

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

имени М.В. ЛОМОНОСОВА

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

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

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:

доктор геолого-минералогических наук,
Ступакова Антонина Васильевна

Москва, 2023

Оглавление

Введение	3
Глава 1. Физико-географический очерк и геолого-геофизическая изученность региона.	10
1.1. Физико-географический очерк.....	10
1.2. Сейсморазведочные работы и бурение.	11
1.3. Изученность и характеристика доманикоидной высокоуглеродистой формации	14
Глава 2. Геологическое строение и нефтегазоносность изучаемого региона	20
2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	20
2.2. Тектоническое строение и история геологического развития.....	30
2.3. Нефтегазоносность доманикоидных отложений.	38
Глава 3. Верхнедевонско-турнейский сейсмостратиграфический комплекс. Особенности строения и мощность.....	41
Глава 4. Строение разреза доманикоидного франско-турнейского комплекса отложений и фациально-палеогеографические реконструкции.	55
4.1. Установление цикличности строения разреза и фациально-палеогеографические реконструкции.	55
4.2. Породные ассоциации в строении циклитов.	68
Глава 5. Перспективы нефтегазоносности франско-турнейских отложений центральной части Волго-Уральского НГБ.	79
5.1. Нефтегазоматеринские свойства пород доманикоидной высокоуглеродистой формации.....	80
5.2. Природные резервуары доманикоидных отложений	83
5.2.1. Замеры значений пористости пород по пачкам циклитов в разрезе высокоуглеродистой доманикоидной формации.	83
5.2.2. Распределение пачек пород коллекторов с присущими им значениями пористости по типам разреза высокоуглеродистой доманикоидной формации.	92
5.3. Перспективы нефтегазоносности франско-турнейского доманикоидного комплекса. .	98
Заключение.	107
Список литературы.	109

Введение

В диссертационной работе рассматривается строение и перспективы нефтегазоносности высокоуглеродистой формации (ВУФ) франско-турнейских отложений центральной части Волго-Уральского бассейна (НГБ), занимающей территорию Республики Башкортостан и частично территории Республики Татарстан, Оренбургской и Самарской областей (Рисунок 1).

Активное освоение и геологоразведка нетрадиционных залежей по всему миру подталкивает к активному изучению нефтегазоматеринских пород на территории Российской Федерации, которые на сегодняшний день не вовлечены в промышленную разработку. Доманиковые отложения считаются основной нефтегазоматеринской породой и источником углеводородов для традиционных залежей, открытых в Волго-Уральском НГБ. Развитие технологий интенсификации добычи, в первую очередь, многостадийного гидроразрыва пласта, позволило рассматривать ВУФ, не только как источник генерации углеводородов, но и как замкнутую систему с малоёмкими и слабопроницаемыми породами-коллекторами нетрадиционного типа в качестве ресурсной базы для геологоразведочных работ и последующей промышленной разработки. Таким образом, возникает вопрос о возможности образования и прогнозе нефтегазоносности непрерывных залежей углеводородов непосредственно в толщах, в которых они образуются.

Термин "высокоуглеродистая формация" был впервые введен кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова для определения и характеристики высокоуглеродистых залежей. Доманикоидная ВУФ рассматривается в стратиграфическом интервале от карбонатно-глинистых отложений тиманского горизонта до верха карбонатного комплекса верхнефранско-нижнетурнейского возраста.

Актуальность. В России наблюдается тенденция к снижению добычи нефти. Это связано с истощением разведанных запасов из традиционных коллекторов. На территории Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ) большинство месторождений были открыты в 40-60 годах прошлого века. Выработанность начальных запасов превышает 78% (Хабилов Р. Ф., 2021). Для поддержания устойчивого уровня добычи необходимо вводить в разработку новые объемы. Таким источником могут стать ресурсы трудноизвлекаемых запасов нефти нетрадиционных резервуаров, в том числе нефти из франско-турнейской высокоуглеродистой формации (ВУФ), широко распространенной в Волго-Уральском нефтегазоносном бассейне. Открытие залежей низкопроницаемых коллекторов франско-турнейского возраста в регионе с развитой инфраструктурой позволит оперативно включить

эти ресурсы в разработку и сохранить загрузенность углеводородным сырьем нефтеперерабатывающие производства Республики Башкортостан. В последнее десятилетие методы разработки трудноизвлекаемых запасов из низкопроницаемых нетрадиционных коллекторов позволили рассматривать ВУФ как замкнутые углеводородные системы, пригодные для разведки и добычи нефти и газа. Низкопроницаемые коллекторы франко-турнейской осадочной формации, открытые на месторождениях в Самарской и Оренбургской областях - Троицком, Красногорском, Южно-Неприковском и других, находятся на балансе страны. 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.



Рисунок 1. Район исследования.

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:

1. Определение области распространения позднедевонских внутришельфовых прогибов, благоприятных для накопления отложений ВУФ;
2. Изучение внутреннего строения ВУФ и выделение в ее составе пачек пород-коллекторов;
3. 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 (Рисунок 2). 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 сейсмопрофилей 2Д. 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 (ПО).

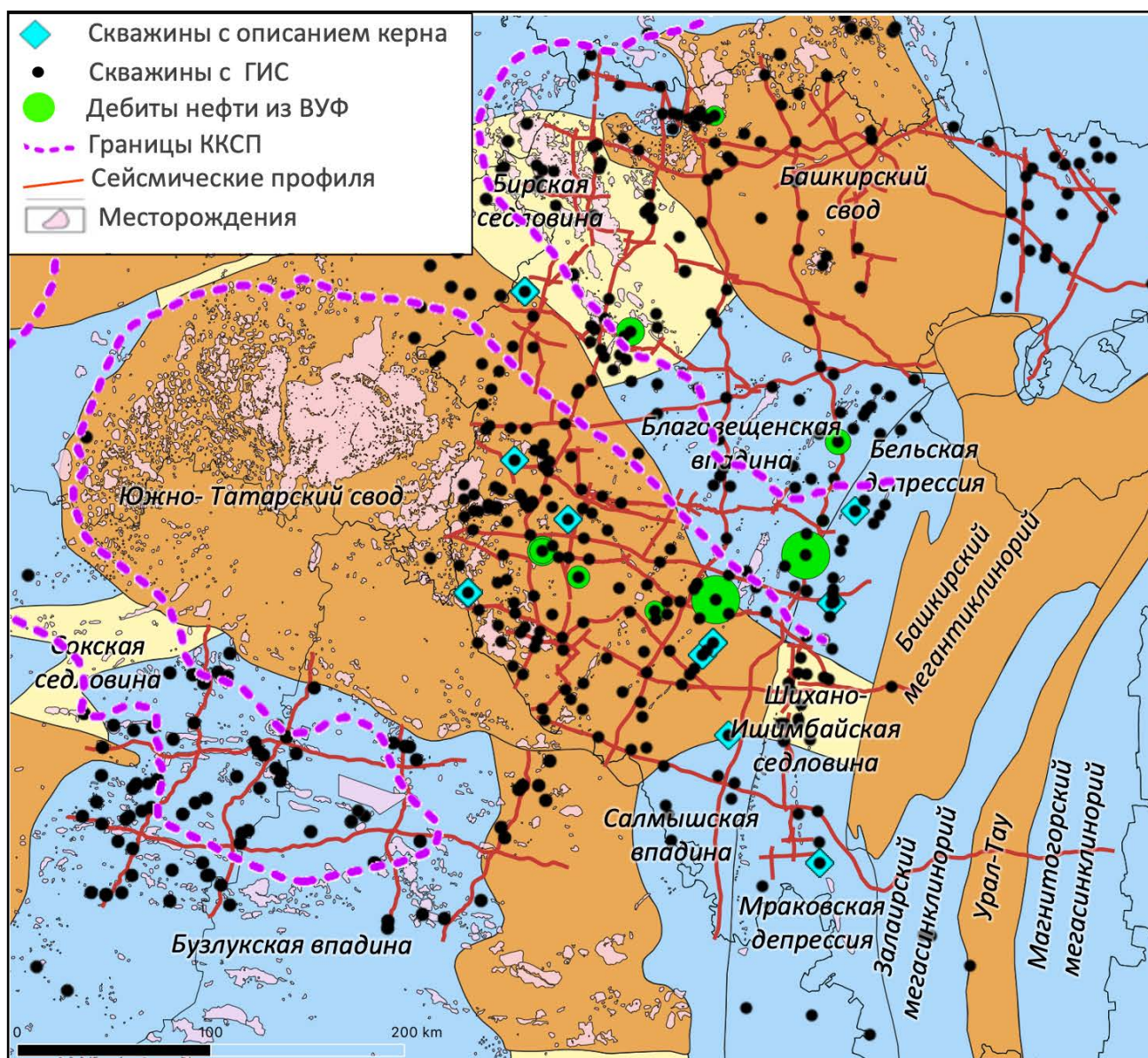


Рисунок 2. Карта фактического материала

Научная новизна. В центральной части Волго-Уральского бассейна впервые прослежено изменение контуров впадин Камско-Кинельской системы прогибов (ККСР) и впадин вдоль Предуральского краевого прогиба во времени. Это стало возможным благодаря выделению в разрезе франко-турнейского возраста четырех трансгрессивно-регрессивных циклов 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 высокому стоянию уровня моря и сложена карбонатно-кремнистыми породами с высоким содержанием органического вещества. Она обладает низкими ёмкостными 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.

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.

Теоретическая и практическая значимость Выделенные зоны, обладающие наибольшими перспективами поиска нефти и газа в нетрадиционных резервуарах доманикоидного типа, могут быть использованы для выбора первоочередных объектов проведения поисково-разведочных работ в центральной части Волго-Уральского бассейна на территории Республики Башкортостан.

Достоверность 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 изданиях из перечня, рекомендованных Минобрнауки РФ. 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 кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова: Завьялову А.П., Калмыкова Г.А., Дьяконову Т.Ф., Сулову А.А., Сауткина Р.С., Чупахину В.В., Фомину М.М., Воронину М.Е.

За научные и производственные дискуссии на тему поиска, разведки и разработки доманикоидной ВУФ Волго-Уральского НГБ в разные года, начиная с 2013, автор выражает благодарность научным сотрудникам, специалистам и экспертам: Кологрееву И.А., Галину Н.Р., Ставинскому П.В., Серede И.А, Игнатъеву В.С., Халиулину Р.Р, Папухину С.П., Рейтюхову К.С., Гончарову И.А., Скрипкину А.Г., Барвалиной О.А., Савельевой А.С., Кириллову А.С., Садых-заде Э., Stephen Nay, Laurent Petitpierre, Alexis Darquin. Ranjit Das, Калмыкову А.Г., Калмыкову Д.Г., Гатовскому Ю.А., Фролову С.В., Коробовой Н.И., Большаковой М.А., Жемчуговой В.А., Полудеткиной Е.Н., Крылову О.В., Ситар К.А., Макаровой Е.Ю., Яндарбиеву Н.Ш.

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.

1.1. Физико-географический очерк

В административном отношении район исследования охватывает территорию Республики Башкортостан и частично территории Республики Татарстан, Оренбургской и Самарской областей (Рисунок 1). Территория исследования занимает площадь около 100 000 км². Она простирается на 260 км с запада на восток и на 450 км с юга на север. Основными водными артериями на территории являются реки Белая и Урал и их притоки Уфа, Сакмара и Ай. На Восточном Урале имеется множество озер, некоторые из которых занесены в список памятников природы (озеро Банное). На Русской равнине, в предуральской ее части, есть только два крупных озера - Асликуль и Кандликуль. Рельеф южной и юго-западной частей территории волнистый и холмистый, некоторые вершины достигают более 300 метров. К северу от реки Урал рельеф представляет собой грядовые холмы с хорошо развитыми долинами. Высота рельефа обычно составляет около 200 м, достигая 300-400 м на крайнем северо-востоке с максимальной отметкой в 667 м. Минимальные отметки рельефа в долинах рек составляют 90-110 м. Климат континентальный. Жаркое лето, холодная зима с частыми метелями, резкие перепады температур и преобладание сухих воздушных потоков являются основными характеристиками климата региона. Снег выпадает в основном в начале ноября и тает к концу апреля.

Экономика Башкортостана в значительной степени основана на горнодобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности. Республика Башкортостан лидирует в стране по производству дизельного топлива и нефти, а также по переработке и производству нефтепродуктов. С 1930-х годов на исследуемой территории проводились различные геологоразведочные работы, включая геологические, геофизические (электрические, магнитные, гравитационные и сейсмические), радиометрические, аэрогеологические и геохимические исследования, бурение скважин с геофизическими исследованиями в них. Толчком к развитию промышленности в регионе послужило открытие в 1932 году нефтяного месторождения вблизи города Ишимбай, что способствовало строительству предприятий по транспортировке и переработке нефти и газа. Однако эксплуатационный фонд нефтяных скважин с каждым годом сокращается. В то же время важно отметить, что глубина переработки нефтяного сырья увеличивается. Нефть является основным топливно-энергетическим ресурсом, добываемым в республике. (Дегтярев А.Н., 2020). Транспортная сеть региона развита достаточно хорошо: железнодорожный, автомобильный пути проложены как в субмеридиональном, так и субширотном направлениях.

1.2. Сейсморазведочные работы и бурение.

На изучаемой территории был проведен широкий спектр геолого-поисковых работ. Начиная с 30х годов прошлого века изучаемая территория была практически полностью охвачена геолого-съёмочными работами различных масштабов, в результате чего были составлены листы геологической карты с уточнением границ распространения стратиграфических подразделений. Изучение глубинного строения разреза Волго-Уральского бассейна проводилось комплексом геофизических работ, среди которых следует отметить методы электроразведки, магниторазведки, гравиразведки и сейсморазведки. Использовалась радиометрическая съёмка, аэрогеологические, геохимические и другие виды исследования, включая бурение скважин с применением различного комплекса геофизических исследований (ГИС). Аэромагнитные съёмки проводились в 70-80 годах на территории Республики Башкортостан с целью определения особенностей структурного плана региона. Эти работы позволили закартировать зоны дизъюнктивных нарушений в кристаллическом фундаменте и осадочном чехле. Результаты электроразведки были направлены на определение связи между структурным планом верхней части осадочного чехла и глубинной соляной тектоникой.

Сейсморазведочные работы впервые в регионе начали проводиться с 1941 года. В то время применялось два метода: КМПВ (корреляционный метод преломленных волн) и МОВ (метод отраженных волн). Методы сейсморазведочных работ из года в год улучшались, и их комплексирование с материалами электроразведки и гравиметрическими измерениями позволили открыть ряд месторождений, как, например, Архангельское, Арланское, Беркутовское и другие.

Начиная с 1972 года на изучаемой территории выполнялись сейсморазведочные работы методом ОГТ, при этом до 1987 года применялась 24-кратная схема наблюдений, а в последующие годы работы велись уже по 48-кратной схеме наблюдений. Такими съёмками разной плотностью покрыта практически вся территория Республики Башкортостан, исключения составляют крупные города. Региональных профилей на изучаемой территории было мало в силу хорошей изученности бурением.

Региональные сейсмические профили на территории исследования были получены с 2000 по 2005 гг. (Рисунок 3). Они представляют собой каркасную сеть из 8 региональных сейсмических профилей субширотного и субмеридионального направлений общей протяженностью 2580 км. Вдоль трасс сейсмических профилей проводились комплексные геофизические исследования высокоточной грави- и магниторазведкой, и аэрогеофизической съёмкой.

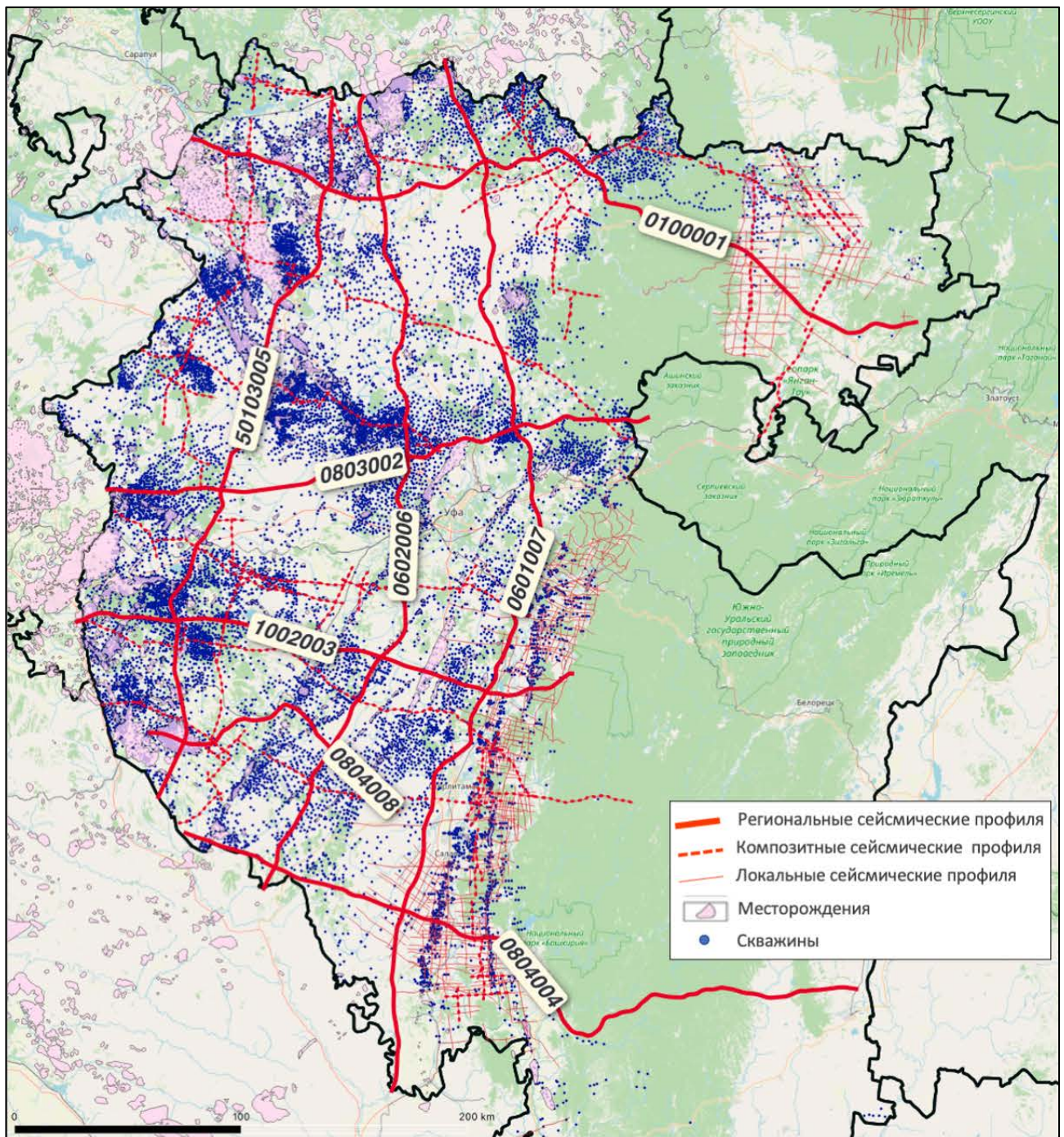


Рисунок 3. Изученность сейсморазведочными работами и бурением

Региональный профиль 0100001 протяженностью 369,7 км через Башкирский свод был проведен для изучения структурно-тектонических особенностей всей осадочной толщи, перекрывающей кристаллический фундамент по профилю до глубины 12-15 км. Была изучена и уточнена структура осадочных толщ в северной части Башкортостана и выявлены представления о строении и развитии Камско-Бельской впадины. Установлено, что мощность отложений в центральной части впадины превышает 10,5 км, а в Юрюзано-Сылвенской депрессии - 12,5 км. По профилю составлена плотностная модель. Результаты показывают, что плотность пород по разрезу изменяется по вертикали и латерали.

Региональный профиль 0803002 протяженностью 251 погонных км, начинающийся в Республике Татарстан и пересекающий в субширотном направлении Восточно-Европейскую платформу, заканчивается в районе Каратауского комплекса. Результаты дают новую информацию о структуре кристаллического фундамента и осадочного чехла.

Региональный профиль 1002003 расположен на восточном склоне Южно-Татарского свода, Благовещенской впадины и Бельской депрессии. Длина профиля составляет 235,5 погонных км.

Региональный профиль 0804004 пересекает всю южную часть Башкортостана, проходя через южный склон Южно-Татарского свода, Салмайскую впадину, Мраковскую депрессию, Зирейский мегасинклинорий, антиклинорий Урал-Тау, Магнитогорский синклинорий и имеет протяженность 360 км. Региональный профиль подтверждает блоковое строение Южного Урала.

Региональный профиль 50103005 проходит с севера на юг региона через Верхнекамскую впадину, Башкирский свод, Бирскую седловину и Южно-Татарский свод, имеет длину 335,3 км. Профиль частично пересекает Арланское и Манчаровское месторождения.

Региональный профиль 0602006 пересекает платформенную часть Башкортостана с севера на юг. В тектоническом отношении он проходит по северо-западной окраине Башкирского свода, Бирской седловине, Благовещенской впадине и юго-восточному склону Южно-Татарского свода. Длина этого профиля составляет 380 погонных километров.

Региональный профиль 0601007, протяженностью 505 км, проходит через Башкирский свод, Благовещенскую впадину, Южно-Татарский свод и Салмышскую впадину.

Региональный профиль 0804008 проходит с запада на восток через Шкаповское месторождения по восточному склону Южно-Татарского свода, Длина профиля составляет 140 погонных км.

Бурение. Изученность региональной сейсморазведкой дополнялась активным бурением скважин. Поскольку первое крупное месторождение в Волго-Уральском НГБ было открыто на территории республики Башкортостан, то изученность региона бурением достаточно плотная. Для выявления структур по поверхностным признакам с 1930 года на территории проводилось мелкое структурно-поисковое бурение. Скважины закладывались на структурах, выявленных геологической съёмкой и электрометрией. Начиная с 50-тых годов проводилось глубокое структурно-поисковое бурение. Основной целью бурения являлись поиски антиклинальных ловушек в осадочном чехле разреза нижнепермских, каменноугольных и девонских отложений. На сегодняшний день насчитывается более 22 000 скважин, пробуренных в регионе, плотность бурения составляет порядка 0,22 скважины/км². При этом нужно

отметить, что плотность бурения, методология исследования, качество и полнота данных, а также их сохранность весьма различны по региону.

1.3. Изученность и характеристика доманикоидной высокоуглеродистой формации

Еще в 1846 году в литературе появилось понятие «доманик», однако лишь в 1929 году академиком А.Д. Архангельским были сделаны первые предположения о роли доманиковых пород как нефтепроизводящей толщи. К тому же заключению пришел в 1939 году и академик Н.М. Страхов. Николай Михайлович внес значительный вклад в изучение доманиковых фаций, в своих работах он рассмотрел вопрос о нефтепроизводящих возможностях доманика, основываясь на изучении верхнедевонских отложений, обнажающихся на Урале, изучал палеогеографию отложений и всесторонне описал доманиковые фации Южного Урала. 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.” Так же Страхов связывал артинско-кунгурскую нефть Башкирии с нефтематеринским доманиковым горизонтом (Страхов Н.М., 1955). И.М. Губкин, и В.П. Батулин так же рассматривали доманиковые фации как нефтематеринские (Илеменова О.Д., 2002).

В середине 19 века на берегах реки Ухты и ее многочисленных притоков в Ухтинском районе Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна А.А. Кайзерлингом был впервые описан стратотип доманиковых отложений. Впоследствии, многие известные ученые занимались изучением доманиковых отложений в том же районе: Страхов Н.М., Губкин И.М., Наливкин Д.В., Беляева Н.В., Жемчугова В.А., Прищепа О.М. и многие другие. Все эти исследования, начиная с А.А. Кайзерлинга, объединяет вывод, что выходящий на поверхность доманик, пропитанный нефтью, является нефтесодержащей породой и в литологическом отношении представлен частым переливанием в большей степени карбонатных и кремнистых, реже глинистых, пород.

Породы доманика выходят на поверхность не только в районе города Ухта, но и республике Башкортостан на разрезах «Габдюково» и «Раузяк» где доманикоидные отложения также представлены чередованием карбонатных и кремнистых пород (Радченко К.А, 2019). В породах встречаются карбонатные конкреции и отдельные темные включения органического вещества. Замеренные значения органического вещества в породах в среднем составляют 3-7 % и могут достигать 15%.

Исследователи, изучавшие доманикоидные отложения, определяли их возраст, изучали внутреннее строение, подразделяя на пачки или циклиты, предлагали различные классификации и определения. Среди исследователей, активно занимавшихся изучением отложений доманикового горизонта и сопутствующих ему высокоуглеродистых отложений среднефранско-турнейского возраста, следует 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., Неручевой С.Г., Максимовой С.В., Королюк И.К., Летавина А.И. и многих других исследователей.

Изучение стратотипа доманикового горизонта было начато в Тимано-Печорском регионе, где впервые был выделен доманиковый горизонт в бассейне реки Ухты. Беляева Н.В. описала высокобитуминозные фации и условия их образования в обстановках относительно глубоководного шельфа. Супруненко О.И. и Тугарова М.А. в монографии «Геохимия нафтидов», в 2002 г по результатам изучения высокоуглеродистых отложений на территории Тимано-Печорского бассейна, определили доманиковые фации (доманикиты) как морскую толщу высокобитуминозных кремнисто-глинисто-карбонатных пород биогенного, автохтонного генезиса (Супруненко О.И., 2002). На территории Волго-Уральского бассейна наиболее полно доманиковые отложения описаны в работах Зайдельсона М.И. и его коллег.

Несмотря на большое количество работ, посвященных изучению доманиковых отложений, их определения и возраст выделения толщи сильно разнятся. Гурари Ф. Г. и его коллеги относят доманиковые отложения к породам с карбонатно-сапропелево-глинисто-кремнистым составом, в то время как другие ученые, такие как Неручев С.Г., Рогозина Е.А. и Зеличенко И.А., считают, что это собственно осадочные породы, обогащенные планктоногенным сапропелевым органическим веществом (Гурари Ф. Г., 1981-1984, Неручев С. Г., 1969-1986). Между тем, Зайдельсон М.И., Вайнбаум С.Я. и Копрова Н.А. утверждают, что доманикиты — это битуминозные глинисто-кремнистые карбонаты верхнего отдела девонской системы - турнейского яруса (Зайдельсона М.И., 1986-1990).

В статье "Перспективы нефтегазоносности севера Урало-Поволжья по данным геохимии доманикитов", опубликованной в 1990 году, Белоконь Т.В., Гецен Н.Г. и Катаева Т.А. описывают доманикиты как глинисто-кремнисто-карбонатные битуминозные породы верхнего девона и частично турнейского яруса, которые сыграли важную роль в формировании месторождений нефти и газа. Они также предлагают выделять 5 групп отложений доманикового облика на основе различия состава органического вещества, минеральных компонентов и нефтегазогенерационных особенностей (Белоконь Т.В., 1990). Баженова Т.К. предложила разделить доманикиты и доманикоиды по содержанию в них

органического вещества. Согласно их расчетам доманиковая формация состоит из доманикитов, где содержание органического углерода превышает 5 % и может достигать 22 %, и доманикоидов, где содержание органического вещества изменяется в пределах 0,5 -5 % (Баженова Т.К, 1998).

Мкртчян О.М., Хачатрян Р.О., Королюк И.К. и другие ученые в своих работах в верхнедевонско-турнейском комплексе отложений выделили две формации, доманиковую и доманикоидную, которые отличаются по концентрации в них органического вещества. Доманиковая формация близка по составу к стратотипу и выделяется в объеме семилукского (доманикового) горизонта. Она формировалась в пределах некомпенсированной палеовпадины семилукского возраста. Доманикоидная формация охватывает отложения депрессионных фаций в осевых частях Камско-Кинельской системы прогибов от верхнефранских до турнейских (Мкртчян О.М., 1964-1980, Хачатрян Р.О., 1979).

На сайте Всероссийского научно-исследовательского геологического института им. А.П. Карпинского (ВСЕГЕИ) в разделе геологического словаря, дано следующее определение: “[**domanikites**] – тонкозернистые, часто тонкоплитчатые осадочные породы черного, реже бурого цвета, обогащенные сапропелевым ОВ. В специальной литературе доманикиты часто именуется битуминозными глинами, аргиллитами или черными сланцами. Такие названия ошибочны, так как содержание глинистой фракции в доманикитах, как правило, не превышает 30%, а нередко она вообще отсутствует. Содержание органического вещества в доманикитах колеблется от 5 до 2%. Если в горной породе содержание органического вещества превышает 20%, доманикиты называются горючими сланцами. При содержании органического вещества 0,5-5% доманикиты называются доманикоидами. Накопление доманикитов происходит преимущественно в глубоководных морских бассейнах с нормальной соленостью при низких скоростях осадконакопления, обеспечивающих обогащение горных пород рассеянным органическим веществом.

Несмотря на разные варианты определений доманикитов и доманикоидных отложений, одним из ключевых критериев их ранжирования является карбонатно-кремнистый состав и содержание органического вещества. *Доманикоиды* – это преимущественно карбонатно-кремнистые высокоуглеродистые отложения среднефранского возраста с содержанием органического вещества более 5% и накапливавшиеся в условиях относительно глубоководного шельфа. Их стратотипом является доманиковый горизонт Тимано-Печорского бассейна.

Доманиковые отложения – это литологические аналоги доманикоидов, карбонатно-кремнистых пород с содержанием органического вещества от 0,5 до 5%, распространенные в отложениях среднефранско-турнейского возраста и накапливавшиеся в условиях

относительно-глубоководных впадин на мелководном шельфе с карбонатным осадконакоплением.

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 прослой богатые органическим веществом, способным генерировать углеводороды.

Исследователи изучали не только нефтематеринский потенциал франско-турнейской толщи, но и закономерности нефтепроявлений, литологию пород-коллекторов, типы ловушек и закономерности распространения месторождений нефти и газа. Нужно отметить, что большинство исследований были направлены на поиск традиционного коллектора в биогермных постройках франско-турнейского возраста.

Исследователи изучали не только нефтематеринский потенциал франско-турнейской толщи, но и закономерности нефтепроявлений, литологию пород-коллекторов, типы ловушек, закономерности распространения месторождений нефти и газа. Нужно отметить, что большинство исследований были направлены на поиск традиционного коллектора в биогермных постройках франско-турнейского возраста. Например, Мкртчян О.М. в работе “Закономерности размещения структурных форм на востоке русской плиты” приводит не только строение Касмко-Кинельской системы прогибов, но и основные типы органогенных построек верхнедевонско-турнейского возраста в зависимости от нескольких факторов, включая в себя структурно-фациальную приуроченность (Мкртчян О.М., 1980). Основным из поисковых критериев в исследованиях является структурой фактор.

В работах Зайдельсона М.И (Зайдельсона М.И., 1986-1990). много внимания уделено прогнозу перспектив нефтегазоносности франско-турнейского комплекса, основанного на многочисленных фактических данных и нефте-газопроявлениях. В своих работах Зайдельсон М.И. описывал доманикоидные отложения как толщу известняков с различными по мощности и литологическому составу прослоями кремнистых, глинистых отложений, обогащенных органическим веществом. (Рисунок 4). Так же, как и многие исследователи Зайдельсон М.И. связывал перспективы открытия новых скоплений углеводородов с традиционными резервуарами в карбонатных породах-коллекторах, тем не менее, было отмечено, что в разрезе доманикоидной ВУФ встречаются коллектора трещинного или порово-трещинного типов.

В работах Ступаковой А.В., Завьяловой А.П., Шардановой Т.А. и других отписывается наличие пустотного пространства непосредственно в доманикоидной ВУФ в Бузулукской впадине. (Ступаковой А.В., 2015-2019, Завьяловой А.П., 2018-2021, Шардановой Т.А. 2017).

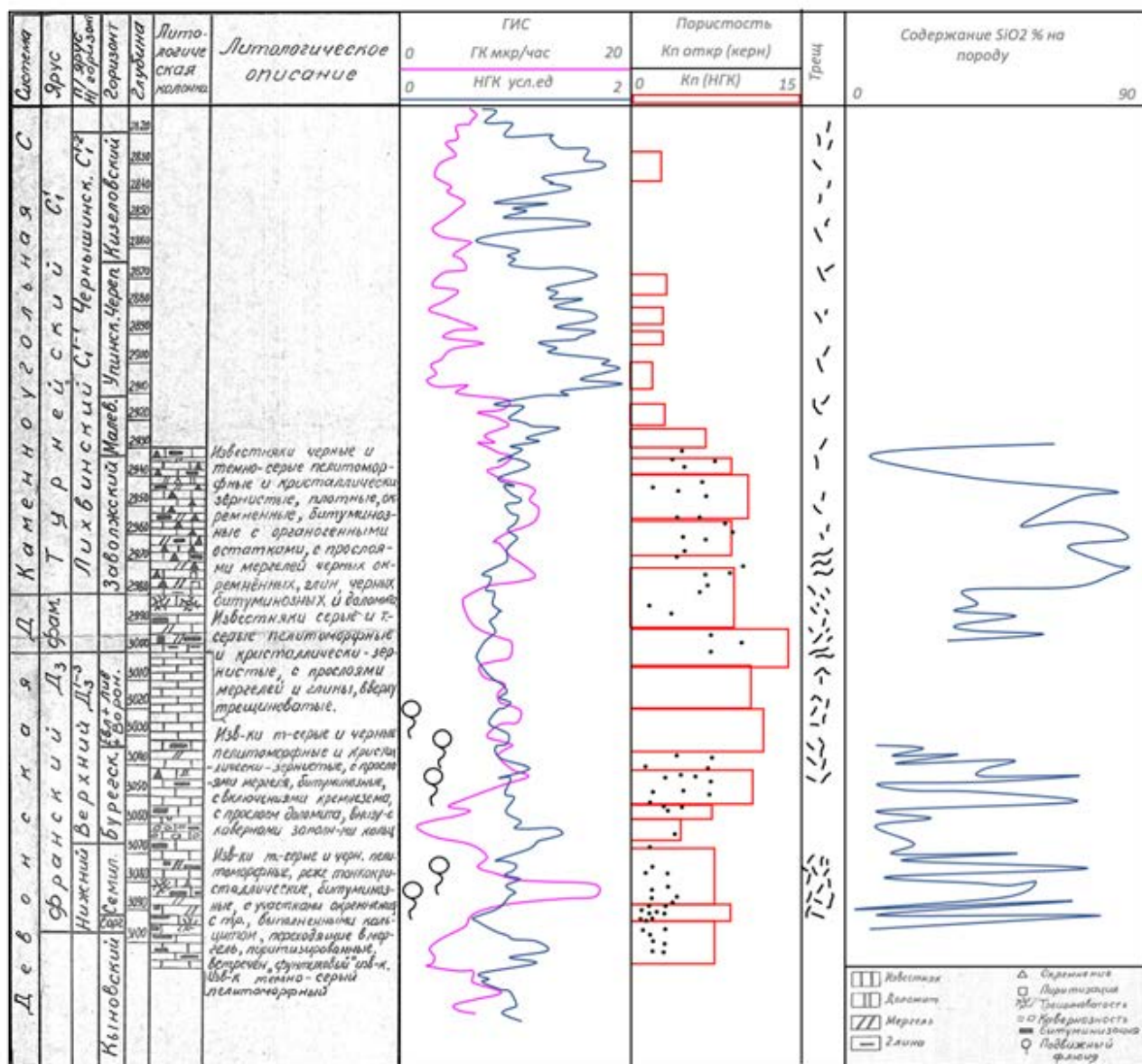


Рисунок 4. Типовой разрез франко-турнейского комплекса (по Зайдельсону М.И. с изменениями).

Начиная с 1989 года велись обобщающие работы по изучению потенциала доманиковых отложений коллективами ИГИРГИ под руководством Зайдельсона М.И, коллективом МГУ имени М.В. Ломоносова под руководством Ступаковой А.В., коллективом ФГБУ «ВНИГНИ» под руководством Фортунатовой Н.К. Эти работы в разные годы позволили не только обобщить предыдущие исследования, но и, используя современное лабораторное оборудование и методики, оценить перспективы доманикоидной ВУФ на территории Волго-Уральского НГБ. Нужно отметить, что в основе данных работ лежал фактический материал по

Самарской, Оренбургской областей, Пермского края, Республик Татарстан и Удмуртия. Фактический материал по республике Башкортостан использовался в меньшей степени.

Одним из ключевых критериев выделения доманикоидных отложений является наличие в них прослоев, богатых органическим веществом. Доманикоидные отложения часто в литературе называют как толща переслаивания керогеново содержащих пород, где под керогеном понимается нерастворимая часть органического вещества. Такое понятие встречается у разных авторов при описании как доманикоидной ВУФ (Завьялова А.П., Ступакова А.В. Коробова Н.И. и другие), так и при описании баженовской свиты Западной Сибири (Калмыков Г.А., 2017, Балущкина Н.С., 2013 и другие). Для доманиковой высокоуглеродистой формации понятие “керогеново-“ добавляют в названия породы при содержании керогена более 2,5% (Завьялова А.П., Шардановой Т.А. и другие).

Глава 2. Геологическое строение и нефтегазоносность изучаемого региона

2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В изучаемом районе геологическое строение включает кристаллические породы фундамента архей-протерозойского возраста и осадочные породы, относящиеся к рифей-вендскому, палеозойскому, мезозойскому и кайнозойскому периодам. Осадочный чехол сложен в основном терригенно-карбонатными породами морского происхождения, залегающими с угловым несогласием на породах кристаллического фундамента. Мощность осадочного чехла меняется от 1,6 на западе до 8-12 км на востоке и юго-востоке. Литолого-стратиграфическая характеристика приводится на основе открытых данных и картографического материала Всероссийского научно-исследовательского геологического института им. А.П. Карпинского (ВСЕГЕИ), рекомендаций ВНИГНИ по стратиграфии Урала и другим материалам.

Фундамент. (AR-PR1)

Кристаллический фундамент представлен архейско-нижнепротерозойскими метаморфическими и магматическими породами. Поверхность кристаллического фундамента имеет сложный характер с резкими перепадами высот рельефа при общем региональном наклоне с севера на юг. Наиболее высокое положение поверхность фундамента занимает на вершине Южно-Татарского свода, где он был вскрыт скважинами на глубине 2200м. В юго-восточной части района исследований фундамент залегает на значительных глубинах, превышающих 5500 м и более. Во вскрывшем скважинами разрезе выделены два генетических комплекса: метаморфический и интрузивный. Метаморфический комплекс слагает верхнюю часть разреза и представлен в основном плагиогнейсами, превращенными на отдельных участках в гранито-гнейсы. Интрузивный комплекс, залегающий ниже, представлен гранодиоритами и диоритами.

Осадочный чехол.

Верхнепротерозойские отложения. (PR2). Протерозойский комплекс представлен рифей-вендскими терригенно-карбонатными отложениями, мощность которых закономерно увеличивается на восток и юго-восток, в направлении Уральской складчатости, от первых десятков метров до 10 и более километров. На изучаемой территории рифейские отложения заполняют Камско-Бельский и Серноводско-Абдулинский прогибы. Распространение отложений контролируется системой разломов. Отложения рифейского возраста

подразделяются на нижнерифейский (кырпинская серия), среднерифейский (серафимовская серия) и верхнерифейский (абдуллинская серия) комплексы.

Нижнерифейские отложения (R1) на территории исследования слабо изучены бурением. Карбонатно-терригенные отложения прикамской (*R1pk*), калтасинской (*R1kl*), надеждинской (*R1nd*) и кабаковской (*R1kb*) свит вскрыты бурением в Камско-Бельской и Серноводско-Абдулинской впадинах, где их суммарная мощность не превышает 100 метров. В разрезе встречены прослои аргиллитов с признаками нефтенасыщения. Общая мощность нижнерифейских отложений составляет от первых метров до более 2000 м по геофизическим данным.

Среднерифейские отложения распространены практически на всей территории исследования. Представлены они преимущественно терригенными породами тукаевской (*R2tk*), ольховской (*R2ol*) и усинской (*R2us*) свит. Разрез слагают песчаники от светло-серых до красноцветных пород, алевролиты, аргиллиты, иногда встречаются гравелиты и доломитовые мергели. Среднерифейские отложения вскрыты более чем на 15 площадях и их мощность может достигать более 1000м.

Верхнерифейский стратиграфический интервал представлен отложениями абдулинской серии в составе леонидовской (*R3ln*), приютовской (*R3pr*) и шиханской (*R3sh*) свит. Пестроцветные карбонатно-терригенные отложения абдулинской серии вскрыты на западе исследуемой территории, в пределах Башкирского и Татарского сводов. Мощность отложений абдулинской серии может превышать 1000м. Условно разрез можно разделить на преимущественно-терригенный в составе леонидовской и приютовской свит, где в основном встречаются песчаники, содержащие редкие прослои аргиллитов, алевролитов, гравелитов, доломитов и мергелей, и карбонатный разрез в составе шиханской свиты, где отложения представлены известняками и доломитами с небольшими прослоями алевролитов и аргиллитов.

Вендские отложения. (V) Вендские отложения на изучаемой территории распространены практически повсеместно, за исключением восточной части Юрюзано-Сылвенской депрессии. Отложения вендского возраста трансгрессивно залегают на разновозрастных образованиях рифея и породах кристаллического фундамента. Вендский комплекс представлен терригенными отложениями каировской серии, состоящей из байкибашевской, старопетровской свит и шкаповской серии, включающей в себя салиховскую и карлинскую свиты. В кровле шкаповской серии наблюдаются региональные несогласия. Общая мощность вендских отложений изменяется от 8 метров до более чем 1300м.

Палеозойская эра (Pz)

Палеозойские осадочные комплексы с угловым и часто с азимутальным несогласием залегают на нижележащих толщах фундамента или рифей-вендского комплекса. На западе территории их подстилают архейско-нижнепротерозойские образования, на востоке – рифей-вендские. Возраст отложений, слагающих основание палеозойского разреза, также меняется. В Юрюзано-Сылвенской и Мраковской депрессиях на породах рифей-вендского комплекса залегают силурийские карбонатные отложения. На большей части изучаемой территории палеозойский комплекс отложений начинается с ниже-среднедевонских эйфельских отложений, выше которых залегают терригенно-карбонатный средне-верхнефранско-турнейский, нижневизейский терригенный, средневизейско-нижнепермский карбонатный и верхнепермский терригенный комплексы отложений. Мощность разреза палеозойских комплексов отложений составляет 1,5-2,5 км, за исключением Мраковской депрессии, где мощность палеозойских отложений превышает 5-6 км.

В настоящей работе основное внимание уделяется терригенно-карбонатным среднефранско-турнейским отложениям, в состав которых входит доманикоидная формация ($D_{3fr^2}-C_{1t}$). Наиболее полные и мощные разрезы карбонатных отложений среднедевонско-турнейского возраста приурочены в основном к бортовым зонам палеосводов Татарского и Башкирского. Условно разрез этих отложений подразделяется на три типа: шельфовый, склоновый и депрессионный. В разрезах шельфового типа развиты как светлоокрашенные, массивные известняки иногда биогермного генезиса, так и коричневато-серые пелитоморфные, с прослоями доломитов, мергелей и аргиллитов. Мощность комплекса изменяется от 250 (Башкирский свод) до 500 м (Татарский свод). В разрезах бортового типа преобладают массивные карбонатные породы, представленные преимущественно светлоокрашенными известняками органогенного происхождения и в меньшей степени доломитами. Мощность комплекса в среднем превышает 400 - 500 м, достигая наибольших значений в северной периферии Башкирского палеосвода (до 650 м). В разрезах депрессионного типа, приуроченных к зоне Актаныш-Чишминского прогиба, преобладают темноокрашенные глинисто-карбонатные породы. В осевой части прогиба встречаются типичные глубоководные отложения доманикового облика. Мощность комплекса в разрезах депрессионного типа относительно низка (300 - 400 м).

Девонская система (D). Отложения девонской системы состоят из отложений нижнего, среднего и верхнего отделов (Таблица 1).

Нижний-среднедевонские отложения (D1-D2) представлены лохковским, пражским, эмским, эйфельским и живетским ярусами. Однако ниже-среднедевонский комплекс представлен крайне редко и локально на территории из-из большого перерыва в

осадконакопления между вендом и палеозоем, что проявляется в резком угловом и стратиграфическом несогласии вендских и девонских комплексов отложений. Предположительно в Юрюзано-Сылвенской депрессии присутствуют отложения нижнего яруса девонской системы. На восточной части Башкирского свода отложения терригенного девона отсутствуют. Отложения эйфельского яруса (D2ef) представлены карбонатными

Таблица 1. Стратиграфические подразделения отложений силурийской и девонской систем Волго-Уральского бассейна.

