

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
имени М.В. ЛОМОНОСОВА

*На правах рукописи*



**Завьялова Анна Петровна**

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

Специальность 25.00.12 – Геология, поиски и разведка  
нефтяных и газовых месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Москва, 2021

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

- Научный руководитель**      ***Ступакова Антонина Васильевна***  
*доктор геолого-минералогических наук,  
доцент*
- Официальные оппоненты**
- Фортунова Наталья Константиновна***  
*доктор геолого-минералогических наук,  
профессор, ФГБУ «ВНИГНИ»,  
заместитель генерального директора по  
научной работе*
- Прищеп Олег Михайлович***  
*доктор геолого-минералогических наук,  
профессор, ФГБОУ ВО «Санкт-  
Петербургский горный университет»,  
заведующий кафедрой геологии нефти и  
газа*
- Меркулов Олег Игорьевич***  
*кандидат геолого-минералогических наук,  
АО «НВНИИГТ», управляющий директор*

Защита диссертации состоится 14 мая 2021 г. в 14 часов 30 минут на заседании диссертационного совета МГУ.04.06 Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова по адресу:  
г. Москва, Ленинские горы, 1, ауд. 621  
E-mail: poludetkinaelena@mail.ru

С диссертацией можно ознакомиться в отделе диссертаций научной библиотеки МГУ имени М.В. Ломоносова (Ломоносовский просп., д. 27) и на сайте ИАС «ИСТИНА»

<https://istina.msu.ru/dissertations/363165965/>

Автореферат разослан «07» апреля 2021 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета,  
кандидат геолого-минералогических наук



Е.Н. Полудеткина

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность работы.** В настоящее время наблюдается сокращение разведанных запасов углеводородов (УВ) Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна из традиционных резервуаров, что, в свою очередь, приводит к падению добычи нефти. Это связано с тем, что основные месторождения бассейна, среди которых крупнейшие уникальные Ромашкинское, Новоелховское, Туймазинское и др., были открыты еще в середине XX века и большинство из них разрабатываются уже более 50-60 лет. Один из возможных источников поддержания добычи на современном уровне – вовлечение в разработку трудноизвлекаемой нефти, к которой относится нефть в том числе из доманикоидных низкопроницаемых отложений Волго-Уральского региона. До начала века эти отложения рассматривали только лишь как источник, поставляющий углеводороды в традиционный коллектор, карбонатный или песчаный, из которого можно их извлекать отработанными традиционными методами. Однако в связи с успехом извлечения американскими нефтяниками «сланцевой» нефти, и с появившейся возможностью прямого извлечения углеводородов из той толщи, в которой они формируются, доманикоидные отложения Волго-Уральского бассейна привлекают все большее внимание. Наличие свободных углеводородов в нефтематеринской толще уже давно привлекает геологов-нефтяников как потенциальный источник нефти. Нефтепроявления из доманикоидных отложений отмечаются практически на всей территории Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов. Сложность строения и изменчивость разреза по территории до сих пор не позволяла осуществлять постоянную промышленную добычу нефти из доманикоидных отложений, именно поэтому необходимо исследовать их более детально. На данный момент поставлены на Государственный баланс запасы открытых нетрадиционных залежей 4 месторождений в Самарской и Оренбургской областях.

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

1. Обобщение материалов по геологическому строению и нефтегазоносности Муханово-Ероховского прогиба и северной части Бузулукской впадины.
2. Изучение строения среднефранско-гурнейского комплекса отложений по площади и в разрезе по керну скважин, каротажным материалам скважин и интерпретации региональных временных сейсмических разрезов.

3. Выделение основных коррелятивных границ сейсмических комплексов и подкомплексов на сейсмических разрезах, особенностей напластования пород, выделение сейсмофаций и их геологическая интерпретация.
4. Определение толщин подкомплексов и их распределение на изучаемой территории.
5. Выявление цикличности и идентификация в разрезе единых трансгрессивных и регрессивных пачек, изучение их строения по площади и разрезу и восстановление условий осадконакопления.
6. Выделение фаций в разрезе среднефранско-турнейского комплекса и выявление закономерности их распространения на конец формирования каждого циклита.
7. Анализ нефтегазоматеринских и фильтрационно-емкостных характеристик отложений.
8. Оценка перспектив нефтегазоносности среднефранско-турнейских отложений.

**Объект и предмет исследования.** Объектом данного исследования являются доманикоидные отложения среднефранского подъяруса верхнего отдела девонской системы ( $D_{3f2}$ ) – турнейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы ( $C_{1t}$ ) в южной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (Муханово-Ероховского палеопргиба), состоящая из пород доманикоидной высокоуглеродистой формации (ВУФ) и преимущественно карбонатных пород. Доманикоидная ВУФ - это тонкослоистая глинисто-кремнисто-карбонатная формация с повышенным содержанием органического вещества (ОВ), охватывающая стратиграфический интервал от саргаевского горизонта верхнего девона до турнейского яруса нижнего карбона, сформированная на востоке Восточно-Европейской платформы в условиях недокомпенсации внутришельфовых впадин, которая способна как производить углеводороды собственными нефтегазоматеринскими толщами, так и концентрировать их в отдельных пластах и зонах, выполняющих роль резервуара (Ступакова А.В., 2015). Предмет исследования – выявление условий формирования и перспектив нефтегазоносности доманикоидной высокоуглеродистой формации.

