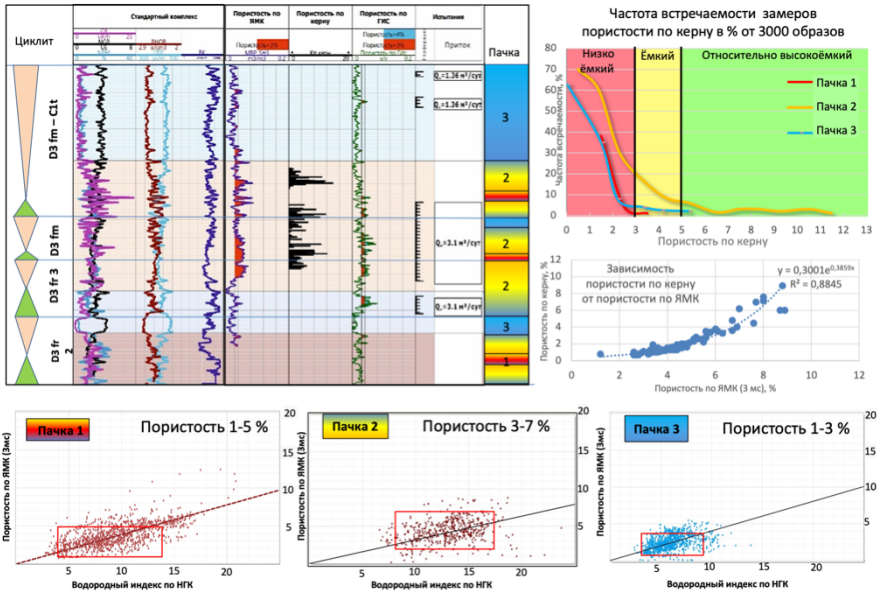


Рисунок 8. Характерные зависимости определений пористости пород по керну и по геофизическим методам исследований скважин для выделенных пачек пород.

Доманикоидные породы по значению пористости были условно ранжированы на: низкоемкие с пористостью 1-3% и меньше, емкие с пористостью в диапазоне от 3 до 5% и относительно высокоемкие с пористостью более 5%.

Для Пачки 1 характерны низкие значения пористости. Замеренная пористость по керну скважин Республики Башкортостан редко превышает 3% и связана, как правило, с микротрещинами, микрокавернами и пустотами выщелачивания, которые слабо сообщаются между собой. Объем пустотного пространства в породах первой пачки зависит от наличия трещин и микрокаверн. Такие заключения были сделаны и по результатам проведенных

ранее исследований аналогичных толщ Бузулукской впадины (Завьялова 2021, Чупахина 2022). Основное облако значений пористости по ЯМК на отсечке 3мс находятся в области 1-5%, и редко превышает 5%. В целом, данную пачку следует считать низкоемкой с объёмом пустотного пространства в среднем 1-3% и проницаемостью в интервалах от 0,01- 0,1 мД, редко 1 мД.

Пустотное пространство пород Пачки 2 часто сформировано за счет раковин тентакулит и радиолярий, иногда обломочных известняков небольшой толщины, а также за счет тонкослоистой текстуры самих пород, в которых возможны трещины, пустоты выщелачивания и внутриформенные поры. Часто полезная ёмкость связана с участками перекристаллизации кремнистого вещества с образованием пор, микрокаверн. Коэффициент пористости, замеренный по керну, составляет 3-5%, иногда достигает 6-12 %. По ЯМК распределение коэффициента пористости находятся в области 3-7%. Пачка 2 содержит природные резервуары, обладающие наилучшими коллекторскими свойствами для франско-турнейской доманикоидной толщи.

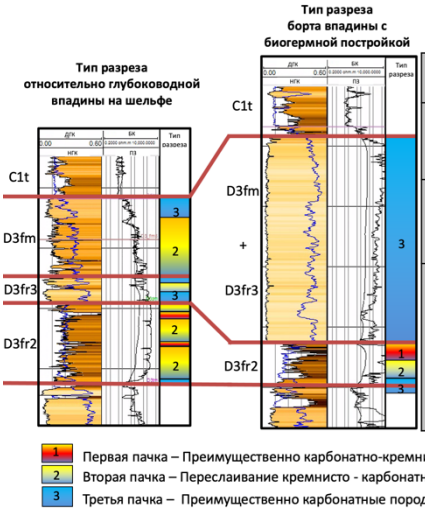
Карбонатные породы Пачки 3, имеют первые единицы пористости и являются низкоёмкими. Их пористость редко превышает 1-3 % как по керну, так и по ЯМК. Если же пачка сложена породами биогермных построек, то их ёмкость может доходить до 8-12%. Пустотное пространство пород древних биогермных построек сформировано за счет их поровой матрицы и широкого развития каверн.