Стратиграфия							
Система	Отдел	Ярус/Серия	Подъярус	Надгоризонт	Горизонт	Свита/подсвита/лит.пачка	Отражающий горизонт
ДЕВОНСКАЯ (D)	Верхнедевонский (D3)	Фаменский (D3fm)	верхний (D3fm3)	Заволжский (D3zv)	Зиганский (D3zg)		D3fm2
					Хованский (D3hv)		
					Озерский (D3oz)		
			средний (D3fm2)	Орловский (D3or)	Плавский (D3pl)		D3fm1
					Оптуховский (D3op)		
					Лебедянский (D3lb)		
		нижний (D3fm1)	Липецкий (D3lp)	Елецкий (D3el)			
				Задонский (D3zd)			
				Волгоградский (D3vl)			
		Франский (D3f)	верхний (D3f3)	Донской (D3don)	Ливенский (D3lv)	Аскынская свита (D3ask)	
					Евлановский (D3ev)	Мендымская свита (D3md)	
					Воронежский (D3vr)		
	средний (D3f2)		Российский (D3ros)	Доманиковский (семилуцкий) (D3dm)		D3tm	
				Саргаевский (D3sr)			
				нижний (D3f1)	Коми (D2-3kom)		Тиманский (D3tm)
	Кыновский (D3kn)						
	Среднедевонский (D2)	Живетский (D2g)	верхний (D2g3)	Старооскольский (D2st)	Пашийский (D2ps)		D2ar
					Муллинский (D2ml)		
					Ардатовский (D2ar)		
			средний (D2g2)	Афонинский (D2af)	Воробьевский (D2vr)		D1-2bs
					Черноярский (D2cr)		
					нижний (D2g1)	Мосоловский (D2ms)	
		Эйфельский (D2ef)	Глушанковский (D1-2gl)	Клинцовский (D2kl)			
				Бийский (D1-2bs)			
				Койвенский (D1cv)			
	Нижнедевонский (D1)	Эмский (D1e)		Вязовский (D1vs)			
				Такатинский (D1tk)			
Кемерский (D1km)							
Пражский (D1p)							
Лохковский (D1l)				Хлебодаровская свита (D1hl)			
				Грязнушинская свита (D1Sgr)		Верхняя часть (D1gr)	
				Индятауская свита (Sind)		Нижняя часть (Sgr)	
СИЛУРИЙСКАЯ (S)							
ОРДОВИКСКАЯ (O)							V

породами бийского горизонта (D1-2bs) и глинисто-карбонатными, иногда битуминозными породами афонинским надгоризонта (D2af). Мощность отложений редко превышает 40м. Живетский ярус (D2g) представлен терригенно-карбонатными породами мощностью до 26м. Разрез сложен мелкокавернозно-пористыми известняками с прослоями аргиллитов, верх по разрезу отложения становятся терригенными.

Верхний отдел девонской системы (D3) представлен отложениями франского и фаменского ярусов. *Франский ярус (D3f)* подразделяется на три подъяруса: нижний, средний и верхний. В состав нижнефранского подъяруса входит тиманский горизонт (*D3tm*). В состав среднего подъяруса входят саргаевский (*D3sr*) и доманиковый (*D3dm*) горизонты. Верхней подъярус состоит из речицкого (*D3rs*), воронежского (*D3vr*) и евлано-ливенского (*D3ev+lv*) горизонтов.

Тиманский горизонт (D3tm) развит почти на всей изучаемой территории, исключение составляет Юрюзано-Сылвенская депрессия. Отложения представлены преимущественно глинистыми породами, иногда встречаются прослой карбонатных песчано-алевролитовых пород. Мощность горизонта в среднем изменяется от 20 до 35 м, однако в зонах развития древних грабенообразных прогибов мощность за счет увеличения в разрезе доли глинистых и карбонатно-глинистых пород может достигать местами более 130 м.

Саргаевский горизонт (D3sr) развит на территории практически повсеместно, за исключением Юрюзано-Сылвенской депрессии. *Горизонт* представлен светло-серыми известняками с зеленоватым оттенком. Верх по разрезу встречаются темно-серые глинистые иногда битуминозные известняки. В пределах изучаемой территории можно выделить четыре типа разреза: 1 - глинистые известняки, 2 - брекчеевидные известняки, 3 – нормально-слоистые и рифогенные известняки, 4 - глинистые доломиты. Мощность горизонта 3-12м.

Доманиковый горизонт (D3dm) имеет широкое распространение на изучаемой территории. Он представлен толщей кремнисто-битуминозных известняков темного цвета. В толще встречаются пропластки аргиллитов и доломитов. Толща в пористых участках пропитана окисленным битумом или тяжелой нефтью. Доманиковый горизонт на всей территории Волго-Уральского бассейна мало изменяется по мощности (15 - 45 м) и имеет выдержанный состав. Однако встречаются и места, где доманиковые отложения частично размыты, например, на Балтаевской и Ленинской площадях. Наблюдается увеличение мощности отложений доманикового горизонта с юга на север от 12 до 40м. В пределах доманикового горизонта можно выделить три типа разреза: известняково-кремнистый, известняково - аргиллитовый и известняково-доломитовый. Первый тип наиболее распространен на территории Башкирского свода и представлен пелитоморфными, плотными, сильнобитуминозными и окремнелыми темно-бурыми, почти черными известняками с

обломками раковин тентакулит, в меньшей степени брахиопод и фараменифер. Наблюдаются пропластки и линзообразные включения кремния, а в нижней части горизонта мелкие пропластки доломитов. Количество окремнелых пород может достигать от 6% до 45%. Порода пропитана битуминозным веществом. Наиболее резкое колебание мощности наблюдается в районе Табынской, Саитбабинской и Бакракской площадях (Сюндюков, 1975). Второй тип разреза встречается на двух небольших участках на юго-западе и севере территории. Второй тип разреза похож на первый, однако в его составе преобладают прослои буровато-серого цвета, есть небольшое количество терригенных разностей. Третий тип разреза встречается крайне редко и описан на Болгарской и Культубинской площадях, где он представлен доломитами темно-серыми, кристаллическими, пористо-кавернозными, пропитанными окисленной нефтью.

Речицкий (D3rs) и воронежский (D3vr) горизонты объединяются в мендымскую свиту (D3md), которая сложена коричневатато-серыми и темно-коричневыми известняками, преимущественно глинистыми, органогенно-обломочными и органогенными, аргиллитами и мергелями серыми, темно-серыми, аргиллитоподобными, крепкими, плотными, иногда с прослоями глинистых доломитов. Отмечается, что породы мендымской свиты имеют более светлые оттенки и менее битуминозны, чем отложения доманиковского горизонта. Общая мощность свиты может достигать 40м, причем увеличение мощности происходит с востока на запад. Разрез отложений мендымской свиты меняется по площади. На большей части территории он представлен серыми пилитоморфными известняками со стилолитовыми швами и органическими остатками в виде брахиопод и тентакулитов. На севере и северо-востоке территории отложения представлены доломитизированными известняками и доломитами. Иногда встречаются светлые карбонатные разности, чистые известняки и доломиты, на некоторых площадях появляются массивы светлых органогенных, в основном водорослевых, известняков. Такой тип разреза был встречен на площадях Таймурзино, Карача-Елга, Шелканово, Чермасан, Матвеева, где мощность мендымской свиты увеличена от 22 до 57м. В Актаныш-Чишминском прогибе разрез представлен отложениями, схожими с отложениями доманиковского горизонта, но представлен более светлыми и менее битуминозными разностями пород.

Евлано-ливенский (D3ev+lv) горизонты верхнефранского подъяруса выделены в аскынскую свиту (D3ask) и представлены коричневатато-серыми и темно-коричневыми известняками, местами глинистыми, органогенно-обломочными и органогенными. Мощность верхнефранского подъяруса колеблется в значительных пределах - от 0 до 70 - 100 м. Локальные раздувы мощности обычно связаны с органогенными постройками. Разрез аскынской свиты схож с разрезом мендымской свиты, но в его составе появляются

брекчевидные известняки. Мощность отложений меняется от 17 до 57 м. На северо-востоке в разрезе начинают преобладать доломиты (Микрюков М.Ф., 1964) и наблюдается наличие терригенной пачки в нижней части верхнефранского подъяруса

Фаменский ярус (D3fm) верхнего девона представлен нижним, средним и верхним подъярусами с выделением нескольких типов разрезов, которые условно можно отнести к шельфовым, склоновым и депрессионным. Разделение на подъярусы носит весьма условный характер. Нижнефаменский подъярус (D3fm1) в составе *задонского (D3zd)* и *елецкого (D3el)* горизонтов представлен преимущественно карбонатными породами, причем доломиты преобладают над известняками. Характерным признаком для нижнефаменских отложений является наличие небольших биогермных построек. Мощность подъяруса 70 - 140 м. Среднефаменский подъярус (D3fm2) состоит из *лебедянского (D3lb)*, *оптуховского (D3op)* и *плавского (D3pl)* горизонтов. Отложения представлены известняками и доломитами. Известняки органогенно-обломочные, темные, пелитоморфные, плотные. Доломиты коричневатого и зеленоватого-серые, зернистые, сульфатизированные. Мощность подъяруса изменяется от 35 м на севере и северо-востоке до 100 м на юге. *Заволжский надгоризонт (D3zv)* верхнефаменских отложений (D3fm3) включает *озерский (D3oz)*, *хованский (D3hv)* и *зиганский (D3zg)* горизонты. Он представлен органогенно-шламовыми известняками светлых оттенков, пелитоморфными, тонкокристаллическими, неравномерно-глинистыми, с включениями кальцита и стилолитовыми швами. Мощность надгоризонта меняется от 20 м на северо-востоке до 90 м на западе и юго-западе. Общая мощность фаменских отложений изменяется в пределах 140-260 м

Каменноугольная система (C) подразделяется на нижний, средний и верхний отделы. *Нижний отдел (C1)* представлен отложениями турнейского, визейского и серпуховского ярусов. К *турнейскому ярусу (C1t)* относятся *гумеровский (C1gm)*, *малевско-упинский (C1ml+up)*, *черепетский (C1crp)* и *кизеловский (C1ksl)* горизонты. Горизонты представлены органогенно-обломочными серыми и светло-серыми известняками. Общая толщина отложений турнейского яруса составляет 32 - 88 м. Отложения кизеловского горизонта отсутствуют в сводовых частях отдельных рифовых массивов и размывы на локальных участках северо-западной части Башкирского свода. В северной части Бельской впадины и на западном склоне Урала верхнетурнейский подъярус представлен карбонатно-терригенными породами (Таблица 2).

Нижнекаменноугольные терригенные отложения представлены породами *косьвинского, радаевского и бобриковского горизонтов (C1t2+C1v1)*. В основании комплекса на всей изучаемой территории прослеживаются темно-серые аргиллиты *косьвинского горизонта (C1kos)*. Наибольшая мощность горизонта - до 60 м, установлена в северо-западной части

Актаныш-Чишминского прогиба. На остальной территории она составляет 1 - 5 м, редко 8 - 10 м. Радаевский и бобриковский горизонты (C1rd+bb) представлены песчано-алевролитовыми породами с прослоями аргиллитов. Суммарная мощность

Таблица 2. Стратиграфические подразделения отложений каменноугольной системы Волго-Уральского бассейна

Стратиграфия										
Система	Отдел	Ярус/Серия	Подъярус	Надгоризонт	Горизонт	Свита/под свита/лит. пачка	Отражающий горизонт			
КАМЕННОУГОЛЬНАЯ (С)	Верхнекаменноугольный (С3)	Гжелский (С3g)			Мелеховский (С3mlh)					
					Ногинский (С3ng)					
					Павлопосадский (С3pp)					
					Добрятинский (С3db)					
		Касимовский (С3k)			Дорогомилловский (С3dr)					
					Хамовнический (С3hm)					
	Среднекаменноугольный (С2)	Московский (С2m)	Мячковский (С2mc)			Мячковский (С2mc)		С2mc		
			Подольский (С2pd)			Подольский (С2pd)		С2vr		
			Каширский (С2ks)			Каширский (С2ks)				
			Верейский (С2vr)			Верейский (С2vr)		С2b		
		Башкирский (С2b)	Архангельский (С2ar)				Мелекесский (С2mlk)			
							Черемшанский (С2cr)			
			Аскынбашский (С2az)				Прикамский (С2pk)			
			Акавасский (С2ak)				Северокельтменский (С2sk)			
			Сюранский (С2sr)				Краснополянский (С2krs)			
							Вознесенский (С2vs)			
		Нижнекаменноугольный (С1)	Серпуховский (С1s)	верхний (С1s2)	Старобешевский (С1stb)		Запалтубинский (С1zp)			
				нижний (С1s1)	Заборьевский (С1zb)		Протвинский (С1pr)			
			Визейский (С1v)	верхний (С1v2)	Окский (С1ok)			Стешевский (С1st)		С1tl
								Тарусский (С1tr)		
	нижний (С1v1)			Кожимский (С1kzh)		Веневский (С1vn)				
	Турнейский (С1t)		верхний (С1t2)				Михайловский (С1mh)		С1bb	
								Алексинский (С1al)		
			нижний (С1t1)				Бобриковский (С1bb)		С1alt	
							Радаевский (С1rd)			
							Косьвинский (елховский) (С1kos)	Алатауская свита (С1alt)		С1t
	Кизеловский (С1ksl)			D3fm3						
						Черепетский (С1crp)				
					Упинский (С1up)					
				Малевский (С1ml)						
				Гумеровский (С1gm)						

горизонтов изменяется от 3 до 120 м. В разрезах Юрюзано-Сылвенской депрессии и юго-восточного склона Башкирского свода эти отложения отсутствуют.

Верхний подъярус визейского яруса (C1v) в составе *окского надгоризонта (C1ok)* представлен отложениями тульского и алексинско-михайловско-веневского горизонтов. *Тульский горизонт (C1tl)* представлен известняками, песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Толщина отложений 65 - 95 м. *Алексинско-михайловско-веневский (C1al+mh+vn)* горизонты сложены доломитами, известняками и песчаниками. Среди известняков алексинского горизонта встречаются единичные линзовидные прослои аргиллитов и песчаников мощностью 1 - 7 м, выделяемые в пласт C0. Общая толщина окского надгоризонта – 115 - 155 м.

Серпуховский ярус (C1s) представлен доломитами с редкими прослоями известняков. Доломиты светло-серые и белые, иногда с коричневатым оттенком, кристаллические, пористо-кавернозные, прослоями плотные, участками глинистые, сульфатизированные, с включениями ангидрита голубовато-серого. Доломиты в подошвенной части коричневатосерые, кристаллические, сульфатизированные, пористо-кавернозные, прослоями плотные, редко глинистые. Известняки серые и коричневатосерые, кристаллические, участками органогенные, частично доломитизированные, глинистые.

Отложения среднего отдела каменноугольной системы (C2) представлены породами башкирского и московского ярусов. Породы башкирского яруса (C2b) представлены органогенными, участками трещиноватыми известняками со стилолитовыми швами, в которых наблюдаются примазки зеленовато-серых аргиллитов. Наиболее полные разрезы башкирского яруса мощностью до 280 м прослеживаются в Бельской и Юрюзано-Сылвенской депрессиях, где они сложены известняками с прослоями доломитов. *Отложения московского яруса (C2m)* представлены всеми горизонтами (верейский (C2vr), каширский (C2ks), подольский (C2pd) и мячковский (C2mc)). Разрез сложен преимущественно известняками и доломитами за исключением верейского горизонта, содержащего прослои терригенных пород. Суммарная мощность отложений среднего карбона в пределах республики Башкортостан колеблется от 300 до 450 м.

Отложения верхнего отдела каменноугольной системы (C3) сложены плотными, светло-серыми, кристаллическими и пелитоморфными, сульфатизированными, доломитами с редкими прослоями органогенных, участками пористых сероцветных известняков. Мощность отложений верхнего отдела каменноугольной системы закономерно увеличивается в юго-восточном направлении от 164 до 231 м. В южной части Бельской впадины верхнекаменноугольные отложения представлены битуминозными мергелями, мощностью от 10 до 75 м. В восточной части Юрюзано-Сылвенской депрессии развиты песчаники,

алевролиты и аргиллиты с подчиненными прослоями глинистых известняков. Мощность толщи достигает 800 м.

Пермская система (P) представлена отложениями нижнего отдела (ассельский (*P1a*), сакмарский (*P1s*), артинский (*P1ar*), кунгурский (*P1k*), уфимский (*P1u*) ярусы), среднего отдела (казанский ярус (*P2kz*)) и верхнего отдела (северодвинский и вятский ярусы). Нижнепермские отложения (*P1*) имеют повсеместное распространение, сложены в основном известняками и доломитами, ближе к кунгурскому ярусу появляются соленосные и гипсо-ангидритовые толщи, перекрытые терригенными отложениями уфимского яруса. Суммарная мощность нижнепермских отложений изменяется от 1500 до 2500 м. Среднепермские казанские отложения представлены глинами с прослоями песчаников в нижней части и известняками, ангидритами и каменными солями с пропластками аргиллитов, алевролитов и песчаников в верхней части. Отложения казанского яруса распространены не повсеместно, максимальная их мощность достигает 130 м. Верхнепермские отложения (*P3*) имеют ограниченное распространение, представлены переслаивающимися алевролитами, аргиллитами, песчаниками и конгломератами, реже встречаются пачки известняков и мергелей. Мощность отложений 0 - 500 м.

Кайнозойская эратема (KZ). Отложения *кайнозойской эратемы (KZ)* представлены разнообразными осадочными образованиями палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем, имеющих сложное распространение на территории исследований. *Палеогеновые отложения (P)* представлены песками, алевролитами, глинами, опоками, мергелями, с прослоями конгломератов, галечника, бурых углей. Отложения неогеновой системы (*N*) на исследуемой территории представлены только плиоценом (*N2*), который залегает с несогласием по поверхности размыва на нижележащих породах. Отложения развиты в бассейнах палеорек и представлены в основном континентальными образованиями. Редко встречаются и морские отложения. Максимальная мощность неогеновых отложений составляет около 300 м.

Четвертичная система (Q). Четвертичные отложения, представленные голоценовыми и плейстоценовыми образованиями, формируют современную пойму и надпойменные террасы рек, озерные и склоновые отложения. Залегают они с размывом на отложениях разного возраста. Отложения имеют континентальный генезис. Мощность отложений не превышает 40 м.

2.2. Тектоническое строение и история геологического развития

Исследуемый регион приурочен к Волго-Уральскому нефтегазоносному бассейну (НГБ), который располагается на юго-восточной окраине Русской плиты и частично в Предуральском краевом прогибе. Тектонически территорию исследования можно разделить на две области, юго-восточную окраину Восточно-Европейской платформы и Предуральский краевой прогиб. В пределах изучаемой части окраины Восточно-Европейской платформы выделяются следующие тектонические элементы 1-го порядка: Южно-Татарский свод, Башкирский свод, Восточно-Оренбургское поднятие, разделенные Бирской седловиной, Благовещенской впадиной, Бузулукской и Салмышской впадинами. В пределах изучаемой части Предуральского краевого прогиба выделяются Бельская депрессия, Шихано-Ишимбайская седловина и Мраковская депрессия (Рисунок 5)

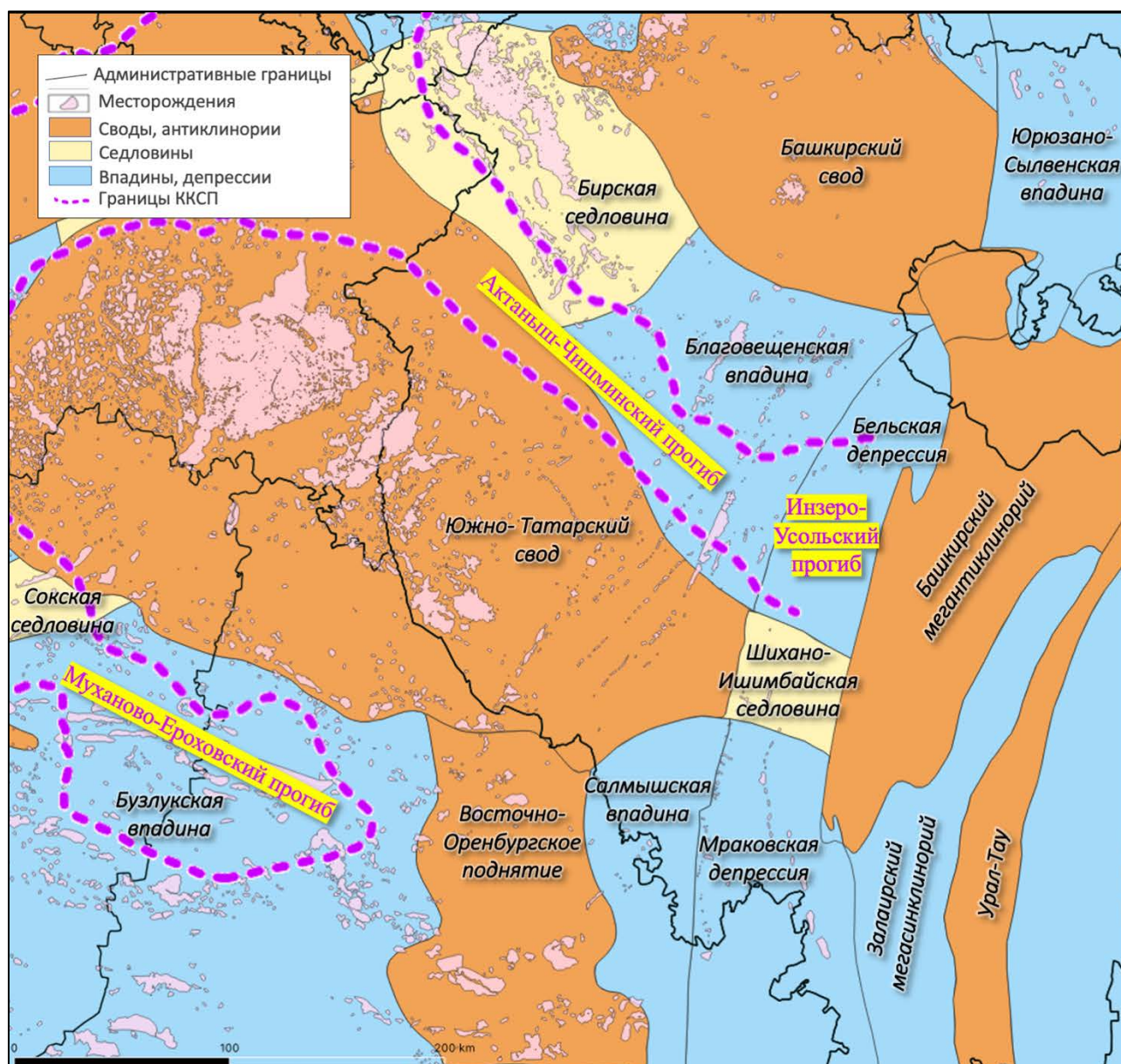


Рисунок 5. Тектонические элементы центральной части Волго-Уральского бассейна

Южно-Татарский свод характеризуется наличием массивного блока кристаллического фундамента, который ограничен крупными разломами и имеет размеры до 450 км в субмеридиональном направлении при изменении ширины от 120-150 км на севере до 300 км в его южной части. Мощность отложений осадочного чехла в пределах свода сокращается от 5000 до 1600 м. Свод четко выделяется по приподнятому положению девонских отложений и имеет явно выраженный склон, довольно интенсивно падающий на юго-юго-восток (Рисунок 6). Южно-Татарский свод осложнен целым рядом валообразных структур. Они в свою очередь осложнены структурами III порядка.

Башкирский свод – структура инверсионная, проявившаяся в раннем палеозое и окончательно сформировавшаяся в позднем палеозое. Если в большинстве сводовых поднятий на кристаллический фундамент ложатся верхнедевонские отложения, то на Башкирском своде выделяются рифейские и среднедевонские отложения, свойственные только авлакогенам в пределах Восточно-Европейской платформы (Рисунок 7). Башкирский свод на востоке граничит с Предуральским прогибом, на юге – с Бирской седловиной и Благовещенской впадиной. Башкирский свод по кровле терригенной толщи девона занимает наиболее высокое гипсометрическое положение. Начиная с тиманского времени вплоть до среднего карбона Башкирский свод перестраивался, меняя свою конфигурацию.

Восточно-Оренбургское поднятие выделяется с некоторой долей условности по основным маркирующим горизонтам палеозоя. На севере поднятие ограничивается Южно-Татарским сводом, на востоке граничит с Мраковской депрессией, на юго-западе с восточным бортом Бузулукской впадины. В целом для поднятия характерно сокращение мощности осадочного чехла и замедленное погружение основных опорных горизонтов в южном направлении.

Благовещенская впадина и Бирская седловина выделяются как часть Камско-Бельского авлакогена, крупнейшей отрицательной структуры Восточно-Европейской платформы, протягивающейся между Татарским и Башкирским сводами на расстоянии около 300 км. Мощность осадочного чехла в пределах Благовещенской впадины и Бирской седловины меняется от 12-15 м до 8 км соответственно. Своей южной частью Благовещенская впадина раскрывается в сторону Урала. С бортов она осложнена крупными разломами северо-западного простирания.

Салмышская впадина расположена к югу от Южно-Татарского свода и примыкает к Предуральскому прогибу. Впадина имеет сложное тектоническое строение с постепенно увеличивающимся наклоном на юг. В основании осадочного чехла залегают мощные толщи рифей-вендских образований, которые резко уменьшаются в мощности в западном направлении и выклиниваются на Восточно-Оренбургском поднятии

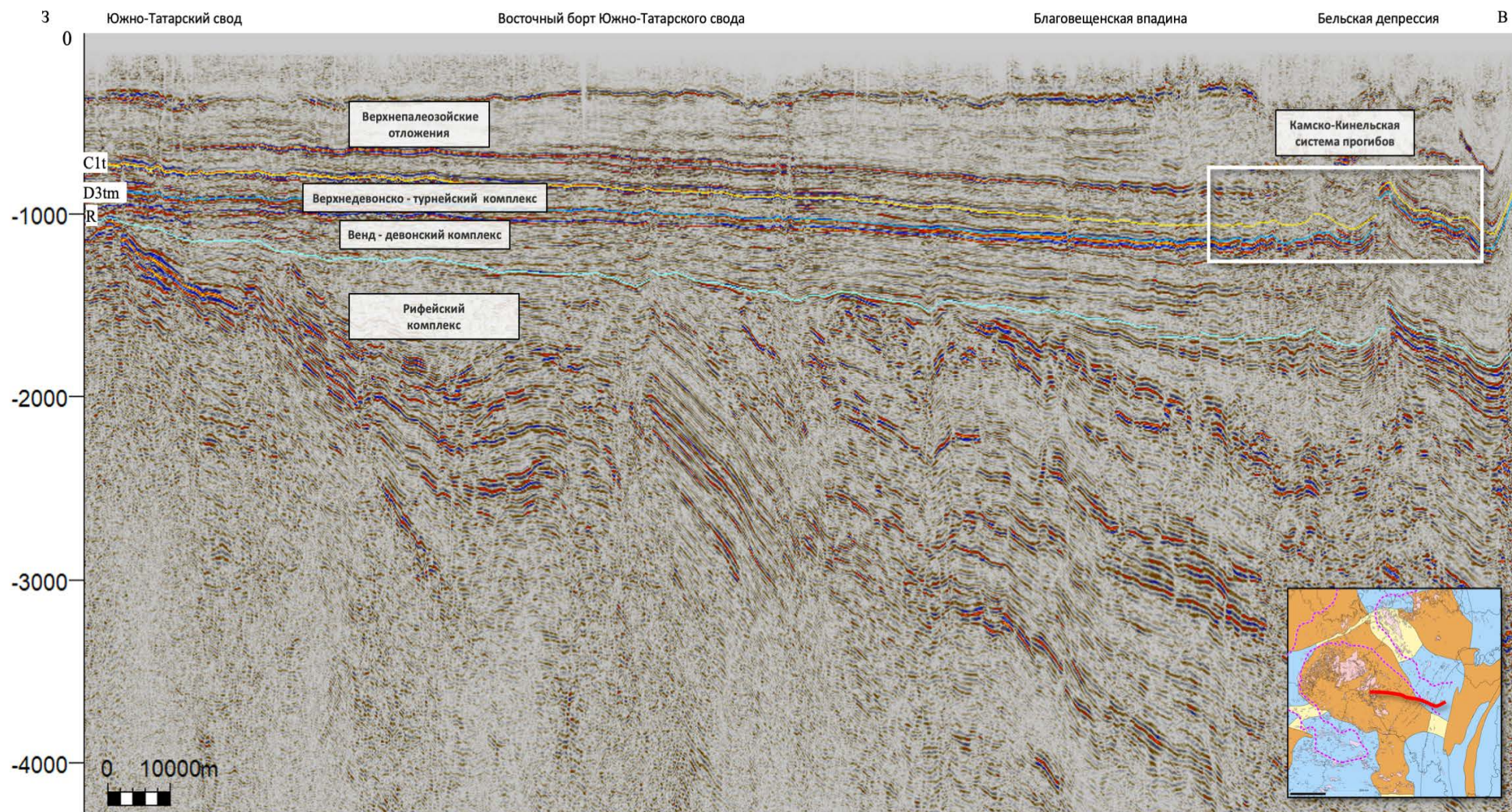


Рисунок 6. Сейсмо-геологический разрез по линии 1002003, иллюстрирующий погружение восточного борта Южно-Татарского свода в восточном направлении, в сторону впадин Предуральяского краевого прогиба.

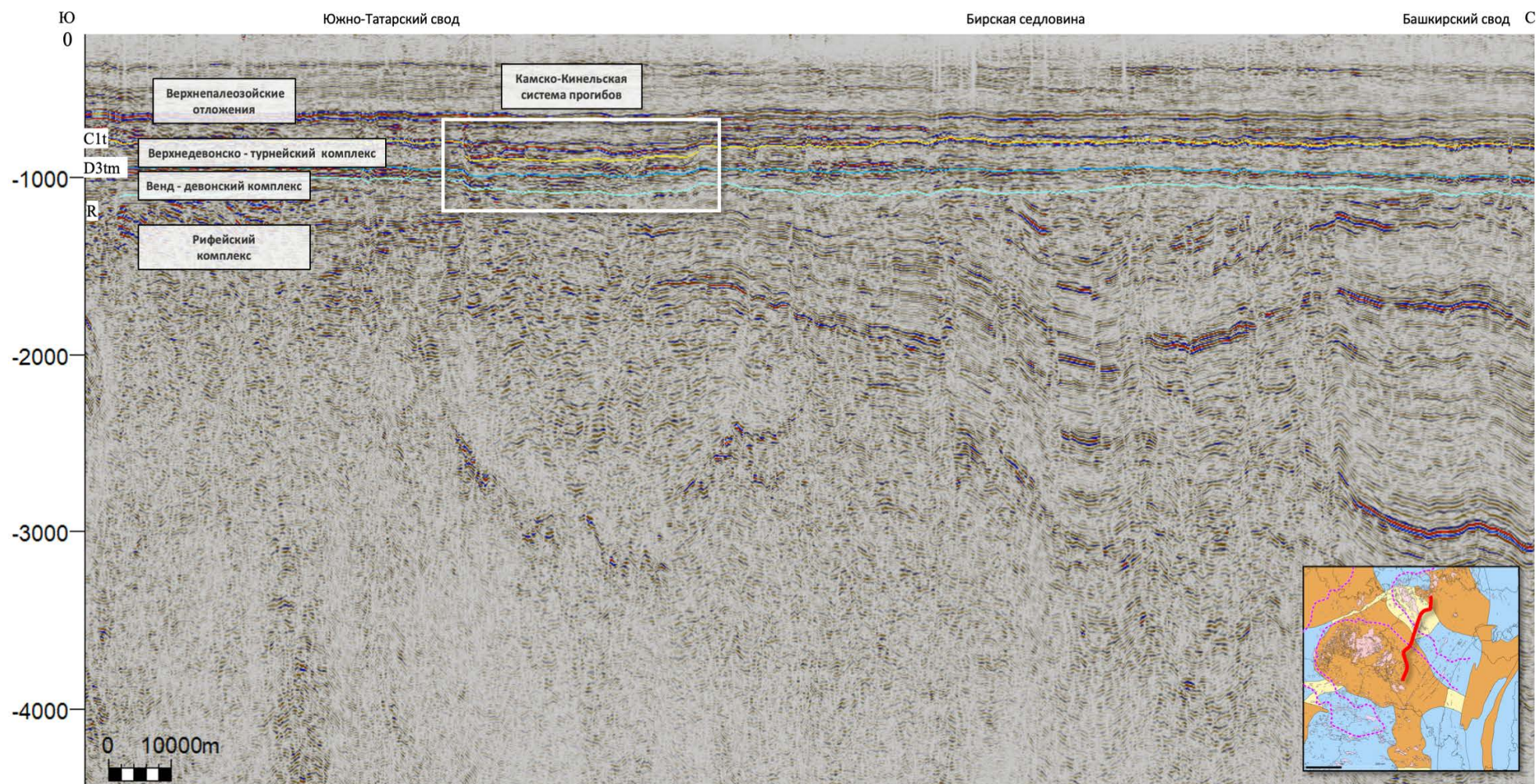


Рисунок 7. Сейсмо-геологический разрез по линии 50103005, иллюстрирующий мощный рифейский комплекс в разрезе Башкирского свода, современное положение Бирской седловины и позднедевонскую систему Камско-Кинельских прогибов, смещенную в сторону Южно-Татарского свода.

Предуральский краевой прогиб по нижнепермским отложениям представляет собой глубокую впадину субмеридионального простирания шириной до 90 км, прослеживающуюся более чем на 750 км вдоль западного склона Урала. Впадины Предуральского краевого прогиба ограничены со стороны Восточно-Европейской платформы сводовыми поднятиями Башкирским, Татарским и Восточно-Оренбургским. Со стороны Уральской складчатой системы их ограничивает Башкирский мегантиклинорий. Шиханско-Ишимбайская седловина отделяет Мраковскую депрессию от Бельской депрессии. В пределах седловины глубина залегания поверхности фундамента составляет 10-12 км, а в южной части Мраковской депрессии увеличивается до 13-14 км и более. Поверхность фундамента в центральной части Бельской и Мраковской депрессий залегает на отметках 16 и более километров. В целом, на территории Предуральского прогиба распространены дизъюнктивные нарушения, сбросы, взбросы, сдвиги и надвиги, которые имеют линейный характер и простираются параллельно Уралу на десятки километров (Рисунок 8).

В центральной части Волго-Уральского бассейна можно выделить три стадии его тектонического развития: континентального рифтогенеза, синеклизную и инверсионную. Первая стадия *континентального рифтогенеза* началась в рифейский период. В этот период произошел раскол континентальной коры, что привело к образованию узких грабенов. Впоследствии на этих грабенах сформировались авлакогены и обширные депрессии (Рисунок 9). Активность авлакогенов не ограничивалась рифейским периодом, в среднем девоне они снова активизировались и проявляли себя на более поздних этапах развития бассейна как зона повышенных тектонических движений.

Вторая стадия развития Волго-Уральского бассейна - *синеклизная* - пришлась на период позднедевонского каменноугольного времени. На этой стадии произошло дальнейшее, однако менее интенсивное, погружение, которое охватило обширные сопредельные к авлакогенам территории. При этом центр погружения оставался над авлакогенами, где в позднедевонское время формируется система впадин, включая Камско-Кинельскую, которая была благоприятна для накопления высокоуглеродистых отложений доманикоидного типа. (Рисунок 10). В условиях обширного морского бассейна с палеорельефом дна от первых метров до нескольких сотен метров идет образование отложений от мелководно-морских до относительно глубоководно-морских. По характеру распределения мощности верхнедевонских отложений выделяются относительно глубоководные впадины на шельфе, существовавшие в позднедевонское время, которые получили название Актаныш-Чишминский прогиб Благовещенской впадины и Инзеро-Усольский прогиб Бельской депрессии, схожие по истории формирования с Муханово-Ероховским прогибом Бузулукской впадины.

Платформенная область

Предуральский краевой прогиб

Уральская складчатая система

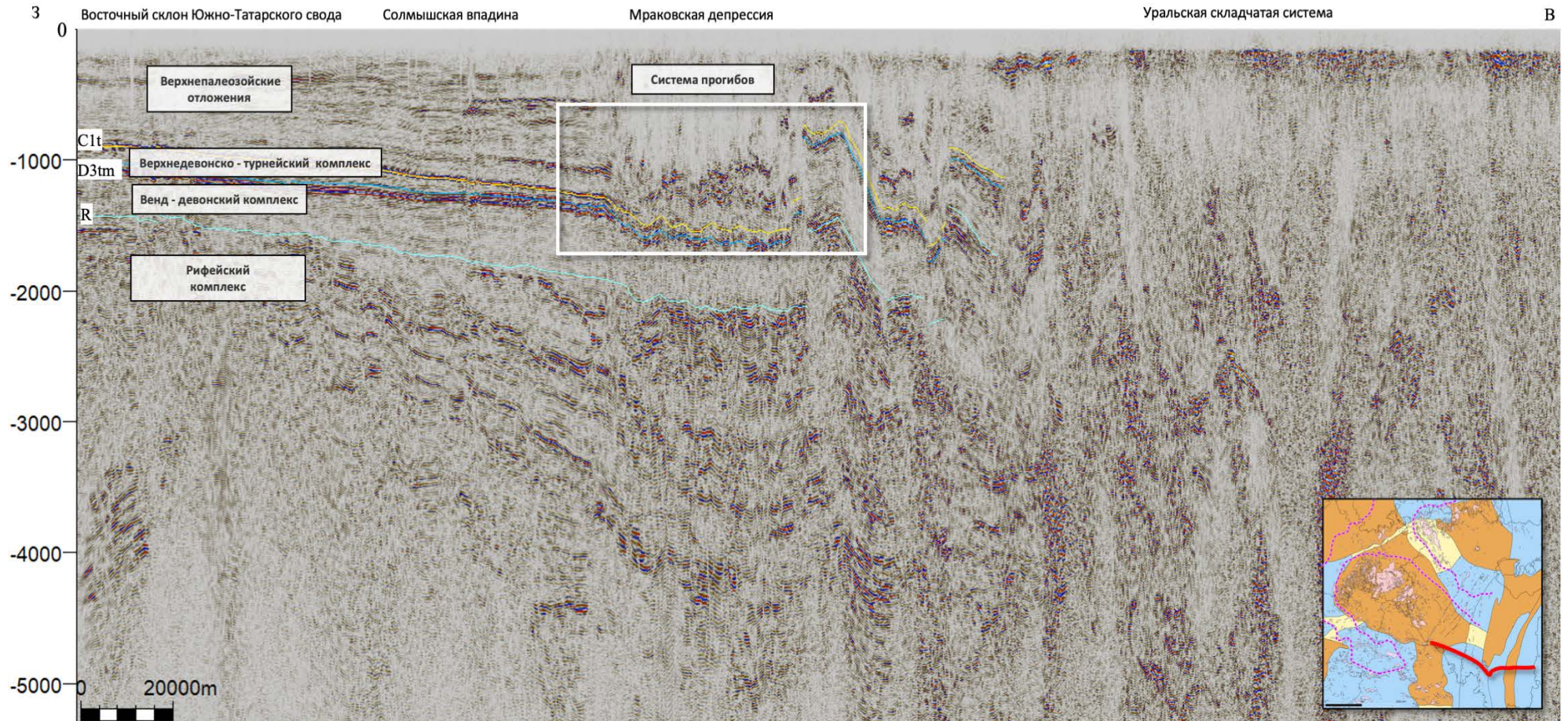


Рисунок 8. Сейсмо-геологический разрез по линии 0804004, иллюстрирующий впадины Предуральского краевого прогиба, осложненные системой складчато-надвиговых деформаций.

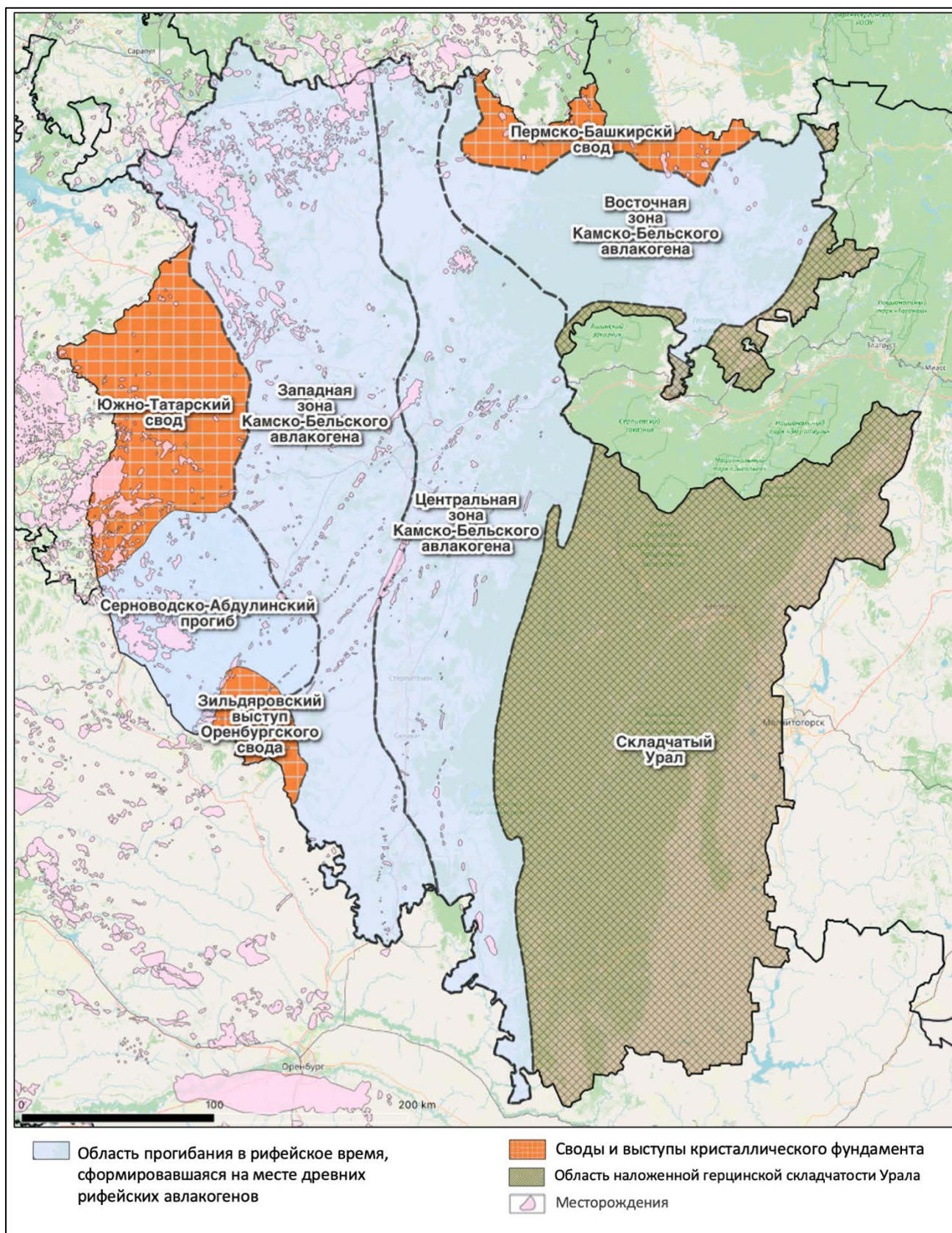


Рисунок 9. Область развития древних рифейских впадин и выступов кристаллического фундамента на востоке Волго-Уральского бассейна.

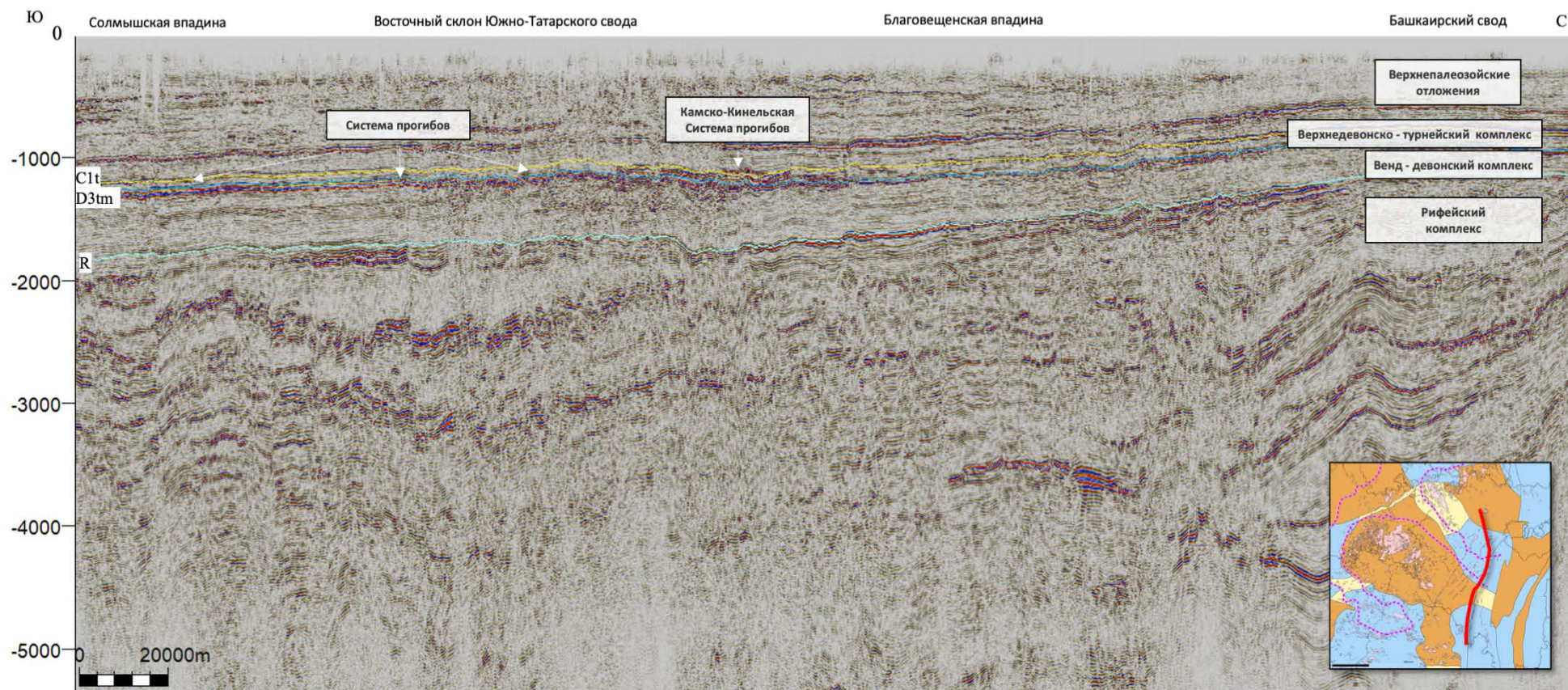


Рисунок 10. Сейсмо-геологический разрез по линии 0601007, иллюстрирующий впадины позднедевонского времени на восточном склоне Восточно-Европейской платформы.