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

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

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

#### **Защищаемые положения.**

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

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

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

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

**Практическая значимость** работы состоит в выявлении потенциально перспективных зон нефтеносности. Результаты исследования могут быть использованы для поисково-разведочных работ и при подсчете

ресурсов нефти в отложениях доманикоидной высокоуглеродистой формации.

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

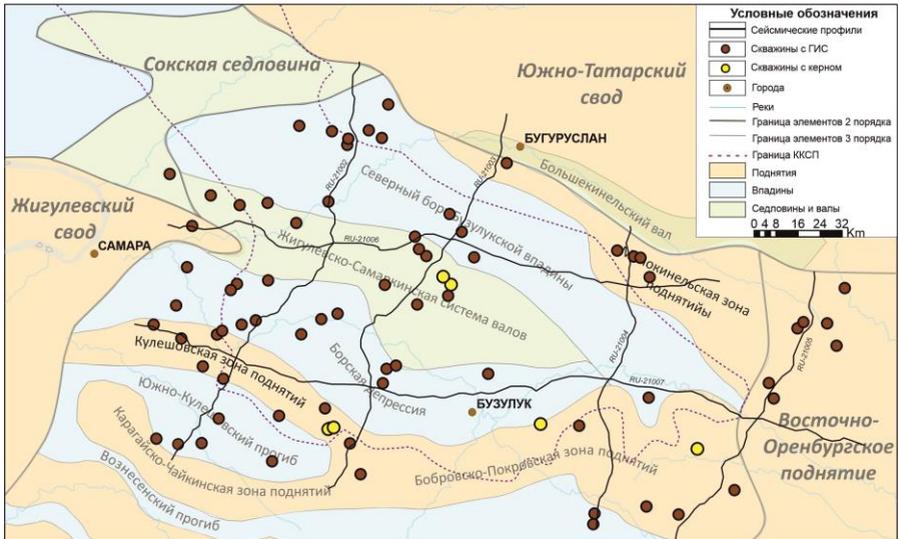


Рисунок 1. Карта фактического материала

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

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

Основные результаты исследований докладывались на российских и международных совещаниях и конференциях с 2015 по 2019 год, среди них X Межрегиональная научно-техническая конференция молодых специалистов ОАО "НК "Роснефть" (Москва, 2015), V Международная конференция молодых ученых и специалистов памяти академика А.П. Карпинского (Санкт-Петербург, 2017), Конференция научно-исследовательских проектов в рамках разработки концепции научно-технологической долины МГУ "Воробьевы горы" (Москва, 2017), European Geosciences Union General Assembly (Vienna, 2017), Международная научно-практическая конференция "Новые идеи в геологии нефти и газа - 2017" (Москва, 2017), The 2nd International Youth Scientific and Practical Conference "Innovations in Geology, Geophysics and Geography-2017" (Севастополь, 2017), III Всероссийский молодежный научный форум «Наука будущего – наука молодых» (Нижний Новгород, 2017), XII Всероссийская конференция молодых ученых, специалистов и студентов "Новые технологии в газовой промышленности" (Москва, 2017), "Новые идеи в геологии нефти и газа-2019" (Москва, 2019).

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

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

Диссертационная работа подготовлена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова, сотрудникам которой Калмыкову Г.А., Коробовой Н.И., Конюхову А.И., Карнюшиной Е.Е., Жемчуговой В.А., Митронову Д.В., Фролову С.В., Фадеевой Н.П., Большаковой М.А., Яндарбиеву Н.Ш., Хамидуллину Р.А., Крылову О.В., Ахманову Г.Г., Соболевой Е.В., Полудеткиной Е.Н., Бакай Е.А., Прониной Н.В, Макаровой Е.Ю. автор выражает искреннюю признательность.

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

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

### **Содержание работы**

**Глава 1. Изученность района и современное представление о строении и формировании доманикоидной высокоуглеродистой формации.** В главе кратко описывается физико-географическое положение района исследования, климатические и топографические условия, а также характеристика современного состояния геолого-геофизической изученности. Важную роль в геолого-геофизическом исследовании региона сыграли коллективы таких крупных организаций, как Оренбургская геофизическая экспедиция, ОАО «Куйбышевнефтегеофизика», ОАО «Удмуртгеофизика», ОАО «Татнефтегеофизика», и др.

Впервые доманиковые слои были выделены Кайзерлингом А.А. в 1845 г, в Ухтинском районе Тимано-Печорского НГБ. Изучением доманиковых и доманикоидных отложений Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов занимались такие известные ученые как Губкин И.М., Калицкий К.П., Стоянов А.А., Страхов Н.М., Мкртчян О.М., Тихомиров В.И., Хачатрян Р.О., Мирчинк М.Ф., Зайдельсон М.И, Неручев С.Г. и многие другие. Как показано в работах Неручева С. Г. (1965, 1986), к отложениям доманикового типа отнесены сапропелевые горючие сланцы, содержание Сорг в которых больше 20%, и отложения с сапропелевым ОВ с содержанием от 5% до 20%. К породам-доманикитам Н.Б. Вассоевич (1968) относит темноцветные битуминозные породы, с концентрацией ОВ 2.5-40%. В работах Максимовой С.В. (1970) отмечается изменение в составе пород содержания кремнезема и глинистых минералов в зависимости от эколого-фациальных особенностей. Проведенные исследования Мкртчяном О.М. (1984) показали наличие двух формаций в пределах позднедевонско-турнейского комплекса, отличающихся концентрацией органического вещества (ОВ): собственно доманиковую и формацию доманикоидного типа. Баженовой Т.К. (1998) предложено выделять в отложениях доманикового типа, по геохимическим показателям, собственно доманикиты с Сорг > 5 до 22 %, и доманикоиды с Сорг = 0,5 – 5 %. Последние крупные работы по изучению и оценке нефтегазоносности доманикоидных отложений Волго-Уральского бассейна выполнялись коллективами МГУ им. М.В. Ломоносова под руководством Ступаковой А.В. (2015) и ФГБУ ВНИГНИ под руководством Фортунатовой Н.К (2016), результатами которых стала оценка ресурсного потенциала доманикоидной ВУФ и выделение наиболее перспективных участков нефтегазоносности на территории всего Волго-Уральского бассейна.