Анализ ёмкостных свойств пород каждой пачки позволил перейти к прогнозу качества коллекторских свойств ассоциаций пород по данным геофизических исследований скважин (рисунок 9). Результаты ядерно-магнитного каротажа легли в основу зависимостей значений пористости от значений нейтронного каротажа для каждой пачки пород, слагающей разрез. Выявленные зависимости использовались для расчета коэффициента пористости по данным нейтронного каротажа стандартного комплекса ГИС более чем в 400 скважин Республики Башкортостан.

Совокупность пачек определяет типы разреза и позволяет выделять зоны с наиболее благоприятными условиями для поиска интервалов, где емкость пород достаточна для образования скоплений углеводородов. Пачки первого и второго типа в пределах карбонатной платформы маломощны, обычно представлены только среднефранскими отложениями и могут составлять до 15% от общей мощности среднефранско-турнейского комплекса, в то время как в направлении к осевой зоне внутришельфовой впадины их доля в разрезе увеличивается и может составлять 30-60%. В пределах склона соотношение высокоуглеродистых интервалов к общей мощности составляет 10-30%.

Среднефранские отложения практически полностью выделяются как Пачка 1 мощностью 30 – 50 метров, за исключением восточной части района исследования. Опробование Пачки 1 среднефранских отложений в пределах Южно-Татарского и Башкирского сводов в более чем 60 скважинах не дали значительных результатов. При наличии в разрезе пачки второго типа дебиты

скважины могут существенно увеличиться. Так, например, на Табынской площади Бельской депрессии из разреза пачек второго типа были получены притоки более 100 м3/сут. Во внутришельфовой впадине испытание плотных низкоемких карбонатных пород пачки третьего типа (пачка 3) мендымского горизонта мощностью 5-10 метров, пористостью не более 1-3% и проницаемостью не более 1,5 мД показало практически полное отсутствие дебита углеводородов. В скважинах Бирской седловины, Верхне-Камской и Благовещенской впадинах были отмечены единичные непромышленные нефтегазопроявления



Классификация типов разреза ВУФ по емкости

Пачка	Обстановка	Тип пустотного пространства	Значение пористости	Емкостное пространство	Суммарная толщина комплекса	Доля пачки в разрезе, %
1	Внутришельфовая впадина	Трещинный и трещинно-поровый	1-3%	Низкоёмкий	150-200 м	10-30
2	Внутришельфовая впадина	Трещинный и трещинно-поровый	3-5% и более	Ёмкий - высокоёмкий	150-200 м	30-60
	Склон	Трещинный и трещинно-поровый	3-5% и более	Ёмкий - высокоёмкий	250-300 м	10-30
3	Внутришельфовая впадина	Трещинно-кавернозно-поровый	<1%	Низкоёмкий	150-200 м	20-50
	Борт	Трещинно-поровый	<1%	Низкоёмкий	350-500 м	70-90
		Трещинно-кавернозно-поровый * развитие одиночных биогермных построек	*>5%	*Высоко-ёмкий	350-500 м	10-30

Рисунок 9. Распределение нетрадиционных природных резервуаров доманикоидного типа в разрезе и их связь с фациально-палеогеографическими зонами формирования высокоуглеродистой толщи.

Разрез отложений, накапливавшихся в условиях борта и на карбонатной платформе, сложен, как правило, пачками третьего типа (Пачка 3) с развитием традиционных коллекторов биогермного происхождения. Так, на Бишкаинской площади, из биогермной постройки были получены промышленные притоки нефти, а на Чермасанском месторождении выявлены две биогермные постройки верхнефранско-фаменского возраста, дебиты которых имеют широкий диапазон от 0,8 т/сут и более чем 350 т/сут.

Испытание верхнефранских и фаменских отложений разреза внутришельфовых впадин дало более значительные результаты, чем испытание среднефранских отложений.