Третьей стадией является *инверсионная*, которая начинается с первых складчатых деформаций на Урале, проявившихся с начала визейского века каменноугольного периода до пермско-триасового периода. На этом этапе скорость осадконакопления замедляется и формируются положительные линейные структуры второго порядка. Образующиеся в результате сжатия инверсионные валы и валообразные поднятия разделяются линейным впадинами. Инверсионные структуры, как правило, возникают над авлакогенами и в последующем служат основными элементами структурного плана. Они сохраняют тектоническую активность, даже когда тектонический режим спокойно - стабильный и продолжают быть подвижными во время неотектонической стадии развития Земли. Инверсионные валы ясно выделяются как зоны поднятий в геоморфологии современного рельефа. Стадии могут периодически повторяться в зависимости от типа бассейна и его геотектонического положения.

2.3. Нефтегазоносность доманикоидных отложений.

Исследуемый 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 смешанных месторождений. Более 80% открытий приходится на нефтяные месторождения. Нефтегазоносность выявлена в отложениях от девонского до позднепермского возраста.

В палеозойском разрезе Башкирии выделяется семь нефтегазоносных комплексов: девонский терригенно-карбонатный, верхнедевонско-турнейский карбонатный, нижнекаменноугольный терригенный, визейско-башкирский терригенно-карбонатный, каширско-гжельский карбонатный, нижнепермский карбонатный и верхнепермский терригенно – карбонатный комплексы.

На Южно-Татарском своде и в Благовещенской впадине основные запасы углеводородов связаны с терригенным девонским и карбонатным верхнедевонско-турнейским комплексом, а в Предуральском прогибе нефть и газ содержатся в отложениях от фаменского до нижнепермского возраста.

В верхнедевонско-турнейский карбонатный комплекс входят отложения саргаевского, доманикового и мендымского горизонтов среднефранского подъяруса, верхнефранского подъяруса, фаменского и турнейского ярусов, в пределах которых выявлена нефтегазоносность следующих пластов: пласт Ддм доманикового горизонта, пласт Дмд

мендымской свиты , пласт Дас аскынского горизонта, пласт Dфмн и Dфмс фаменмкого яруса и пачки: СТуп-мл (малевский и упинский горизонты), СТчр (черепетский горизонт), СТкз (кизеловский горизонт) турнейского яруса.

На изучаемой территории в верхнедевонско-турнейском карбонатном комплексе открыто более 50 месторождений нефти и газа в традиционных породах - коллекторах. Кроме того, известны промышленные притоки из доманикоидных отложений комплекса в Бельской депрессии. В соседних Оренбургской и Самарской областях залежи трудноизвлекаемой нефти открыты на Троицком, Красногорском и Южно-Неприковском месторождениях с притоком нефти от 70 до 184 м³/сут (Варламов А.И. и др., 2020). Притоки получены из горизонтальных стволов скважин с многостадийным гидроразрывом пласта, пробуренных в верхнефранских кремнисто-карбонатных породах, обогащенных ОВ. Эти месторождения в Самарской и Оренбургской областях использовались в качестве аналогов для оценки перспектив нефтегазоносности изучаемой территории.

На территории Республики Башкортостан отложения доманикового горизонта испытывались в 65 скважинах. На Южно-Татарском своде испытывалось 12 скважин. Все результаты отрицательные. Аналогичная картина наблюдается и в 4-х скважинах в пределах Бирской седловины, 3-х скважинах в Верхне-Камской и Благовещенской впадинах. В единичных случаях отмечались непромышленные нефтегазопроявления. Наибольший объем опробований приходится на Башкирский свод, где из 26 опробованных скважин, в 8-ми получены притоки нефти и в 5-ти притоки пластовой воды. На всех этих опробованных площадях дебиты притока не превышают 3-3,5 м³/сут, причем все притоки достаточно кратковременные. Это свидетельствует о низких коллекторских свойствах доманикового горизонта.

В Благовещенской впадине на Сергеевской площади (скв. 19) породы доманика представлены глинисто-кремнистыми трещиноватыми битуминозными породами, из которых был получен приток 3,5 м³ (28 м³/сут – пересчетный дебит) после 3х часового стояния. На Тавтимановской площади (скв. 18) при испытании доманикового горизонта после 2-х часов получен глинистый раствор, перемешанный с нефтью.

В мендымской свите нефтепроявления отмечаются преимущественно в депрессионных зонах, главным образом Актаныш-Чишминского прогиба. За его пределами нефтепроявления зафиксированы только на некоторых площадях Башкирского и Южно-Татарского сводов. Опробование мендымской свиты проводилось в 380 скважинах, но только в 26 были получены положительные результаты. Все залежи литологического типа.

В Бельской депрессии, на Табынской площади при испытании мендымской свиты совместно с доманиковым горизонтом, дебит притока в скважине №21 на 8 мм штуцере составил 100 т/сут. Нефтеносны сильнотрещиноватые известняки с пористостью 0,5 до 2,5 %.

В границах распространения депрессионных фаций верхнефранские отложения испытывались как самостоятельный объект в 40 скважинах в основном в Благовещенской впадине и в Бельской депрессии. Промышленные притоки получены только в 9 скважинах с дебитами не выше 3-8 м³/сут. В Бельской депрессии (Архангельское, Табынское месторождения) промышленная нефтеносность фаменских отложений связана с трещиноватыми известняками депрессионной фации.

В целом нефтеносность доманикоидных отложений в пределах изучаемой территории подтверждена испытаниями скважин с притоком углеводородов.

Глава 3. Верхнедевонско-турнейский сеймостратиграфический комплекс.

Особенности строения и мощность.

Подготовительные работы по интерпретации временных сейсмических разрезов. Перед началом интерпретации имеющихся сеймопрофилей необходимо было провести их увязку между собой. Увязке подлежала как региональная сеть профилей, так и составные композитные региональные линии из локальных съемок разных лет, как по платформенной части Республики Башкортостан, так и в районе Предуральского краевого прогиба. На первом этапе увязывалась региональная сеть профилей, которая послужила базой для увязки с локальными профилями (Рисунок 11). Во время увязки профили сдвигались на постоянные времена до исчезновения фазовых невязок, при этом ряд профилей был переведен в обратную полярность. В процессе работы возникали сложности, связанные прежде всего с наличием крайне разнородного материала, съемка и обработка которого была сделана разными партиями, с использованием разного программного обеспечения по обработке разных лет. При увязке использовались суммарные временные разрезы, без учета уровня статических и кинематических поправок на каждой отдельной площади. Проведена большая и трудоемкая работа, которая позволила в последующем провести интерпретацию имеющегося сейсмического материала в районе исследования.

Сеймостратиграфическая привязка. Наиболее полные данные акустического (АК) и плотностного (ГГК-п) каротажей использовались для привязки сейморазведки к скважинам. Поскольку наличие этих видов исследований было не во всех скважинах, то в ряде скважин акустический и плотностной каротажи были синтезированы. Выбор скважин для привязки был основан на доступности наиболее глубоких скважин с необходимыми методами каротажных кривых, равномерного расположения скважин по площади и вблизи 3х-километровой зоны от профилей. Факторами, осложняющими привязку, являлись сложное волновое поле, особенно в зоне развития Предуральского краевого прогиба, и низкое качество исходных сейсмических разрезов. Пример привязки представлен на Рисунок 12.

Интерпретация сейсмических данных. В разрезе осадочного чехла центральной части Волго-Уральского бассейна выделяются следующие сеймостратиграфические комплексы (ССК): рифейский (Rf), нижнепалеозойский вендско-девонский (V-D), верхнедевонско-турнейский (D3-C1t), средне-нижневизейский (C1v), верхнекаменноугольно-нижнепермский (c2-P1) и пермско-триасовый (P-T). Сеймостратиграфические комплексы хорошо видны на региональном сеймопрофиле по линии 0601007 увеличенного масштаба. (Рисунок 13) Особое внимание в работе уделялось строению, прослеживаемости и характеру сейсмической записи верхнедевонско-турнейского сеймостратиграфического комплекса.

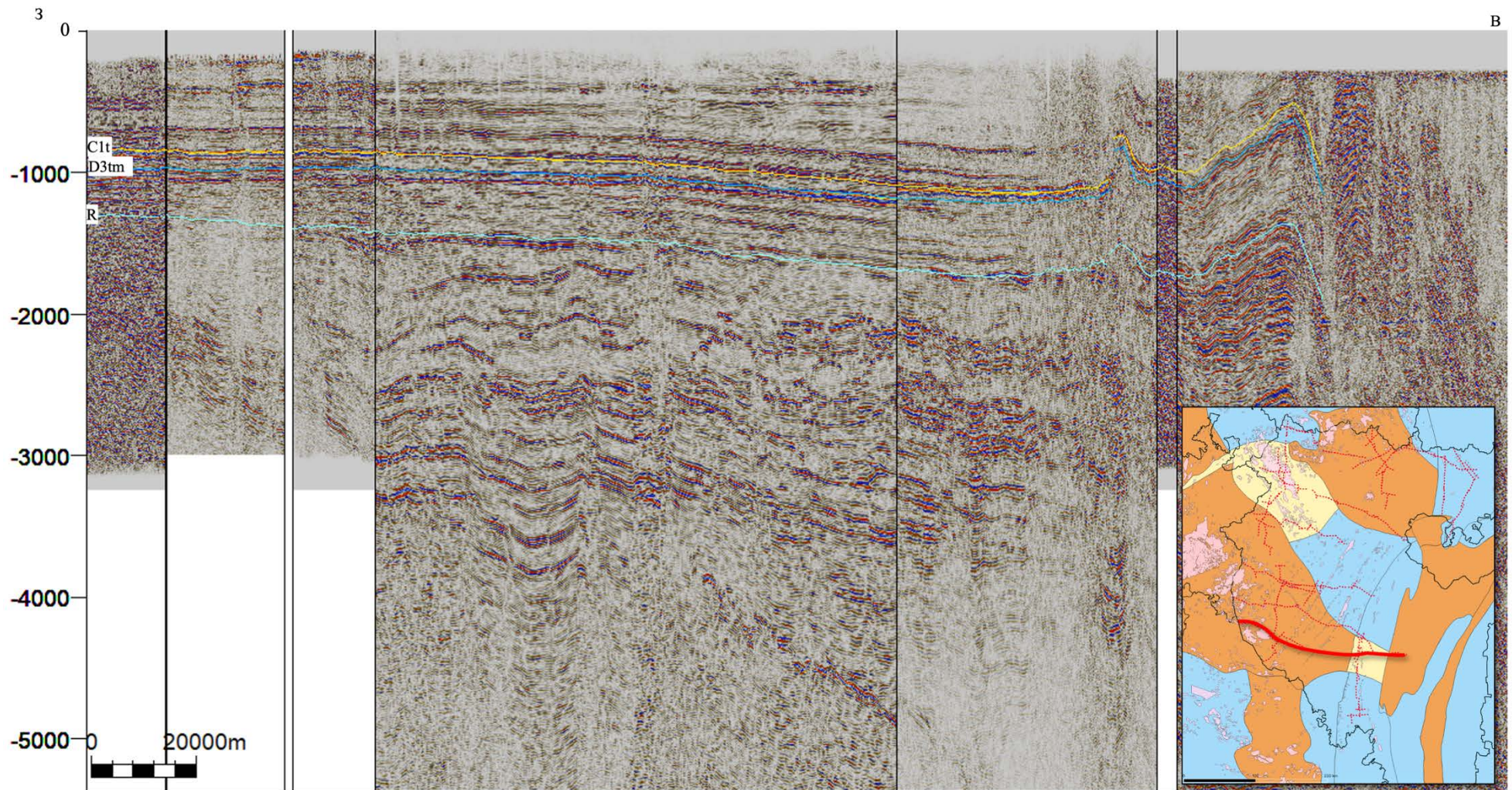


Рисунок 11. Пример составления регионального композитного профиля.

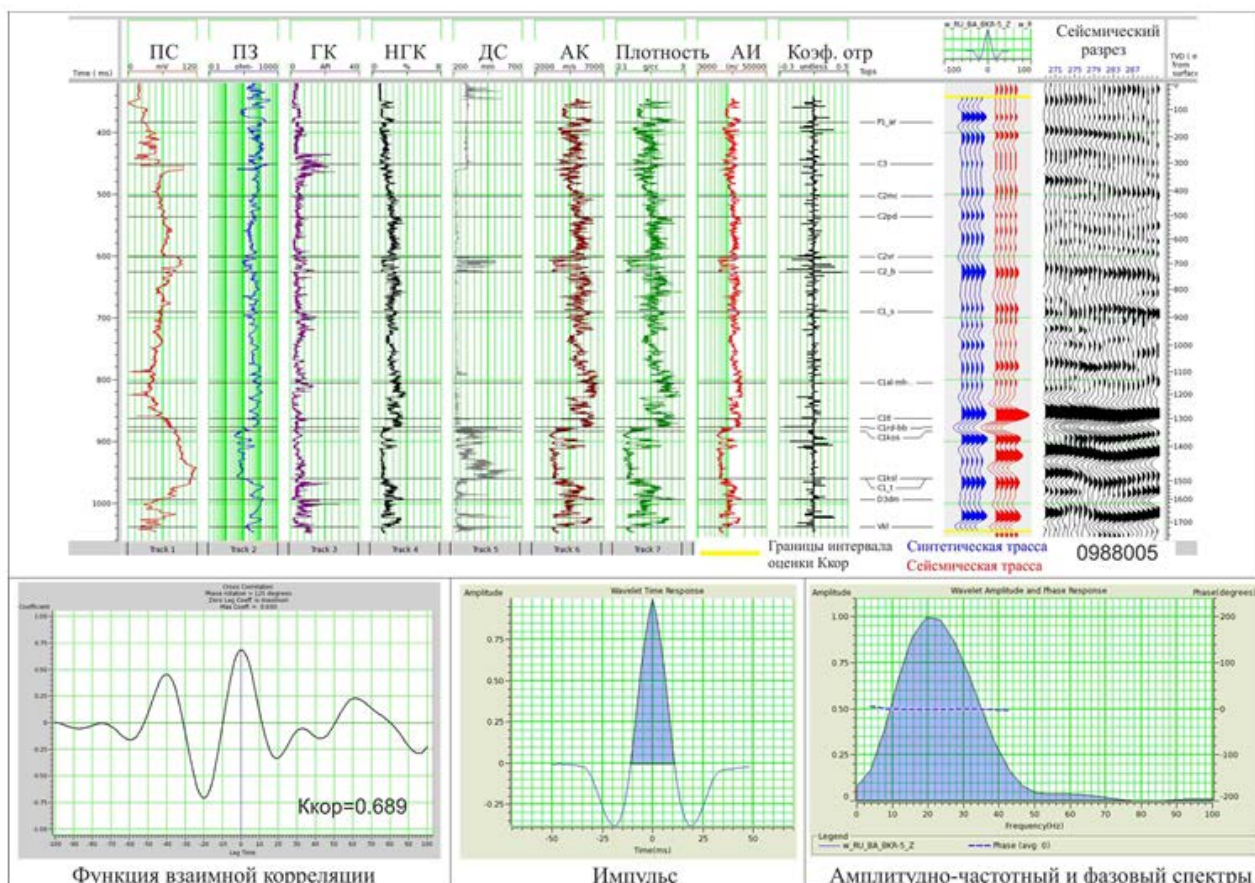


Рисунок 12. Пример сейсмостратиграфической привязки геофизических данных скважин и временных сейсмических разрезов для корреляции основных отражающих горизонтов.

По результатам стратиграфической привязки горизонтов терригенно-карбонатного верхнедевонско-турнейского сейсмостратиграфического комплекса были прослежены два основных отражающих горизонта, ограничивающих комплекс в кровле и подошве:

- D3tm - кровля терригенных отложений тиманского горизонта нижнефранского подъяруса верхнего отдела девонской системы, выше которых залегают карбонатно-кремнистые отложения среднефранского подъяруса верхнего отдела девонской системы;
- C1t - кровля карбонатных отложений турнейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы, выше которой залегают глинистые отложения турнейского и визейского ярусов нижнего отдела каменноугольной системы.

На большей части платформенной области основные отражающие горизонты верхнедевонско-турнейского ССК выдержаны и хорошо прослеживаются, их запись становится хаотичной лишь в восточной части района работ из-за влияния складчато-надвиговой зоны Урала.

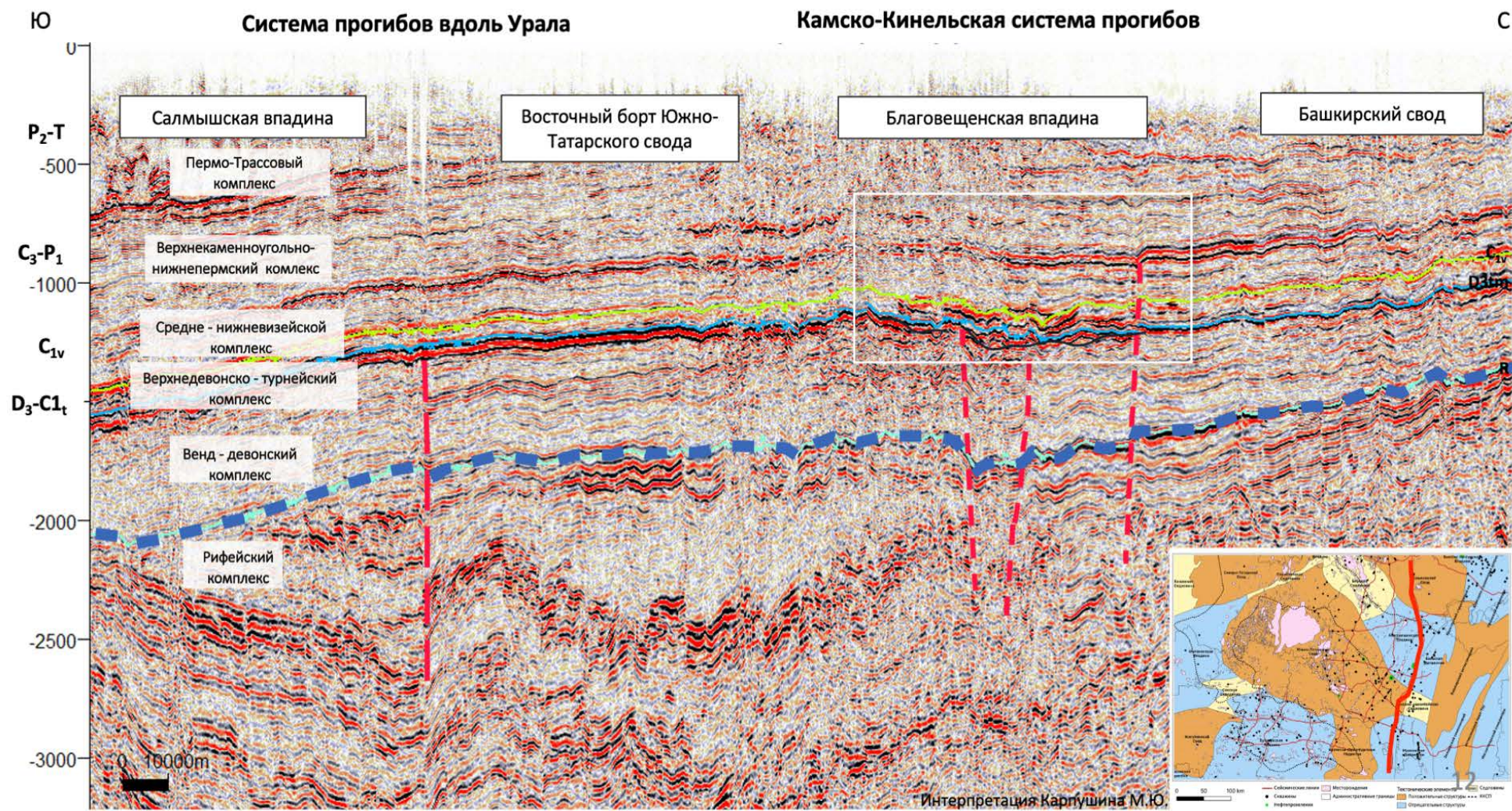


Рисунок 13. Сейсмо-геологический разрез по линии 0601007 вдоль центральной части Предуральского краевого прогиба с выделением сеймостратиграфических комплексов.

Стратиграфические границы комплекса и привязанные к ним отражающие горизонты достаточно уверенно прослеживаются на большой территории, как по данным сейсморазведочных работ, так и в скважинах. Толщины комплекса во впадинах различны. (Рисунок 14). Общая мощность комплекса меняется от 200 до 500 и более метров.

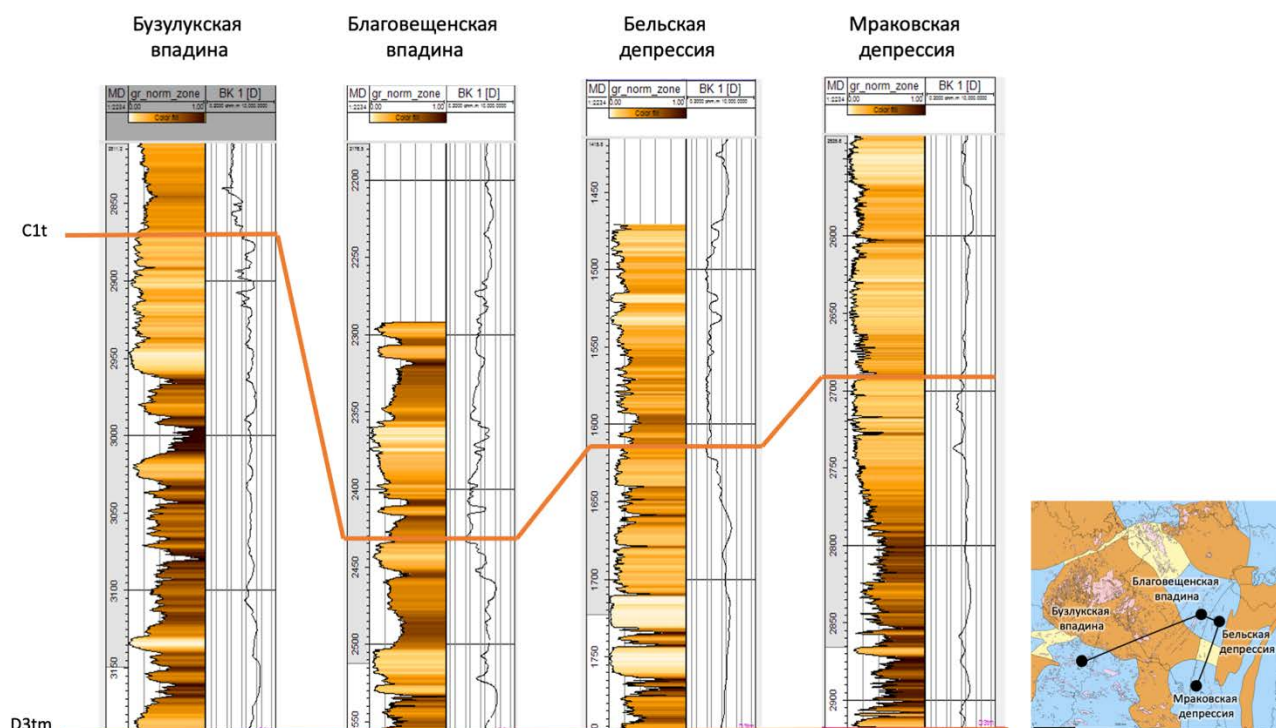


Рисунок 14. Положение основных отражающих горизонтов в разрезе скважин разных структурно-тектонических зон.

Отражающий горизонт D3tm, сопоставляемый с кровлей тиманского горизонта, располагается в пределах изучаемого района на временных отметках 0,5 – 5 секунд. Несмотря на большой разброс, отражение является устойчивым и выраженным на всей платформенной части бассейна. Корреляция горизонта становится неуверенной в пределах впадин Предуральяского краевого прогиба, где наблюдаются зоны надвигов и структурно-тектонических дислокаций. Так же нужно отметить, что на временных разрезах отмечается увеличение количества разрывных нарушений с запада на восток по отражающему горизонту D3tm, что сильно осложняет его корреляцию. На большей части Бельской и Мраковской депрессий, а также в районе Шихано-Ишимбайской седловины отражающий горизонт D3tm уверенно прослеживается, однако, встречаются участки с частичным или почти полным отсутствием отражений, связанные, как уже отмечалось выше, со сложным тектоническим строением (Карпушин М.Ю., 2022). Отражающий горизонт C1t является опорным с устойчивой и динамически выразительной формой записи. Горизонт сопоставляется с кровлей карбонатных отложений турнейского возраста. В волновом поле характеризуется как

высокоамплитудный отрицательный экстремум между положительными фазами на временах 0,4 – 4,5 с.

В литологическом плане верхнедевонско-турнейский сейсмокомплекс представлен в основном карбонатными породами с прослоями терригенных разностей пород. Внутренняя структура терригенно-карбонатного верхнедевонско-турнейского сеймостратиграфического комплекса представлена протяженными осями синфазности переменной интенсивности, ослабевающими и местами полностью пропадающими в восточном направлении.

Отдельно на волновой картине выделяется позднедевонская Камско-Кинельская система прогибов, которая достаточно отчетливо видна на пересекающих ее вкрест простирания профилях (Рисунок 13). Система прогибов выделяется по значительному уменьшению временной мощности между основными отражающими горизонтами верхнедевонско-турнейского ССК, по сравнению с временными мощностями ССК на сводах карбонатной платформы.

По интерпретации сейсмических линий в районе прогибов можно выделить основные зоны: борт карбонатной платформы, зона склона и осевая зона (Рисунок 15). Для платформенной части характерно субпараллельное отражения сейсмических фаз. В зависимости от качества сейсмического материала, горизонты внутри комплекса имеют хорошую протяженность и неплохую прослеживаемость по площади, однако нужно отметить, что местами происходит потеря корреляции. Такие участки потери корреляции отражающих горизонтов, особенно если они расположены ближе к бортовой зоне, можно связать с биогенными постройками (Мкртчян О.М., 1980, Ibrahim Palaz 1997, Фортунатова Н.К., 2019).

В бортовой зоне на сейсмической картине наблюдается активное и асимметричное распространение карбонатного клиноформного комплекса, проградирующего в направлении осевой зоны прогибов. Как правило, один борт впадины крутой, и клиноформный комплекс распространен только в пределах небольшой площади и может быть связан с обломочными фациями карбонатных построек, расположенных на борту впадины, в платформенной ее части. Второй борт впадины, как правило, пологий. Клиноформный комплекс в его пределах пологий и протягивающийся на большие расстояния от борта впадины до ее подножия (Рисунок 16).

Клиноформные тела имеют различную протяженность и им характерны небольшие углы наклона. На сейсмических временных разрезах клиноформные тела, выделяются по характерному косослоистому рисунку отражений. Наиболее ярко клиноформные тела фиксируются на данных 3Д сейморазведки, фрагмент которой представлен на рисунке 17.

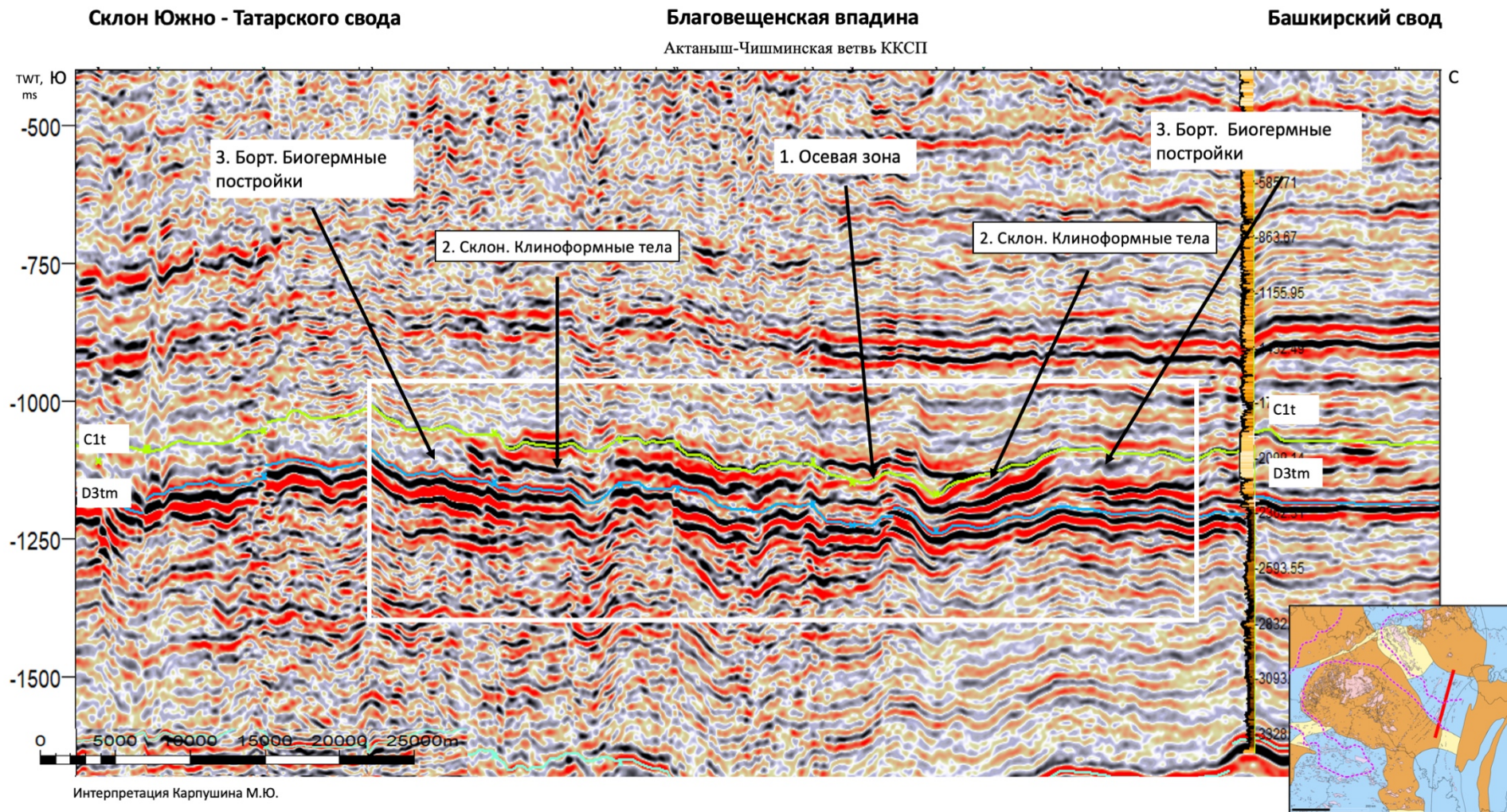


Рисунок 15. Временной сейсмический разрез вкrest простираения Благовещенской впадины, иллюстрирующий строение позднедевонской Камско-Кинельской системы прогибов.

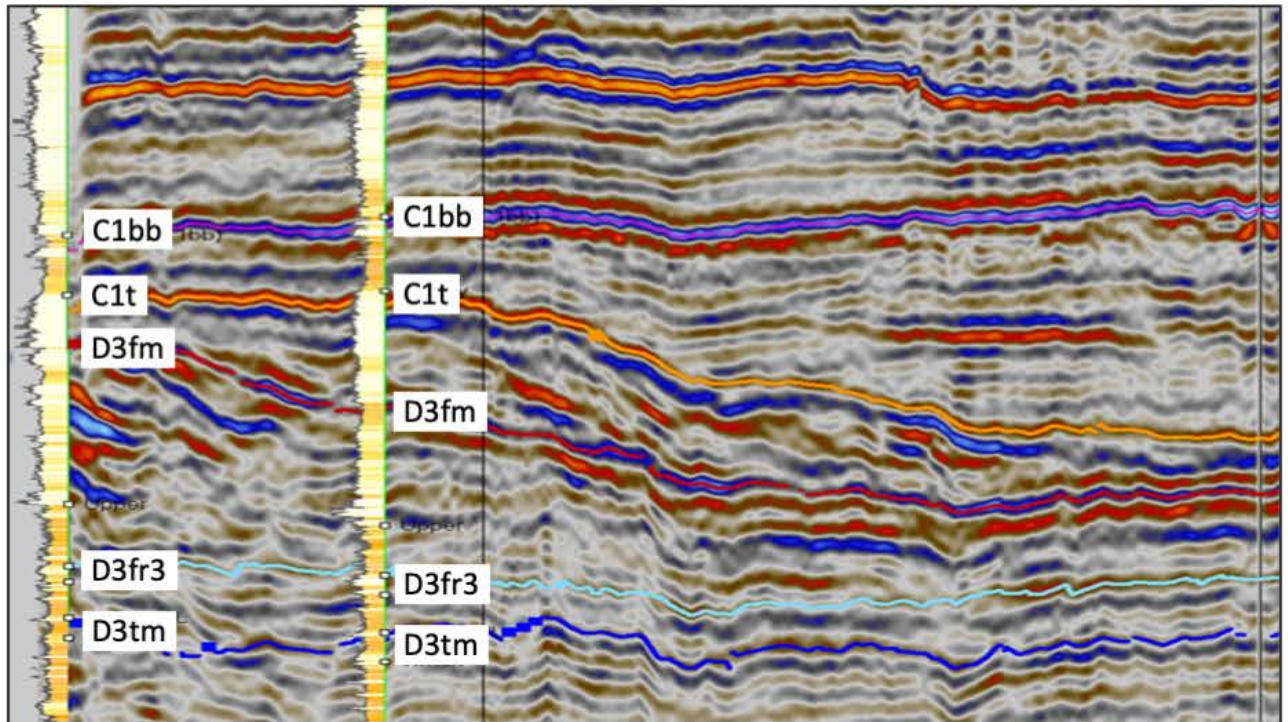


Рисунок 17. Фрагмент временного сейсмического разреза 3Д, иллюстрирующий положение клиноформных структур в пределах верхнедевонско-турнейского ССК.

Клиноформные тела залегают на относительно ровных отражающих поверхностях нижней части верхнедевонско-турнейского комплекса. В нижней части верхнедевонско-турнейского ССК. Клиноформные тела практически не наблюдаются или имеют пологое строение и протягиваются на большие расстояния. Пологие клиноформы нижней части комплекса перекрыты более интенсивными молодыми клиноформами. Клиноформный комплекс хорошо выделяется на южном борту Актаныш-Чишминской ветки Камско-Кинельской системы прогибов, где клиноформы начинаются от карбонатных тел на борту впадины и протягиваются на расстояние порядка 10-15 км вглубь прогиба. Отложения клиноформного комплекса могут быть связаны с обломочными фациями карбонатных построек, расположенных на борту впадины, в платформенной ее части.

Рисунок 18 иллюстрирует фрагмент регионального сейсмопрофиля по линии 1-1', выровненного на поверхность тиманского отражающего горизонта, который показывает схематичное строение Актаныш-Чишминской ветки ККСП в позднедевонское время в пределах Благовещенской впадины.

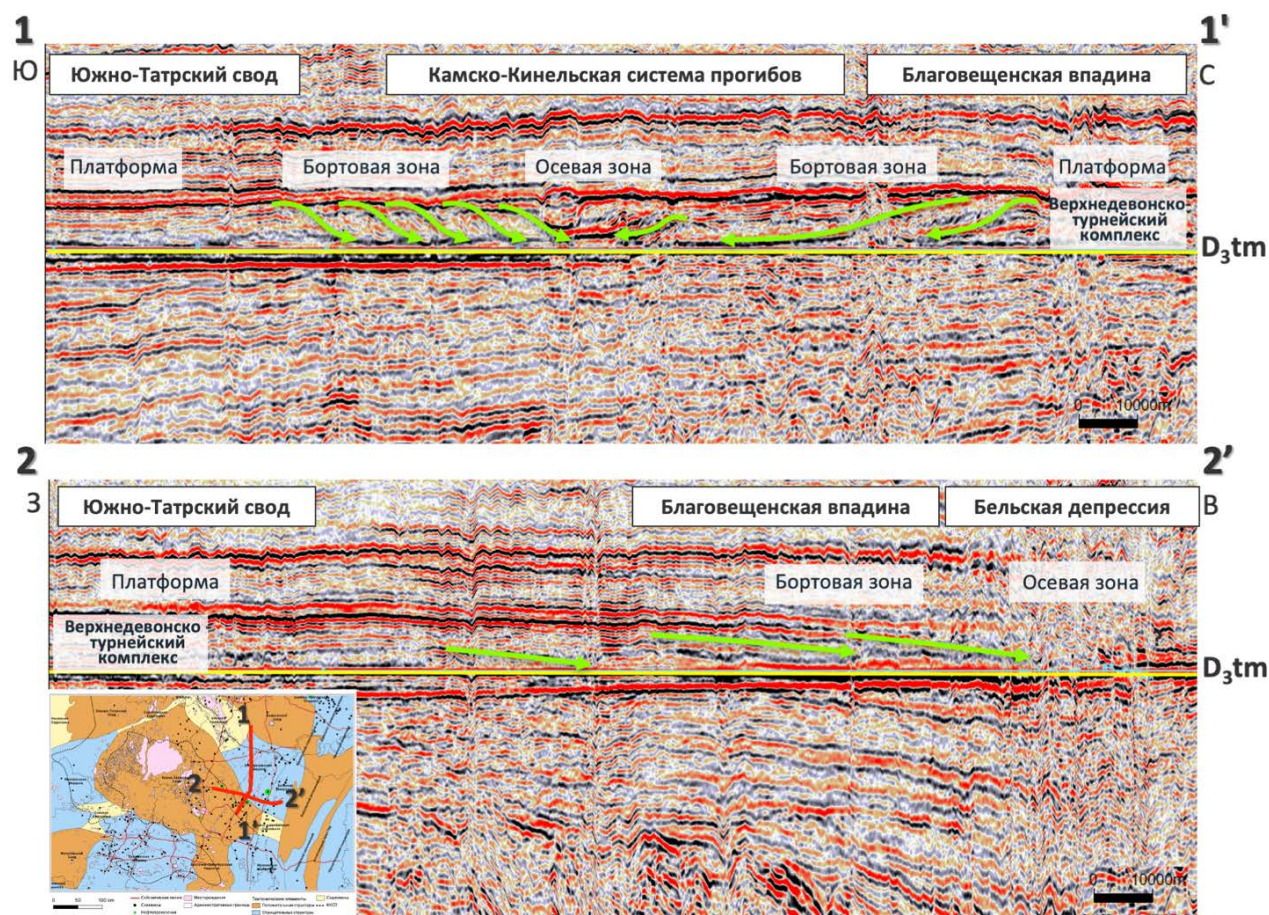


Рисунок 18. Фрагмент регионального сейсмического разреза, выровненного на поверхность тиманского горизонта и иллюстрирующего проградацию клиноформного комплекса в сторону осевой зоны позднедевонской впадины.

Осевые зоны Актаныш-Чишминской ветви Камско-Кинельской системы прогибов являются основными некомпенсированными депрессионными зонами, где при минимальной мощности среднефранско-турнейского комплекса происходила максимальная концентрация отложений, богатых органическим веществом (Рисунок 19) Нужно отметить, что строение ККСП в платформенной части изучаемого региона по сейсмической картине напоминает строение Муханово-Ероховского прогиба, описанного в работах Ступаковой А.В. Завьяловой А.П. и других авторов (Ступакова А.В. и др, 2017, Завьялова А.П. и др., 2021).

В пределах некомпенсированных прогибов зоны Предуралья краевого прогиба картировать палеовпадины позднедевонского времени представляется крайне сложным из-за складчато-надвиговых деформаций, связанных со становлением Уральской зоны складчатости (Рисунок 19 и Рисунок 20). В пределах Бельской и Мраковской депрессий,

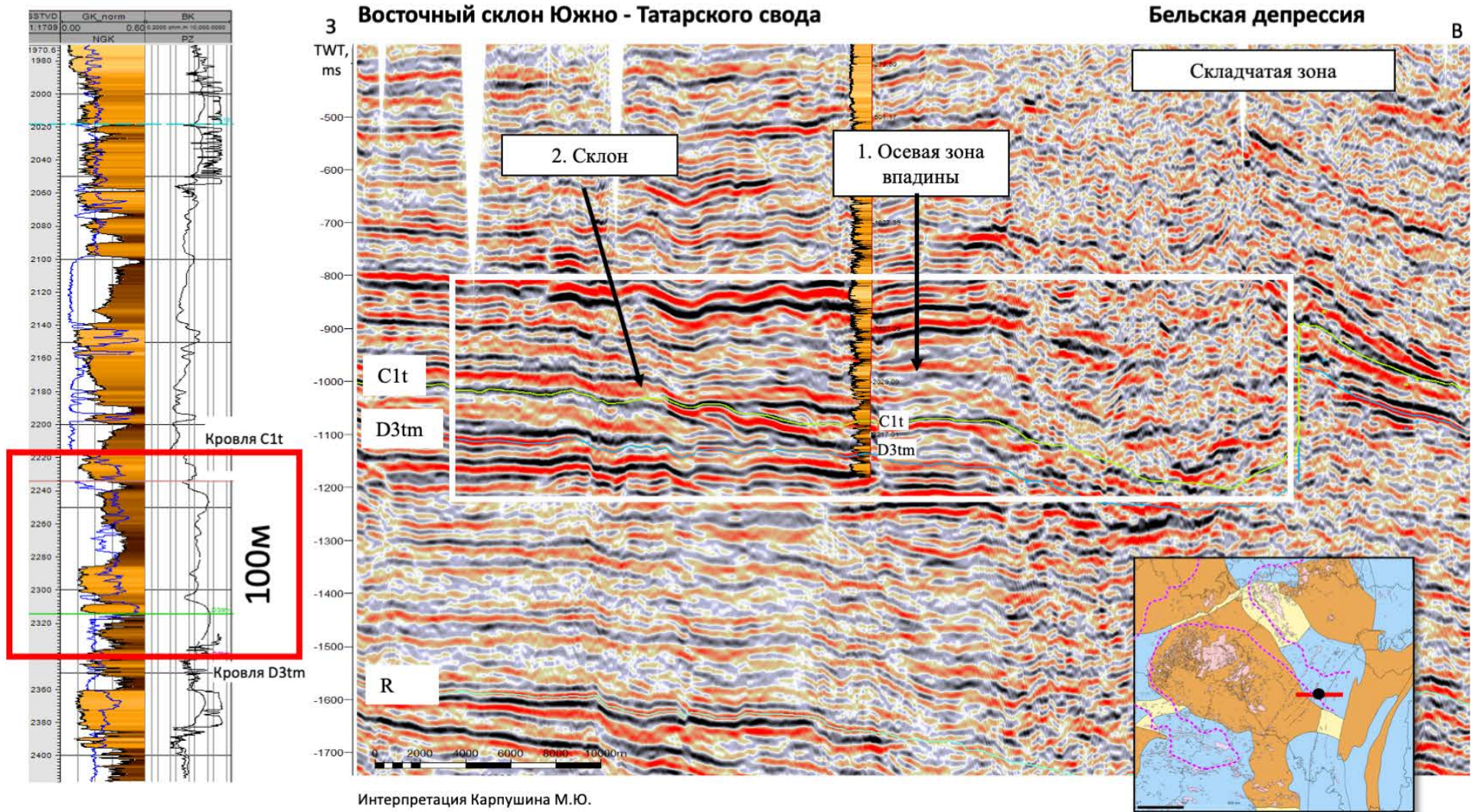


Рисунок 19. Развитие клиноформного комплекса в Актаныш-Чишминской ветке Камско-Кинельской системы прогибов.