**Глава 2. Геологическое строение и нефтегазоносность изучаемого региона.** Глава посвящена вопросам литолого-стратиграфической характеристики изучаемого разреза региона, его тектоническому строению, истории геологического развития, а также сведениям о нефтегазоносности района. Изучаемый разрез отложений охватывает стратиграфический интервал от саргаевского горизонта среднего подъяруса франского яруса верхнего отдела девонской системы до турнейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы. Состав этих отложений изменчив и варьирует от чисто карбонатных и доломитизированных пород, мергелей, кремнисто-карбонатных, до черных высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных. Отложения формировались на востоке Восточно-Европейской платформы, на этапе синеклизного развития, в условиях обширного морского бассейна. В позднефранское время, благодаря унаследованной додевонской тектонической расчлененности бассейна и трансгрессивным процессам, сформировались вытянутые прогибы, объединившиеся в единую систему – Камско-Кинельскую систему прогибов (ККСП). По мере омоложения прогибы сокращались и окончательно закрылись к началу визейского времени. Муханово-Ероховский палеопрогиб – южная ветвь ККСП - расположен в северной части Бузулукской впадины и характеризуется небольшими размерами –160\*40 км. Район исследования граничит с такими крупными тектоническими элементами как Жигулевский свод, Южно-Татарский свод, Восточно-Оренбургское поднятие и южной частью Бузулукской впадины.

Изучаемый район исследования входит в состав Средневожской нефтегазоносной области и относится к числу основных нефтедобывающих регионов Волго-Урала. Здесь открыто более 700 нефтяных, газовых и смешанных месторождений, нефтегазоносность которых приурочена к отложениям от среднедевонских до позднепермских. В качестве основных нефтегазоматеринских толщ выступают аргиллиты живетского яруса среднего девона, высокоуглеродистые доманикоидные прослои среднефранско-турнейского возраста, углистые и глинистые толщи визейского возраста и аргиллиты верейского возраста среднего отдела каменноугольной системы. Промышленные притоки трудноизвлекаемой нефти из доманикоидной ВУФ впервые были получены в Оренбургской области – на Троицком месторождении (приток нефти 70 м<sup>3</sup>/сут из верхнефранских кремнисто-карбонатных пород, обогащенных ОВ). Позже притоки нефти (130 м<sup>3</sup>/сут) были получены также и на Красногорском месторождении, соседним с Троицким. На сегодняшний день открыты две нефтяные залежи и в Самарской области - на Южно-Неприковском (приток 184 м<sup>3</sup>/сут) и Лещевском (приток 21 м<sup>3</sup>/сут) месторождениях (Варламов А.И. и др., 2020).

**Глава 3. Сейсмостратиграфические комплексы и определение мощностей подкомплексов Муханово-Ероховского прогиба.** Глава содержит результаты сейсмостратиграфической интерпретации среднефранско-турнейских отложений, где на временных разрезах были выделены аналоги осадочных комплексов – сейсмостратиграфические комплексы (ССК) и подкомплексы. Стратиграфическая привязка проводилась по 19 скважинам ко всем 6 профилям, путем загрузки данных интервальных скоростей и расчета синтетических сейсмограмм по данным акустического и плотностного каротажа. Основными опорными отражающим горизонтами разреза были кровли отложений  $D_3tm$ ,  $C_{1t}$ ,  $C_{1bb}$ ,  $C_2vg$  и  $P_2kz$ . Они характеризуются повсеместным распространением и отличаются высокой интенсивностью. ОГ внутри этих комплексов прослеживаются сложнее, так как для волнового поля сейсмокомплекса характерно наличие прерывистых осей синфазности с низкой амплитудной выраженностью. Поэтому точность интерпретации определяется качеством и количеством увязанных скважин.

Среднефранско-турнейский сейсмокомплекс имеет повсеместное распространение, его мощность меняется по профилю от центральной части к бортовым. Кроме того, на временных сейсмических разрезах четко выделяются три зоны, различные по строению, мощности и характеру сейсмозаписи (рис. 2).