5.3. Перспективы нефтегазоносности франско-турнейского доманикоидного комплекса. Анализ строения типов разреза по совокупности пачек разного литологического состава позволяет сделать прогноз распространения природных резервуаров, их мощности и свойств по разным

фациально-палеогеографическим зонам. Значения коэффициента пористости по скважинам были положены на карты толщин региональных циклитов среднефранского, верхнефранского и фаменского разрезов с дальнейшим построением карт прогноза ёмкостных свойств коллектора для каждого циклита. Зная преимущественное соотношение распространения каждой пачки в типе разреза в пределах разновозрастных циклитов доманикоидного комплекса ВУФ можно предположить особенности распространения коллекторов различного типа. В результате, построена карта прогноза зон развития емких и относительно высокоемких пород коллекторов нетрадиционного типа, характерных для ВУФ.

Область распространения ёмких коллекторов доманикоидной ВУФ увязана с данными по катагенетической зрелости пород, достаточной для генерации углеводородов доманикоидными отложениями в природные резервуары этой же толщи. Высокоперспективные зоны для поиска углеводородов в природных резервуарах нетрадиционного типа связаны с совокупной мощностью ВУФ франско-фаменских отложений осевой зоны внутришельфовых впадин, где широко распространены емкие и относительно высокоемкие пачки второго типа, суммарная мощность которых может превышать 40м. Такие области выделяются на востоке Благовещенской впадины, в пределах Бельской и Мраковской депрессий, частично захватывая прилегающий склон Южно-Татарского свода. Испытания толщи подтвердили ее нефтегазоносность. К среднеперспективным зонам относятся зоны с суммарной мощностью емких и относительно высокоемких коллекторов нетрадиционного типа 20-40м. В основном такая зона приурочена к склонам впадины. Мощность менее 20м с развитием преимущественно низкоемких коллекторов относится к низкоперспективным. Детальное изучение высокоперспективных районов позволит увеличить ресурсную базу углеводородов в центральной части Волго-Уральского бассейна (рисунок 10).

Заключение и выводы. В строении доманикоидного комплекса отложений центральной части Волго-Уральского бассейна в результате сейсмо-стратиграфических и фациально-палеогеографических реконструкций выделяется три зоны: зона осевой части внутришельфовой впадины, зона склона впадины и зона бортовой части впадины. Каждая из зон характеризуется своим строением разреза. Ее положение может быть закартировано на изучаемой территории центральной части Волго-Уральского бассейна и спрогнозировано на территории современного Предуральского краевого прогиба под зоной складчато-надвиговых деформаций Анализ цикличности разреза и внутреннего строения циклитов позволил выделить три типа пачек, как ассоциаций пород, отражающих условия формирования отложений в пределах каждой фациально-палеогеографической зоны. Оценка емкости пород пачек показала, что область распространения емких пород коллекторов связана с природными резервуарами франско-фаменского возраста, представленными преимущественно пачками 2-го типа.

Область распространения суммарной мощности ёмких коллекторов доманикоидной ВУФ, увязанная с данными по катагенетической зрелости пород, позволила выделить зоны, перспективные для поиска нетрадиционных резервуаров доманикоидного типа.