Восточный склон Южно - Татарского свода

Мраковская депрессия

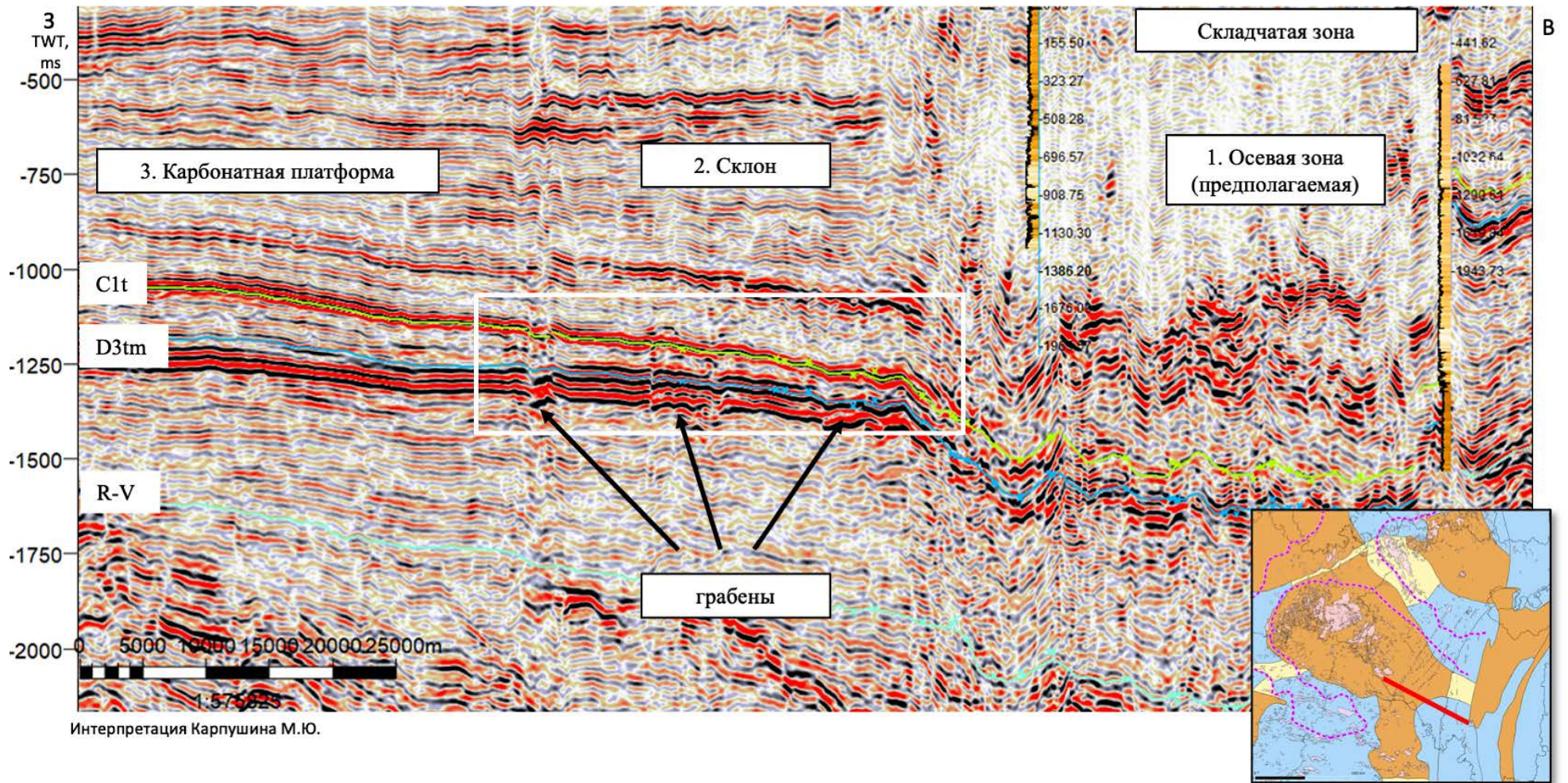


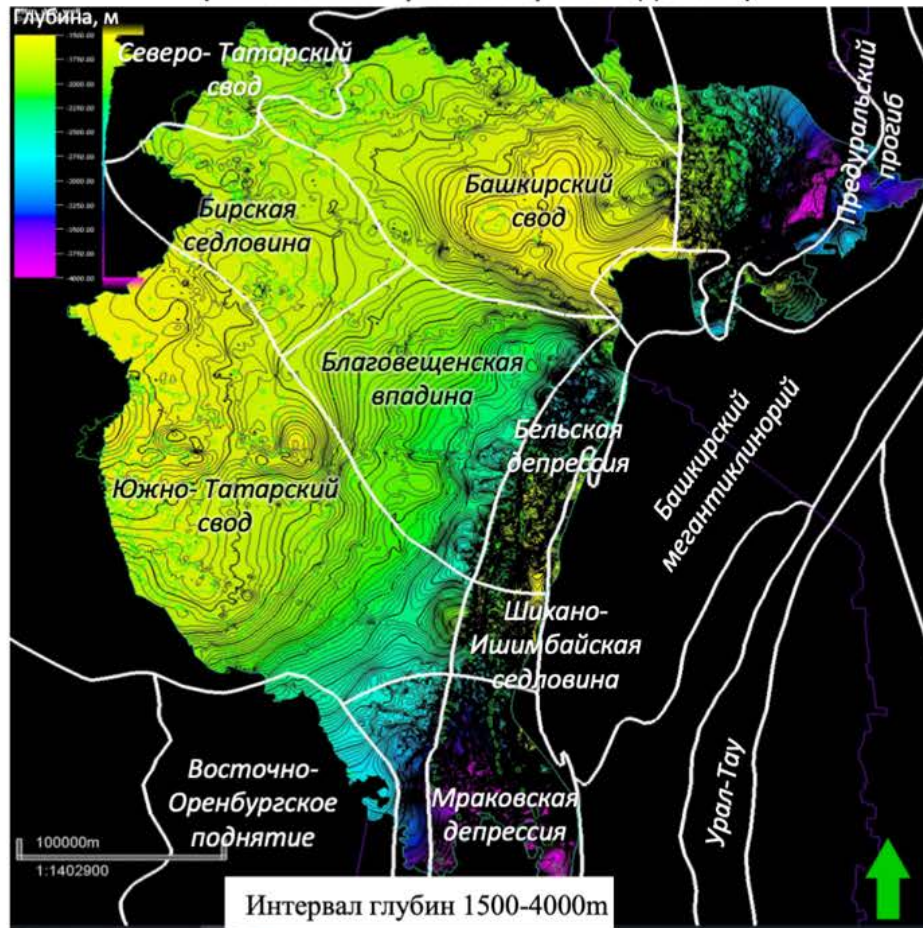
Рисунок 20. Пологое погружение верхнедевонско-турнейского комплекса отложений в сторону Мраковской депрессии Предуральяского краевого прогиба.

вместо ярко выраженного клиноформного комплекса, на многих региональных и локальных профилях западно-восточного простирания наблюдается пологое уменьшение временной мощности верхнедевонско-турнейского ССК в восточном направлении. Осевая зона выделяется на волновой картине нечетко из-за прерывистой корреляции как тиманского, так и турнейского отражающих горизонтов в складчатой зоне Предуральяского краевого прогиба. Далее, 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.

Построение карт мощности комплекса. Построение структурных карт и карт мощности верхнедевонско-турнейского ССК было проведено на основании интерпретации временных сейсмических разрезов и большого количества скважинных данных, увязанных между собой. В скважинах фиксируется также 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 и преимущественно кремнистых и карбонатно-кремнистых тонкослоистых отложений с темными прослоями, обогащенными органическим веществом в центральной части прогибов. Распределение толщин верхнедевонско-турнейского комплекса отложений 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 21).

Качество сейсмического материала особенно в восточной части не дает возможность провести детальную корреляцию подкомплексов внутри ССК для построения региональных структурных карт, основанных на интерпретации данных сейсморазведки. Однако, результаты интерпретации основных отражающих горизонтов верхнедевонско-турнейского ССК легли в основу для дальнейшего картопостроения.

Структурная карта на подошву доманикоидных отложений
(тиманский горизонт верхнего девона)



Карта суммарных толщин верхнедевонско-нижнетурнейских
доманикоидных отложений.

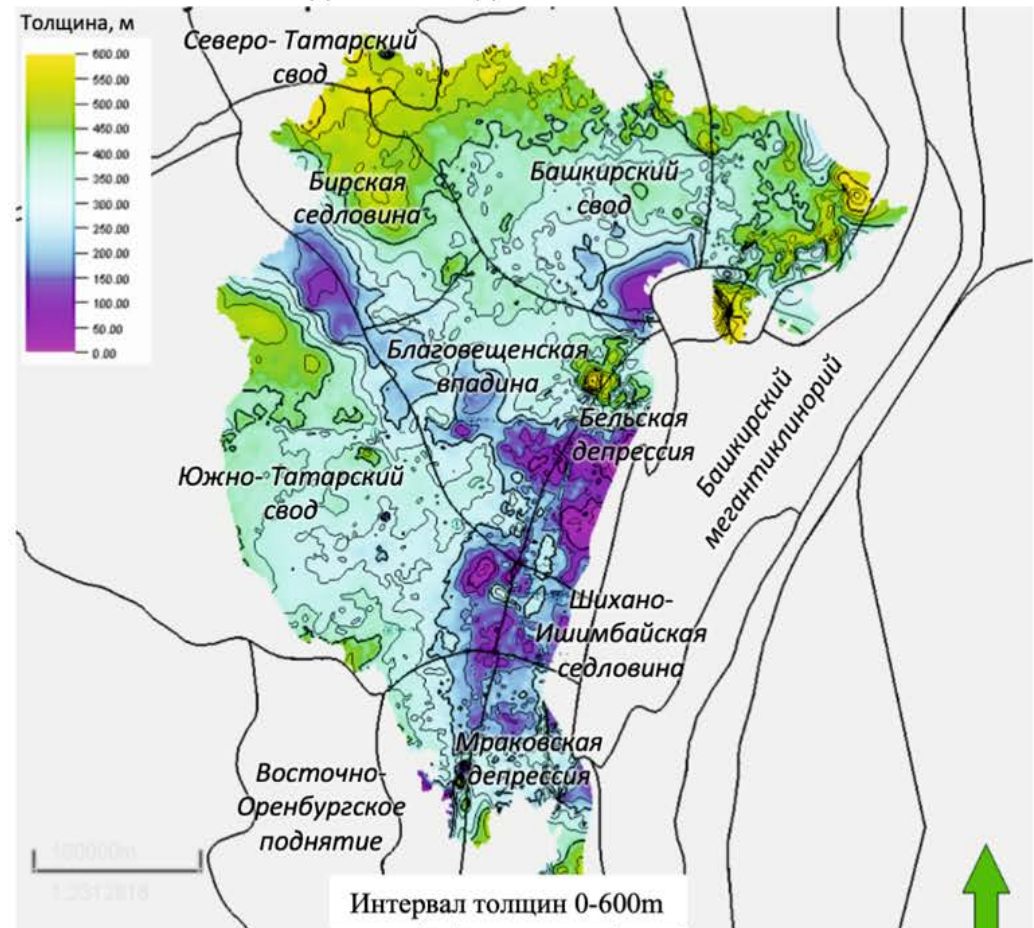


Рисунок 21. Структурная карта (слева) Тиманского горизонта и суммарная карта толщин (справа) верхнедевонско-нижнетурнейских доманикоидных отложений.

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

4.1. Установление цикличности строения разреза и фациально-палеогеографические реконструкции.

В строении франско-турнейского комплекса отложений можно выделить четыре региональных циклита (*циклит* – это геологическое тело, являющееся вещественным результатом процессов в пределах цикла седиментации (Иванов М.К., 2008)) со схожей последовательностью смены пород от тонкого переслаивания темных керогеново-кремнистых, карбонатно-кремнистых, кремнисто-карбонатных пород до светлых известняков и доломитов. Такая последовательность чередования пород прослеживается в условно называемых среднефранском, (D3f2), верхнефранском (D3f3), фаменском (D3fm) и турнейском (C1t) циклитах и выделяется как по каротажным диаграммам, так и в разрезе по керну. Подошва и кровля каждого циклита привязаны к границе резкой смены массивных карбонатных пород на тонкослоистые карбонатно-кремнистые. Эта граница достаточно четко прослеживается по скважинам и может быть закартирована на больших территориях.

В карбонатно-кремнистой части разреза выделяется маломощный пласт тонкослоистого переслаивания преимущественно кремнистых пород с высоким содержанием органического вещества, фиксируемых по резкому увеличению значений гамма-каротажа, сопротивлению и уменьшению значений нейтронного-гамма-каротажа (Рисунок 22). Содержание органического вещества в таких прослоях по данным изучения керна изменяется от 0,5 до 5 и более % (Баженова Т.К., 1998, Ступакова А.В., 2014, Фортунатова Н.К., 2016,). Увеличение содержания органического вещества в разрезе фиксируется по увеличению радиоактивности пород, связывается с трансгрессивной частью циклита и соответствует максимально высокому стоянию уровня моря (Цыганко В.С., 2005). Выше этого пласта залегает толща тонкого переслаивания пород карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных. Эта толща условно называется регрессивной частью циклита и соответствует периоду относительного изменения уровня моря. 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. Завершается циклит массивными известняками, сформировавшимися в мелководно-морских условиях и соответствующих относительно низкому стоянию уровня моря в пределах единого цикла осадконакопления (Беляева Н.В.,

2000). Все 4 цикла были выделены и прослежены автором в 400-х скважинах по всей изучаемой территории (Рисунок 23).

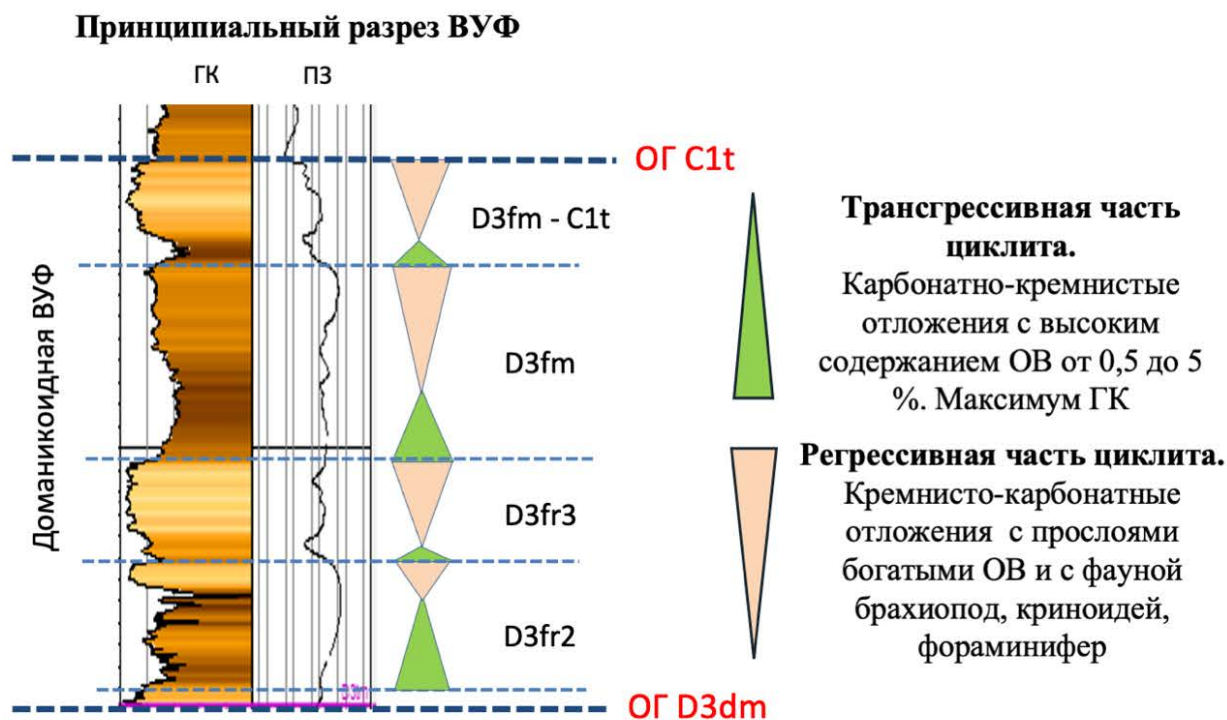


Рисунок 22. Циклиты в разрезе доманикоидного франско-турнейского комплекса отложений. Границы циклитов проводятся по смене состава отложений от массивных карбонатных к тонкого переслаивающимся карбонатно-кремнистым с повышенным содержанием ОВ. Это отражается в резком увеличении значений гамма-каротажа (ГК) и повышенном сопротивлении.

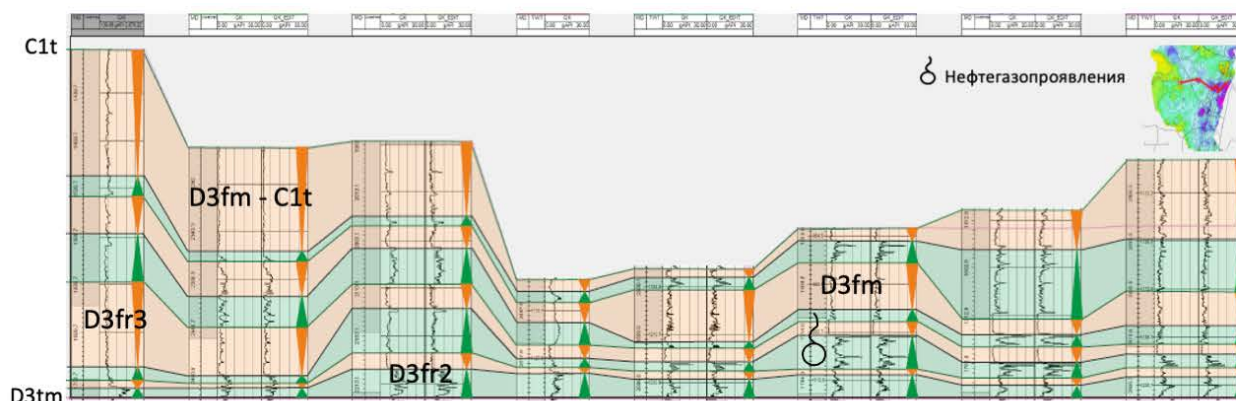
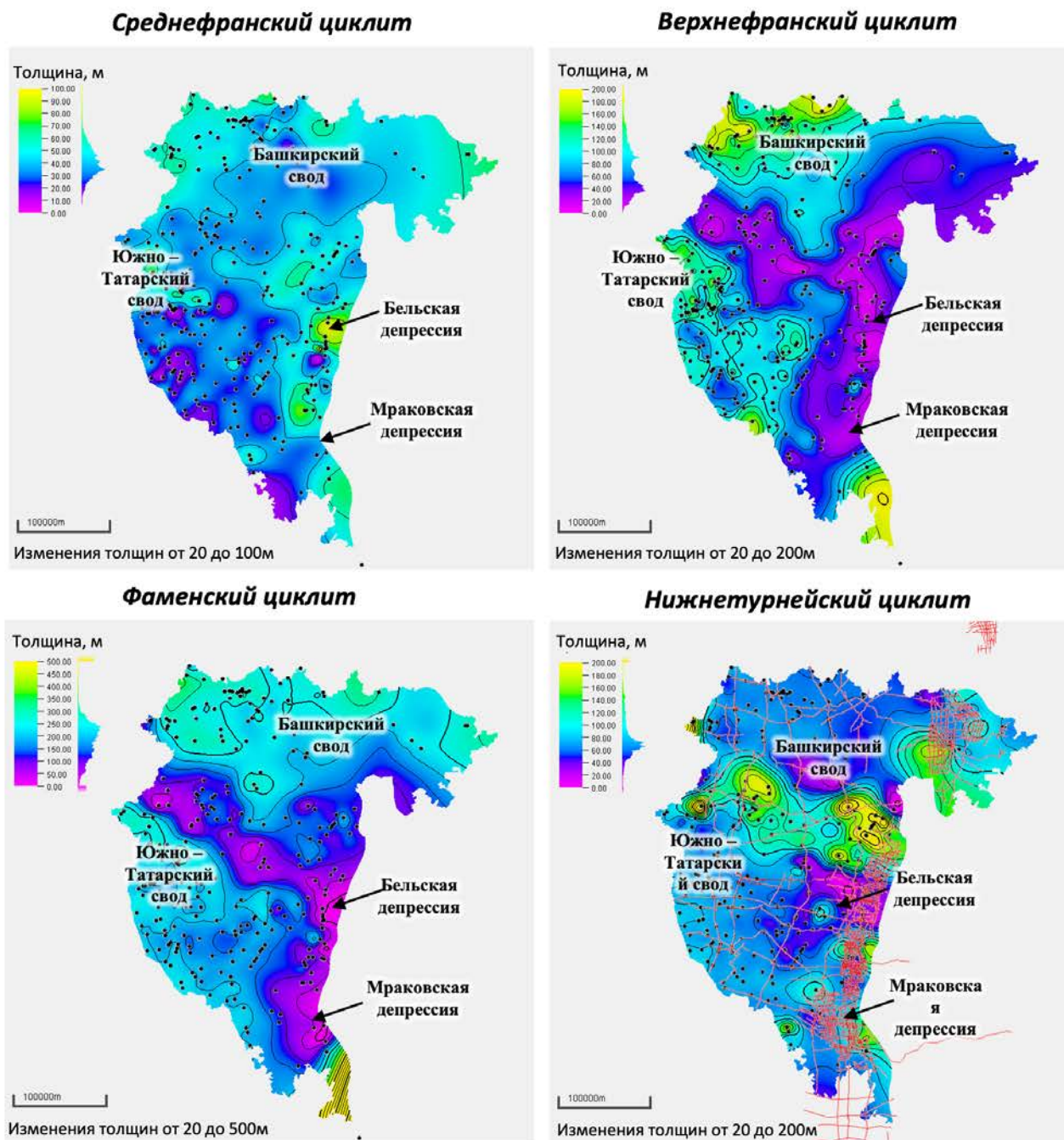


Рисунок 23. Лито-стратиграфическая корреляция циклитов в разрезе доманикоидного франско-турнейского комплекса отложений.

Корреляция разрезов скважин по циклитам, отражающим парагенетические ассоциации пород верхнедевонского возраста, легла в основу построения карт толщин для каждого цикла (Рисунок 24). Анализ распределения толщин циклитов по скважинам показал, что увеличение мощности среднефранского, верхнефранского и фаменского циклитов связано с увеличением его верхней регрессивной части за счет роста преимущественно карбонатных отложений. Разрезы, где преобладает толща переслаивания карбонатно-кремнистых



Составил Карпушин М.Ю.

Рисунок 24. Распределение толщин франко-турнейского комплекса по циклитам. Минимальные мощности фиксируют положение внутришельфовой впадины в среднефранское, позднефранское, фаменское и турнейское время.

высокоуглеродистых и кремнисто-карбонатных пород, формировались в условиях более погруженных, чем разрезы, где активно формировались карбонатные мелководно-морские породы. Характер распределения толщин, меняющихся, главным образом, за счет регрессивной части циклита, по минимальным толщинам циклитов позволяет спрогнозировать положение палеовпадин на шельфе, дольше остававшихся в условиях относительно высокого уровня моря. На сопредельных с палеовпадинами территориях мелководно-морского шельфа шел рост карбонатных биогермных построек, за счет которых

резко увеличиваются толщины регрессивной части циклита. По резкому увеличению мощности отложений циклита проводят границы позднедевонской относительно глубоководной впадины с преимущественно тонкослоистым карбонатно-кремнистым разрезом и прилегающего мелководно-морского шельфа с карбонатным осадконакоплением. Изменения толщин циклитов хорошо прослеживаются по скважинам на рисунках 25-27

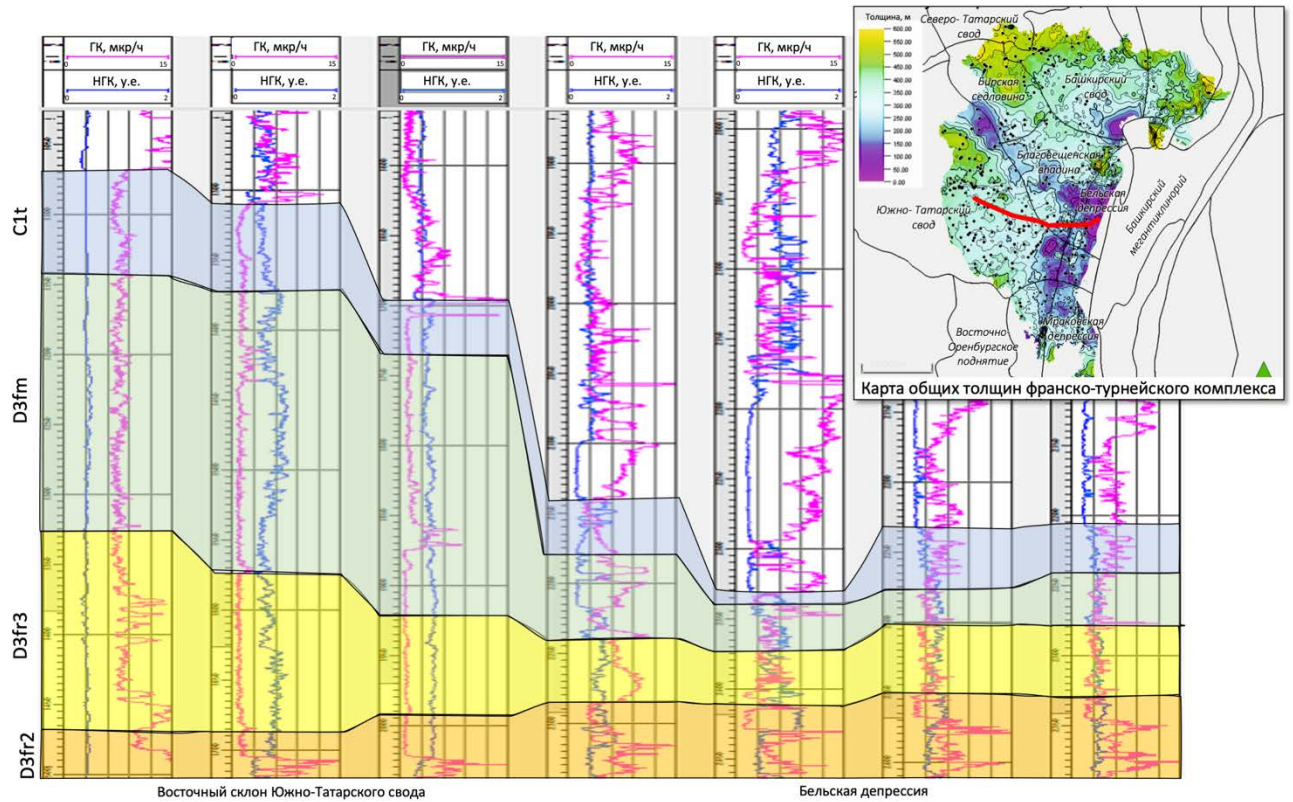


Рисунок 25. Распределение толщин циклитов по профилю Восточный склон Южно - Татарского свода – Бельская впадина

Относительно глубоководные впадины на шельфе среднефранско-турнейского возраста меняли свое положение во времени и были связаны между собой отдельными прогибами. Характерные для палеовпадин Камско-Кинельской системы прогибов мощности разрезов прослеживаются и во впадинах Предуральяского 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.

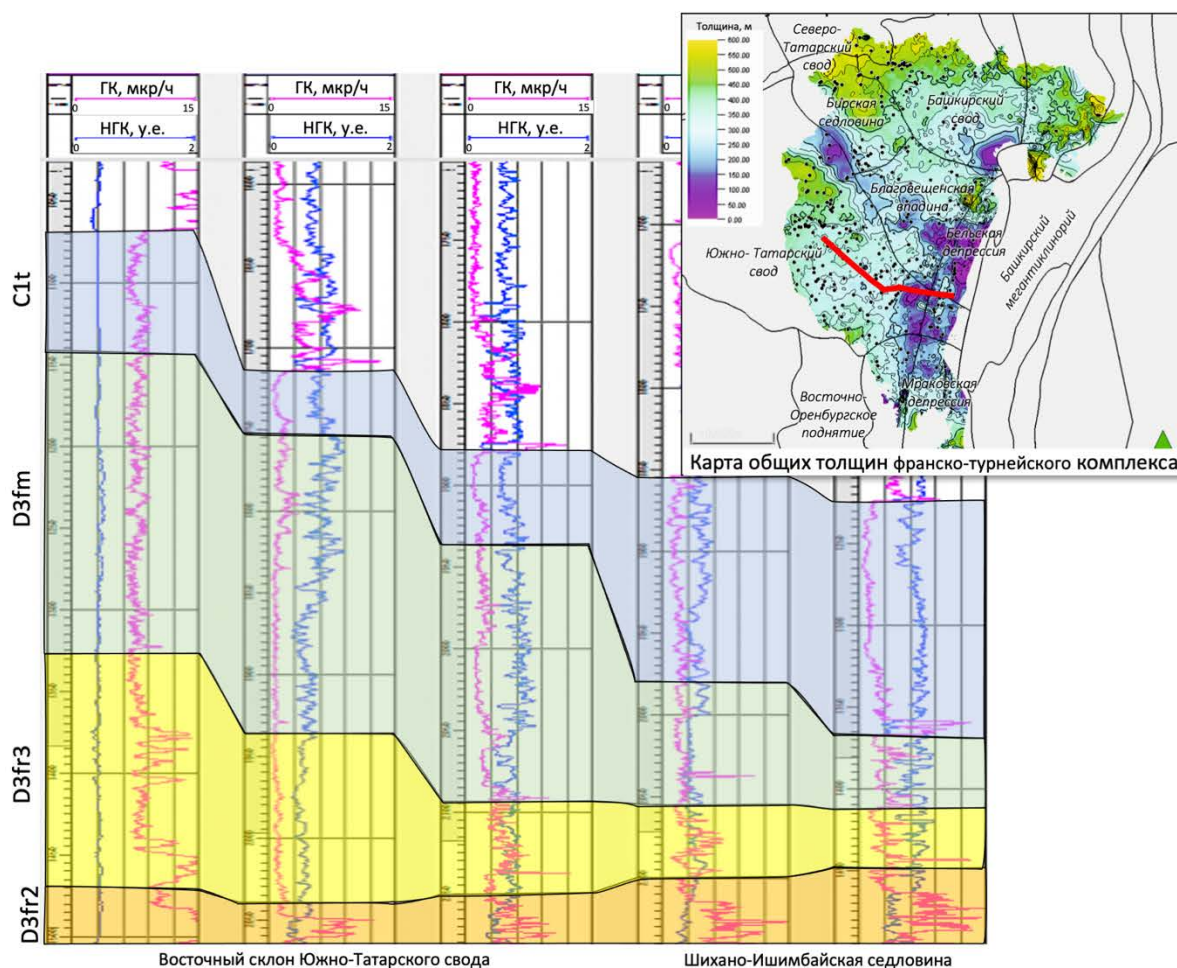


Рисунок 26. Распределение толщин циклитов по профилю Восточный склон Южно-Татарского свода – Шихано-Ишимбайская седловина.

Среднефранский (D3f2) циклит. Разрез среднефранского циклита включает отложения саргаевского, доманикового горизонтов и мендымской свиты. Циклит уверенно выделяется на кривых ГИС. В пределах среденфранского циклита максимально развиты прослои, содержащие органическое вещество. Строение циклита практически не меняется на всей изучаемой территории, что указывает на относительно глубоководные условия осадконакопления повсеместно, на восточной части Волго-Уральского бассейна. Циклит начинается с карбонатных отложений саргаевского горизонта, достигая максимума трансгрессии в доманиковое время, где отложения внутришельфовой впадины представлены породами, обогащёнными органическим веществом. Заканчивается циклит карбонатной регионально выдержанной пачкой пород мендымской свиты.

Наименьшие мощности среднефранских отложений прослеживаются на юге изучаемой территории, в особенности в зонах развития подстилающих среднедевонских и более древних мелких грабенов юго-восточно-северо-западного простирания на востоке Южно-Татарского свода. В этих грабенах накапливался в основном конденсированный, маломощный разрез среднефранского циклита. Средняя мощность циклита на Южно-Татарском своде редко

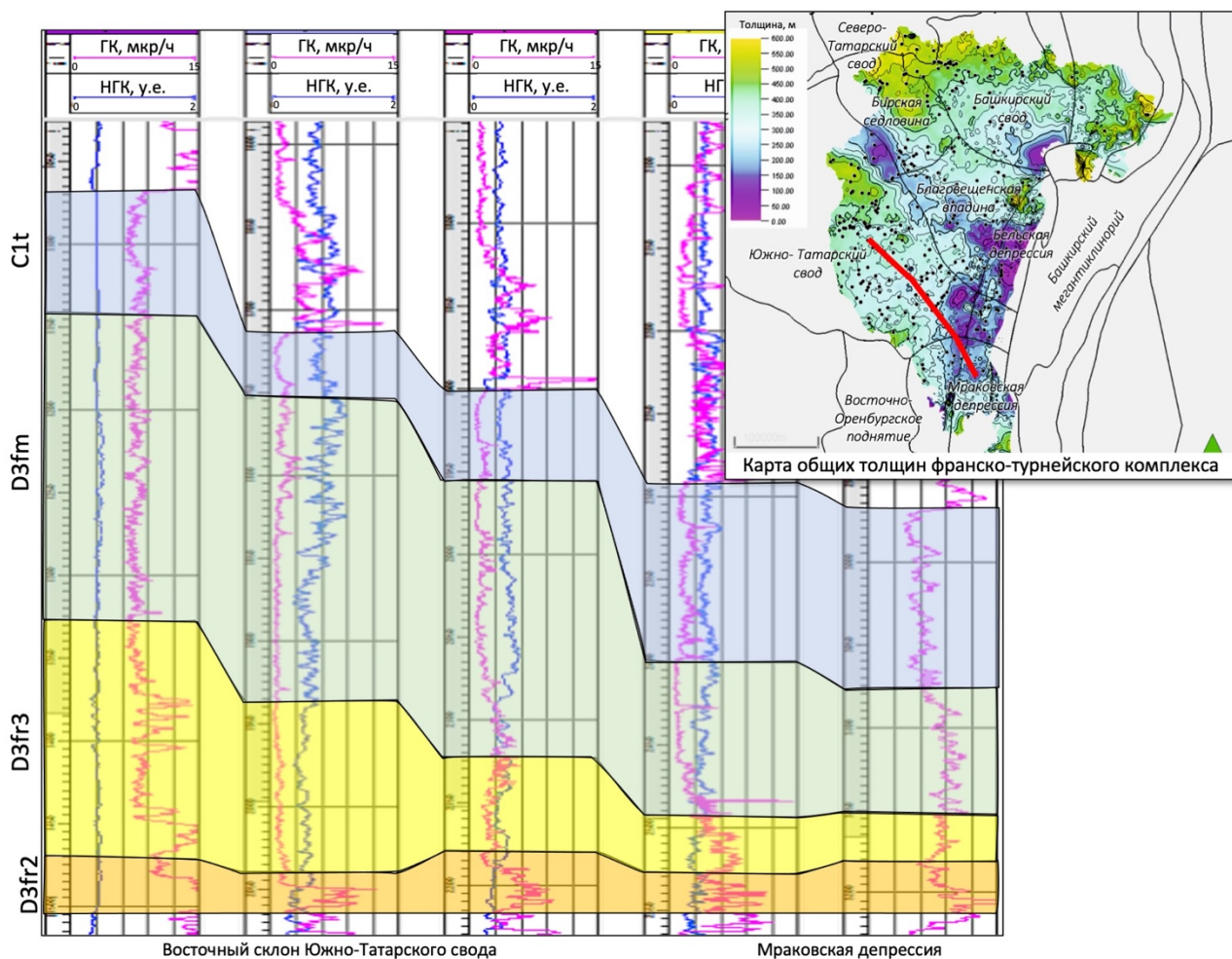


Рисунок 27. Распределение толщин циклитов по профилю Восточный склон Татарского свода – Мраковская депрессия.

превышает 20-30м, что указывает на депоцентр внутришельфовой впадины. На севере, в сторону Башкирского свода мощность отложений увеличивается до 40-50м. В среднем мощность отложений среднефранского циклита на изучаемой территории варьирует от 10 до 50 метров, с пиком распределения гистограммы мощности порядка 35м. Увеличение мощности до 60-70 метров наблюдается во впадинах Предуралья краевого прогиба, особенно в Бельской депрессии (Рисунок 26 и Рисунок 28). Увеличение мощности в среднефранское время происходило за счет активного погружения впадин и возможного их заполнения осадками, сносимыми как со стороны Татарского свода, так и со стороны прилегающего с востока Башкирского мегаантиклинория с последующим увеличением карбонатного осадконакопления мендымской свиты.

Вернефранский (D3f3) циклит отражает существенную перестройку палеоструктурного плана (Рисунок 29). На большей части территории относительно глубоководные условия осадконакопления сменяются на мелководные, что проявляется в смене карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород на преимущественно карбонатные породы с органогенными обломками, водорослевые известняки.

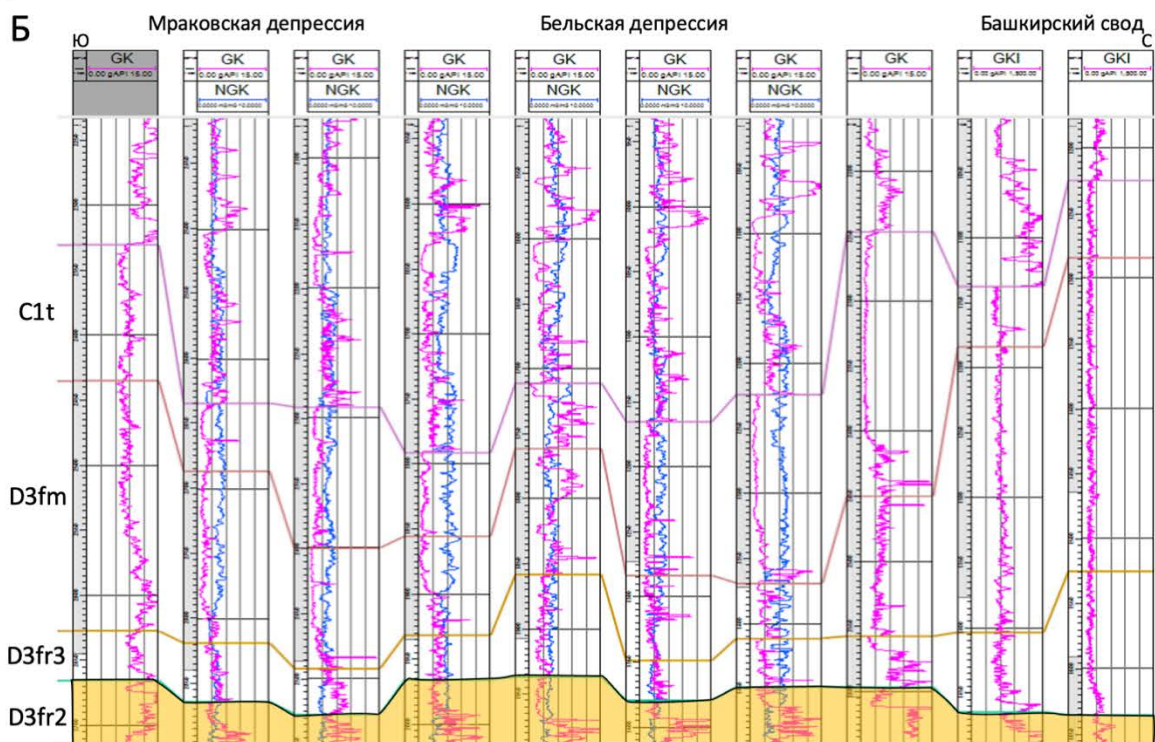
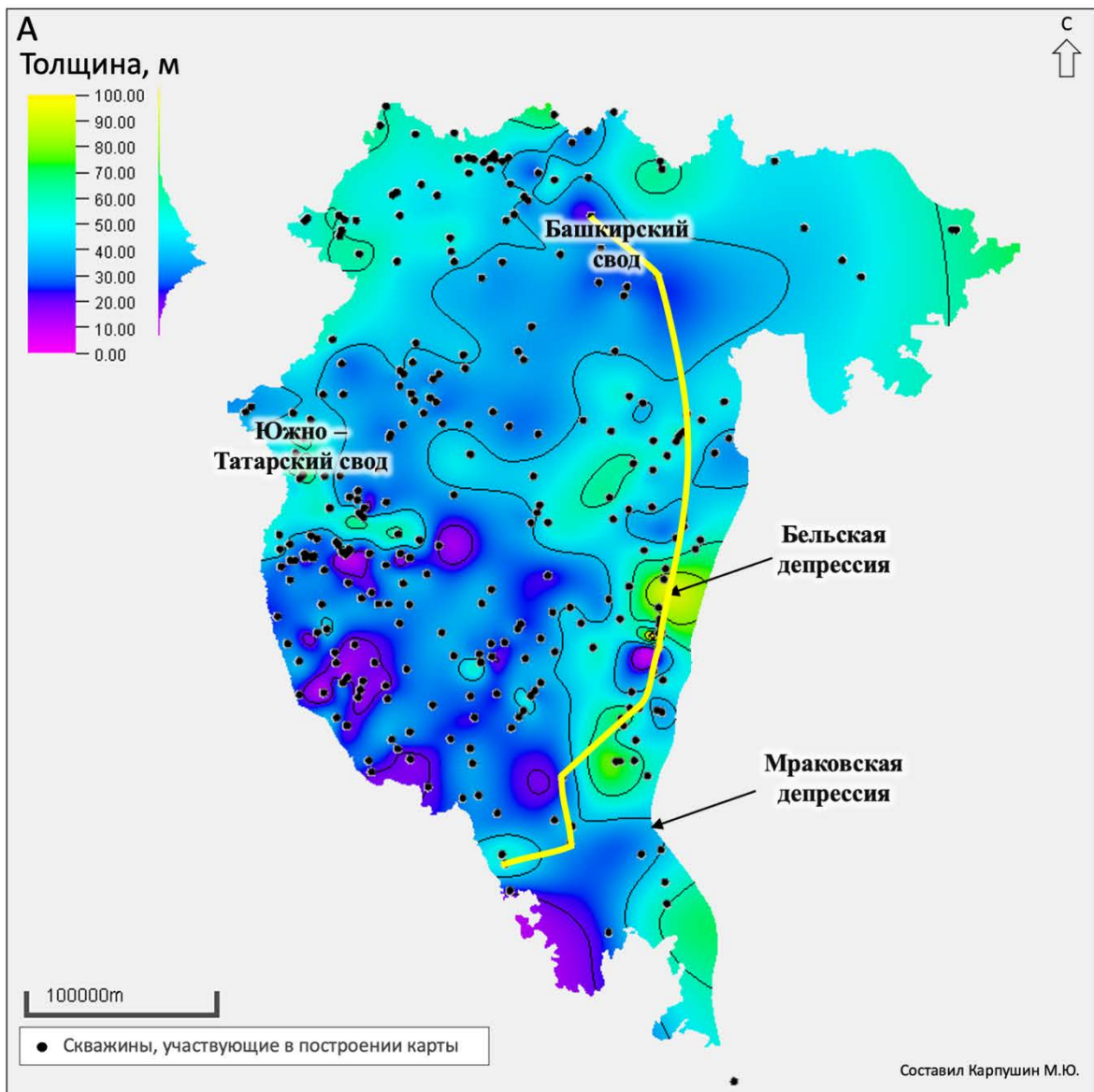


Рисунок 28. Корреляция толщин среднефранского циклита по площади (А) и по разрезу (Б).