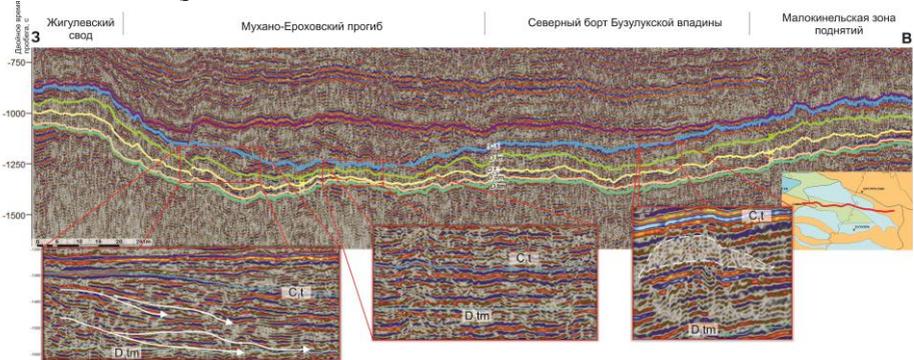
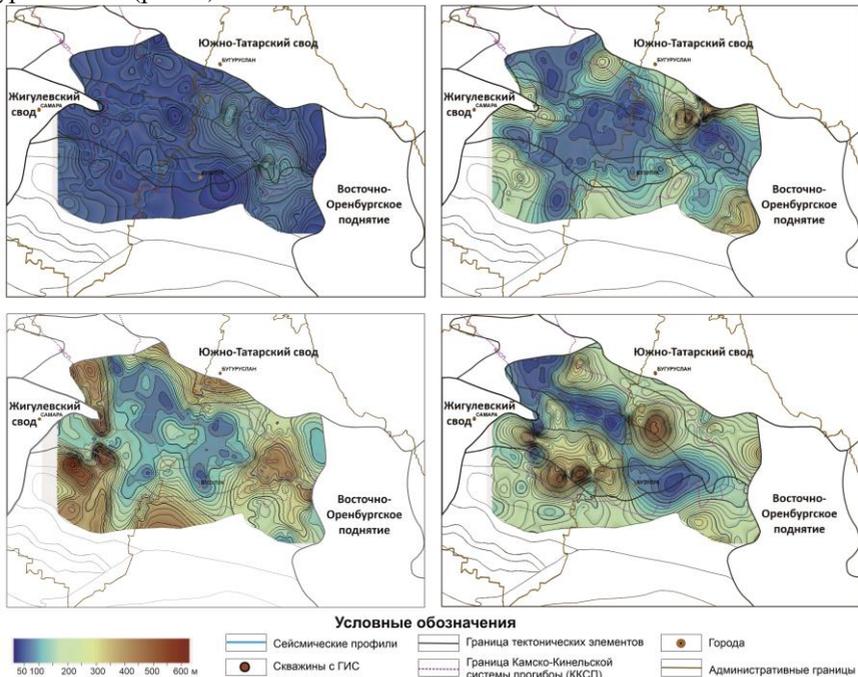


Рисунок 2. Характеристики волнового поля франско-турнейского ССК для различных зон в разрезе (Завьялова А.П., Ступакова А.В, 2021)

Первая зона определяется минимальными мощностями и субпараллельным характером сейсмозаписи. Вторая зона – максимальными мощностями за счет распространения биогермных построек и массивов, рисунок волнового поля в них хаотичен и проявляется угловое несогласие между поверхностями облекания массивов. Для третьей же зоны характерно наличие клиноформных образований, что проявляется в косослоистом рисунке отражений и подошвенном прилегании. Внутри комплекса, по коррелятивным согласным поверхностям, были проинтерпретированы

отражающие горизонты – кровли верхнефранского подъяруса, позднефранского подъяруса и фаменского яруса. По данным интерпретации отражающих горизонтов и картам изохрон виден общий современный тренд погружения подкомплексов в южном направлении - в сторону южной части Бузулукской впадины.

Зональность в пределах изучаемого среднефранско-турнейского комплекса была отмечена не только на временных сейсмических разрезах, но и на профилях скважинных корреляций. В скважинах и на керне также фиксируется изменение зон по смене литологического состава отложений от карбонатных на высокоуглеродистые. Таким образом, на разрезах можно выделить 3 сейсмофациальные зоны: зона впадины - прогиба, зона склона впадины и шельф. Анализ изменения мощностей показал их последовательное увеличение, начиная с позднефранского вплоть до турнейского времени. Карты толщин подкомплексов позволяют оценить распространение зон минимальных и максимальных мощностей на изучаемой территории в каждом временном интервале от среднефранского до турнейского (рис. 3).



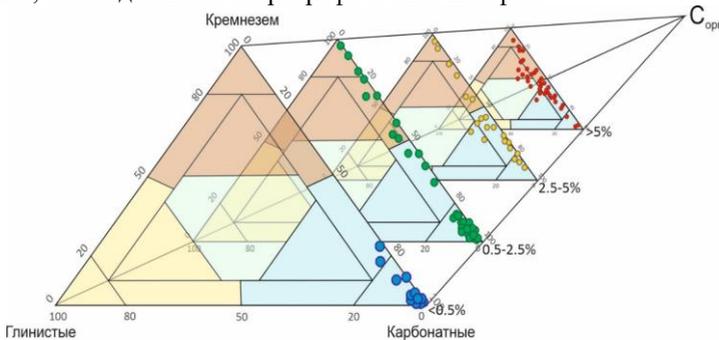
*Рисунок 3. Карты толщин среднефранского, позднефранского, фаменского и турнейского сейсмокомплексов*

Практически на всей исследуемой территории среднефранский подкомплекс отложений характеризуется сходным распределением

мощностей, значения варьируют от 10 до 50 м. Мощности позднефранского подкомплекса более неоднородны, максимальные значения - 200 – 300 м - отмечаются со стороны Южно-Татарского свода. Фаменский подкомплекс отложений характеризуется в целом повышенными мощностями до 600 метров. Зона минимальных мощностей локализуется в центральной части, имеет неправильную форму - выделяются «каналы» минимальных мощностей, врезанных в зоны повышенных мощностей. Зоны повышенных мощностей (500-550 метров) турнейского подкомплекса оконтуривают вытянутую узкую зону малых мощностей. Такое распределение мощностей в разрезе напрямую зависит от изменения литологии отложений – накопление относительно глубоководных отложений в среднефранское время на всей территории, обособление прогиба в позднефранское время и резкое увеличение мощностей за счет роста карбонатных построек в фаменское и турнейское время.