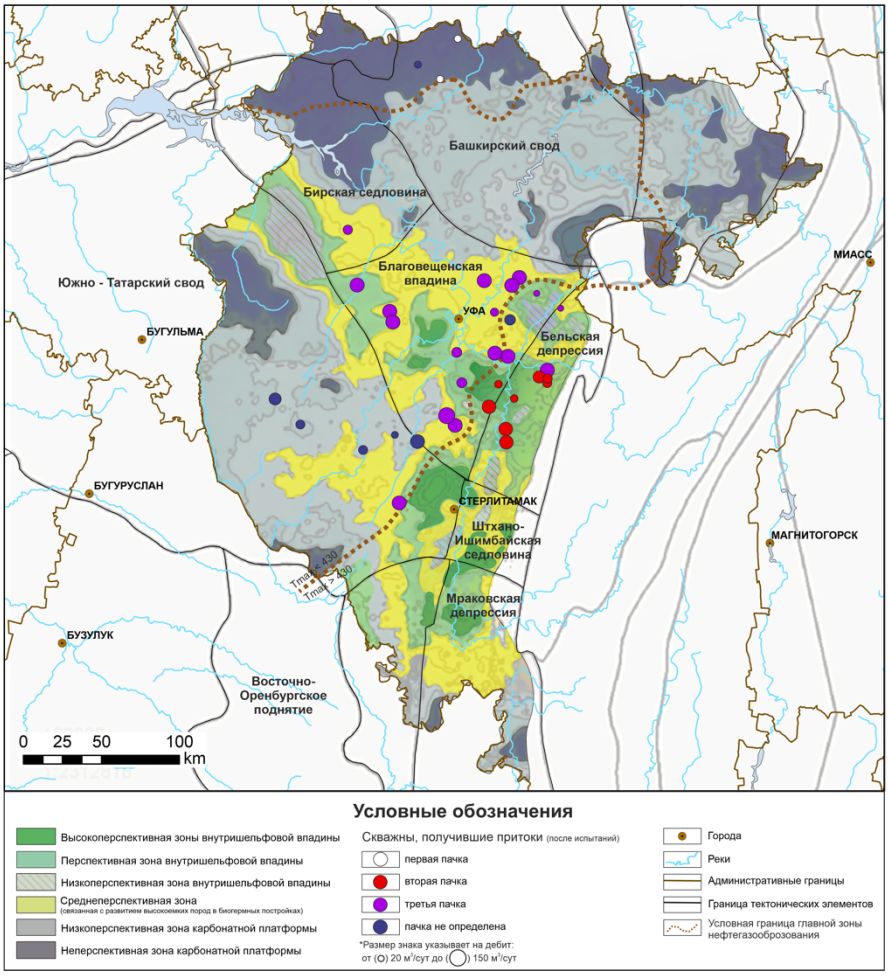


Рисунок 10. Перспективы нефтегазоносности доманикоидного среднефранско-турнейского комплекса.

.

Публикации по теме диссертации

Статьи в рецензированных научных изданиях, рекомендованных для защиты в диссертационном совете МГУ по специальности

1. **Карпушин М.Ю.,** Ступакова А.В., Завьялова А.П., Суслова А.А., Чупахина В.В., Радченко К.А. (2022). Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доманикоидной высокоуглеродистой формации центральной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. Георесурсы, 24(2), с. 129–138. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.13. (авторский вклад – 60%; сейсмо-стратиграфический анализ и построение карт перспектив нефтегазоносности), Импакт-фактор по Scopus: 0,713; РИНЦ: 1,686.
2. Чупахина В.В., Коробова Н.И., Калмыков Г.А., Завьялова А.П., **Карпушин М.Ю.**, Радченко К.А. (2022). Генетическая обусловленность различных типов пустотного пространства и оценка качества нетрадиционных коллекторов отложений верхнедевонского доманикоидного комплекса Муханово-Ероховского прогиба. Георесурсы, 24(2), с. 139–149. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.14. (авторский вклад – 20%; выделение пачек в разрезе доманикоидных отложений и их геофизическая характеристика), Импакт-фактор по Scopus: 0,713; РИНЦ: 1,686.
3. **Карпушин М.Ю**., Ступакова А.В., Завьялова А.П., Калмыков Г.А., Чупахина В.В., Коробова Н.И., Суслова А.А., Радченко К.А. Строение и перспективы нефтегазоносности отложений доманикоидной высокоуглеродистой формации франско-турнейского возраста центральной части Волго-Уральского бассейна, Нефтяное хозяйство, 04, 2023. с. 14–19 DOI: 10.24887/0028-2448-2023-4-14-19 (авторский вклад – 60%; качественная оценка природных резервуаров и перспективы нефтегазоносности доманикоидных отложений по типам разреза центральной части Волго-Уральского бассейна), Импакт-фактор по Scopus: 0,280; РИНЦ: 0,645.

Иные публикации:

1. Ступакова А.В., **Карпушин М.Ю.**, Корзун А. В., Природные объекты для хранения и захоронения углекислого газа, Научный журнал Российского газового общества. 2023. No 2(38). С. 42–49, DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-42-49
2. Сахнюк В.И., Новиков Е.В., Шарифуллин А.М., Белохин В.С., Антонов А.П., **Карпушин М.Ю.**, Большакова М.А., Афонин С.А., Сауткин Р.С., Суслова А.А. (2022). Применение методов машинного обучения в обработке данных геофизических исследований скважин отложений викуловской свиты. Георесурсы, 24(2), с. 230–238. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.21 (авторский вклад –20%; метод обработки геофизических данных скважин)