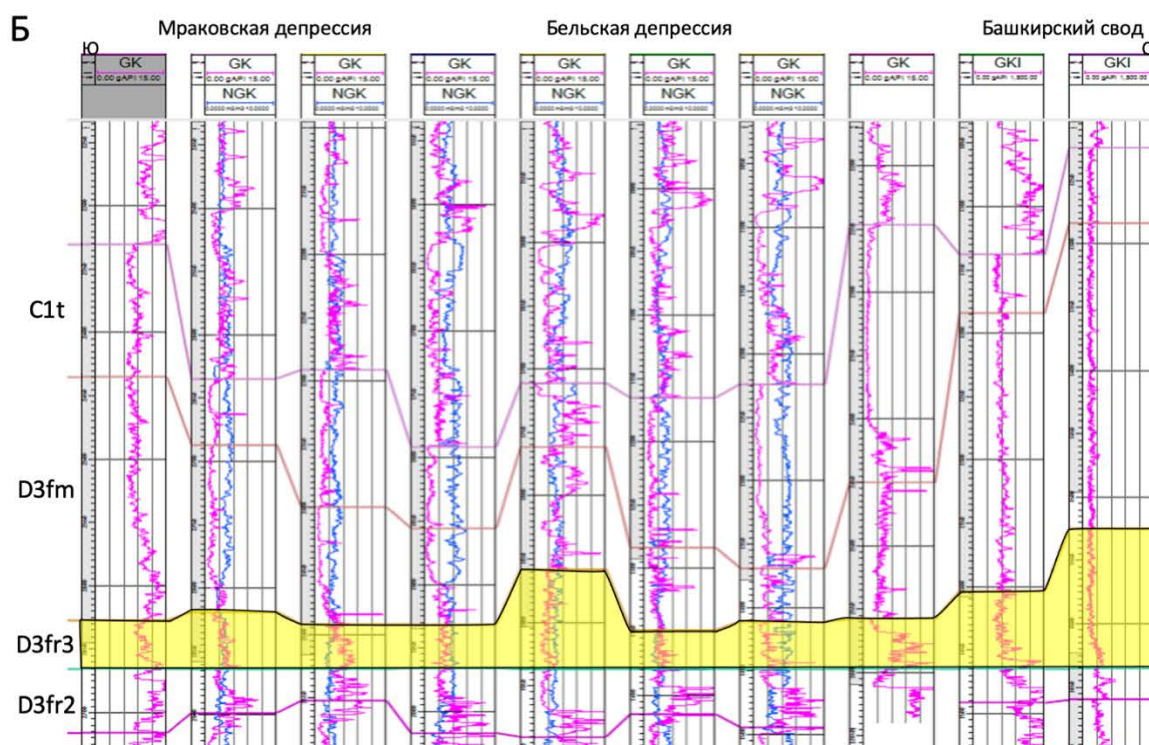
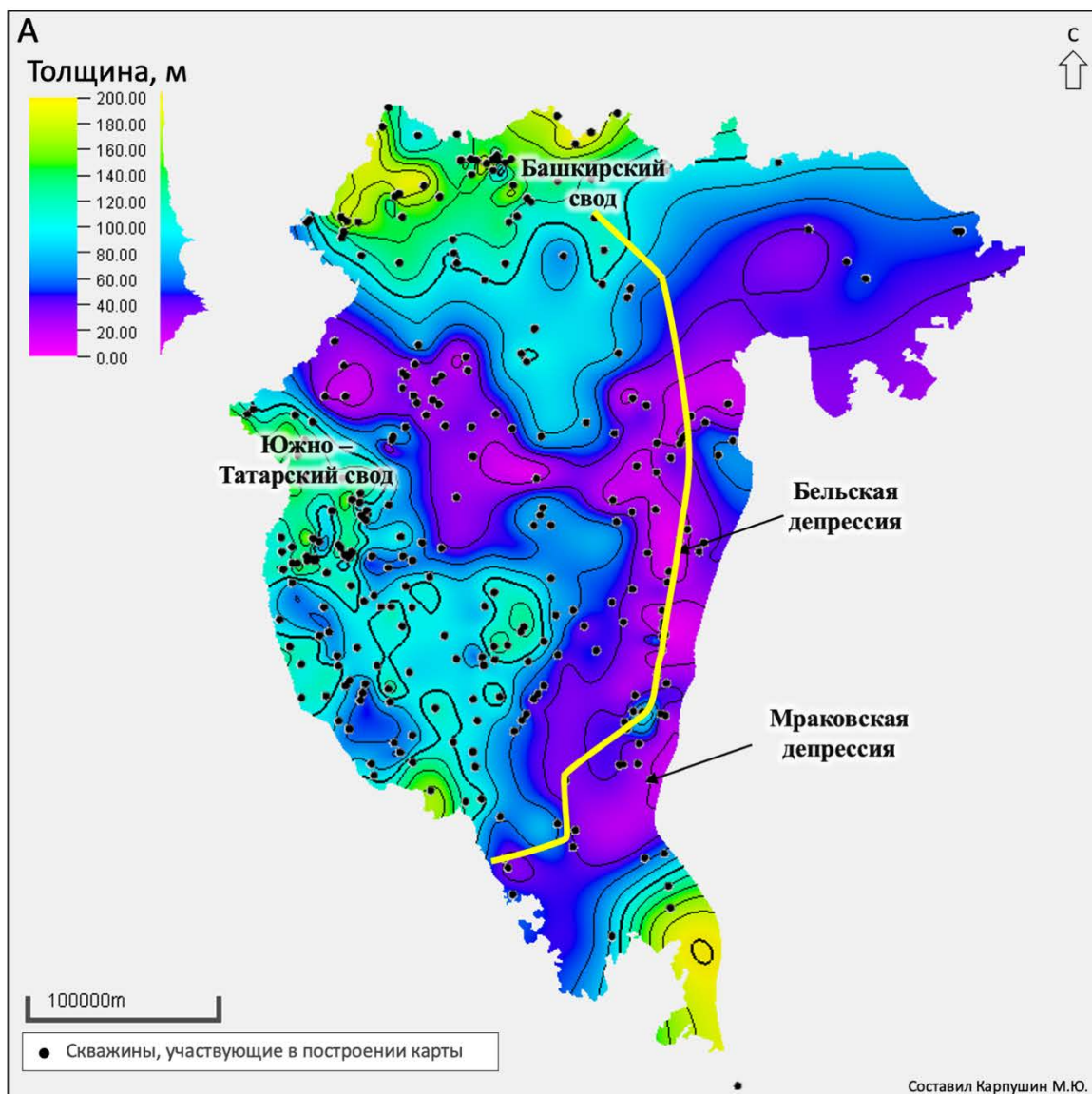


Рисунок 29. Корреляция толщин верхнефранского циклита по площади (А) и по разрезу (Б).

Преобладание карбонатной части разреза над карбонатно-кремнистой свойственно разрезу сводовых поднятий, где в позднефранское время в условиях мелководно-морского шельфа наблюдается рост карбонатной платформы. В разрезах с преобладающей карбонатной частью верхнефранского циклита мощности отложений увеличиваются до 200 м. Относительно глубоководные условия сохраняются лишь в узких внутришельфовых прогибах, где продолжается осадконакопление толщ смешанного перестраивания карбонатного и кремнистого материала.

В позднефранское время началось формирование некомпенсированных впадин Камско-Кинельской системы прогибов, где сохраняются относительно глубоководные условия осадконакопления. В это время формируются и впадины в зоне современного положения Предуралья прогиба. На картах распределения толщин верхнефранского циклита видна связь Благовещенской, Бельской и Мраковской впадин между собой. Связь между ними проходила по отдельным узким прогибам. В северном направлении внутришельфовая впадина Камско-Кинельской системы прогибов имела единое распространение с восточной частью Башкирского свода и возможно с Юрюзано-Сылвенской депрессией. Единая позднефранская внутришельфовая впадина представляла собой систему связанных между собой прогибов общей площадью более 20 тысяч км². Наименьшие мощности внутрешельфовой впадины отмечаются в восточной части Бельской депрессии и составляют порядка 15-20 м. В среднем мощность отложений внутрешельфовой впадины на всей территории исследования составляет 30-50 м. С востока впадина, возможно, была ограничена Башкирским антиклинорием.

Склоны внутрешельфовой впадины в позднефранское время имели ассиметричное строение. Так, например, северный склон Актаныш-Чишминского прогиба со стороны Южно-Татарского свода имеет более крутой борт, чем противоположный более пологий склон со стороны Башкирского свода. На склонах, в верхнефранских отложениях, начинают формироваться очень пологие проградационные тела, иллюстрирующие снос карбонатно-обломочного материала с карбонатной платформы во впадину. В этой части разреза могут встречаться обломочные биокластовые известняки, карбонатные брекчии с отдельными интервалами ВУФ. Такие отложения могли формироваться в зонах развития гравитационных потоков и течений, которые переносили их на большие расстояния, тем самым способствуя образованию чередования отложений разного литологического состава.

Отложения карбонатной платформы накапливались преимущественно на Южно-Татарском и Башкирском сводах, где их мощности составляют от 100 до 200 м. Наибольшие мощности зафиксированы на склонах Башкирского свода, где активно развивались биогермные постройки.

Фаменский (D3fm) циклит. В фаменское время, как и в позднефранское время, условия осадконакопления в пределах Волго-Уральского бассейна определялись развитием Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов. В пределах изучаемого района зоны распространения внутрешельфовой впадины по-прежнему контролируются Актаныш-Чишминским, Инзеро-Усольским (Бельским) прогибами и прогибами Предуральской зоны. Палеовпадины стали более выраженными и сузились до ширины в 40-50 км, а области развития мелководно-морской карбонатной платформы занимали практически всю территорию современных поднятий Южно-Татарского и Башкирского сводов (Рисунок 30)

В пределах Актаныш-Чишминского прогиба (Благовещенская впадина) обособились две впадины, разделенные седловиной, современным аналогом Бирской седловины. В пределах седловины начали рост карбонатные постройки, которые были вскрыты на площадях Тузлукашевского, Нурского, Чекмагушевского и других месторождений. Отдельные небольшие локальные прогибы отмечаются на восточном склоне Южно -Татарского свода. Центральная часть Бельской депрессии в фаменское время сузилась и сместилась на восток, в сторону Башкирского мегаантиклинория. Восточные впадины, Бельская, Мраковская, в фаменское время также стали занимать меньшую площадь по сравнению с позднефранским. Связь впадин оставалась по линейным прогибам, но, по-видимому, ближе к концу фаменского времени началось их обособление. В пределах впадин происходило накопление осадочного материала, сносимого со стороны Южно-Татарского и Башкирского сводов, на склоне которых видны слабовыраженные клиноформные тела, проградирующие в сторону осевой зоны впадин. Также происходит и постепенное сокращение мощности фаменского циклита со стороны Южно-Татарского свода в сторону Бельской и Мраковской депрессий и в сторону современной Шихано-Ишимбайской седловины (Рисунок 31).

Между Инзеро-Усольского прогибом (Бельская впадина) и Мраковской депрессией в районе Шихано-Ишимбайской седловины наблюдается выступ карбонатного массива. По имеющимся данным сложно сказать, были ли впадины разделены в фаменское время или вдоль Башкирского мегаантиклинория оставался пролив, соединяющий их. Тем не менее автор считает, что условия осадконакопления в этих районах были схожими и можно предположить связь Бельской и Мраковской впадин в фаменское время, по аналогии с позднефранским. Южная часть фаменской впадины, расположенной в пределах Мраковской депрессии, была ограничена с юга карбонатным шельфом.

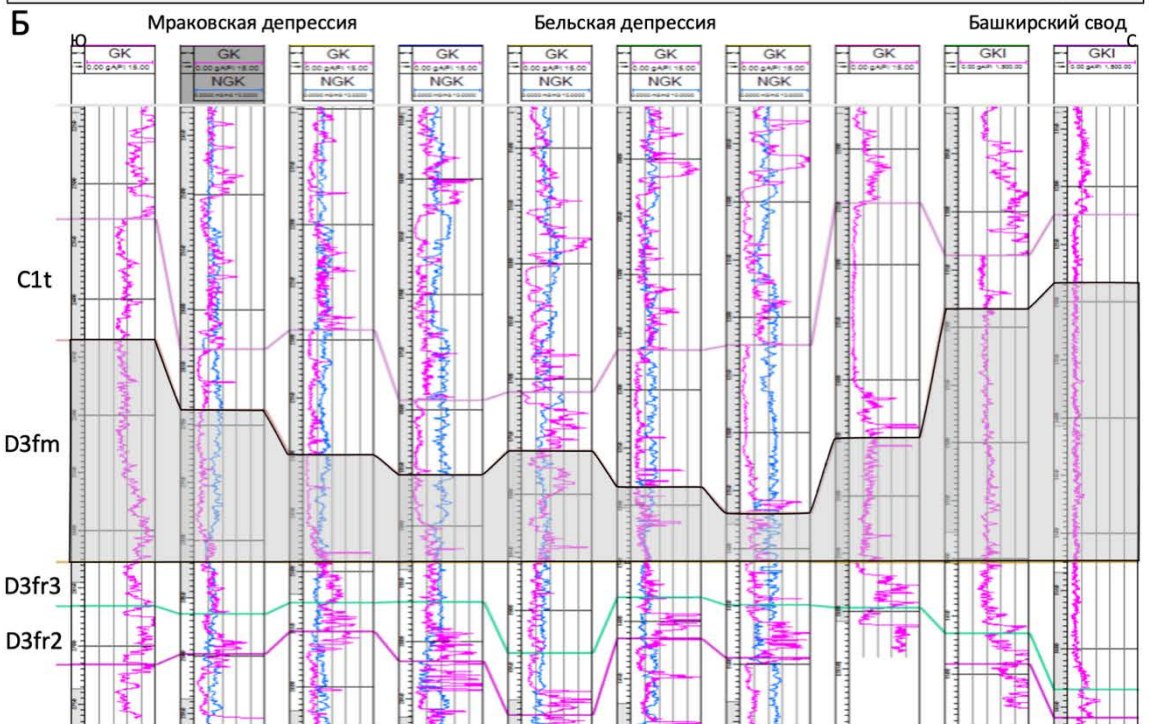
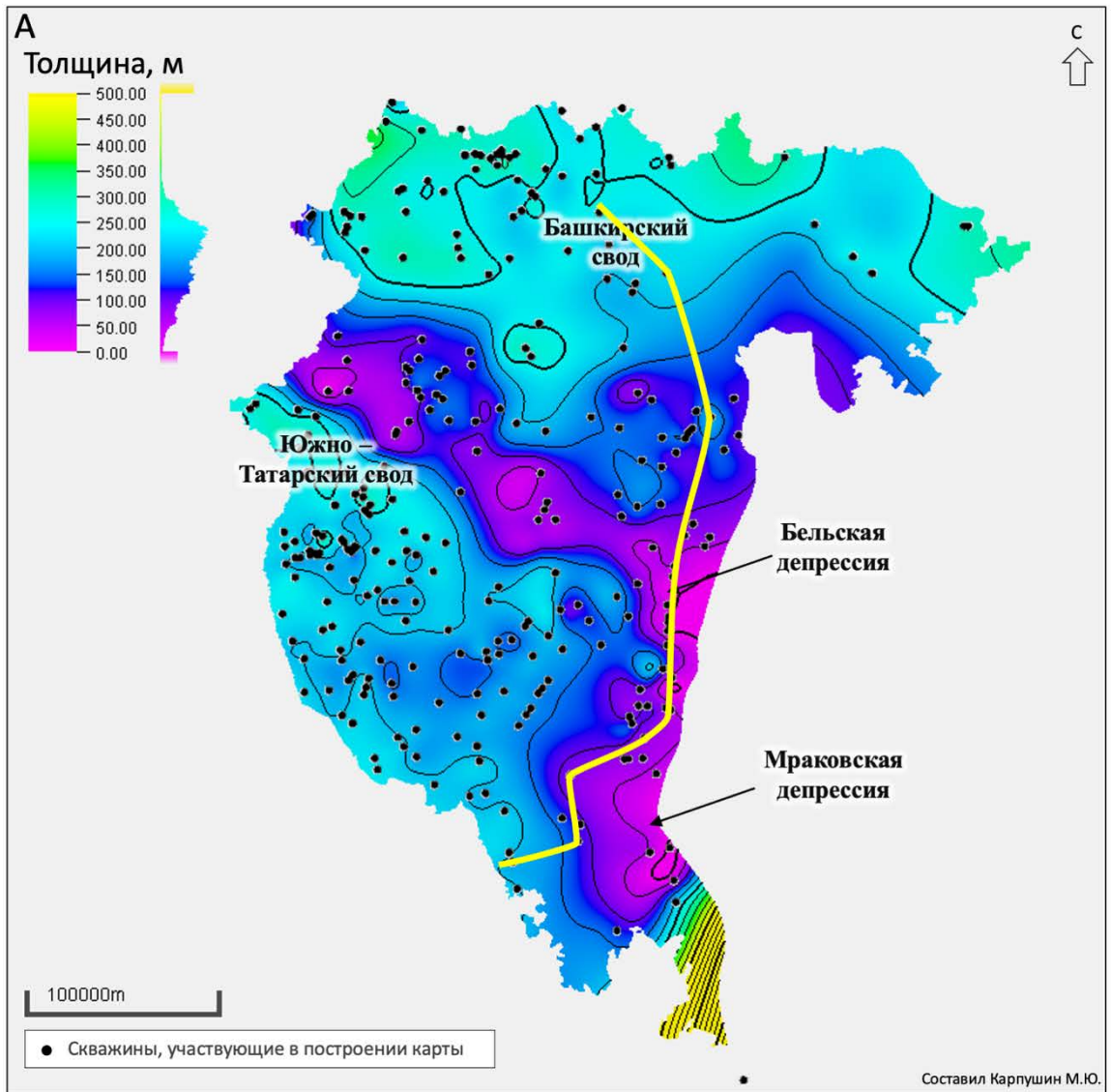


Рисунок 30. Корреляция толщин фаменского циклита по площади (А) и по разрезу (Б).

Мощность фаменского циклита в пределах палеовпадин составляет 50-100 м. На остальной части Южно-Татарского свода мощности фаменского циклита составляют 100- 400 метров.

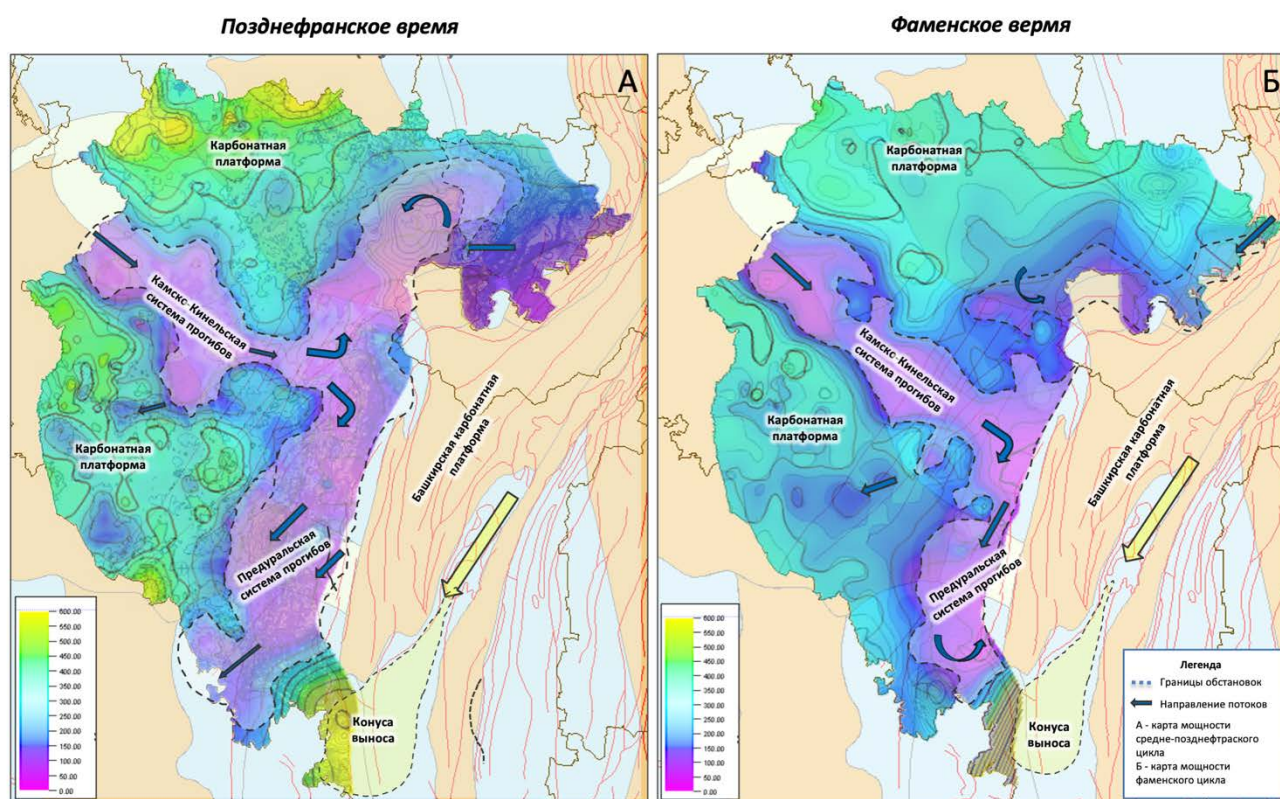


Рисунок 31. Палеогеографические карта позднефранского и фаменского времени центральной части Волго-Уральского бассейна.

Аналогичные мощности отмечаются и со стороны Башкирского свода. Биогермные постройки в фаменское время развивались по бортам впадин и могли достигать мощности 200-400 метров. Общая площадь внутришельфовых впадин в фаменское время сократилась примерно до 18 тысяч км².

В целом, толщины фаменского циклита больше, чем толщины позднефранского циклита. Связано это с более интенсивным ростом карбонатной платформы, которая поставляла обломочный карбонатный материал в обрамляющие ее внутришельфовые впадины.

Турнейский циклит. Турнейский циклит включает в себя отложения верхнефаменского подъяруса и турнейского яруса вплоть до подошвы кизеловского горизонта карбонатно-терригенных отложений (Рисунок 32). Циклит соответствует периоду начала заполнения внутришельфовых впадин терригенно-карбонатными отложениями, сносимыми с обрамляющих карбонатных платформ. Заполнение продолжалось и в визейское время. Палеоструктурный фактор во многом predetermined характер распределения толщин отложений турнейского яруса. Мощность разрезов турнейского яруса в пределах палеосводов

колеблется от 20 до 100 м, в то время как в центральных частях прогибов мощность нижнетурнейских отложений изменяется от 50 до 150-200 м.

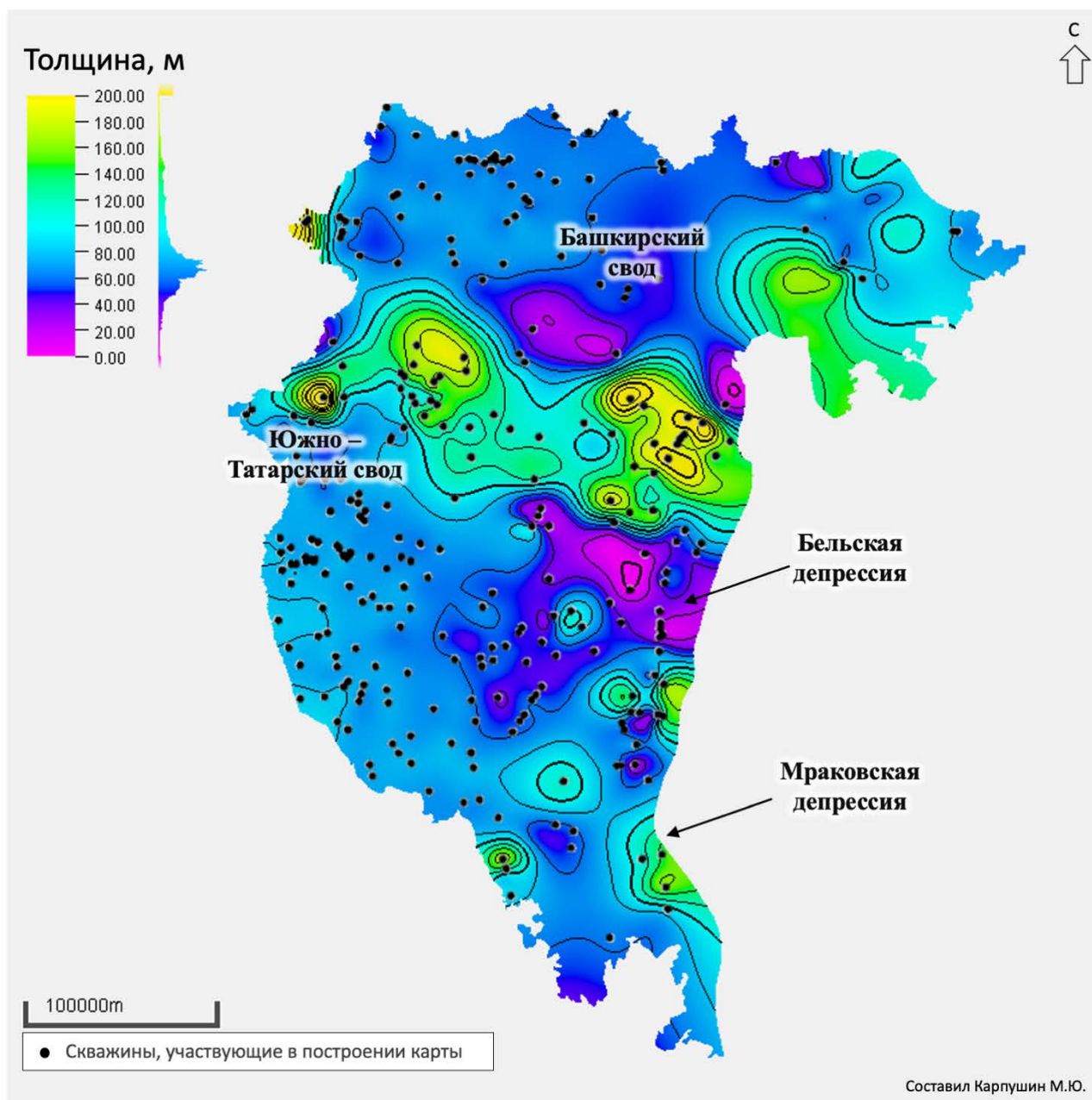


Рисунок 32. Корреляция толщин турнейского цикла по площади.

Таким образом, анализ распределения толщин циклитов среднефранско-турнейского доманикоидного комплекса позволил представить модель формирования высокоуглеродистых отложений в центральной части Волго-Уральского бассейна. По условиям формирования в разрезе высокоуглеродистых формаций было выделено три крупных палеогеографических зоны: зона внутришельфовой впадины, зона склона внутришельфовой впадины и зона шельфа карбонатной платформы. Границы зон

определялись положением крупных структурных элементов Южно-Татарского, Башкирского сводов, Камско-Кинельской системы прогибов и Предуральского краевого прогиба, а также последовательной регрессивной направленностью развития морского бассейна (Рисунок 33). Как следствие, эти зоны отличаются не только по распределению толщин отложений, но и по пространственному расположению внутришельфовых впадин с некомпенсированным осадконакоплением, благоприятных на накопления ВУФ.

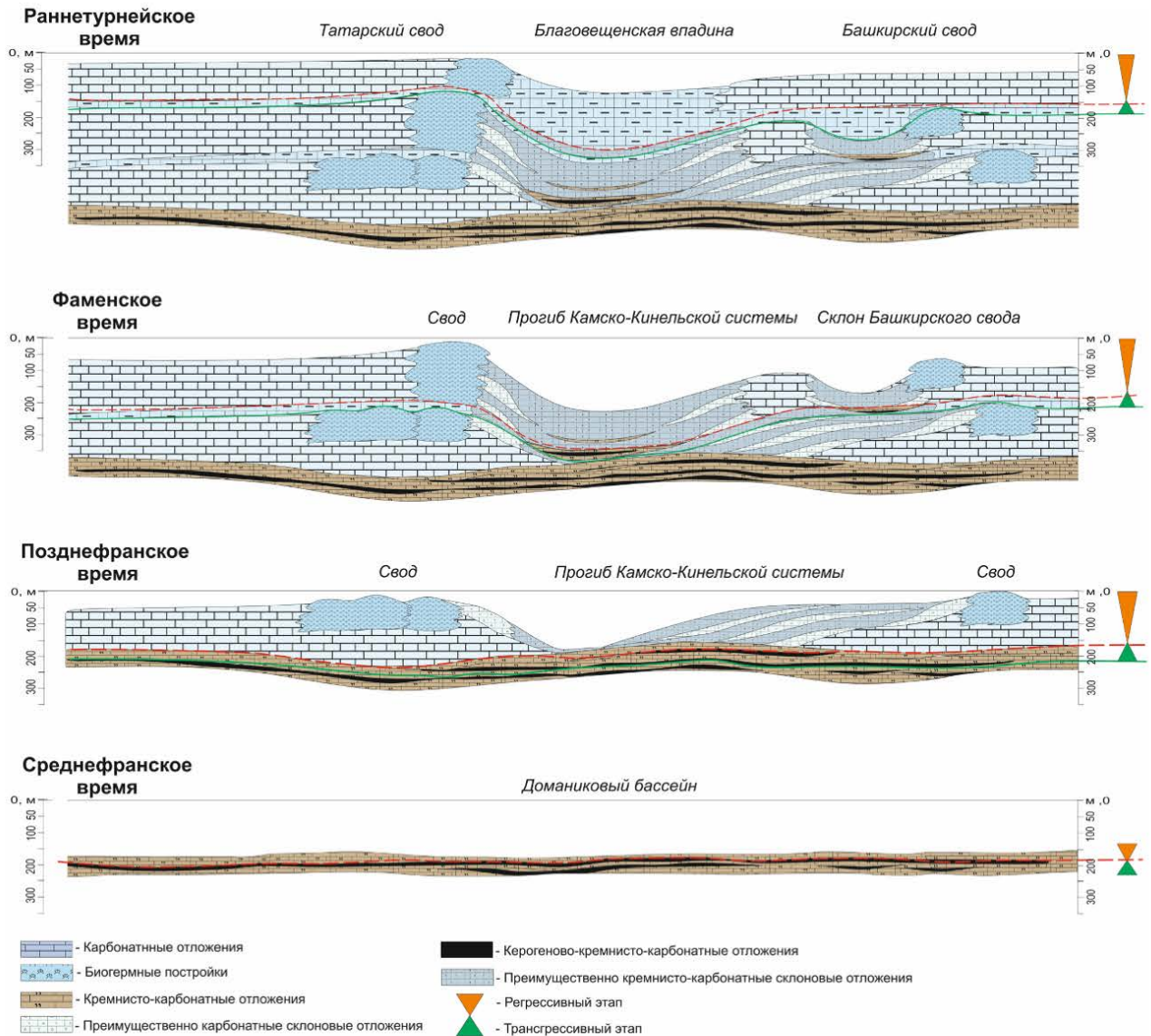


Рисунок 33. Модель формирования высокоуглеродистой формации в центральной части Волго-Уральского прогиба (Благовещенская впадина), (Карпушин М.Ю., 2022).

4.2. Породные ассоциации в строении циклитов.

По литологическому составу отложений, характеру их переслаивания в пределах циклитов доманикоидного комплекса, а также по их литофизической характеристике и распределению естественной радиоактивности было выделено три типа пачек,

представляющих собой ассоциации пород, характерные для типов разрезов разных палеогеографических зон:

- пачки керогеново-карбонатно-кремнистых пород с высоким содержанием органического вещества (Пачка 1);
- пачки частого переслаивания карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород (Пачка 2);
- пачки преимущественно карбонатных пород (Пачка 3).

Пачки отличаются между собой по составу пород, по содержанию в породах органического вещества, по распределению минеральных компонентов в наиболее часто встречаемых породах. Результаты рентгенофазового анализа (РФА) кернового материала с учетом содержания органического вещества, рассчитанного по данным пиролиза, выполненных коллективом авторов Московского государственного университета имени М.В.Ломоносова, позволяют спрогнозировать состав пород каждой пачки (Ступакова А.В., 2017), (Рисунок 34).



Рисунок 34. Круговые диаграммы со средним распределением минерального состава пород и органического вещества в составе каждой выделенной пачки.

Пачки слагают циклиты разного масштаба, имеют характерные формы записи методов геофизических исследований скважин (ГИС), что позволяет выделять их и проводить корреляцию между собой. Совокупность пачек определяют типы разреза, которые были рассмотрены в предшествующих работах (Ступакова и др, 2015 - 2016)

В нижней части циклита, как правило, залегают породы, соответствующие периоду изменения уровня моря от мелководно-морского до максимально-высокого (трансгрессивная часть циклита) и породы, фиксирующие максимально-высокий уровень моря. Отложения, сформировавшиеся в условиях изменения уровня моря, представлены пачкой переслаивания карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород. Им соответствуют быстро

меняющиеся показания гамма-каротажа (ГК). Породы, образующиеся в условиях максимально-высокого уровня моря, представлены пачкой переслаивания керогеново-карбонатно-кремнистых и керогеново-кремнисто-карбонатных отложений с высоким содержанием органического вещества. Им соответствуют максимальные значения кривой ГК. Выше этих пород, опять залегает пачка переслаивания карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород, которая также накапливалась в условиях изменения уровня моря от максимально высокого до максимально-низкого. Заканчивается разрез циклита пачкой карбонатных пород, сформированных в условиях мелководно-морского шельфа.

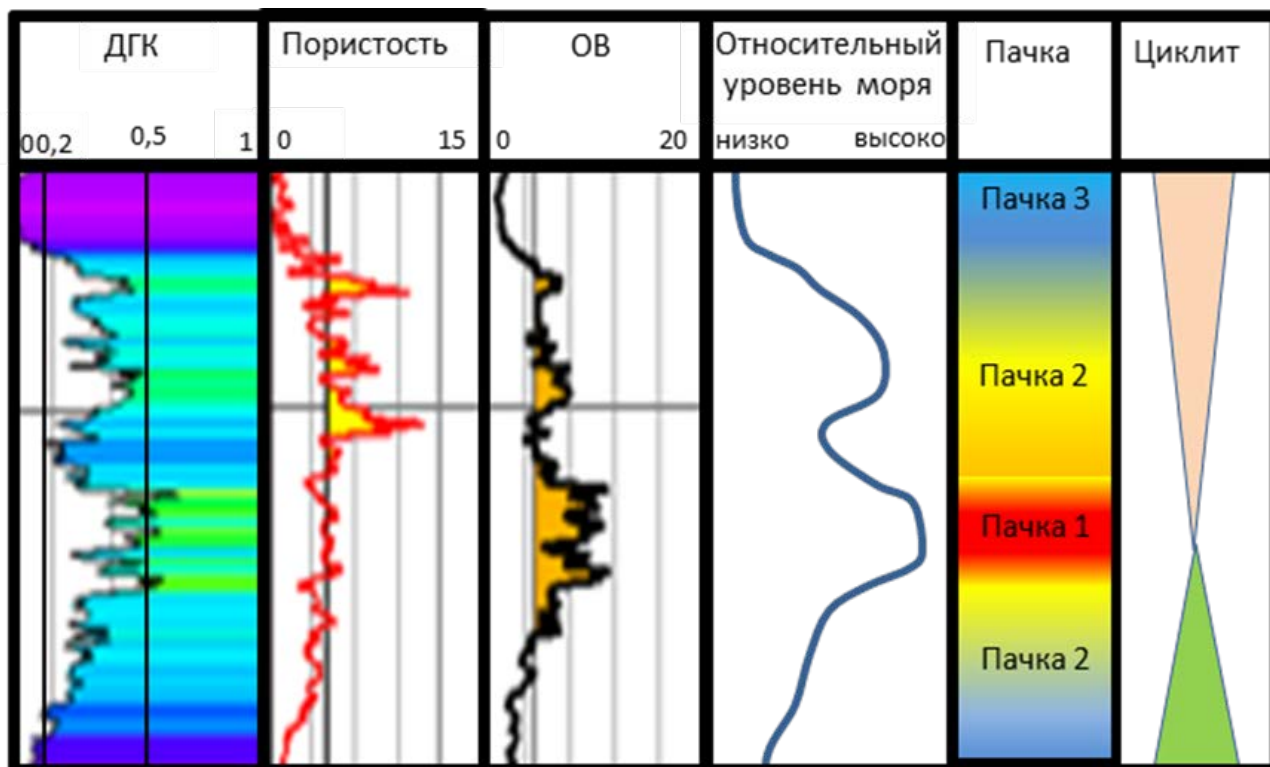


Рисунок 35. Строение циклита и выделение пачек в его составе.

Пачка 1. Разрез пачки представлен тонкослоистым чередованием керогеново-карбонатно-кремнистых и керогеново-кремнисто-карбонатных пород с миллиметровой слоистостью обычно горизонтальной, реже линзовидной (Рисунок 37). Тонкая слоистость обусловлена изменением содержания в породах известковистого материала, представленного в основном тентакулитами и радиоляриями, образующими тонкие ритмиты, а также керогеновых слоев с высоким содержанием органического вещества. Керогеновые прослойки темного, порой черного цвета могут содержать от 5 % и более процентов органического вещества. Породам характерны процессы окремнения биокласта. В восточной части региона наблюдается развитие трещиноватости, представленной преимущественно субгоризонтальными трещинами, заполненными органическим веществом. Сама 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 (Рисунок 36)



Рисунок 37. Тонкослоистые ритмиты керогеново- карбонатно - кремнистых пород Пачки I.

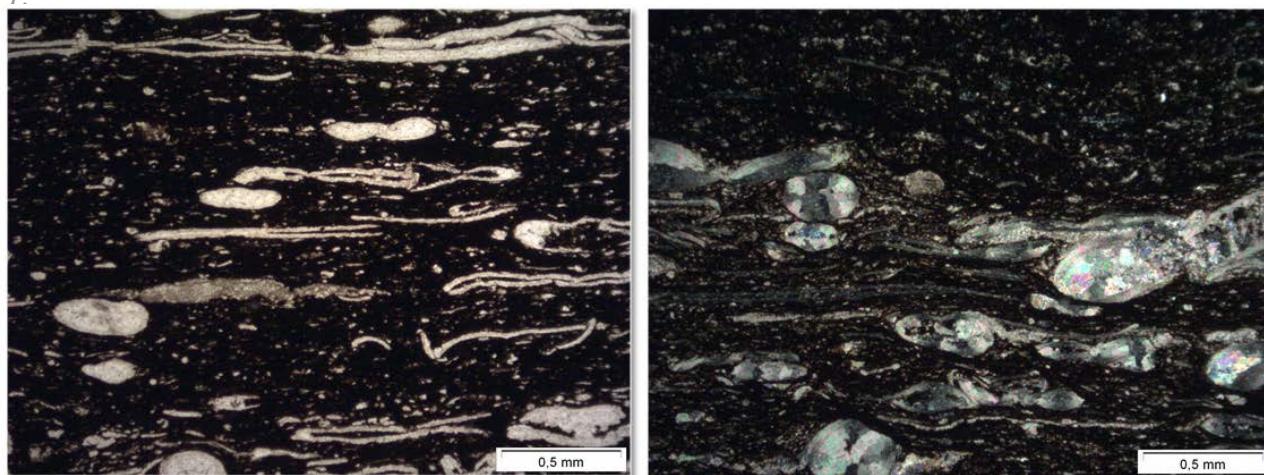


Рисунок 36. Керогеново-карбонатно-кремнистые породы с обломками раковин тентакулит и с включениями органического вещества Пачки I.

По геофизическим характеристикам в пределах среднефранско-турнейского комплекса эту пачку можно выделить по нормированной кривой гамма-каротажа (ДГК) и кривым сопротивления. Для данного типа разреза характерны максимальные значения ДГК и повышенные значения кривых сопротивления, которые могут достигать более 200 Ом. Для уверенного определения таких зон в разных скважинах по кривой ДГК использовалось значение более 0,5 и сопротивление более 200 Ом.

Пористость, как правило, связана с микротрещинами, микрокавернами и пустотами выщелачивания, которые слабо сообщаются между собой. Эти выводы не противоречат работам Зайдельсона М.И., в которых установлены закономерности распределения

пористости в отложениях доманикового типа (Зайдельсон М.И., 1986), Объем пустотного пространства в породах первой пачки в основном зависит от наличия трещин и микрокаверн.

Пачка 1 практически полностью слагает разрез отложений среднефранского яруса и соответствует периоду максимально глубокого моря 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 и представлен частым переслаиванием кремнисто-карбонатных и карбонатно-кремнистых пород. Переслаивание пород хорошо выражено на керне. Размер слоев составляет от 10 до 40 сантиметров. Переслаиваются темные, почти черные породы, содержащие органическое вещество, и светло-серые, иногда светлые карбонатные разности (Рисунок 38). 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. По радиоляриям и биогенному детриту развиваются поры и микрокаверны (Рисунок 39). Так же, как и для Пачки 1, смешанным породам переслаивания 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. Встречаемые обломки пород могут указывать на осадконакопление в зоне влияния гравитационных потоков и течений, которые могли способствовать чередованию осадков разного литологического состава. В целом, Пачка 2 накапливалась в более активной гидродинамической среде осадконакопления в условиях относительного изменения уровня моря.

По геофизическим характеристикам исследований скважин этой пачке соответствуют значения кривой нормированного гамма-каротажа 0,2-0,5. Кривые сопротивления имеют повышенные показания более 100 Омм.

Пустотное пространство пород Пачки 2 сформировано часто за счет биокластов тентакулит и реликтов раковин радиолярий, иногда обломочных известняков небольшой толщины, выполняющих эрозионные врезы, 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 и образования микрокаверн.



Рисунок 38. Переслаивание кремнисто - карбонатных и карбонатно - кремнистых пород Пачки 2.

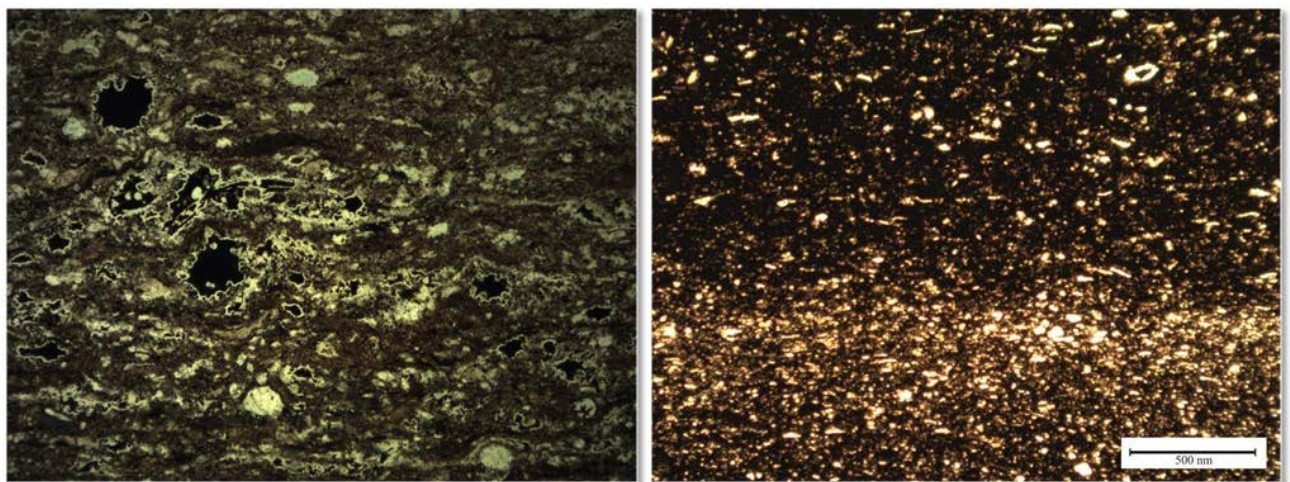


Рисунок 39. Остатки раковин радиолярий, остатки раковин тентакулит, биогенный детрит, биокласты остракод, встречаемых в породах Пачки 2.

Отложения Пачки 2 наиболее характерны для средней части верхнефранских и фаменских циклитов, где ее мощность достигает 50 и более метров. В среднефранских отложениях мощность пачки редко превышает 5-10 метров.

Пачка 3. Разрез представлен преимущественно карбонатными светлыми породами, плотными массивными микрокристаллическими известняками, с редкими прослоями карбонатно-кремнистых пород (Рисунок 40). Содержание органического вещества в таких отложениях не превышает 1-2%. Встречаются биокластовые известняки с биогенным детритом, часто перекристаллизованным (Рисунок 41). Для известняков местами характерны

процессы перекристаллизации и доломитизации. Вверх по разрезу в строении пачки начинают преобладать карбонатные породы, представляющие собой биогенные постройки.



Рисунок 40. Отложения Пачки 3, представленные светлыми массивными карбонатными породами.

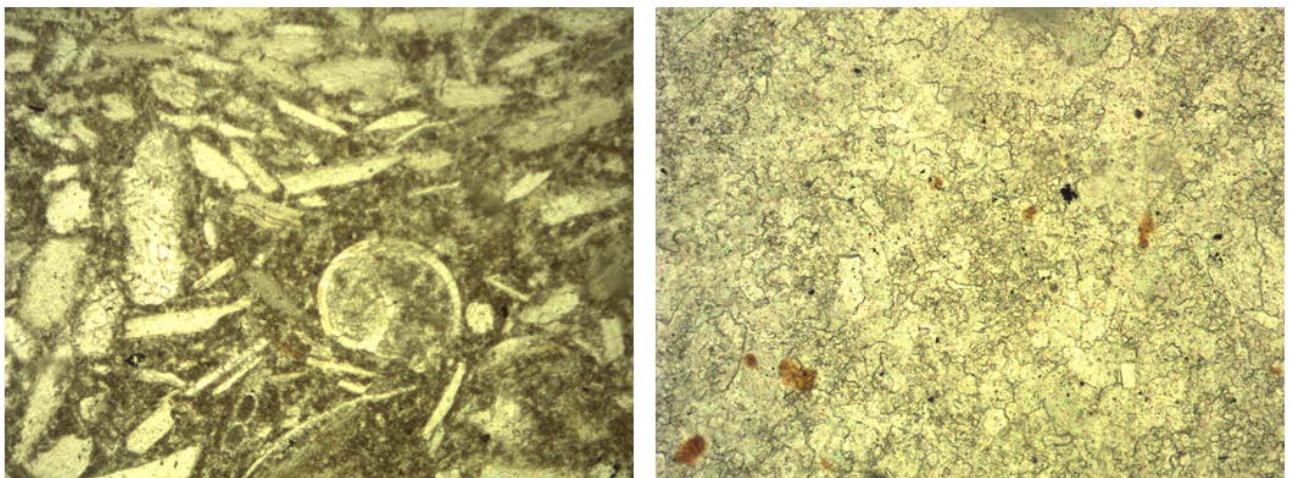


Рисунок 41. Отложения Пачки 3, представленные биокластическими известняками, перекристаллизованными и доломитизированными.