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

Состав пород доманиковой ВУФ определялся содержанием следующих основных компонентов: минералы группы кремнезема, карбонатные и глинистые минералы. Результаты рентгенофазового анализа пересчитывались с учетом содержания ОВ, рассчитанные из ТОС по данным пиролиза (рис. 4). Для интервалов, с содержанием ТОС менее 0.5%, характерны преимущественно карбонатные, реже кремнисто-карбонатные разности. Доля кремнистой составляющей увеличивается для интервалов, с содержанием ОВ от 0.5 до 2.5%. По мере увеличения в составе ТОС отмечается небольшое увеличение глинистой составляющей в породах. Так, для интервалов, с содержанием ОВ 2.5-5% отмечается присутствие пород с глинисто-кремнисто-карбонатным составом, а также смешанные и глинисто-карбонатно-кремнистых пород с содержанием ОВ более 5%. Отмечена разница (более чем в 2 раза) весовых % Сорг, полученных по пиролизу и объемных, наблюдаемых в петрографических шлифах.



*Рисунок 4. Четырехкомпонентная номограмма распределения состава пород среднефранско-фаменского возраста Муханово-Ероховского прогиба*

Анализ минерально-компонентного состава с учетом содержания Сорг, частота их встречаемости в разрезах, а также структурные особенности пород, изученные в шлифах, позволили выделить девять основных литотипов для отложений доманикоидной ВУФ: карбонатные, керогеново-карбонатные, кремнисто-карбонатные, керогеново-кремнисто-карбонатные, глинисто-кремнисто-карбонатные, керогеново-карбонатно-кремнистые, керогеново-кремнистые, карбонатно-кремнистые и кремнистые.

Одним из фундаментальных свойств осадочных пород является цикличность, которая представляет собой закономерную последовательность геологических явлений. Результатом такого процесса является формирование циклически построенных толщ за счет взаимодействия тектонических, палеогеографических факторов и изменения относительного уровня моря. В разрезе среднефранско-турнейских отложений можно выделить 4 седиментационных циклита, каждый из которых формировался на этапе повышения относительного уровня моря на фоне общей регрессии. Принципиальный разрез циклитов включает нижнюю трансгрессивную и верхнюю регрессивную части (рис. 5). Границы циклов отбивались по смене состава отложений от более карбонатных к высокоуглеродистым, что проявлялось на каротаже по резкому увеличению значений ГК, БК и уменьшению значений НК. Поверхность максимального затопления фиксируется по маломощному (от 5 до 40 м) конденсированному пласту, обогащенному ОВ. Выделяется на каротажных данных по максимальной радиоактивности в пределах циклита. Для регрессивной части циклита характерно падение радиоактивности и увеличение карбонатной составляющей. Границы циклитов совпадают с выделенными на сейсмических временных разрезах отражающими горизонтами.

Анализ циклитов по шести скважинам в разных частях исследуемого региона включал описание керна и шлифов из интервала отложений среднефранско-фаменского возраста, определения состава пород методом рентгено-фазового анализа и пиролиза. Первый циклит состоит преимущественно из кремнистых и карбонатных пород, сумма глинистых минералов в разрезе имеет подчиненное значение. Среднее содержание ОВ в породах первого циклита – 4.13%. Трансгрессивная часть циклита состоит из чередования керогеново-кремнисто-карбонатных и керогеново-карбонатно-кремнистых пород с прослоями тентакулитовых известняков. Породы темно-серые, черные, тонкослоистые, с горизонтальной и линзовидно-горизонтальной слоистостью. Все они отличаются различным соотношением пелитоморфного кремнистого, микритового карбонатного и керогенового бесструктурного вещества. Отложения трансгрессивной части первого циклита соответствуют типу разреза относительно глубоководных впадин.

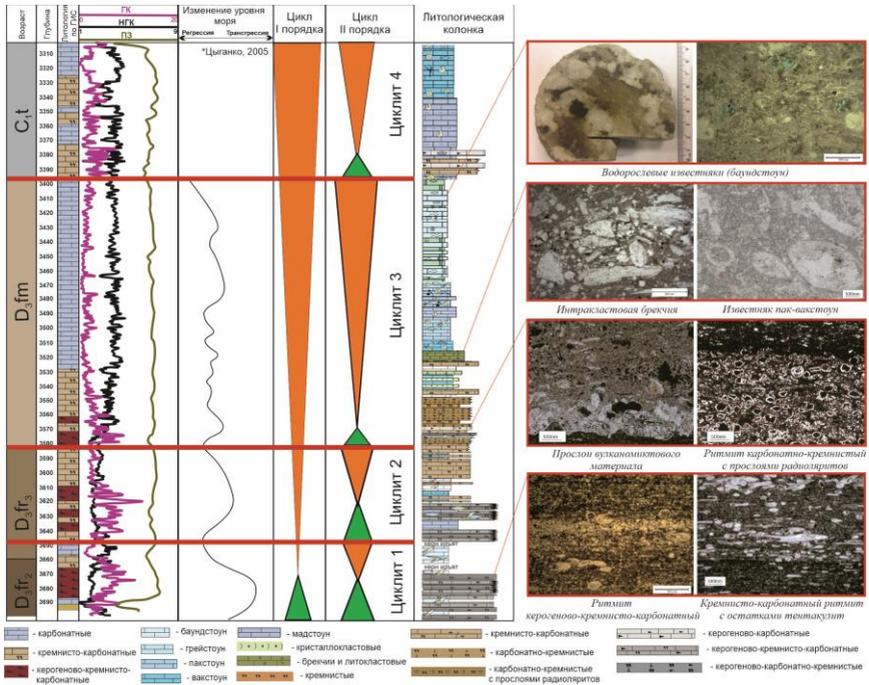


Рисунок 5. Принципиальный разрез среднефранско-туронейского комплекса

Верхнефранский цикл характеризуется меньшим содержанием ОВ в разрезе, среднее значение которого 2.2%. Трансгрессивная часть циклита по составу и литотипам схожа со среднефранским. Регрессивная часть различна по составу и зависит от положения скважины. В зонах повышенных мощностей циклита разрез сложен известняками пакстоун и вакстоун, серыми, интенсивно биотурбированными, местами перекристаллизованными. Среди форменных компонентов содержат целые раковины фораминифер, двустворок, остракод, а также обломки одиночных кораллов. Другой пример строения регрессивной пачки в зоне средних мощностей, где зафиксированы обломочные разности, карбонатная осадочная брекчия и чередование биокластовых известняков с отдельными интервалами высокоуглеродистых пород и карбонатно-кремнистых пород. Брекчия состоит из обломков биогермных водорослевых известняков, заполнителем является кремнисто-карбонатное вещество. Такое строение разреза свидетельствует о гравитационном характере седиментации, т. е. его формирование происходило на склоне внутришельфовой впадины. Фаменский циклит охарактеризован скважиной, расположенной на юге исследуемой территории. Содержание кремнезема здесь наибольшее и достигает 45% от общей суммы минеральных компонентов, среднее содержание ОВ равно 3.24%.

Трансгрессивная часть циклита состоит из карбонатно-кремнистых и керогеново-карбонатно-кремнистых пород. Отмечаются также маломощные прослои вулканомиктового материала, представленные кристаллокластовыми туфами. Там же встречены прослои силицитов, которые содержат многочисленные скелетные остатки раковин радиолярий. Регрессивная часть в зонах повышенных мощностей может быть представлена, в том числе, водорослевыми известняками баундстоунами бежево-серыми и серыми, с массивной и волнистой текстурой, неравномерно перекристаллизованными и содержащими поры и микрокаверны. В турнейском циклите также видно различие в строении разреза циклита, зависящее от положения скважины и мощности циклита. Для зон повышенных мощностей циклита характерны крайне низкие значения ГК, высокие НГК, что говорит о карбонатном составе разреза. В скважинах, близких к зонам с минимальными значениями мощности циклита, зафиксированы пласты с большими показателями радиоактивности, что свидетельствует о развитии ВУФ в турнейском циклите, аналогично предыдущим.

Выделение основных типов пород по каротажным диаграммам была основана на результатах исследования керна 6 скважин. Для корректной интерпретации геофизических исследований скважин была проведена увязка данных керна и каротажных кривых. Выделение каротажных фаций базируется на принципе аналогии (схожести), за основу которого берется сопоставление облика каротажной кривой с типом пород, выделенных при описании керна. Переход от мелкомасштабного описания пород в разрезе к крупному масштабу позволяет объединить слои в пачки со сходными характеристиками пород по составу и свойствам. Для того, чтобы значения в разных скважинах можно было сопоставлять между собой, рассчитывались кривые двойного разностного параметра DGK. За опорные точки брались значения кривых в интервалах чистых известняков ( $DGK=0$ ) и пород с высокой радиоактивностью и большим содержанием водорода ( $DGK=1$ ). Граничным значением содержания Сорг в доманикитах является 2.5% (по Вассоевичу Н.Б., 1968), что отражается на графике повышенными показаниями DGK более 0.25 ед. Частые чередования двух типов объединены в третий тип смешанных карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород и характеризуются средними значениями ГК, НГК и БК. По керну и данным ГИС были выделены типы разрезов, каждый из которых сложен определенными типами пород, часто формирующими циклические чередования и парагенетические ассоциации. Это позволило выделить типы разрезов, приуроченные к обстановкам осадконакопления мелководного шельфа, склона внутршельфовой впадины и самой впадины.

Корреляция выделенных типов разрезов, каротажных фаций и циклитов показывает распространение обстановок осадконакопления по профилю (рис. 6). Первые два циклита накапливались преимущественно в относительно

глубоководных условиях. Обстановки формирования фаменского и турнейского циклов менялись от относительно глубоководных в центральной части прогиба до мелководно-морских на бортах.