Как правило, карбонатная пачка залегает в верхней части циклита, и кровля ее имеет резкий контакт с вышележащей карбонатно-кремнистой толщей переслаивания (пачки первого или второго типа), фиксируя резкую смену обстановок осадконакопления. Можно предположить, что отложения верхней части карбонатной пачки выходили на поверхность во время обмеления бассейна седиментации, что могло способствовать образованию вторичного пустотного пространства.

По геофизическим характеристикам карбонатная пачка третьего типа фиксируется по минимальным значениям нормированного гамма-каротажа (ДГК). В данной работе

принималась отметка 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 биогермными постройками, в которых практически не присутствуют кремнистые породы, то значения сопротивления будут ниже.

Пустотное пространство пород древних биогермных построек сформировано за счет их поровой матрицы и широкого развития каверн. С таким коллектором третьей пачке на изучаемой территории связано более 30 залежей нефти.

Пачка 3 выделяется в кровле практически всех циклитов от среднефранских до фаменских и нижнетурнейских. Однако, вверх по разрезу, происходит смена состава карбонатных пород от плотных известняков с включением кремнистого материала до известняков, обломочных, биогермных. В соответствии с изменением состава, строения и условий образования пород карбонатной пачки меняется и ее мощность, увеличиваясь от первых метров до 40-50 и более метров, достигая максимума в области развития биогермных построек.

Совокупность пачек в пределах каждого циклита, а также в пределах всей толщи определяет тип разреза, соответствующий внутришельфовой впадине, ее склону и борту карбонатной платформы (Рисунок 42).

Тип разреза внутришельфовой впадины. Было установлено, что карбонатно-кремнистые пачки первого типа (Пачка 1) с высоким содержанием органического вещества наиболее характерны для среднефранского циклита и распространены повсеместно на изучаемой территории центральной части Волго-Уральского бассейна. Их формирование отвечает относительно глубоководным условиям внутришельфовой впадины, в период максимального подъема уровня моря. Среднефранские отложения практически полностью выделяются как Пачка 1 мощностью 30 – 50 метров. Так как Пачка 1 периодически повторяется в строении верхнефранских и фаменских циклитов, то можно предположить периодические подъемы уровня моря на протяжении всего периода накопления доманикоидных отложений. Разрез внутришельфовой впадины содержит также пачки второго типа (Пачка 2), сложенные толщей переслаивания карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород и пачки третьего типа (Пачка 3), представленные плотными карбонатами, накапливавшимися в условиях некоторого обмеления морского бассейна.

Тип разреза
относительно глубоководной впадины на
шельфе

Тип разреза
борта впадины с
биогермной постройкой

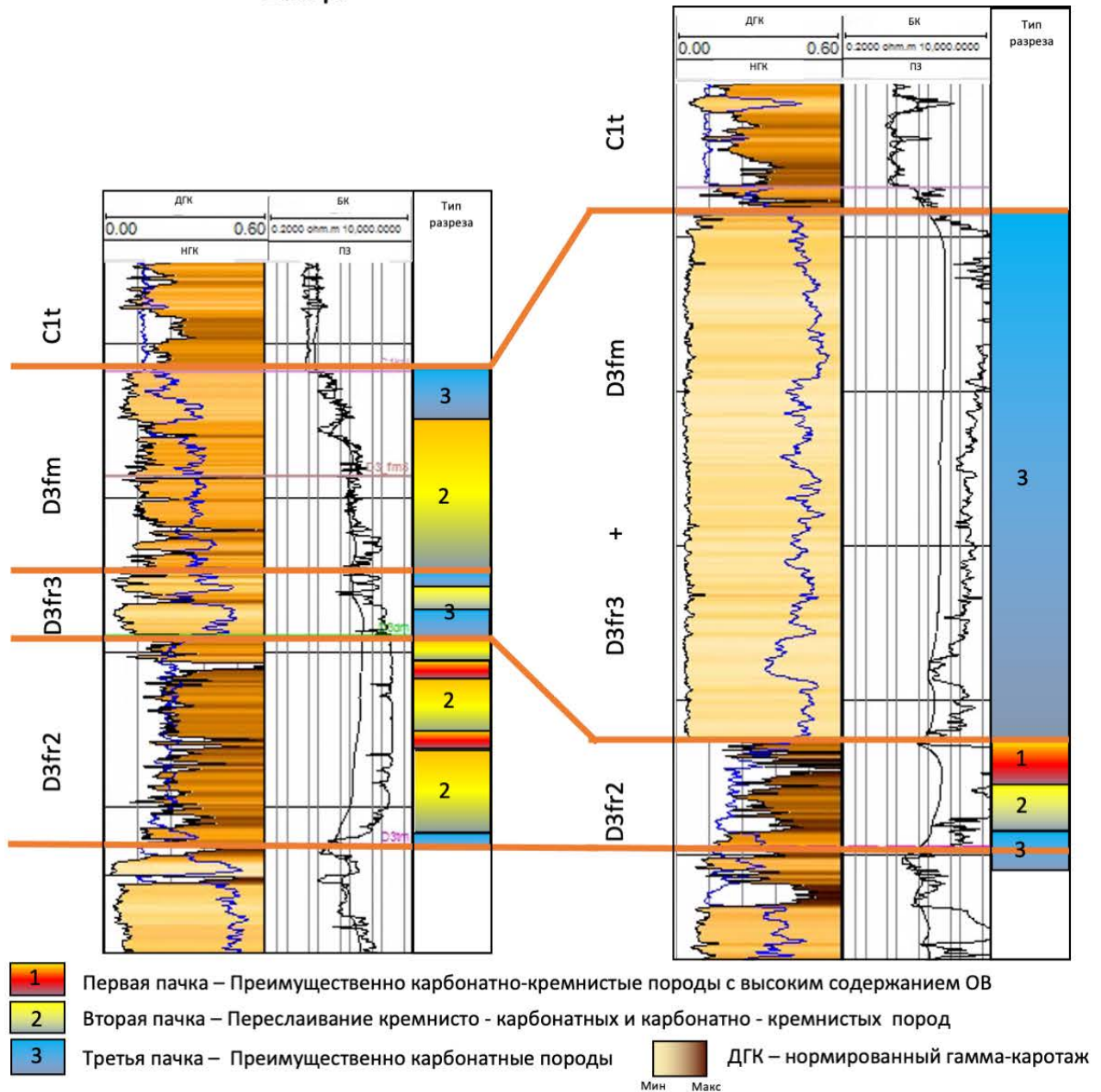


Рисунок 42. Соотношение пачек в разрезе, сформированном в условиях внутришельфовой впадины и борта карбонатной платформы (Карпушин, 2023).

Отложения Пачки 2 формировались в условиях относительного изменения уровня моря в пределах внутришельфовой впадины. Если Пачка 2 залегает над Пачкой 1, то это свидетельствует о начале регрессии и относительного снижения уровня моря. Такое строение разреза наиболее типично для среднефранского и фаменского циклитов. Для верхнефранского циклита часто наблюдается наличие Пачки 2, как над Пачкой 1, так и ниже ее, что показывает постепенное понижение, так и повышение уровня моря соответственно. Мощность отложений Пачки 2 максимальна в верхнефранском циклите, по сравнению с Пачкой 1 и Пачкой 3, где

она достигает 80 метров. Пачка 3 во внутришельфовой впадине завершает разрез циклита. Ее мощность минимальна в среднефранском циклите, где она составляет не более 10 метров, и максимальна, в верхних фаменском и турнейском циклитах, где она достигает 60 и более метров.

Таблица 3. Распределение мощности пачек, выделенных в пределах циклита, по типам разреза высокоуглеродистой доманикоидной формации.

Обстановка	Суммарная толщина комплекса	Пачка	Суммарная толщина пачки	Доля пачки в разрезе, %
Внутришельфовая впадина	150-200	Пачка 1	10-30	10-30
		Пачка 2	30-80	30-60
		Пачка 3	10-60	20-50
Склон	250-300	Пачка 1	10-20	5-10
		Пачка 2	20-40	10-30
		Пачка 3	100-200	40-60
Борт	350-500	Пачка 1	5-10 м	< 5
		Пачка 2	10-20 м	5-10
		Пачка 3	200-370 м	80-90

Тип разреза склона внутришельфовой впадины. По мере обмеления морского бассейна высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые пачки первого типа сменяются на пачки второго типа, представленные толщей чередования карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород и пачки третьего типа. В разрезах, которые были отнесены к склонам внутришельфовой впадины, начинает преобладать мощность карбонатных пачек третьего типа, представленных как плотными микритовыми известняками, так и органогенными и органогенно-обломочными известняками. Суммарная мощность пачек второго типа в пределах доманикоидного комплекса, сформированного на склоне, составляет 20-40 метров, а мощность пачек третьего типа изменяется от 100 до 200 метров.

Тип разреза шельфа карбонатной платформы. Разрез отложений, накапливавшихся в условиях карбонатной платформы, сложен, как правило, пачками третьего типа (Пачка 3). Их суммарная мощность в разрезах доманикоидных отложений, обрамляющих позднедевонскую впадину, достигает 200-370 метров. Пачки первого и второго типа на карбонатной платформе маломощны и редко превышают 10-20 метров.

Характер переслаивания пачек циклитов, их преобладание в циклитах разного возраста и суммарная мощность в пределах всего комплекса высокоуглеродистой среднефранско-турнейской доманикоидной формации зависят от палеоструктурной приуроченности разреза и меняющихся во времени палеогеографических обстановок осадконакопления. Зная тип разреза и особенности строения циклитов в его пределах, можно спрогнозировать суммарную мощность пачек в составе доманикоидной формации (Рисунок 43).

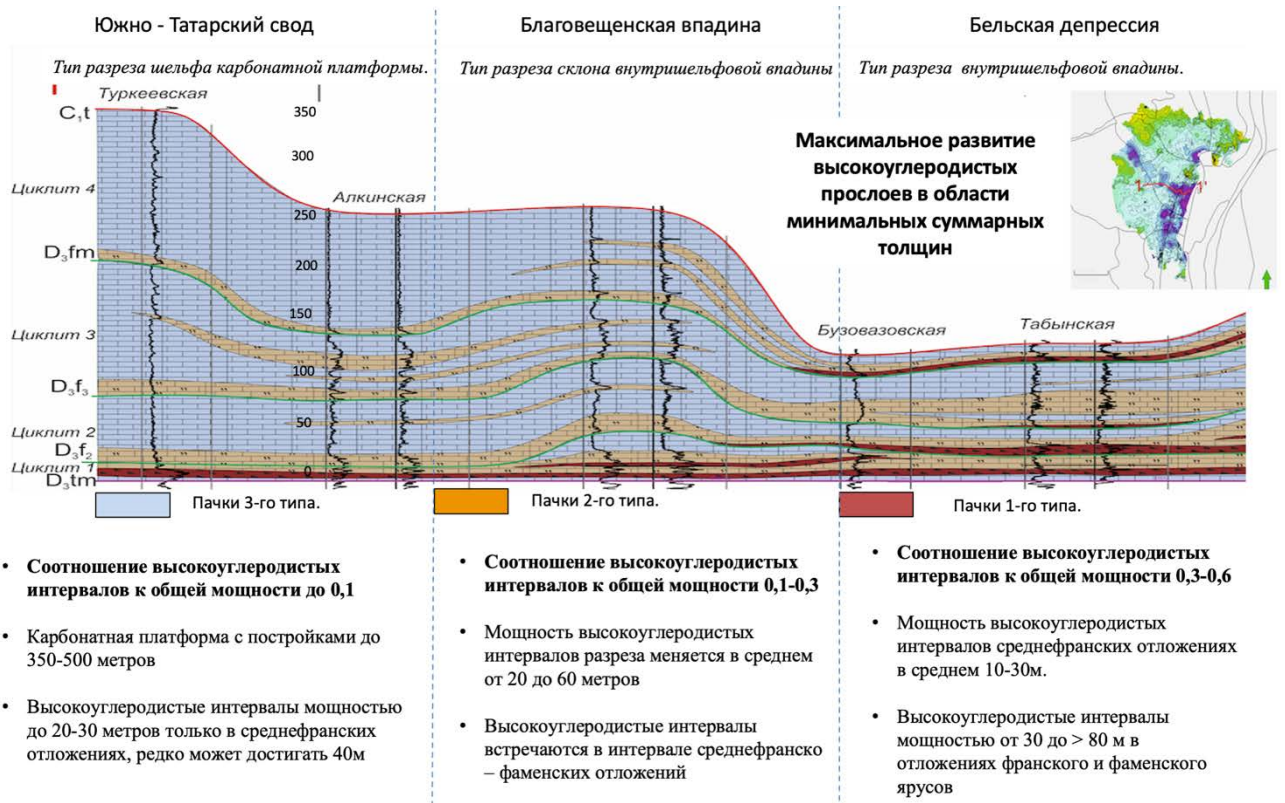


Рисунок 43. Геологический профиль, иллюстрирующий соотношение высокоуглеродистых интервалов к общей мощности доманикоидной формации для разных типов разреза.

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

Нефтегазоносность нетрадиционных замкнутых нефтегазовых систем не контролируется структурными, стратиграфическими, литологическими и другими традиционными факторами (Прищепа О.М., 2013), Для прогноза их нефтегазоносности необходимо оценить ряд критериев, среди которых наиболее важными являются следующие: нефтегазоматеринские свойства пород и их катагенетическая зрелость, наличие породы – коллектора с достаточной суммарной мощностью и областью распространения для эффективного его освоения.

Для образования нетрадиционных скоплений нефти и газа, возникающих непосредственно в нефтегазоматеринских породах, необходимо высокое содержание в них органического вещества, преимущественно сапропелевого типа, находящегося в главной зоне нефтегазообразования.

В нетрадиционной замкнутой нефтегазовой системе должно быть наличие породы – коллектора, с достаточной ёмкостью, способной вместить и в последующем, при разработке, отдавать углеводороды. Этот критерий определяется наличием пустотного пространства любого типа в пределах нетрадиционной непрерывной нефтегазовой системы, в которой может содержаться объем сгенерированных углеводородов.

Суммарная мощность емких пород – коллекторов влияет не только на потенциальный объем скопления нефти и газа, но и на рентабельность разработки. Суммарная мощность емких коллекторов зависит от внутреннего строения типа разреза, сложенного чередованием разных пачек пород. Высокоперспективными зонами для поиска углеводородов могут являться зоны, в которых суммарная мощность емких коллекторов которых превышает 40м.

Выделение области распространения толщин емких пород-коллекторов необходимо для прогноза площадного распространения зон, перспективных на поиски нефти и газа. Область распространения толщин емких пород-коллекторов выделяется по комплексу факторов, позволяющих коррелировать между собой типы разреза. Корреляция разрезов может проводится по циклитам, выделенным в разрезе высокоуглеродистой формации, по характеру переслаивания пачек в разрезе циклитов, по особенностями распространения палеогеографических зон и мощности отложений в их пределах.

5.1. Нефтегазоматеринские свойства пород доманикоидной высокоуглеродистой формации.

Для оценки перспектив нефтегазоносности в нетрадиционных коллекторах необходимо понимать геохимические характеристики породы и ее зрелость. Для этого автором был собран и обобщен материал по содержанию органического вещества и зрелости верхнедевонских пород. Среднефранские отложения имеют высокие концентрации органического вещества, где Сорг составляет более 5% весовых. Породы с высоким содержанием органического вещества развиты в пределах доманикового горизонта среднефранского возраста, где выделяются наиболее богатые органическим веществом породы – доманикиты. В верхнефранских и фаменских породах встречаются в основном доманикоиды с концентрациями органического вещества менее 5 % весовых.

Высокие максимальные концентрации Сорг (8-12% и более) характерны для отложений внутришельфовых впадин и отмечены на территории Бельской впадины и Мухано-Ероховского прогиба (Рисунок 44). Породы с меньшим содержанием органического вещества встречаются в разрезах склонов внутришельфовых впадин и их бортов. Тем не менее, водородный индекс оказывается близким в органическом веществе склонов и внутренних частей впадин, что свидетельствует о едином генезисе органического вещества и сходстве условий осадконакопления.

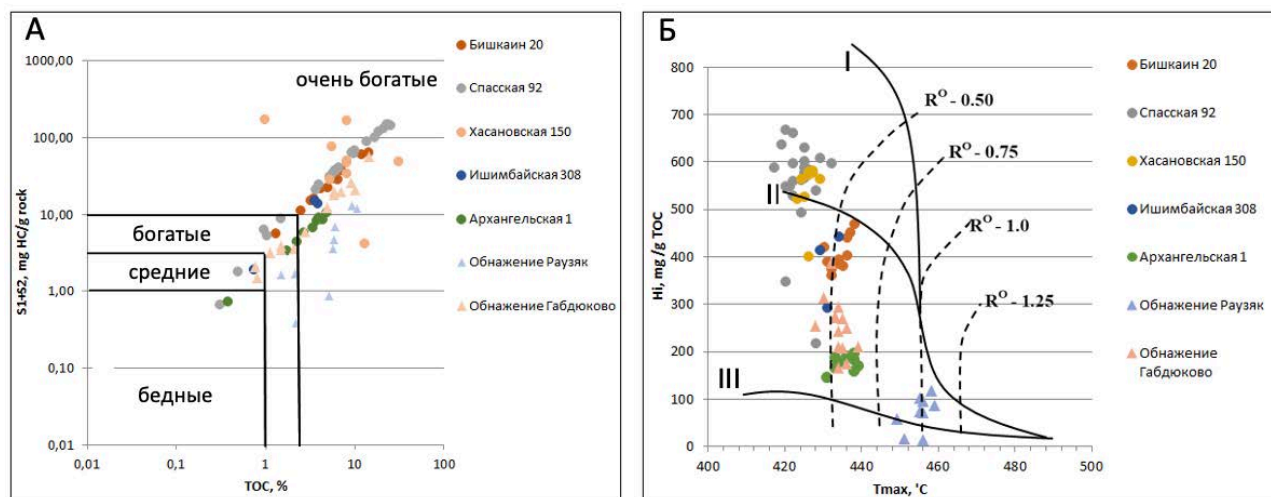


Рисунок 44. Геохимическая характеристика образцов доманикоидной высокоуглеродистой формации центральной части Волго-Уральского бассейна.

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 катагенеза (Ступакова А.В., 2015). Уже на грациях ПК-МК1, что соответствует значениям Tmax = 430 (Соболева Е.В., 2012), 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 грациях 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 залежей внутри нетрадиционного коллектора.

Зная глубины залегания доманикоидных отложений и зависимость катагенетической зрелости пород от глубины их залегания (Рисунок 45) для данного нефтегазоносного бассейна можно предположить границы распределение катагенетической зрелости пород по площади, вошедших в главную зону нефтегазообразования.

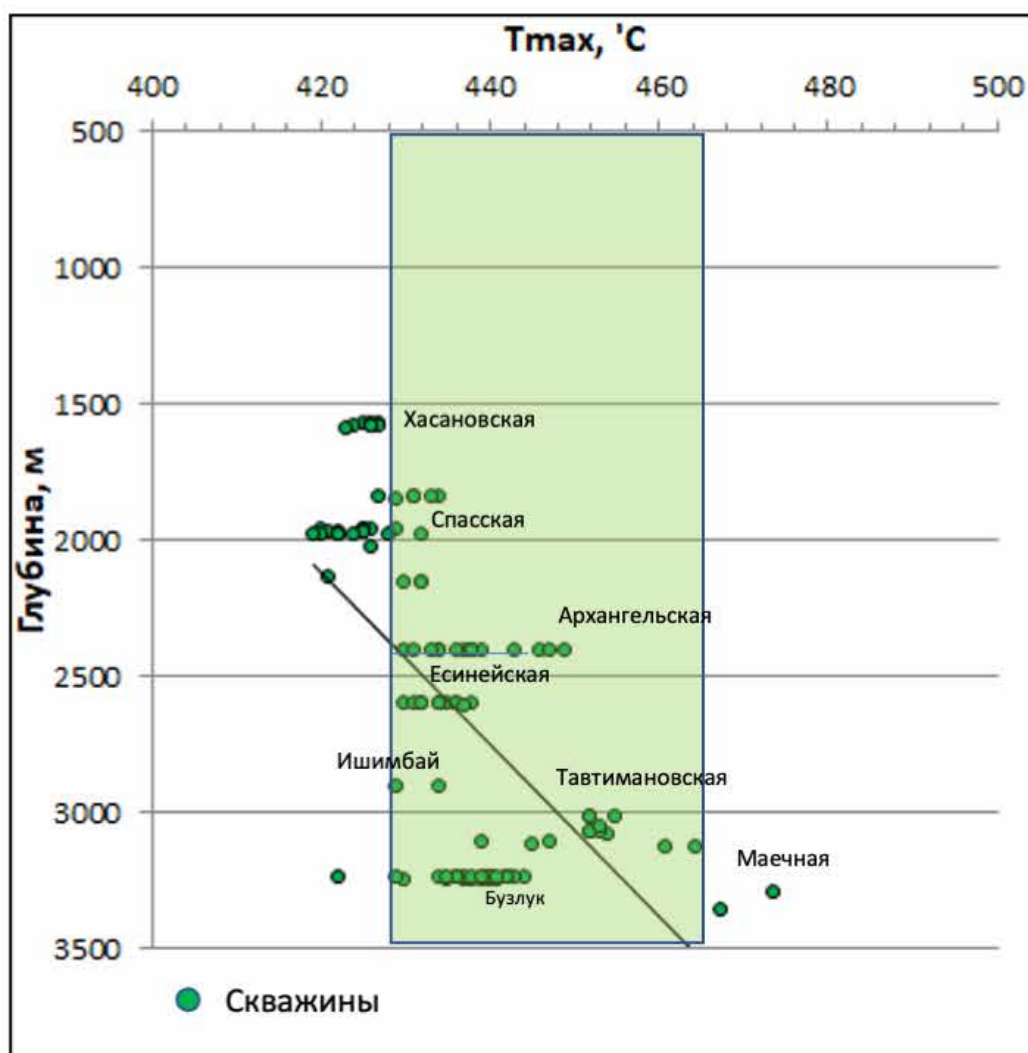


Рисунок 45. Зависимость катагенетической зрелости пород по отношению к глубине залегания отложений доманикоидной высокоуглеродистой формации.

Результаты геохимических исследований показывают, что большая часть пород в Бельской и Мраковской депрессиях вошли в главную зону нефтегазообразования, в то время

как в западных частях района исследований большая часть разреза верхнедевонских отложений находится на начальных стадиях катагенеза, недостаточных для генерации значительных объемов углеводородов. Породы Благовещенской впадины находятся только на начальной стадии катагенеза ПКЗ и еще не начали активно генерировать углеводороды (Рисунок 46).

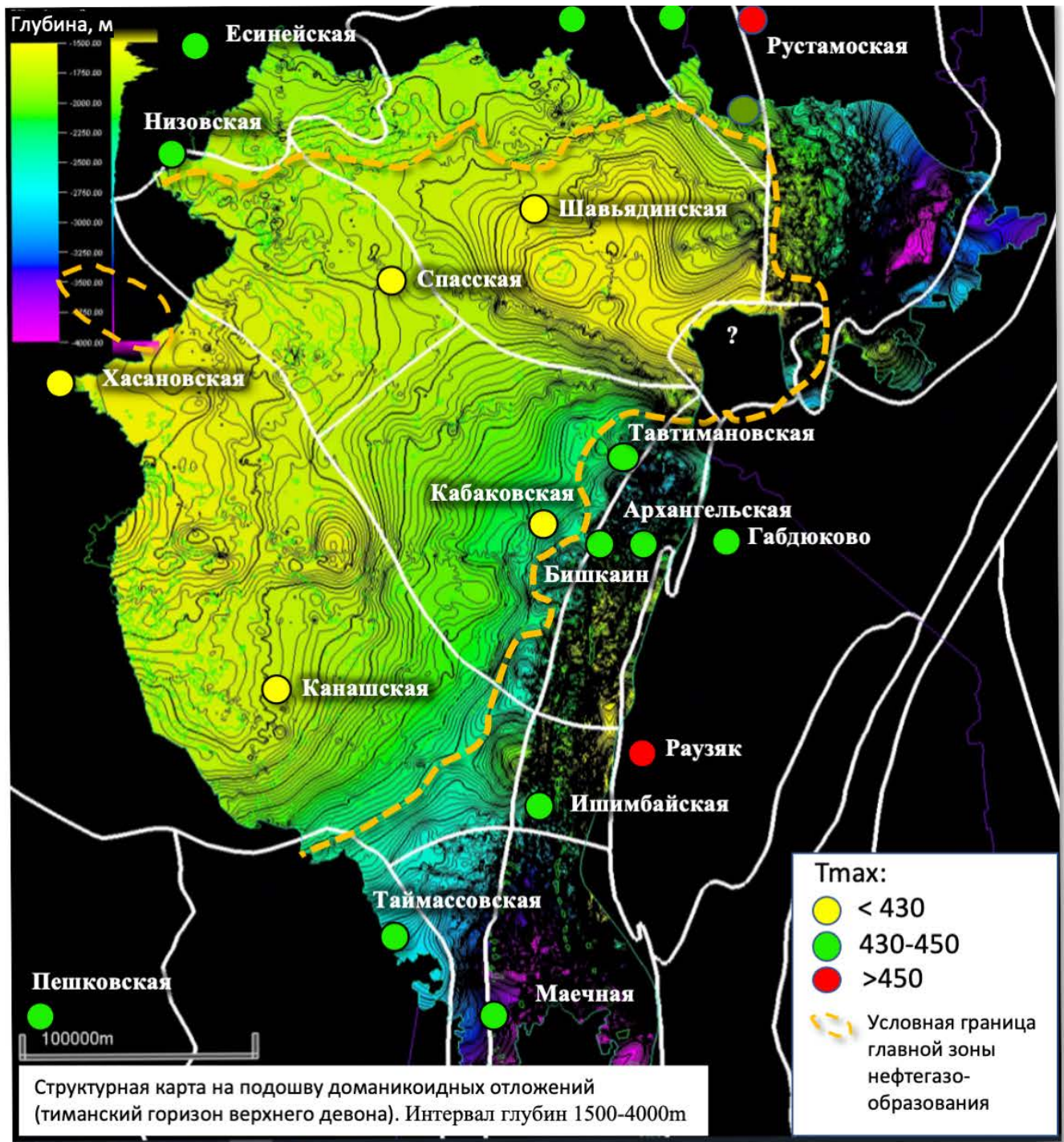


Рисунок 46. Распределение замеров катагенетической зрелости пород по отношению к глубине залегания среднефранских отложений доманикоидной высокоуглеродистой формации.

Мощность интервалов разреза доманикоидной ВУФ, содержащих органическое вещество и способных генерировать углеводороды, меняется по площади бассейна. Так, например, в пределах позднедевонской карбонатной платформы на Южно-Татарском, Оренбургском сводах, породы, богатые органическим веществом следует ожидать только в среднефранском разрезе, иногда в низах верхнефранского разреза, где суммарная мощность таких пород составляет 40-50 метров. Во внутришельфовых впадинах суммарная мощность пород с высоким содержанием органического углерода может достигать 100 – 300 метров, составляя более половины разреза всей доманикоидной высокоуглеродистой формации среднефранско-турнейского возраста.

5.2. Природные резервуары доманикоидных отложений

5.2.1. Замеры значений пористости пород по пачкам циклитов в разрезе высокоуглеродистой доманикоидной формации.

Оценка емкостных характеристик среднефранско-турнейских отложений проводилась на основании данных, полученных в ходе лабораторных исследований каменного материала, результатов геофизического исследования разреза скважин по площадям изучаемой территории и по соседним районам. Так, в работе привлекались результаты современных исследований образцов керн и интерпретации данных ГИС, полученные по скважинам Самарской и Оренбургской областей в дополнении к исследованиям каменного материала скважин по Республике Башкортостан, проводившимся в 1970-х - 1990 годах. Геофизические исследования скважин и керн по Самарской и Оренбургской областям проводились современными инструментами и методами. Анализ этих материалов позволил экстраполировать полученные результаты на территорию Республики Башкортостан. Данные, полученные в результате исследования керн разных лет, были проанализированы, разбиты и привязаны к соответствующим пачкам. Привязка образцов к пачкам проводилась на основании литологического описания образцов керн, определений геологического возраста пород, сравнения мест отбора образцов с имеющимися кривыми данных ГИС.

Нетрадиционные породы-коллекторы имеют емкостно-фильтрационные свойства, на порядок хуже традиционных, а объемы запасов заключенных в них углеводородов, относятся к трудноизвлекаемым (ТРИЗ), для введения в разработку которых требуется применение дополнительных технических мероприятий, таких как многостадийный гидроразрыв пласта. Так, например, коэффициент пористости более 5% при проницаемости 1мд можно считать вполне хорошим показателем, тогда как в традиционных породах-коллекторах 1 мД во многих случаях используется как граничное значение для породы-неколлектора согласно различным

классификациям (Ханин, 1965; Багринцева, 1999). Для нетрадиционных пород-коллекторов использование стандартных классификаций нецелесообразно, и для таких залежей можно рассматривать более широкий диапазон параметров фильтрации (Прищепа и др. 2014).

На основании детального изучения емкостных свойств пород-коллекторов высокоуглеродистой доманикоидной формации по Бузулукской впадине было принято считать, что породы с пустотным пространством 1-3 % следует относить к низкоемким коллекторам, породы с пустотным пространством 3-5% - к емким коллекторам, а породы с пустотным пространством выше 5 % - к высокоемким. Следует отметить, что это деление относительное и характерно только для нетрадиционного типа коллектора. То есть, породы, которые отнесены к емким и высокоемким коллекторам доманикоидной высокоуглеродистой формации, следует считать относительно емкими и относительно высокоемкими, по сравнению с традиционными коллекторами.

По Республике Башкортостан были использованы материалы с замерами коллекторских свойств по более чем 3000 образцам, в зоне развития ВУФ, которые были привязаны к пачкам пород. На основе замеров пористости пород из скважин, пробуренных на территории Республики Башкортостан, и анализа распределения замеренной пористости по пачкам пород, был составлен график распределения коэффициента пористости, характерной для каждой выделенной пачки пород. График распределения замеров коэффициента открытой пористости по материалам исследования керна ($K_{п_кern}$) на территории Республики Башкортостан показывает, что большинство всех значений коэффициента пористости составляет 0-3 %, что характеризует породы как низкоемкие (Рисунок 47). Такие замеры были получены в 85-90% случаев во всех выделенных пачках пород в пределах ВУФ, что может быть связано со спецификой измерения в 1970-1990 годах, погрешностью приборов и отсутствием методик работы с низкопроницаемыми коллекторами.

Тем не менее, порядка 10-15% замеров показывают значения коэффициента пористости более 3%. Такие замеры наиболее часто встречаются в породах второй пачки, которая состоит из переслаивания кремнисто-карбонатных и карбонатно-кремнистых пород. Так же в этой пачке встречаются значения коэффициента пористости, превышающие 5%, что соответствует уже относительно высокоемким породам-коллекторам. Максимальные значения $K_{п_кern}$ для второй пачки могут достигать 12%. Породы в пачках первого и третьего типов редко имеют значения коэффициента пористости выше 3%. Их проницаемость находится в интервале от 0,01- 0,1 мД, редко 1 мД. Низкие значения пористости и проницаемости в породах Пачки 1 и Пачки 3 позволяют отнести их к низкоемким коллекторам. В третьей пачке карбонатных пород иногда в пределах доманикоидных отложений встречаются значения коэффициента пористости более 5 %, что, скорее всего, связано уже с появлением традиционного коллектора,

сложенного карбонатными постройками мелководно-морского шельфа. В таких традиционных коллекторах на изучаемой территории открыты залежи нефти, с коэффициентом пористости в среднем порядка 8,5%, который может достигать 12%.

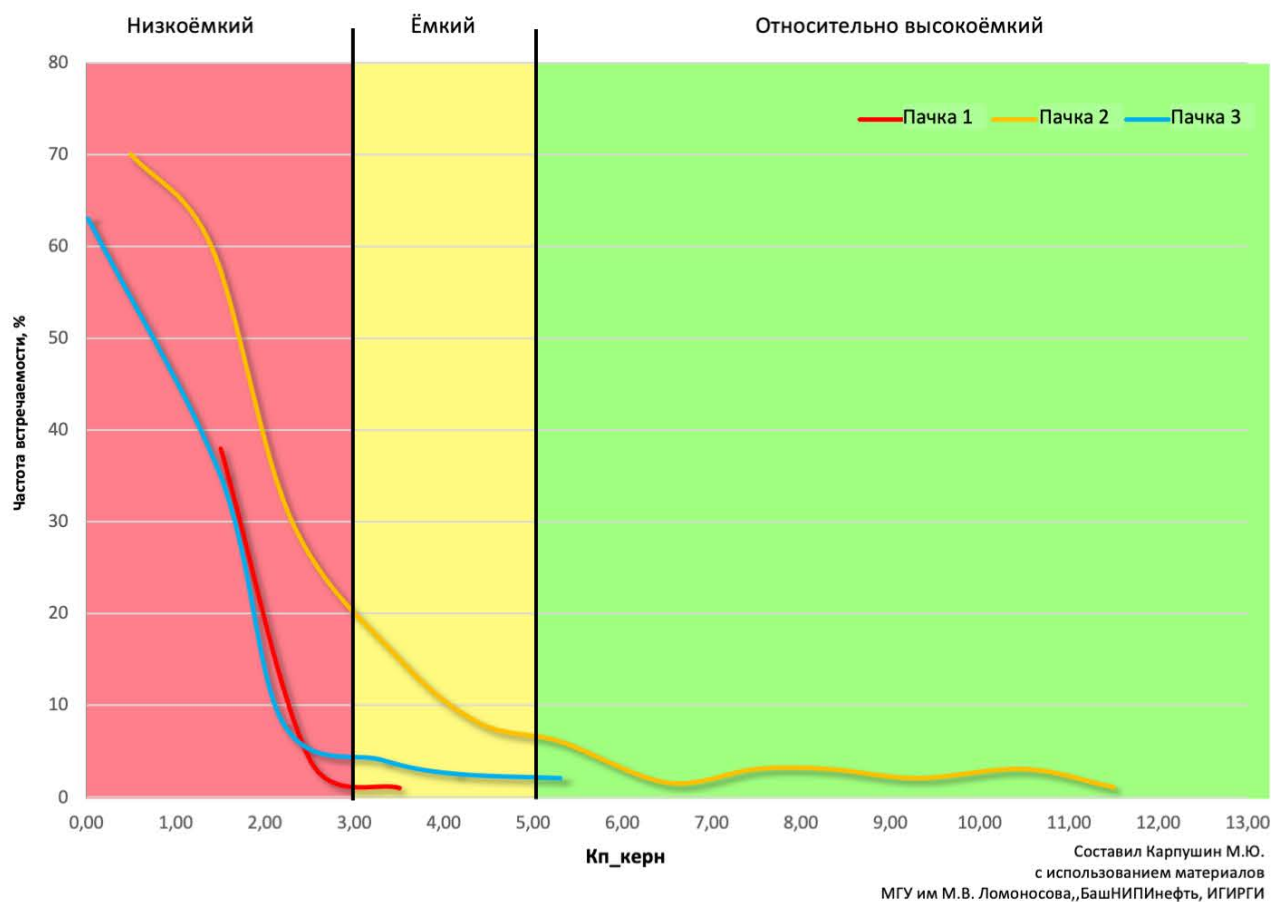


Рисунок 47 распределение замеров открытой пористости по керну, приуроченных к выделенным пачкам высокоуглеродистой формации. Пачка 1 - керогеново-карбонатно-кремнистые породы, Пачка 2 – переслаивание карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород, Пачка 3 – карбонатные породы

Примечательно, что схожая картина наблюдается и по замерам коэффициента открытой пористости и по скважинам Бузулукской впадины. Так, например, в публикации Ступаковой А.В. 2015 года можно разделить разрез на пачки пород, из которых видно, что пачке 2 соответствуют наилучшие значения $K_{п_керна}$. Пачку 1 и Пачку 3 можно отнести к низкоёмким породам-коллекторам (Ступакова и др., 2015). Значения проницаемости в пачках 1 и 2 в подавляющем большинстве ниже 1мД, но при развитии субгоризонтальной трещиноватости и вторичных процессов в отдельных редких прослоях проницаемость может увеличиваться до 20-50 мД.

Лабораторные замеры значений пористости по скважинам Бузулукской впадины позволили определить средние значения коэффициента пористости пород в пределах пачек

первого, второго и третьего типов из скважин, пробуренных на территории (Рисунок 50). Для построения зависимостей использовались результаты детальных литологических исследований керна и лабораторных замеров пористости на образцах из скважин Самарской и Оренбургской областей, полученные в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова (Чупахина В.В., 2022).

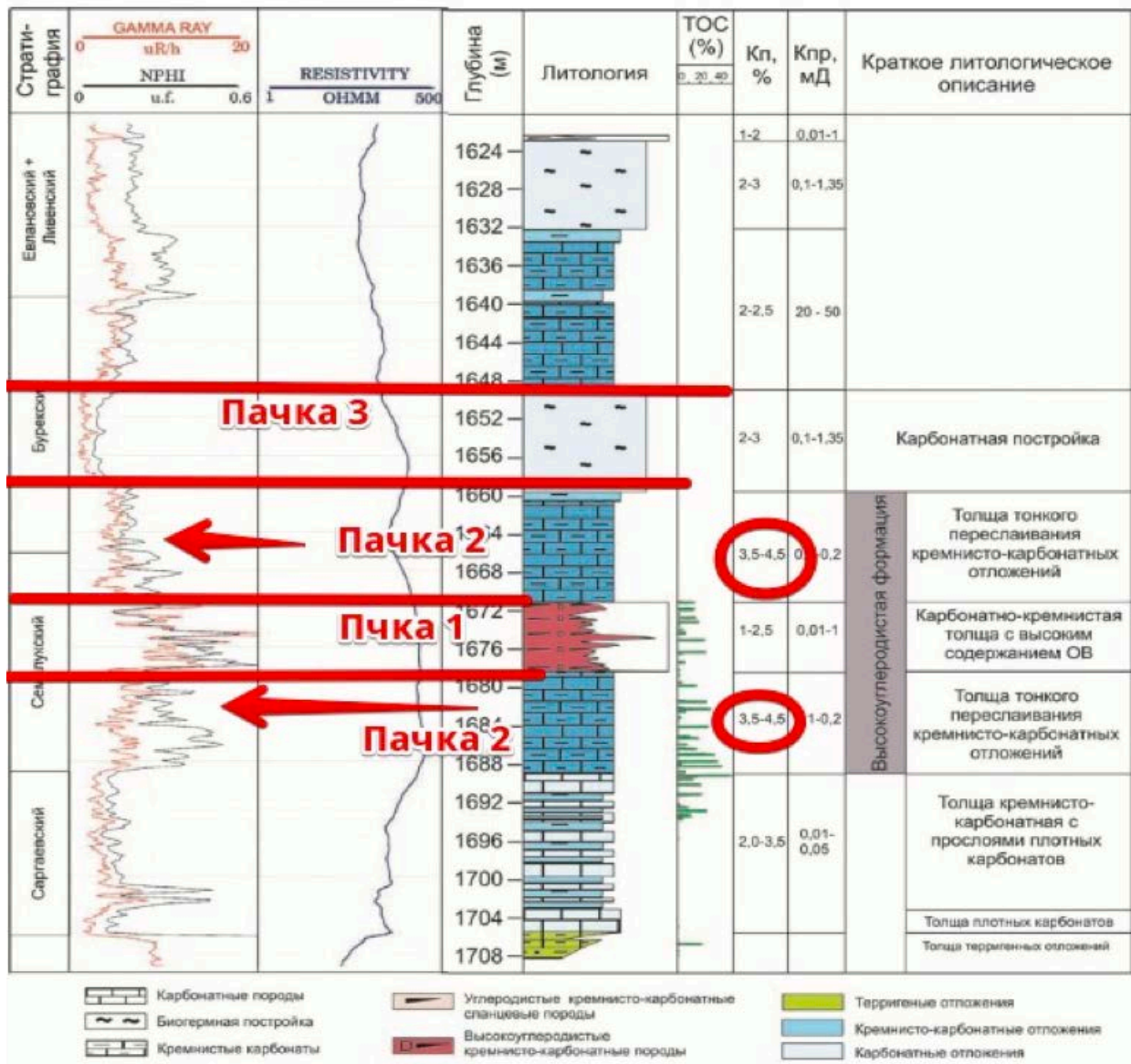


Рисунок 48. Принципиальное строение разреза высокоуглеродистой доманиковской формации Волго-Уральского бассейна (принципиальный разрез Волго-Уральского бассейна). Ступакова А.В. и другие, 2015, с дополнениями).

На основании замеров коэффициента пористости по керну из скважин Самарской, Оренбургской областей и Республики Башкортостан можно сделать вывод, что в пределах каждого цикла породы второй пачки, представленной толщей переслаивания карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород, обладают наиболее высокими емкостными свойствами и содержат емкие и относительно высокоемкие породы-коллекторы.

Переход от замеров пористости по данным керна к анализу пористости по ГИС является больше качественным, чем количественным, однако позволяет выделить интервалы разреза с возможным содержанием емких и высокочемких пород-коллекторов. На территории Республики Башкортостан в скважинах, вскрывших доманикоидный франско-турнейский комплекс отложений, проведен только стандартный комплекс ГИС. Поэтому расчет пористости по стандартным методикам с использованием в первую очередь НГК некорректен, так как не учитывает влияние керогеновой пористости в образцах, богатых органическим веществом.

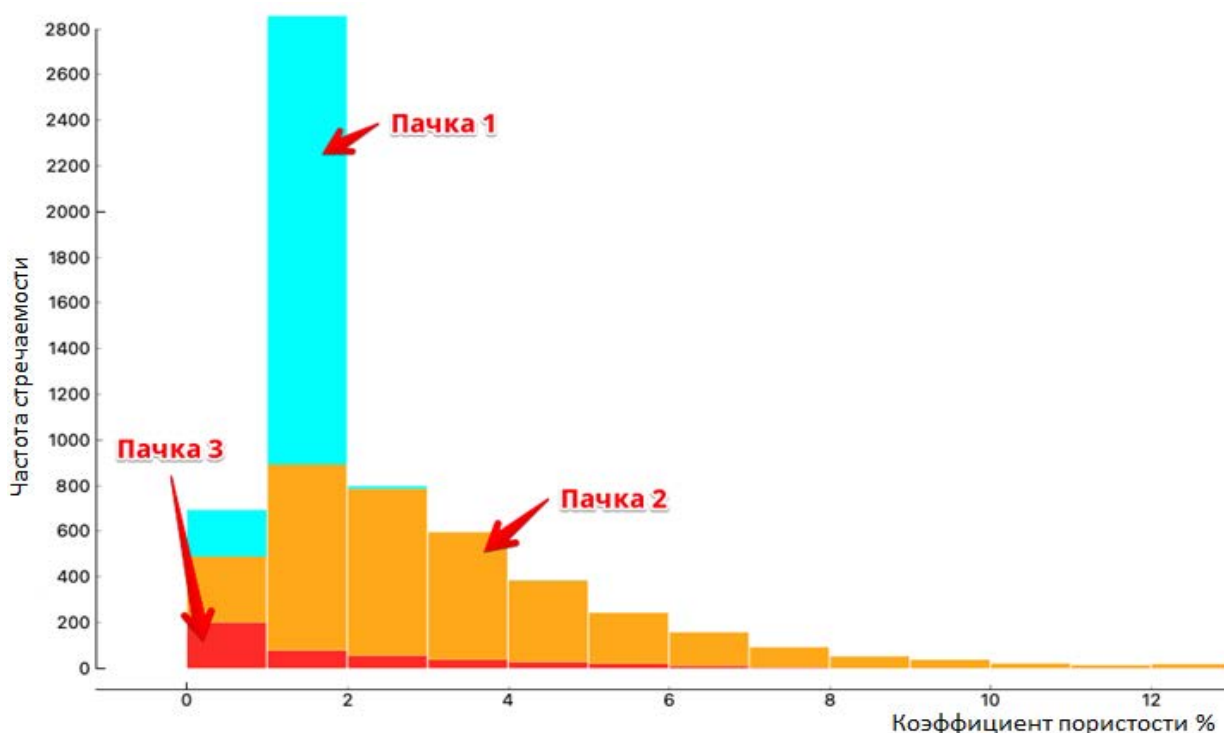


Рисунок 50. Распределение замеров K_p керна по Бузулукской впадине, приуроченных к выделенным пачкам высокоуглеродистой формации. Пачка 1 - керогеново-карбонатно-кремнистые породы, Пачка 2 – переслаивание карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород, Пачка 3 – карбонатные породы

Отсутствие качественного керна, увязанного с современными методами ГИС на изучаемой территории, явилось причиной использования наработок по Самарской и Оренбургской областям и экстраполяции их на территорию Республики Башкортостан. В работе были использованы данные, полученные с применением современного расширенного комплекса ГИС, включая метод ядерно-магнитного каротажа (ЯМК).