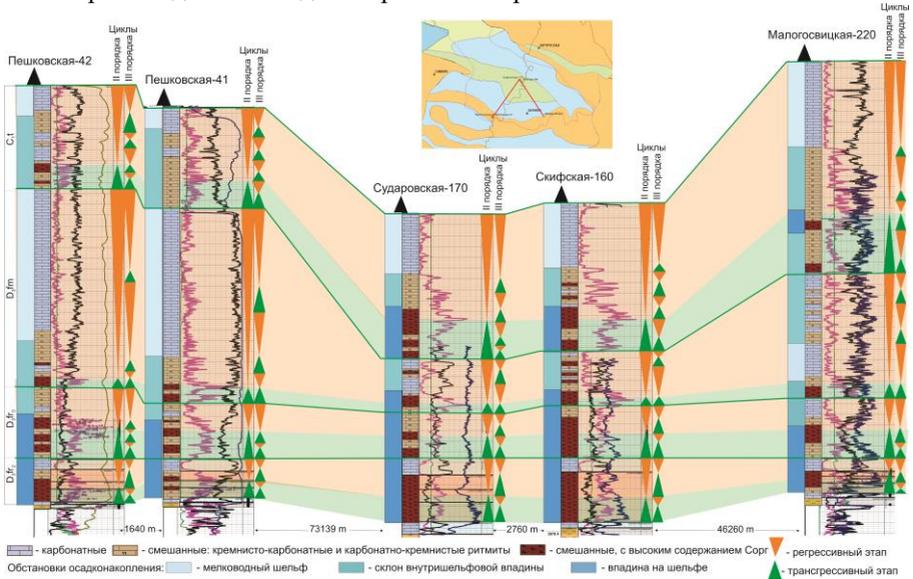


Рисунок 6. Циклофациальная схема корреляции скважин прогиба (Завьялова А.П., Ступакова А.В., 2021)

Строение и состав циклитов, их корреляция и сопоставление с сейсмической интерпретацией сейсмокомплексов и подкомплексов, дало понимание, что в пределах каждого цикла видна смена одних и тех же условий осадконакопления – от относительно глубоководного, затем склонового и мелководно-морского. Построенная модель осадконакопления иллюстрируют смену литологического состава отложений по разрезу (рис. 7).

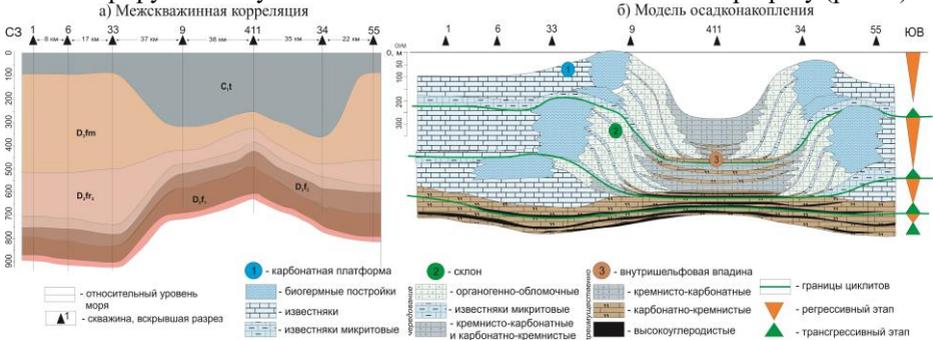
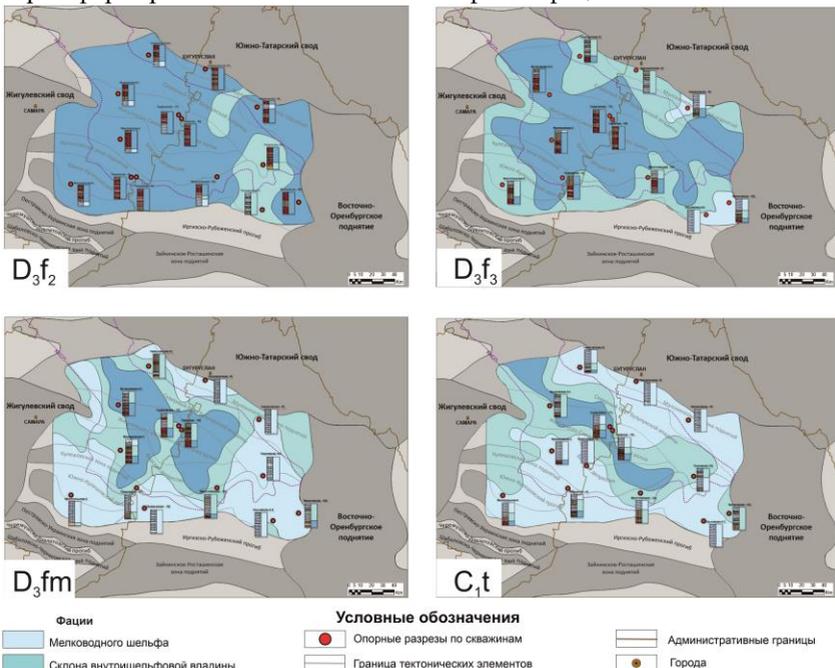


Рисунок 7. Модель осадконакопления франко-турнейских отложений Муханово-Ероховского прогиба