Ядерно-магнитный каротаж доказал свою важность для исследований нетрадиционных коллекторов и является стандартно - применяемым инструментом каротажа и лабораторного анализа за рубежом. Основные области применения ЯМК включают измерение общей пористости, количественную оценку объема керогена, определение флюида, (вода или углеводороды) и удерживающей среды (поры органического керогена, поры

неорганических минералов). По ЯМК можно определить связанные и подвижные объемы флюидов (Yi-Qiao Song, и др., 2019).

Так же нужно отметить, что значения $K_{п_гис}$ по ЯМК на 2-3 % выше в низкеемких коллекторах (Рисунок 51). Это связано с многими факторами, начиная от подготовки образца для исследования, заканчивая многофакторным влиянием метода и времени экстракции образца, приборами исследований и другими погрешностями измерений. При переходе к расчету параметра коэффициента пористости по ГИС ($K_{п_гис}$), с использованием ядерно-магнитного каротажа, применялась стандартная отсечка в 3мс (К.-J. Dunn и др. 2002, Kausik et al, 2015, S. Steiner, 2018). Использование при фильтрации данных отсечки в 3 мс имеет ряд допущений и должно быть обосновано специализированным комплексом исследований на керновом материале пород франско-турнейского возраста. Однако таких работ, направленных именно на снятия допущений по расчету пористости по ЯМК в ВУФ на территории Волго-Уральского НГБ, сделало не было.

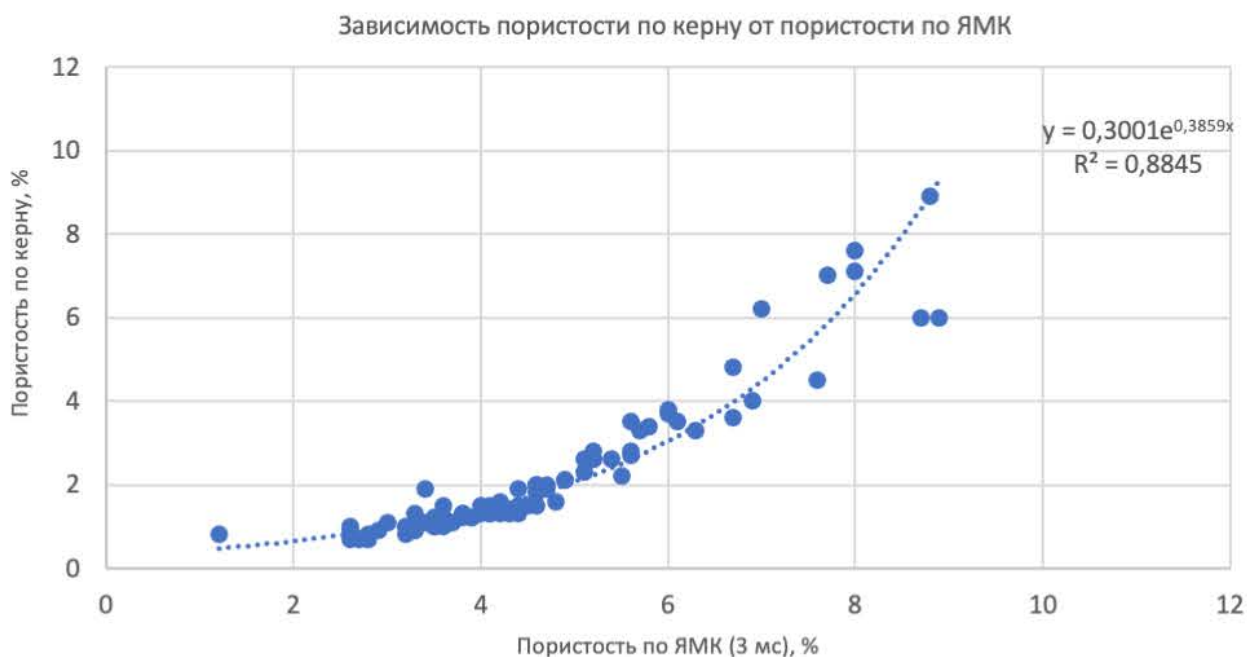


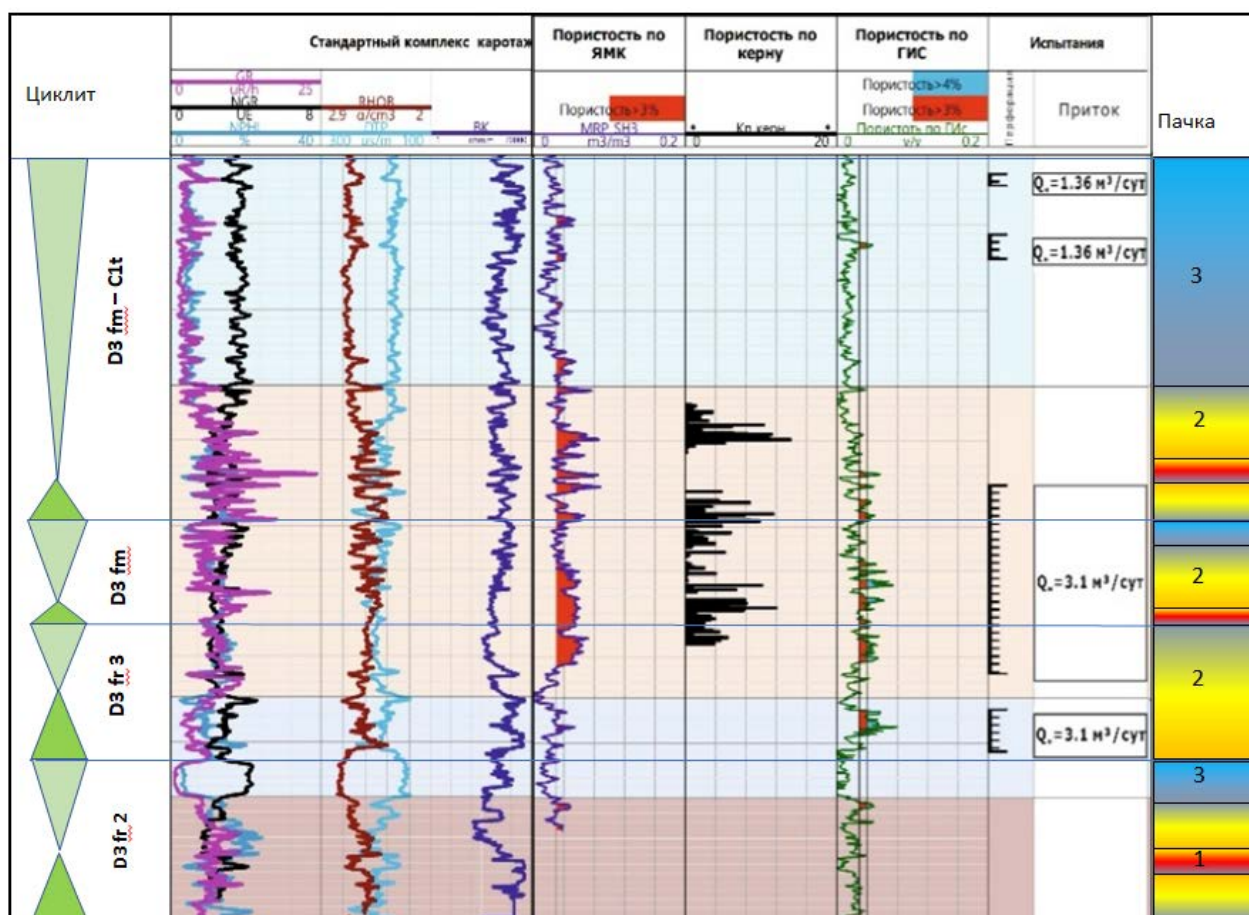
Рисунок 51. Зависимость коэффициента открытой пористости по керну и пористости по ЯМК на отметке 3мс.

На изучаемой территории и в исследуемом интервале проведен только стандартный комплекс ГИС. Поэтому для расчета коэффициента пористости по геофизическим данным с использованием результатов ЯМК применялись наработки по Бузулукской впадине, где начиная с 2014 года проводились исследования отложений франско-турнейского возраста с расширенным комплексом ГИС. Некоторые скважины были выбраны в качестве опорных для установления зависимостей $K_{п_гис}$ ЯМК и водородного индекса нейтронного каротажа (НГК). Установленные по этим скважинам зависимости применялись для оценки емкостных

свойств разреза по стандартному комплексу ГИС в скважинах центральной части Волго-Уральского бассейна.

Для расчета пористости по нейтронному каротажу использовался следующий методический подход:

1. Выбиралась опорная скважина, в которой проводился стандартный комплекс исследований, включая радиоактивные методы (гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК)) и расширенный комплекс ГИС с ЯМК (Рисунок 53);
2. По нормированному ГК в разрезе опорной скважины выделялись пачки в пределах среднефранского, верхнефранского, фаменского и турнейского циклитов. Для разделения разреза высокоуглеродистой формации на пачки использовался метод нормированной кривой ГК (ДГК). При разделении на пачки условно принимались следующие значения гамма-каротажа (ГК): для первой пачки значения ГК - более 0,5, для второй пачки значения ГК находятся в диапазоне от 0,2 до 0,5, для третьей карбонатной пачки значения ГК - менее 0,2;
3. После применения необходимых стандартных петрофизических поправок по значениям НГК пересчитывался водородный индекс;
4. Фильтрация значений времени релаксации по ЯМК (метод отсечек). По разрезу выделялись интервалы пород, значения времени релаксации которых превышают отметку 3 мс. Такие интервалы пород принимаются как пористые, а породы со значениями времени релаксации менее 3 мс соответствуют наиболее мелким, возможно закрытым, порам. Они исключаются из расчетов;
5. Для каждой пачки строилась зависимость пористости по ЯМК, с учетом фильтрации данных, от водородного индекса по НГК (Рисунки 53-56);
6. В скважинах со стандартным комплексом ГИС, по нормированному ГК в разрезе выделялись циклиты и пачки, по тому же принципу, как и в опорной скважине с расширенным комплексом ГИС и с исследованиями керна;
7. В скважинах со стандартным комплексом ГИС по значениям НГК рассчитывался водородный индекс;
8. Зависимости значений пористости, рассчитанные по данным ЯМК от водородного индекса по НГК, полученных в опорной скважине, применяются для расчета пористости в каждой пачке в скважинах со стандартным комплексом ГИС.



- 1 Первая пачка – Преимущественно карбонатно-кремнистые породы с высоким содержанием ОВ
- 2 Вторая пачка – Переслаивание кремнисто - карбонатных и карбонатно - кремнистых пород
- 3 Третья пачка – Преимущественно карбонатные породы

Рисунок 53. Скважины со стандартным и расширенным комплексом ГИС, использованным для расчета коэффициента пористости по пачкам пород.

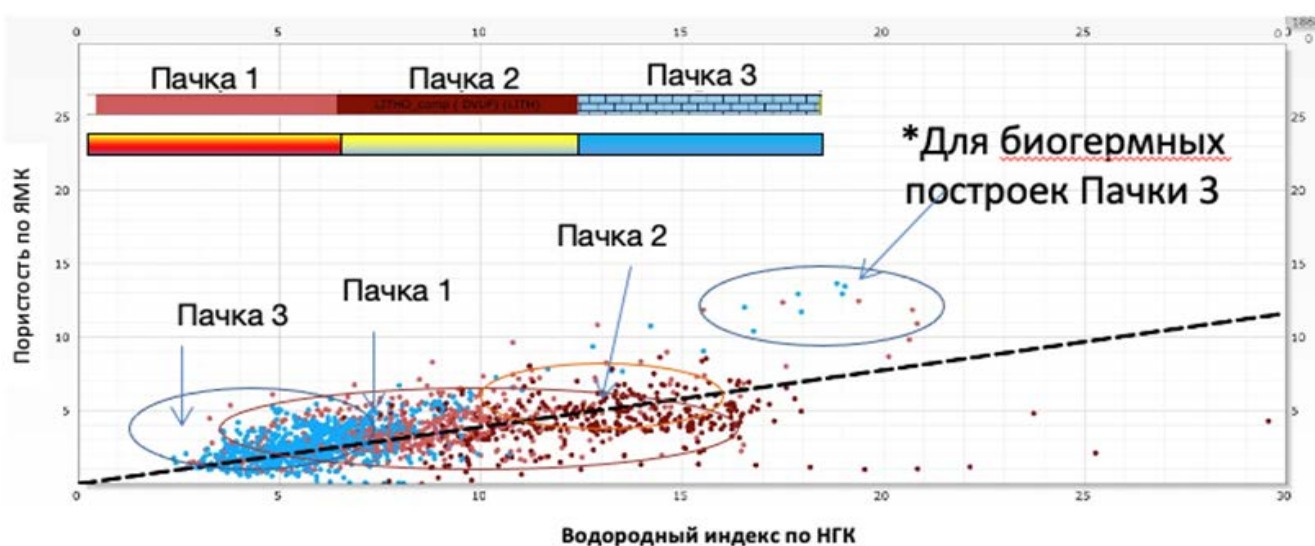


Рисунок 52. Зависимость значений пористости по ЯМК от водородного индекса по НГК для выделенных пачек пород. Пачка 1 – преимущественно карбонатно-кремнистые породы с высоким содержанием органического вещества, Пачка 2 – переслаивание карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород Пачка 3 – преимущественно карбонатные породы.

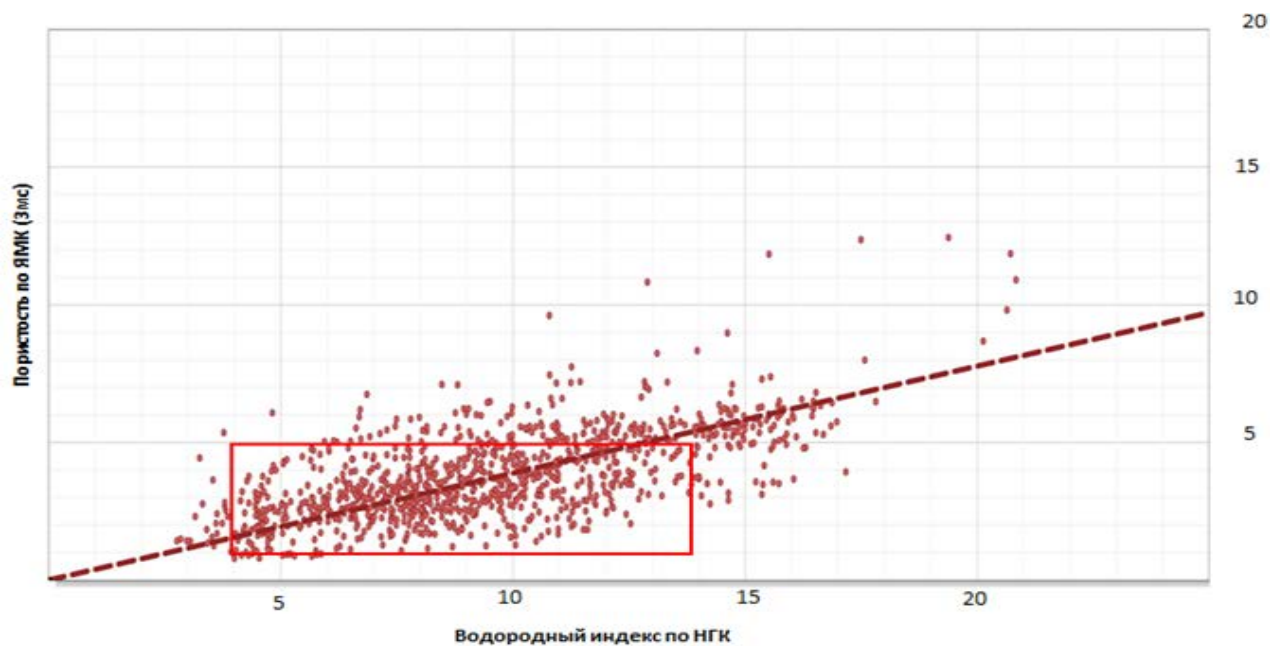


Рисунок 55. Зависимость пористости по ЯМК на отметке 3мс от водородного индекса по НГК для Пачки 1 преимущественно карбонатно-кремнистых пород с высоким содержанием органического вещества.

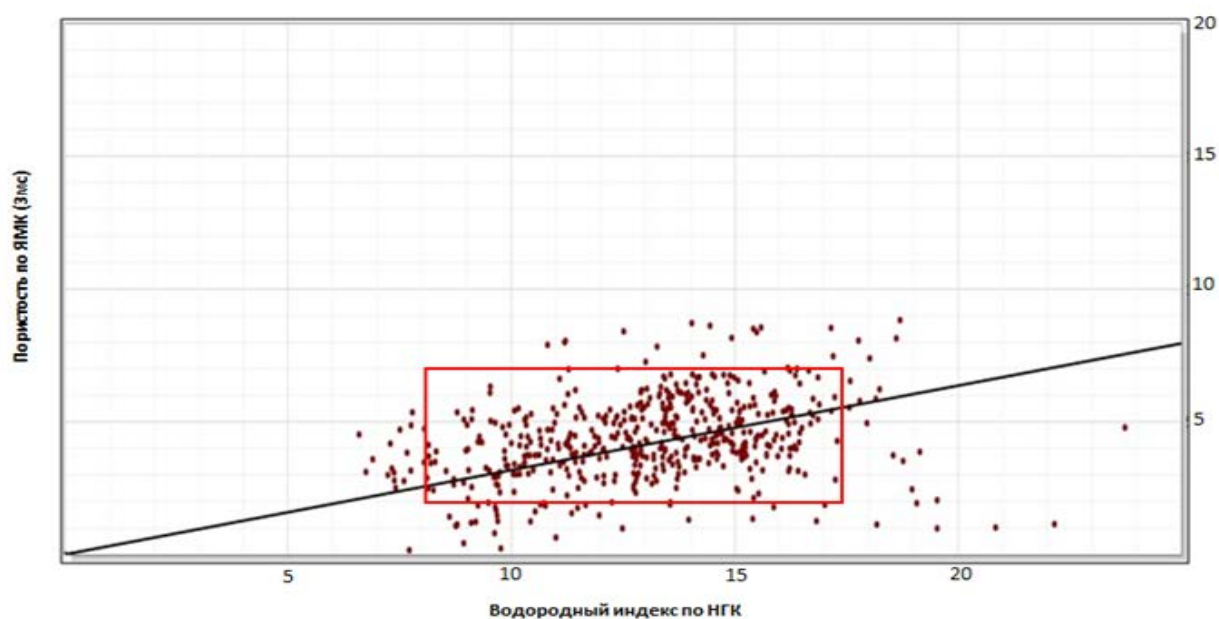


Рисунок 54. Зависимость пористости по ЯМК на отметке 3мс от водородного индекса по НГК для Пачки 2 переслаивания карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород.

Принимая все допущения и неопределенности нужно заметить, что тренд получившихся зависимостей по ГИС совпадает с выводом по исследованиям керна, выполненным как по образцам скважин Самарской и Оренбургской областям, так и Республики Башкортостан, а именно, что Пачка 2 имеет наилучшие коллекторские свойства. Для карбонатно-кремнистой Пачки 1 с высоким содержанием органического вещества существует вероятность, что $K_{п_гис}$ может быть завышена. Применив полученные зависимости к скважинам Республики Башкортостан, можно определить диапазон значений

пористости по скважинам со стандартным комплексом ГИС на территории исследования, а также построить карты средней пористости для каждого циклита. Эти построения следует использовать при выделении природных резервуаров и оценке их емкостного пространства на малоизученных керном территориях и с ограниченным комплексом ГИС. Поскольку вероятность развития пачек второго типа преимущественно связана с разрезом внутришельфовой впадины, то целесообразно рассчитывать пористость только в этих зонах.

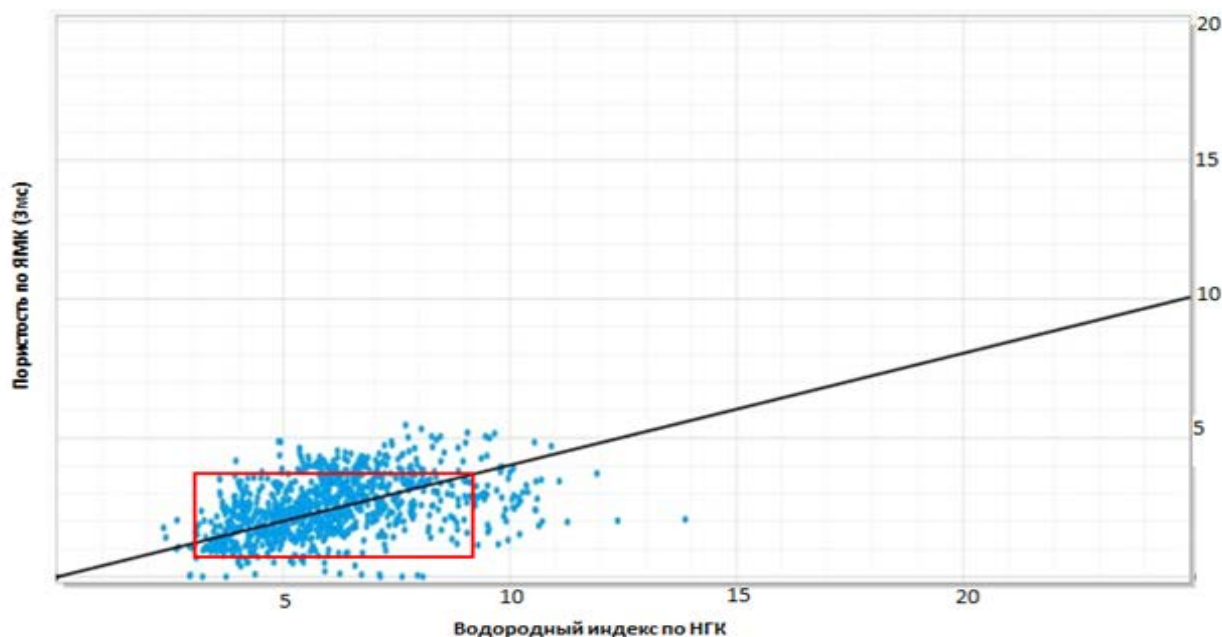


Рисунок 56. Зависимость пористости по ЯМК на отметке 3мс от водородного индекса по НГК для Пачки 3 преимущественно карбонатных пород.

5.2.2. Распределение пачек пород коллекторов с присущими им значениями пористости по типам разреза высокоуглеродистой доманикоидной формации.

Совокупность пачек и преобладающая их мощность зависят от типов разрезов и палеоструктурных зон, в которых формировалась высокоуглеродистая доманикоидная формация. Зная характер распределения пачек с разными емкостными свойствами пород по типам разреза, можно сделать прогноз природных резервуаров, где их ёмкость достаточна для скоплений углеводородов. Установлена закономерность, показывающая, что наилучшими емкостными свойствами природные резервуары доманикоидной высокоуглеродистой формации обладают в разрезе Пачки 2. Природные резервуары Пачки 1 и Пачки 3 являются в большинстве своем низкоемкими. По опорным скважинам были рассчитаны зависимости распределения пористости для каждой пачки. На имеющемся фонде скважин по Республике Башкортостан были выделены циклиты, пачки в циклитах и для каждой пачки рассчитан коэффициент пористости по стандартному комплексу ГИС. В результате были построены

карты средней пористости для каждого циклита. Поскольку вероятность развития пачек второго типа, с нетрадиционными породами-коллекторами, преимущественно связана с разрезом внутришельфовой впадины, то пористость доманикоидных пород рассчитывалась только в зонах развития внутришельфовых впадин.

Природные резервуары в разрезе внутришельфовой впадины. Отложения внутришельфовой впадины выделяются в среднефранском циклите на всей изучаемой территории, а в верхнефранском и в фаменском циклитах они распространены только в пределах системы прогибов: ветвей Камско-Кинельской системы прогибов и прогибов вдоль Урала. Среднефранский циклит практически полностью состоит из пород Пачки 1 с низкочемкими и местами емкими природными резервуарами мощностью 30 – 50 метров. Мощность отложений Пачки 2, содержащей емкие коллектора, на большей территории незначительна и составляет первые метры. Исключение составляют зоны увеличения толщин на востоке и местами на юго-востоке изучаемой территории. Заканчивается разрез среднефранских отложений третьей пачкой плотных низкоёмких карбонатных пород мендымской свиты мощностью 1-4 метра, с коэффициентом пористости не более 1-3% и проницаемостью не более 1,5 мД. Средняя K_p гис среднефранского циклита варьируется от 4 до 6% с пиком распределения в районе 5,5% (Рисунок 57). В связи с тем, что породы Пачки 2 маломощны в пределах среднефранского циклита, то преобладают природные резервуары первой и третьей пачки, которые являются низкочемкими. В целом, среднефранские природные резервуары имеют наихудшие емкостные свойства, за исключением некоторых зон.

Среднефранский циклит неоднократно испытывался на исследуемой территории. Испытания, в основном, проводились высокоуглеродистой карбонатно-кремнистой Пачки 1, иногда совместно с маломощной Пачкой 2, представленной тощей переслаивания карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород. В общей сложности было испытано более 65 скважин, большинство из которых дали отрицательные результаты. Например, на Южно-Татарском своде было испытано 12 скважин, но притоков получено не было (Зайдельсон, 1986). На Башкирском своде восемь из 26 скважин, испытанных в Татышлинской, Тепляковской, Казанчинской, Кушкульской и Ямбаевской площадях, дали кратковременные притоки с добитом не превышающим 3-3,5 м³/сут. Аналогичные ситуации наблюдались в четырех скважинах в пределах Бирской седловины и трех скважинах в Верхне-Камской и Благовещенской впадинах. В единичных случаях наблюдались нефтегазопроявления с дебитами, не превышающими 3-8 м³/сут.

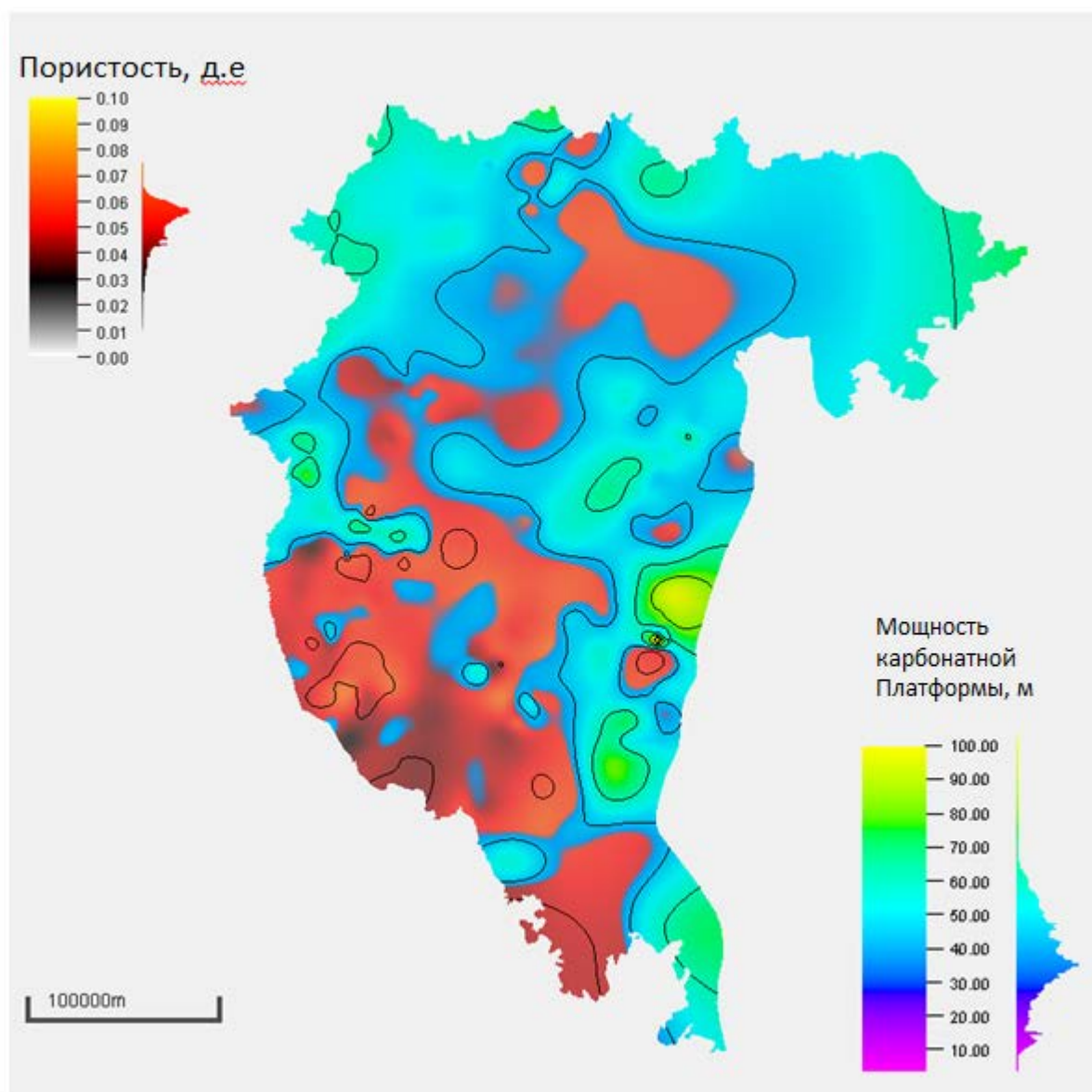


Рисунок 57. Распределение пористости пород среднефранского циклита в пределах зоны развития отложений внутришельфовой впадины.

Опробование третьей пачки, состоящий из плотных низкоёмких карбонатных пород мендымской свиты, которой заканчивается среднефранский циклит показало практически полное отсутствие дебита углеводородов. По-видимому, два основных фактора повлияли на скудные результаты испытаний среднефранского циклита. Одним из главных факторов является большая доля в разрезе низкоёмких пород-коллекторов. Другим фактором, влияющим на нефтегазоносность среднефранских высокоуглеродистых отложений в местах испытания скважин, является низкая катагенетическая зрелость пород ВУФ не достигшая главной фазы нефтегазообразования.

При увеличении мощности пачки второго типа в разрезе среднефранского циклита, а также наличия естественной трещиноватости, в основном микротрещин с эффективной проницаемостью 10-20 мД, вторичных процессов выщелачивания и положения интервала

разреза в главной зоне нефтегазообразования дебиты скважин могут существенно увеличиться. Так, например, на Табынской площади в Бельской депрессии из разреза пачек второго типа среднефранского возраста были получены притоки более 100 м³/сут (Зайдельсон, 1986).

В верхнефранском циклите отложения внутришельфовой впадины представлены отложениями мощностью 50-200 метров, где основную мощность разреза слагают пачки 2-го типа, представленные толщей переслаивания карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород. Мощность отложений Пачки 2, содержащей природные резервуары с относительно высокими емкостными свойствами, может достигать 80 метров. Средняя пористость верхнефранских природных резервуаров выше средних значений пористости среднефранских резервуаров и составляет от 4 до 10% и иногда выше, с пиком распределения значений пористости 8% (рисунок 59). Мощность Пачки 1, содержащей низкоемкие природные резервуары, небольшая и составляет 10-20 метров. Мощность низкоемкой карбонатной Пачки 3 может изменяться от осевой части впадины к ее борту. Максимальные значения пористости наблюдаются в районе Качегановской и Семенкинской площадей восточного склона Южно-Татарского свода, погружающегося в сторону впадин Предуральского краевого прогиба. В Благовещенской впадине на Кабаковской площади так же наблюдается увеличение пористости верхнефранского циклита. На Зилимской площади Бельской депрессии, наоборот, наблюдается развитие пород с низким коэффициентом пористости. Это может быть связано с развитием маломощных пачек карбонатных пород третьего типа.

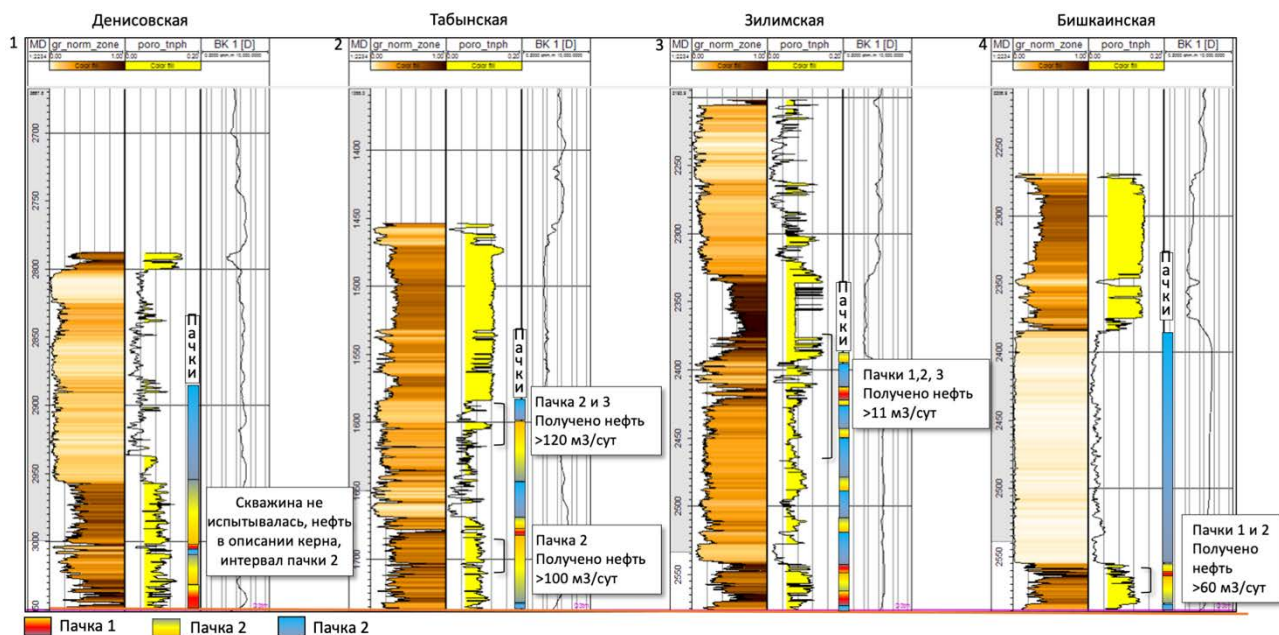


Рисунок 58. Результаты испытания скважин и их связь с распределением пачек пород в разрезе доманикоидного комплекса отложений.

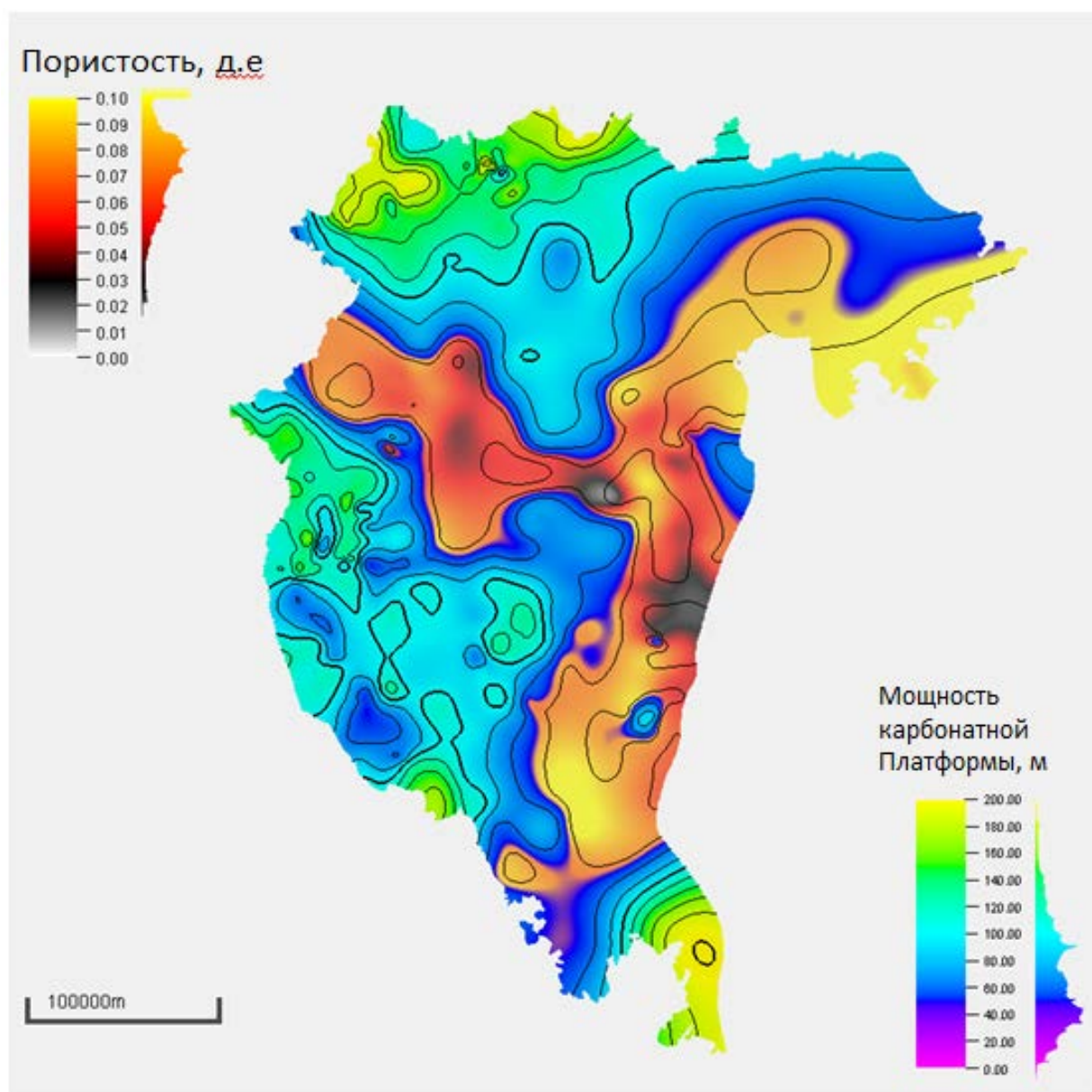


Рисунок 59. Распределение пористости пород верхнефранского циклита в пределах зоны развития отложений внутришельфовой впадины.

Верхнефранские отложения на территории исследования испытывались в Благовещенской впадине и Бельской депрессии, где из 40 скважин 9 дали промышленные притоки. Нужно отметить, что отложения Пачки 2 были испытаны только в нескольких скважинах с дебитами от 4 м³/сут на Зилимской площади до 14 м³/сут на Алаторской площади. Дебит более 100м³/сут был получен на Табынской площади из верхнефранских сильно трещиноватых карбонатных пород.

В фаменском циклите, по мере обмеления морского бассейна увеличивается доля карбонатных пород Пачки 3. Средний коэффициент пористости пород фаменского циклита изменяется от 5 до более чем 10%, соответствуя традиционным коллекторам биогермных построек (Рисунок 60). Максимальные значения пористости отмечаются в районах

Бекетовской площади Благовещенской впадины, Зилимской площади Бельской депрессии и на востоке Шихано-Ишимбайской седловины.

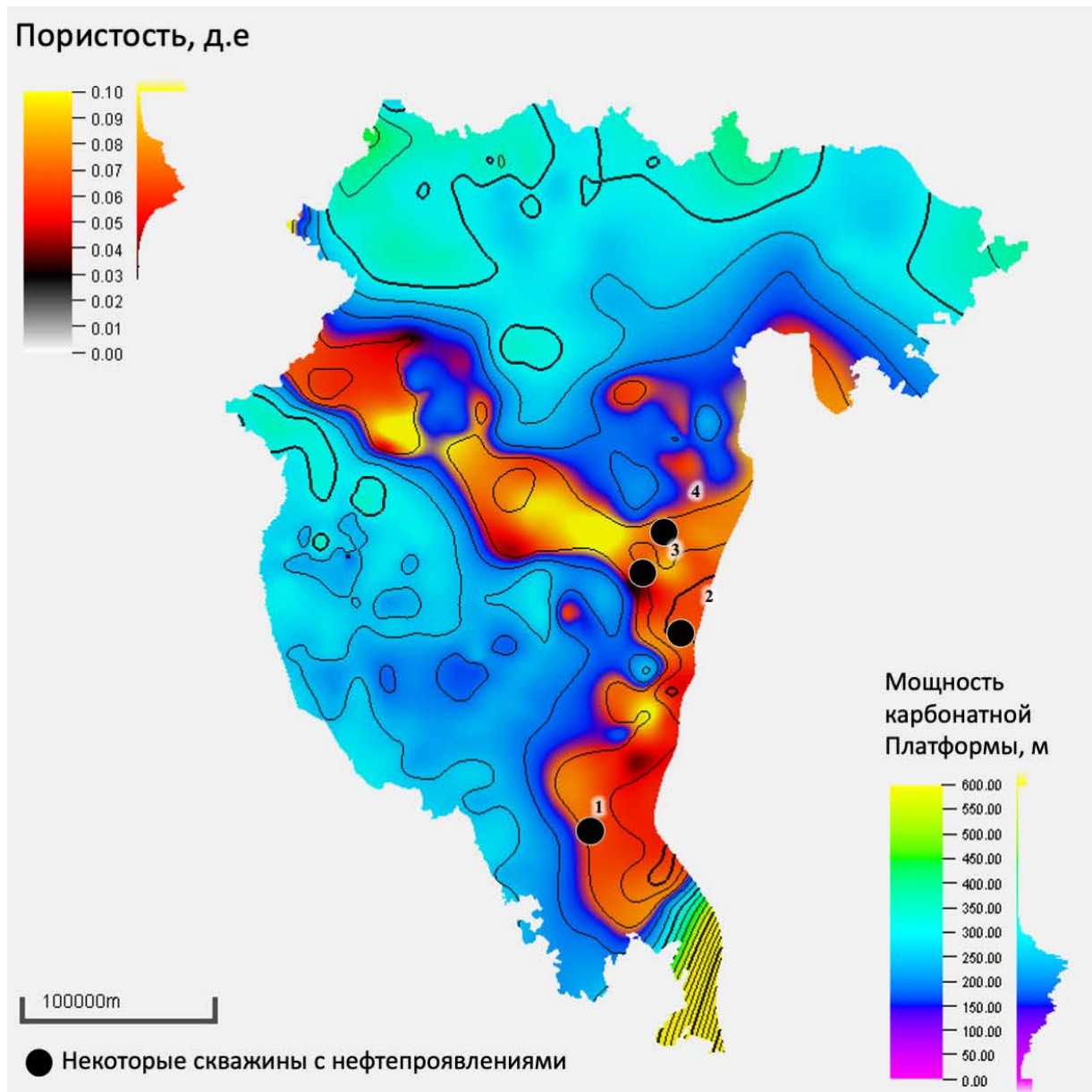


Рисунок 60. Распределение пористости пород фаменского цикла в пределах зоны развития отложений внутришельфовой впадины.

На Зилимской площади проводили совместные испытания Пачки 2 и Пачки 3 с дебитом более 11м³/сут. Так же на Табынская площади при испытании пачки 2 совместно с пачкой 3 был получен значительный приток нефти в объеме от 56 до 120 м³/сут.

Природные резервуары в разрезе *склона внутришельфовой впадины*. Разрез склона внутришельфовой впадины отличается от разреза ее центральной части сокращением мощности Пачек 2-го типа и увеличением мощности карбонатных пород пачки 3-го типа. В тех случаях, когда пачки второго типа замещаются на пачки карбонатных биогермных пород, перспективы нефтегазоносности связываются с традиционными карбонатными коллекторами.

Испытаний доманикоидных отложений в скважинах, вскрывших этот тип разреза, не проводилось.

Природные резервуары в разрезе *борта карбонатной платформы*. Разрез мелководно-морских отложений, накапливавшихся в условиях карбонатной платформы, сложен, как правило, пачками третьего типа (Пачка 3). Пачки первого и второго типа на карбонатной платформе маломощны. Опробование Пачек 1 и 2 франских отложений на поднятиях Татарского и Башкирского сводов не дали значительных результатов.

В основном, верхнефранские отложения испытывались в интервале карбонатной пачки 3, расположенной на борту внутришельфовой впадины, где развиты традиционные коллектора биогермных построек. Дебиты из карбонатных отложений верхнефранского возраста варьируются от 8 до 98 м³/сут. Фаменские биогермные постройки в регионе являются одним из поисковых объектов геологоразведочных работ. Поэтому и большинство испытаний, проводилось исключительно в зоне развития карбонатных пород на борту внутришельфовой впадины. Развитие мощных пачек карбонатных коллекторов биогермного происхождения в отложениях фаменского циклита способствует открытию залежей традиционного типа. 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.

В пределах турнейского циклита отложения представлены преимущественно карбонатными породами, представляющими собой традиционные резервуары нефти и газа.

Особенности распределения емкостных свойств природных резервуаров, связанных с характером соотношения мощностей выделенных пачек в разрезе доманикоидной формации показал, что верхнефранские и фаменские природные резервуары имеют лучшие емкостные характеристики в зоне развития позднедевонских внутришельфовых впадин, а так же частично их склонов.

5.3. Перспективы нефтегазоносности франско-турнейского доманикоидного комплекса.

Анализируя строения пачек, ёмкостных свойства пород каждой пачки и распределение значений суммарных толщин пачек в разрезе можно классифицировать высокоуглеродистую формацию (Таблица 4), прогнозировать вероятность наличия природных коллекторов в различных фациально-палеогеографических зонах и оценить перспективы нефтегазоносности региона.

В разрезах циклитов среднефранского, верхнефранского и фаменского возрастов выделяются пачки пород 1-го 2-го и 3-го типов, однако мощность их различна в разных структурно-фациальных зонах внутришельфовой впадины, ее склона и борта.

Таблица 4. Природные резервуары высокоуглеродистой доманикоидной формации, их емкостное пространство и доля в суммарном разрезе среднефранско-турнейского комплекса в зависимости от структурно-фациальной зоны их формирования.

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

Пачка 1 преимущественно сложена низкоемкими породами – коллекторами и развита в отложениях внутришельфовой впадины. Нужно отметить, что внутришельфовая впадина в среднефранское время имела широкое развитие на всей территории Башкортостана. Доля пачки в разрезе обычно небольшая и может достигать 15%. Отложения Пачки 1 являются основной нефтегазогенерирующей толщей, но доля пород-коллекторов в ее пределах незначительна, что делает ее малоперспективной на поиски углеводородов.

Пачка 2 содержит природные резервуары, обладающие наилучшими коллекторскими свойствами для доманикоидной толщи. Относительно высокие емкостные свойства в совокупности с толщинами, которые могут превышать 40м, делают отложения Пачки 2 высокоперспективными для поиска углеводородов. Доля отложений Пачки 2 в разрезе доманикоидного комплекса может достигать 60%. В пределах отложений Пачки 2 можно

планировать участки для горизонтального бурения с применением технологии многостадийного гидроразрыва пласта.

Пачка 3 сложена низкоемкими породами-коллекторами в пределах доманикоидного комплекса отложений. Лишь на бортах, в зоне развития биогермных построек с пористостью пород 10-20%, могут формироваться природные резервуары традиционного типа.

Большая часть пород Пачки 1 керогеново-карбонатно-кремнистого состава и Пачки 3 карбонатного состава являются низкоемкими. Доля емких и высокоемких нетрадиционных природных резервуаров максимальна в разрезах доманикоидных отложений, накапливавшихся в условиях внутришельфовых впадин, где эффективная мощность природных резервуаров может достигать 100 и более метров. Испытание интервалов пород, содержащих эти резервуары, подтвердило перспективы их нефтегазоносности. Так при наличии в разрезе преимущественно пачки второго типа, естественной трещиноватости, сильно развитой в зоне Предуральского краевого прогиба, вторичных процессов, влияющих на увеличение объема порового пространства, расположения площади исследования в пределах катагенетической зрелости главной зоны нефтегазообразования и бурения горизонтальных скважин с последующим применением многостадийного гидроразрыва пласта, дебиты скважин из внутришельфового разреза ВУФ могут существенно увеличиться.

Суммарные эффективные мощности и площадь их распространения. Определение толщин интервалов разреза с высокими емкостными свойствами является одним из основных критериев оценки перспектив нефтегазоносности, так как от него напрямую зависят потенциальные объемы ресурсов, последующий выбор системы разработки залежи и рентабельность производства. Пачки 2-го типа обладают наилучшими коллекторскими свойствами, Пачка 1 также может местами иметь улучшенные коллекторские свойства. В первой пачке присутствует наибольшее количество ОВ, которое непосредственно влияет на потенциальный объем генерации углеводородов. Поэтому целесообразно для оценки ресурсов углеводородов из нетрадиционного природного резервуара доманикоидного типа оценивать толщины первой и второй пачек совместно (Рисунок 61).

Основные суммарные толщины пачек 1-го и 2-го типов с емкими природными резервуарами наблюдаются в восточной части развития Камско-Кинельской системы прогибов Благовещенский впадины, сопряженной с Бельской впадиной Предуральского краевого прогиба. Повышенные толщины интервалов разреза с повышенной емкостью предполагаются и в центральной части Благовещенской впадины к югу от Узыбашевской площади. Однако, несмотря на то что породы в этом районе не вошли в главную зону нефтегазообразования, этот участок можно считать перспективным при возможности ранней генерации углеводородов. Практически на всей территории Бельской депрессии наблюдается

увеличение суммарной мощности первой и второй пачек всех циклитов до 70-80 метров. Эта территория наиболее изучена бурением и нефтегазоносность подтверждена испытаниями скважин.

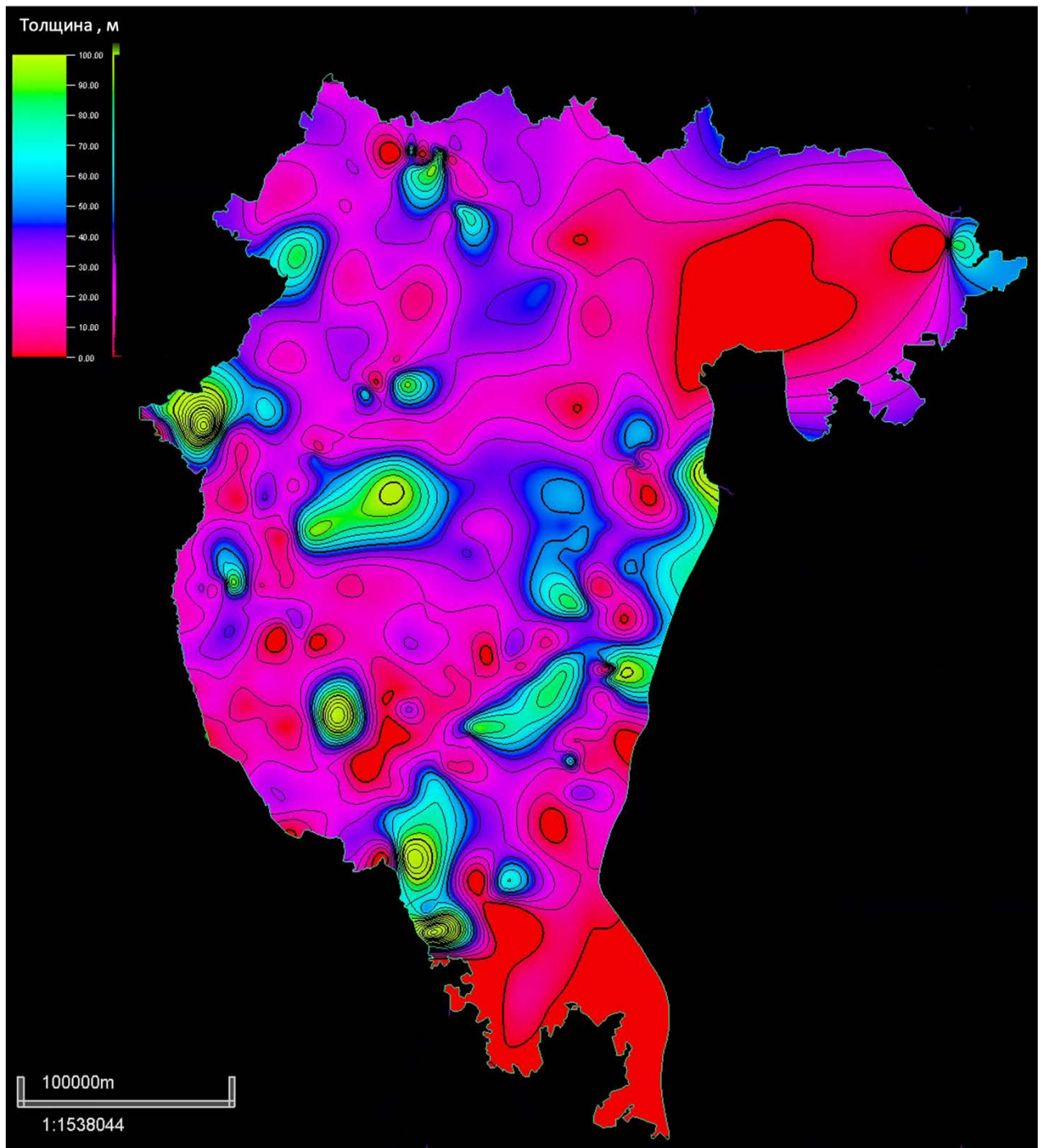


Рисунок 61. Карта суммарных толщин пачек 1-го и 2-го типов в разрезе доманикоидной высокоуглеродистой формации, без учета пористости пород.

Также увеличение суммарных толщин наблюдается и на восточном склоне Южно-Татарского свода, в основном за счет средне-верхнефранских отложений, где можно выделить два участка Северный и Южный. На юге суммарные толщины могут достигать 90-100м, на северном 70-80м. Эта зоне мало изучена бурением и испытания скважин практически не

проводились, тем не менее в описаниях поднятого керна присутствуют признаки нефтегазоносности, такие как запах углеводорода на свежем сколе, выпоты нефти в керне, повышение газопоказаний при бурении скважин и другие (Рисунок 62)

Общая площадь суммарных увеличенных толщин на изучаемой территории превышает 15 тыс км². Толщины по всей площади Республики Башкортостан варьируются в пределах от 20 до 100 м со средними значениями 30-40 м.

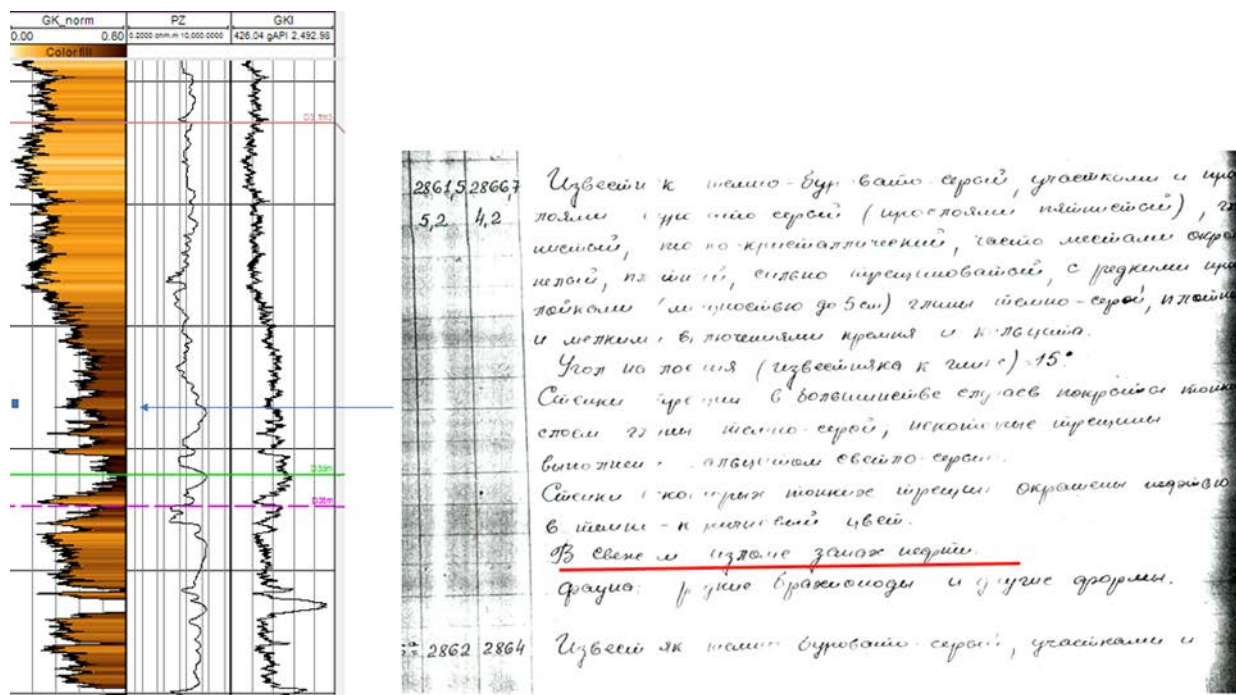


Рисунок 62. Указания на нефтепроявления в скважинах без испытаний доманикоидного комплекса отложений. Пример выкопировок из отчетов прошлых лет.

Перспективы нефтегазоносности.

Оценка емкостных свойств природных резервуаров со значениями коэффициента пористости по скважинам были нанесены на карты толщин региональных циклитов среднефранского, верхнефранского и фаменского возраста для построения карты прогноза ёмкостных свойств коллектора для каждого циклита. Перспективные зоны по каждому циклиту были суммированы и положены на карту распространения отложений внутришельфовой впадины и ее склона, где формировались отложения высокоуглеродистой доманикоидной формации в течение всего позднедевонского времени. В результате, построена карта прогноза зон развития ёмких и относительно высокоёмких пород коллекторов нетрадиционного типа, характерных для высокоуглеродистой доманикоидной формации. 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. (Рисунок 63).

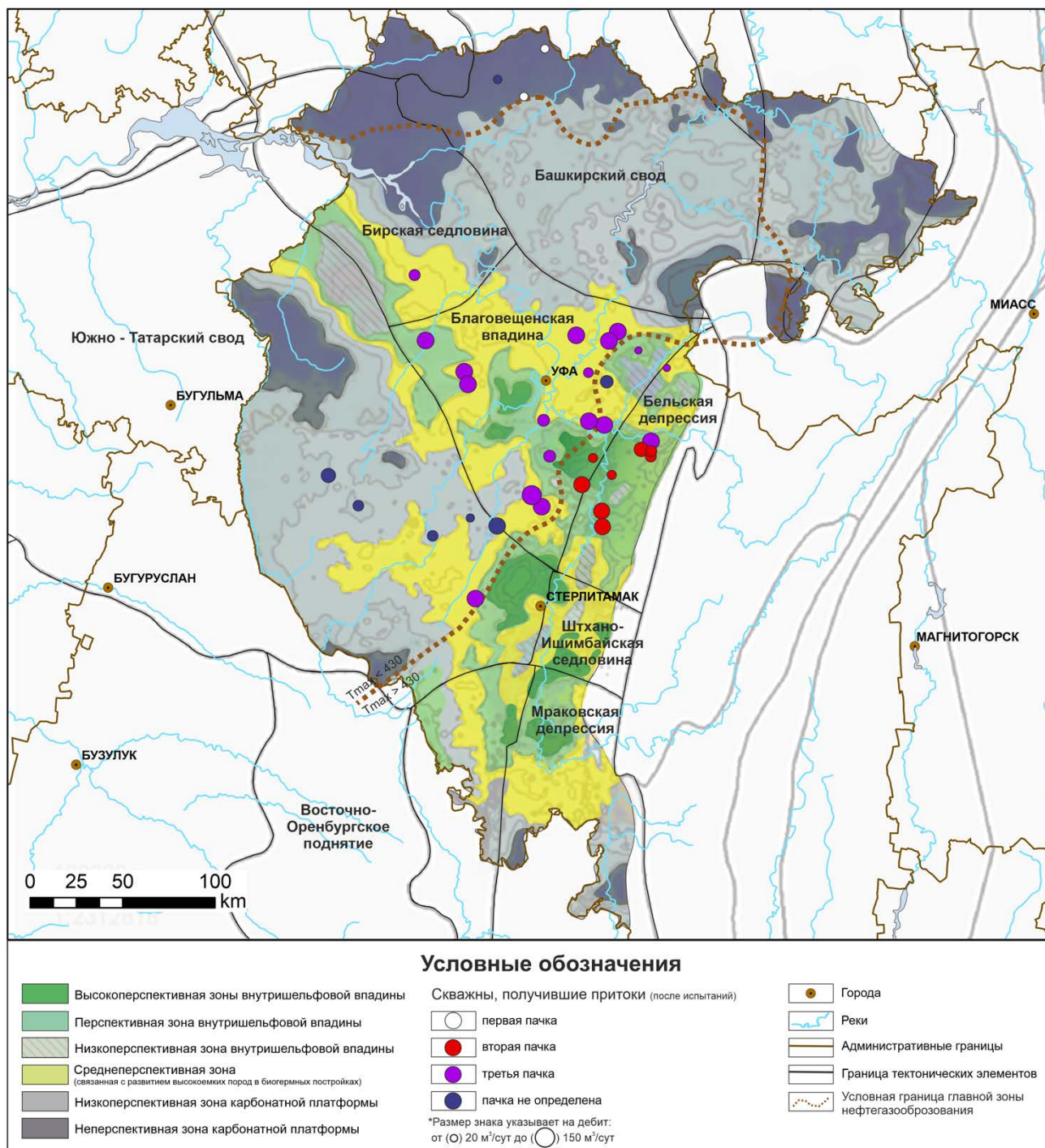


Рисунок 63. Зоны, перспективные на поиски природных резервуаров доманикоидного среднефранско-турнейского комплекса отложений в пределах зоны развития внутришельфовой впадины, увязанные с положением главной зоны нефтегазообразования.

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 высокочемкие 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 практически везде дали относительно высокий дебит скважин. К среднеперспективным зонам относятся зоны с суммарной мощностью емких и относительно высокочемких коллекторов нетрадиционного типа 20-40м. В основном такая зона приурочена к склонам впадины. Мощность менее 20м с развитием преимущественно низкочемких коллекторов относится к низкоперспективным.

Оценка ресурсов. Для оценки ресурсной базы высокоперспективных и перспективных зон доманикоидных отложений, принимая во внимание все допущения и неопределенности, описанные выше, необходимо было выбрать оптимальный метод. Таким методом стал хорошо известный и зарекомендовавший себя метод вероятностной оценки Монте – Карло, который может учитывать существующие геологические неопределенности (Рисунок 64).

Вероятностную оценку рекомендуется использовать на поисково-разведочной стадии работ, когда в исходных данных, моделях, предположениях имеется ряд неопределенностей, связанных, в первую очередь, с недостаточной изученностью региона. Под вероятностью (Р) понимается числовая характеристика класса событий, которой по определению является аналогом относительной частоты событий. Основной задачей теории вероятностей является нахождение интересующего нас события в соответствии с известной вероятностью данного события, через которое это событие выражается. В применении к процессу оценки ресурсов это означает использование подхода, при котором с определенной вероятностью допускается изменение каждого из подсчетных параметров в определенном типе и диапазоне распределения значений, то есть, в отличие от детерминистического подхода, каждому из подсчетных параметров соответствует не одна точка, а массив значений. Для универсальности расчёта в работе приводится удельная оценка ресурсов, рассчитанная на один квадратный километр. Тем самым можно оперативно использовать результаты оценки для любой высокоперспективной зоны, в зависимости от ее площади.

Неопределенности подсчета ресурсов связаны с параметрами, оценка которых проводится по результатам интерпретации геофизических и керновых исследований разрезов скважин. К ним можно отнести общую толщину франско-турнейского комплекса, долю емких пород в разрезе (преимущественно это пачка 2 типа), среднюю пористость, водонасыщенность и объемный коэффициент. Как правило, эти параметры устанавливаются на основании петрофизических характеристик.

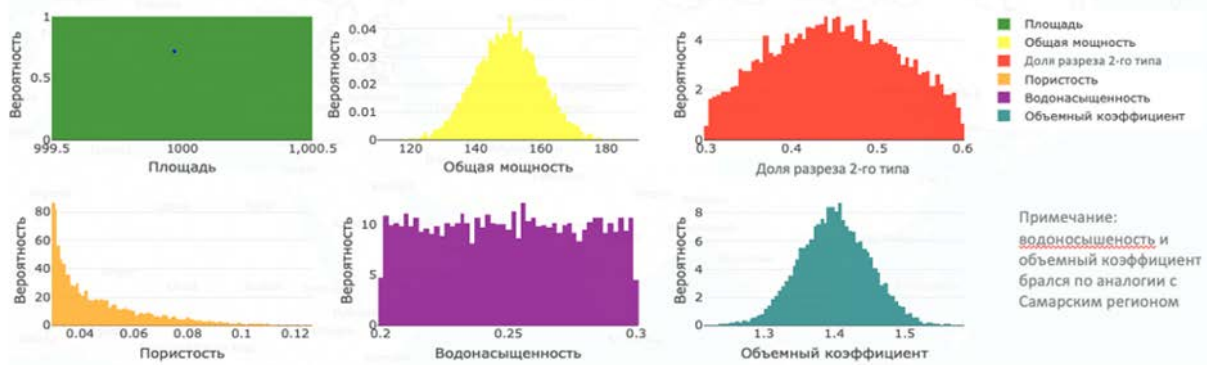
Для распределения общей мощности высокоуглеродистой формации использовался нормальный тип распределения, который соответствует карте общих толщин франско-турнейского комплекса в пределах внутришельфовой впадины с пиком значений в районе 150 м и граничными значениями распределения от 120 до 170 метров. Для перехода от общих толщин к толщинам, в которых может содержаться порода коллектора, использовался

коэффициент доли пачки второго типа во внутришельфовом разрезе. Так же, как и для общей толщины был применен нормальный тип распределения, но с ограничениями по значениям 0,3 и 0,6, что соответствует 30 и 60%.

Значения коэффициента пористости пород распределяются по логнормальной зависимости, что соответствует описанным ранее распределениям измерения коэффициента пористости по керну. Значения коэффициента пористости, полученные по ГИС, имеют диапазон значений от 1 до 12%.

Коэффициент водонасыщенности принимался по аналогии с месторождениями Бузулукской впадины, несмотря на то что во время испытаний доманикоидных отложений в скважинах воды получено не было. Объемный коэффициент напрямую зависит от газового фактора, что в свою очередь зависит от степени катагенетической зрелости органического вещества. Поскольку регион исследования преимущественно нефтяной, то объемный коэффициент использовался как нормальное распределение для нефтяных месторождений с небольшим газовым фактором. Все вводимые значения подсчета ресурсов углеводородов в доманикоидных отложениях центральной части Волго-Уральского бассейна не противоречат и схожи с аналогами высокоуглеродистых формаций в зарубежных бассейнах, как например формация Дувеней в Канаде.

Параметры для расчета



Результат

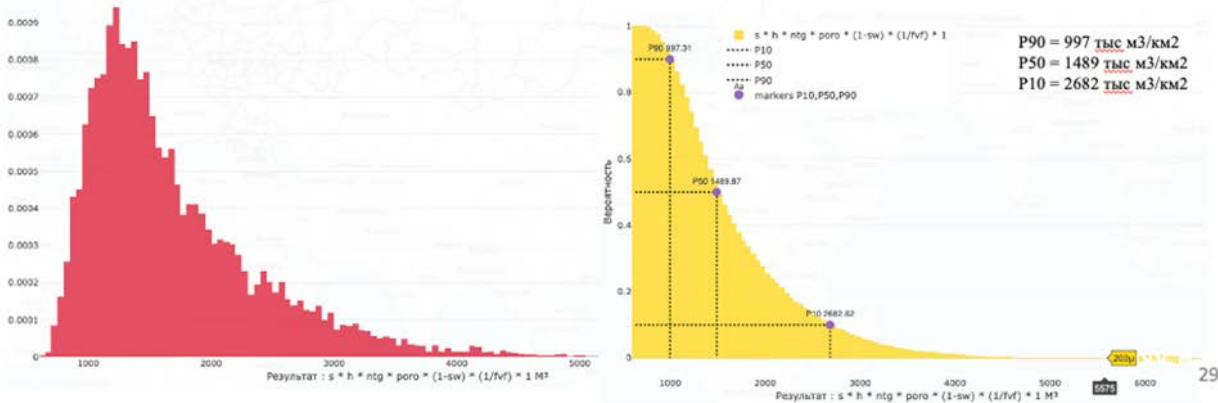


Рисунок 64. Удельная оценка ресурсов высокоуглеродистой доманикоидной формации центральной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна методом вероятностной оценки Монте – Карло,

В результате расчета в специализированном программном обеспечении методом Монте-Карло получились следующие удельные ресурсы: P90 (пессимистичная оценка) = 997 тыс. м³/км², P50 (базовая оценка) = 1489 тыс. м³/км² и P10 (оптимистичная оценка) = 2682 м³/км².

Если принимать во внимание, что средний коэффициент извлечения нефти для нетрадиционных коллекторов составляет порядка 10%, а длина горизонтальной скважины от 1500 до 2000 м, то на скважину может приходиться от 99 до 268 тыс. м³ нефти извлекаемых запасов, что сопоставимо с накопленной добычей скважин рентабельно-разрабатываемых нетрадиционных месторождений в Северной Америке (Mason, 2012).

Заключение.

1. На территории центральной части Волго-Уральского осадочного бассейна формировались отложения высокоуглеродистой доманикоидной формации среднефранско-турнейского возраста. В среднефранское время формирование доманикоидных отложений происходило на всей территории изучаемого региона. В позднефранско-турнейское время отложения высокоуглеродистой формации накапливались лишь в обстановках внутришельфовой впадины, ее склона и борта, которые ограничивались зоной распространения Камско-Кинельской системы прогибов.
2. Система прогибов выделяется по значительному уменьшению мощности отложений среднефранско-нижнетурнейского комплекса, по сравнению с мощностями на палеосводах. В бортовой зоне на сейсмической картине наблюдается активное и асимметричное распространение клиноформного комплекса отложений, проградирующего в направлении осевой зоны прогибов.
3. Циклический характер строения отложений высокоуглеродистой формации и мощность циклитов среднефранского, верхнефранского, фаменского и турнейского возраста 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 формировались отложения доманикового типа.
4. По литологическому составу отложений, характеру их переслаивания в пределах циклитов доманикоидного комплекса, а также по их литофизической характеристике и распределению естественной радиоактивности было выделено три типа пачек. Пачки слагают ассоциации пород, характерные для типов разрезов разных палеогеографических зон: пачки карбонатно-кремнистых пород с высоким содержанием органического вещества (Пачка 1); пачки частого переслаивания карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород (Пачка 2); пачки преимущественно карбонатных пород (Пачка 3). Первая пачка, как правило, отвечает относительно максимально высокому стоянию уровня моря, вторая пачка пород формировалась в условиях изменения уровня моря, а третья пачка накапливалась в период относительно низкого стояния уровня моря.
5. На основании детального изучения емкостных свойств нетрадиционных пород-коллекторов доманикоидного типа, выделенных в пределах пачек, показано, что

относительно емкие и высокоемкие породы-коллекторы формировались в породах Пачки 2, а Пачки 1 и 3 содержат преимущественно низкоемкие породы-коллекторы. Зная характер распределения пачек с разными емкостными свойствами пород по типам разреза, можно сделать прогноз природных резервуаров, где их ёмкость достаточна для скоплений углеводородов.

6. Анализ строения пачек, ёмкостных свойств пород каждой пачки, суммарных толщин пачек, содержащих природные резервуары с ёмкостью, достаточной для аккумуляции углеводородов в значительных объемах, позволил сделать прогноз распространения природных резервуаров, их мощности и свойств по разным фациально-палеогеографическим зонам, а также оценить перспективы нефтегазоносности региона.
7. Перспективы нефтегазоносности доманикоидного франско-турнейского комплекса связаны с Бельской и Мраковской депрессиями и сопредельными с ними зонами распространения отложений относительно глубоководных впадин на шельфе, благоприятными для накопления органического вещества, способного генерировать углеводороды и отдавать его в ёмкие коллектора пачек переслаивания карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород.

Список литературы.

Опубликованная

1. Аверьянова О.Ю. Нефтегазовые системы доманикового типа Тимано-Печорского осадочного бассейна // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т.11. – No1.
2. Алиев М.М., Батанова Г.П., Хачатрян Р.О., Ляшенко А.И., Новожилова С.И., Назаренко А.М., Адлер М.Г., Федорова Т.И., Тюрихин А.М., Михайлова Н.А. Девонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. М.: «Недра». –1978. –216 с.
3. 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. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. М: РГГУ, 1999. 285 с.
6. 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, No3, 2013.
7. Баженова Т.К. Смешанные породы, содержащие некарбонатный углерод // Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов. – СПб.: Недра. – 1998. – С. 265–269.
8. Белоконь Т.В., Гецен Н.Г., Катаева Т.А., и др. Перспективы нефтегазоносности севера Урало-Поволжья по данным геохимии доманикитов // Геология нефти и газа.– 1990.– № 3.– С. 20–23.
9. Беляева Н.В. Модель седиментации франко-турнейских отложений на северо-востоке европейской платформы. Диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. 2000
10. 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.
11. Беляева Н.В., Корзун А.Л., Петрова Л.В. Модель седиментации франко-турнейских отложений на северо-востоке европейской платформы. – СПб.: «Наука». – 1998.

12. 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. No 1. С. 8–23.
13. 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. – No 6. – С. 33–52.
14. 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. – No 5. – С. 51–65.
15. Вилесов А.П., Модель седиментации карбонатной толщи фаменского яруса бобровско-покровского вала (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция). Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 6/2017. С4- 12
16. Вилесов А.П., Немирович Т.Г. Лашманова А.А. Франские одиночные рифы оренбургской области и перспективы их нефтегазоносности. Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории. Материалы VII Всероссийского литологического совещания (Новосибирск, 28–31 октября 2013 г.) С-158-162.
17. 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.
18. 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
19. 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.
20. 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. No5. – С. 86-99.

21. Гафурова Д.Р., Преобразование органического вещества и формирование порового пространства в результате теплового воздействия на породы семилукского (доманикового) горизонта Южно- Татарского свода. диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, 2018
22. 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.
23. 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.
24. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана / Под ред. Р.С. Хисамова. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, – 2010. – 283 с.
25. Горожанина Е.Н., Горожанин В.М, Заграновская Д.Е.,Захарова О.А. О строении Камско-Кинельской системы прогибов. Известия вузов. Геология и разведка, 2019, №3, С-9-20
26. 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.
27. Горожанина Е.Н., Днистрянский В.И., Побережский С.М. и др. Эталонный разрез палеозойских отложений Северного Прикаспия по данным бурения скважины 20 155 Песчаной площади // Геология и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области: Науч.труды ОАО ИПК «Южный Урал». – Вып. 4. – Оренбург. – 2007. – С. 73–86.
28. Гритчина В.В. Об опоисковании рифогенных залежей на примере Южно-Орловского месторождения//Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – No 3– С. 3-7.
29. Гутман И.С., Потемкин Г.Н., Субботина И.А. и др. Выявление особенностей макростроения нижнекаменноугольных и верхнедевонских отложений Камско-Кинельской системы прогибов на территории Самарской области и республики Башкортостан. Науки о земле. Сырьевая база и геологоразведка. 04.2021
30. Гурари Ф. Г. Доманикиты и их нефтегазоносность / Ф. Г. Гурари // Советская геология. – 1981. – No 11. – С. 3–12.
31. Гурари Ф. Г. Региональный прогноз промышленных скоплений углеводородов в доманикитах / Ф. Г. Гурари // Геология нефти и газа. – 1984. – No 2. – С. 1–5.

32. Дегтярев А.Н. Анализ современного состояния развития промышленности и нефтедобычи в республике Башкортостан. Научные труды ВЭО России / 223 том. С – 432-444
33. Егорова В.Л. Стратиграфия, литология и фации девонских отложений Куйбышевской области, 1962.
34. 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.
35. Жемчугова В. А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений. Курс лекций / В. А. Жемчугова. – М.: Ред.-изд. центр ЕАГО. – М, 2014.
36. Завьялова А.П., словия формирования и перспективы нефтегазоносности отложений доманикоидного комплекса франско-турнейского возраста Муханово-Ероховского прогиба. диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, 2021
37. Завьялова А.П., Ступакова А.В. Перспективы нефтегазоносности доманикоидной высокоуглеродистой формации Муханово-Ероховского прогиба // Нефтяное хозяйство – 2021 - No1169 – С.34-39
38. 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. — No 6. — С. 57–73.
39. Зайдельсон М.И., Вайнбаум С.Я., Копрова Н.А., Семенова Е.Г. и др. Формирование и нефтегазоносность доманикоидных формаций – М.: Наука, 1990 – 79с
40. Зайдельсон М.И., Мкртчян И. О. Формирование и нефтегазоносность доманикоидных формаций – М.: Наука, 1990.
41. 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. – No6. – С. 3-10.
42. Зоненшайн Л. П., Городницкий А. М. Палеозойские и мезозойские реконструкции континентов и океанов // Геотектоника, 1977.
43. Иванов М.К., Калмыков Г.А., Белохин В.С., Корост Д.В., Хамидуллин Р.А.
44. Петрофизические методы исследования кернового материала - М.: Изд-во МГУ, 2008.

45. 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.
46. 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
47. Казанцева Т.Т. К перспективам нефтегазоносности северной части зилаирского синклиория , Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2013, No 1
48. Казанцева Т.Т. Среднедевонский доманикит Башкирии. Георесурсы. № 2(57). 2014. С. 17-23.
49. 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. – No2. – С.28-32. 1996;
50. Калмыков Г.А., Балущкина Н.С. Модель нефтенасыщенности порового пространства пород бажендовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала. – М.: ГЕОС, 2017, 247 с.
51. Карнаухов С.М., Соловьев Б.А., Подкорытов Н.Г. Перспективы нефтегазоносности верхнефранских отложений северной бортовой зоны Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. – 1996. – No 8. – С. 76–19.
52. 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.
53. Карпушин М.Ю., Ступакова А.В., Завьялова А.П., Сулова 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>
54. Карпушин М.Ю., Ступакова А.В., Завьялова А.П., Калмыков Г.А., Чупахина В.В., Коробова Н.И., Сулова 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

55. 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.
56. 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.
57. 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.
58. Кожанов Д.Д., Большакова М.А., Хопта И.С., Мордасова А.В., Ступакова А.В., Заглядин Я.А., Борисова М.С., Завьялова А.П., Чупахина В.В., Сахабов Т.Р. (2021). Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности рифей-вендских отложений северной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. Георесурсы, 23(2), с. 73–86. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.7>
59. Кузнецов В.Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение: Учеб. Пособие для вузов / Кузнецов В.Г. — М.: ООО «Недра- Бизнесцентр», – 2007. –511 с. 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.
60. 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.
61. 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
62. 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.
63. 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.

64. Масагутов Р.Х., Илеменова О.Д., Минкаев В.Н.. Сопоставление высокоуглеродистых формаций девона и карбона Башкортостана по геохимическим критериям для оценки их нефтепродуцирующей роли. // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 6. – С. 46–49.
65. Микрюков М.Ф. Девонские отложения восточной части Русской платформы и Предуральяского прогиба в границах Башкирии // Геология СССР. Т. XIII. – М.: Недра, 1964. – С. 148–160.
66. Милановский Е.Е. Геология России и ближнего зарубежья. Учебник. / Милановский Е.Е. – М.: Изд-во МГУ. – 1996.
67. Мирчинк М. Ф., Хачатрян Р. О., Громека В.И. и др. Тектоника и зоны нефтегазоаккумуляции Камско-Кинельской системы прогибов. – М.: Наука. –1965. – С. 216.
68. Мкртчян О.М. Верхнедевонские рифы и их роль в формировании нефтеносных структур востока Урало-Поволжья. – М.: Наука. – 1964.
69. Мкртчян О.М. Закономерности размещения структурных форм на востоке Русской плиты. – М.: Наука. – 1980
70. 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.
71. 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
72. Неручев С.Г. Нефтеобразование в отложениях доманикового типа – Л.: Недра. – 1986.
73. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. М.: Недра, 1969.
74. Неручев С. Г., Рогозина Е. А., Зеличенко И. А. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа. Л. : Наука, Ленингр. отд-ние, 1986. 247 с
75. Объяснительная записка к атласу литолого-палеогеографических карт СССР. Том II. Девонский, каменноугольный и пермский периоды. – М.: ГУГК. – 1969.
76. 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. 158
77. Никитин Ю.И., Остапенко С.В. Связь нефтеносности Волго-Уральской провинции с плитной тектоникой Урала // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 12. – С. 14–17
78. 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.

79. Пучков В.Н. Палеогеодинамика Южного и Среднего Урала. – Уфа: Изд-во Даурия, – 2000. – 146 с.
80. Пантелеев А.С. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области. – Оренбург. Оренбургское книжное издательство. –1997. – 272 с.
81. Преснякова О.В. Сланцевая нефть доманикитов – что это? // Труды молодежной научно-практической конференции «ТатНИПИнефть», 2014. – С. 1 – 11.
82. 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. – No 3.
83. Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю. Понятийная база и первоочередные объекты нетрадиционного углеводородного сырья // Георесурсы, геознергетика, геополитика. – Вып 2(10). – 2014.
84. 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. – No 4.
85. 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.
86. 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.
87. Радченко К.А., Коробова Н.И., Большакова М.А., Ступакова А.В., Завьялова А.П., Чупахина В.В. Литолого-геохимическая характеристика естественных выходов доманиковых отложений в районах Предуральяского краевого прогиба Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. «Вестник Московского университета», 2019
88. Решение Межведомственного регионального стратиграфического совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы с региональными стратиграфическими схемами (Ленинград, 1988). Девонская система. / Ржонсницкая М.А., Куликова В.Ф., Л.; ВСЕГЕИ. – 1990. –60 с.
89. 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 . – No1 . – С. 92-97
90. 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>.
91. Соболева Е.В., Гусева А.Н. Химия горючих ископаемых. / Соболева Е.В. –М.: Изд-во МГУ. – 2010. – С. 312.
92. Соболева Е.Н. Особенности геологического строения, оценка ресурсного потенциала и освоение залежей нефти в отложениях доманикового типа Муханово-Ероховского прогиба. диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, 2022
93. Справочник по литологии. Под редакцией Н. Б. Вассоевича, В. Л. Либровича и др., М.: Недра, 1983. 509с.
94. Соснин Н.Е. Характеристика отложений доманикового типа на территории Ульяновской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014 . – №3 – С. 22-25 .
95. 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. – No 8, – С. 27-31.
96. 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. – No 66. – С. 3-115.
97. Ступакова А. В., Фадеева Н. П., Калмыков Г. А. и др. / Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна // Георесурсы. – 2015. – No 2 (61). – С. 77–86.
98. Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Фадеева Н.П., Гатовский Ю.А., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Пронина Н.В., Большакова М.А., Завьялова А.П., Чупахина В.В., Петракова Н.Н., Мифтахова А.А. / Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности // Георесурсы. – 2017. –Т. 1. – С. 112–124
99. Ступакова, А. В., Калмыков, Г. А., Коробова, Н. И., Сулова, А. А., Фадеева, Н. П., Савченко, С. И., Тимошенко, О. М. Резервуары нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна. Научно-технический вестник ОАО НК РОСНЕФТЬ, 2 (2016), 46–52.
100. 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

101. 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. - No2. - С. 4-12.
102. Супруненко О.И., Тугарова М.А. Геохимия нафтидов // СПГУ, 2002, 130с
103. Сяндюков А.В. Литология, фации, и нефтегазоносность карбонатных отложений Западной Башкирии (верхний девон, карбон, нижняя пермь) М. Наука, 1975.
104. 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. - No5 – С. 67-78.
105. 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.
106. 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. - No6. – С. 44 – 52
107. Фортунатова, Н. К., Варламов, А. И., Канев, А. С., Пороскун, В. И., Баранова, А. В., and Бушуева, М. А. Строение и оценка перспектив нефтеносности углеродистых карбонатно-кремнистых отложений доманикового типа Волго-Уральской НГП. *Геология и геофизика* 62, 8 (2021), 9.
108. Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэнта-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. – No 1. – С. 17-22.
109. *Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г., Бушуева М.А., Канев А.С., Лучина С.А., Авдеева А.А., Володина А.Г., Холмянская Н.Ю.* Методика прогноза структурно-литологических и литологических ловушек нефти и газа в верхнедевон-турнейском и нижнепермском карбонатных нефтегазоносных комплексах востока Волго-Уральской НГП. – Геология нефти и газа. – 2019. – No 3. – С. 23–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-23-38.
110. Фортунатова Н.К., Карцева О.А., Баранова А.В., Агафонова Г.В., Офман И.П. Атлас структурных компонентов карбонатных пород. М.: ВНИГНИ, 2005. — 440 с.
111. 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.
112. Хабиров Р. Ф., Справка о состоянии и перспективах использования минерально-сырьевой базы Республики Башкортостан на 15.03.2021 г. Справка подготовлена ФГБУ «ВСЕГЕИ» в рамках выполнения Государственного задания Федерального агентства по недропользованию от 14.01.2021 г. № 049-00016-21-00
113. Ханин А.А. (1965). основы учения о породах-коллекторах нефти и газа. М: Недра, 360 с.
114. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР / М: «Недра», 1973. – 304 с.
115. Хачатрян Р.О. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы. – М.: Наука. – 1979.
116. Хисамов Р.С. и др. Доманиковые продуктивные отложения татарстана - аналог "сланцевых плеев" США // Недропользование - XXI век – 2016 . –№3 (60) . – С. 84-93
117. 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.
118. Чухакина 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>
119. Шарданова Т.А., Фадеева Н.П., Хамидуллин Р.А., Хомяк А.Н. Емкостное пространство пород высокоуглеродистой формации (на примере доманиковой толщи Южно-Татарского свода). Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 1. С. 125-132. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.13>
120. 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.
121. 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.
122. Шатский Н.С. Основные черты строения и развития Восточно-Европейской платформы // Изв. АН СССР. Сер. Геол. – 1946. - №1.

123. Шустер В.Л., Пунанова С.А., Нетрадиционные трудноизвлекаемые ресурсы нефти и газа: проблемы освоения и экологии // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. - No3. – С.14-17
124. Юсупова И.Ф., Фадеева Н.П., Шарданова Т.А. / Влияние повышенных концентраций органического вещества на свойства пород // Георесурсы – 2019 – Т.21 - No 2. - С. 183-189
125. James L. Wilson. Carbonate Facies in Geologic History. Springer, New York, NY. – 1975.
126. James Mason, Oil Production Potential of the North Dakota Bakken, Oil & Gas Journal, 02,2012
127. Kevin Shaw, Theodore Randolph, William Anthony, John D. Harkrider, Igor Gendelman. Delineating the Multi-Stacked Domanik Play in the Volga-Urals Basin, Russia. SPE-206407-MS, 2021& <https://doi.org/10.2118/206407-MS>
128. Ibrahim Palaz. Kurt J. Marfurt. Carbonate seismology. Society of Exploration Geophysicists. 1997. DOI: <https://doi.org/10.1190/1.9781560802099>
129. K.-J. Dunn, D.J. Bergman, G.A. LaTorraca Nuclear Magnetic Resonance: Petrophysical and Logging Applications. Elsevier Science, 2002
130. Log analysis for unconventional. https://wiki.seg.org/wiki/Log_analysis_for_unconventionals
131. S. Steiner, ADCO; I. Raina, S. Dasgupta, R. Lewis, E. R. Monson, B. A. Abu-Snaine, A. Alharthi, G. P. Lis, A. Chertova, Petrophysical Challenges in Unconventional and Tight Source Rocks, Onshore Abu Dhabi& 2015, SPE-177614-MS

Фондовая

132. 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.
133. 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.
134. Зайдельсон М.И. и др. Закономерности распространения, литологические, геохимические, коллекторские свойства и нефтегазоносность битуминозных толщ доманиковой фации в девоне и нижнем карбоне на территории Волго-Уральской провинции, отчет: тема 0616-84 / Ин-т геол. и разраб. гор. ископ. (ИГИРГИ), Волжское

- отд.; рук. М.И. Зайдельсон; исполн.: С.Я. Вайнбаум, В.Г. Семенова [и др.]. Куйбышев, 1986. – 453 с. – Росгеолфонд, инв. No 423962.
135. 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. No 9181.
136. Макарова С.П. Стратиграфия, литология, фации палеозоя Оренбургской области по результатам глубокого бурения на разведочных площадях, 1998.
137. Писаренко Ю.А. Отчет «Геологическое строение доманиковых отложений Волго-Уральского бассейна». 2014.
138. 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 Недра, 2008. – 911 с. – Геол. фонд по Приволжскому ФО, инв. No 18763.
139. 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 No 85. Саратов, НВ НИИГГ, 2008. – 915 с. – Росгеолфонд, инв. No 492780.
140. 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. No 14590.
141. 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.
142. 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.

143. Трофимов В.А. и др. Разработка тектонической карты Волго-Уральской нефтегазоносной провинции масштаба 1: 1 000 000. Отчет по Государственному контракту No ПС-03-06/2054, ФГУП ИГиРГИ, 2005 г.
144. 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
145. Яхимович Г.Д. Обоснование перспективных направлений и объектов для постановки геологоразведочных работ на нефть, газ и конденсат в западной части Оренбургской области, 2004.