Таким образом, взаимосвязь мощностей и фаций позволили выделить распространение и наметить контуры смены фациальных зон (рис. 8). На исследуемой территории практически все отложения среднефранского возраста накапливались в относительно глубоководных условиях. На юго-востоке, вблизи Восточно-Оренбургского поднятия, в основании циклитов скважин встречалась примесь обломочного материала, поэтому в местах небольшого увеличения мощности можно предполагать остаточное развитие склона. В позднефранское время четко прослеживается обособление прогиба, по неровной границе вдоль прогиба характерно развитие склоновых фаций, а отложения мелководного шельфа отмечаются лишь со стороны Восточно-Оренбургского поднятия и небольшой зоной развития, примыкающей к Южно-Татарскому своду. В фаменское время наблюдается проградация склона Южно-Татарского свода. Обособившаяся во франское время впадина частично заполнилась склоновыми фациями. Отмечается также широкое развитие шельфовых фаций на южной и восточной части территории, а также вынос склоновых фаций с южной стороны до центральной части прогиба. В турнейское время прогиб сократился до узкой вытянутой зоны, вдоль которой формировались склоновые и шельфовые фации.



*Рисунок 8. Фациальная зональность среднефранского, позднефранского, фаменского и турнейского циклитов*

**Глава 5. Перспективы нефтегазоносности среднефранко-турнейских отложений Муханово-Ероховского прогиба.** Рассматриваемая толща среднефранко-турнейских отложений является доказанной нефтепродуктивной нефтематеринской толщей, сгенерировавшей УВ для большинства залежей Волго-Уральского бассейна и вместе с тем содержащей большое количество еще не эмигрированных УВ. Это дает право рассматривать доманикоидную высокоуглеродистую формацию как единую неструктурную залежь углеводородов. Оценка перспективности и ранжирование района исследования основана на нескольких критериях: области распространения отложений с повышенным содержанием ОВ (депресссионные и склоновые фации), суммарная мощность высокоуглеродистых пластов, степень зрелости и наличие пустотного пространства. Отличием работы с высокоуглеродистой формацией от традиционных объектов является необходимость выделения не проницаемых пластов-коллекторов, а нефтенасыщенных интервалов, с повышенным содержанием ОВ, нефть в которых находится в рассеянном состоянии (Варламов А.И и др., 2018).

*Органическое вещество отложений доманикоидной ВУФ.* Породы ВУФ обладают отличными характеристиками нефтематеринских пород – II типом керогена и высоким генерационным потенциалом. Минимальные граничные значения содержания ОВ для типизации углеродсодержащих пород в доманикоидную высокоуглеродистую формацию авторами большинства опубликованных источников берутся значения из классификаций Вассоевича Н.Б. (1972) и Баженовой Т.К. (1998). Кирюхиной Т.А. (2013), Ступаковой А.В. (2017), Юсуповой И.Ф. (2019) высокоуглеродистыми названы интервалы, содержание ОВ в которых выше 5 %, накопившиеся в депрессионной части бассейна, в относительно глубоководных условиях внутришельфовой впадины. Тем не менее, помимо очень богатых органическим веществом интервалов разреза, доманикоидные отложения содержат большое количество интервалов с высокой концентрацией органического вещества более 1,5 – 2,5%, которые также активно могут генерировать углеводороды (Вассоевич Н.Б. и др. (1972)). Высокоуглеродистые интервалы разреза переслаиваются с менее обогащенными прослоями и со светлыми карбонатами шельфовых фаций, поэтому часто измеренное среднее содержание органического вещества на всю толщу пород будет характеризоваться относительно невысокими значениями. Исходя из последних исследований и методических рекомендаций по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях к доманиковым продуктивным отложениям относят породы, с содержанием ОВ более 0.5% (Временные..., 2018). Пиролитические исследования образцов керна изучаемых скважин показали, что содержание ОВ в породах варьируют в пределах от 0.8 до более 9% (остаточное,

исходное более 12%). Для разрезов мелководного шельфа среднее содержание ОВ не превышает 0.5%, в отложениях депрессионной впадины от 2,5 до 9%. Так как склоновый тип разреза характеризуется чередованием пород шельфовых и депрессионных фаций, то значения ТОС изменяется в широких пределах от 0.5% до 5.5%. Распределение степени зрелости для отложений франа показывает, что органическое вещество преобразовано до градаций МК2-3, что говорит о том, что оно достигло условий нефтеобразования. Значения показателя отражения витринита для фаменских отложений ниже, ОВ преобразовано в основном до градации МК1, а в северных районах и вовсе до ПК. Таким образом, отложения депрессионных фаций вблизи Сокской седловины еще не достигли нефтяного окна.

*Область распространения и мощность ВУФ.* В осевой части прогиба мощность среднефранско-турнейских отложений достигает 300 и более метров. При этом суммарная мощность нефтепроизводящей толщи может составлять 90-140 метров (рис. 9), содержание ОВ в которых больше 2,5%. В зонах, где в составе разреза повышается карбонатность, суммарная мощность ВУФ будет понижаться. Поэтому важно оконтурить зоны, в которых в течение всего времени от среднего франа до турне преобладали относительно глубоководные условия внутришельфовой впадины. Определить области максимального развития депрессионных высокоуглеродистых отложений возможно наложив их контуры по каждому циклиту. Достоверность определения контура суммарного развития зоны депрессионной фации для всего среднефранско-турнейского комплекса возможно с помощью схемы суммарных толщин ВУФ, построенной по выделенным высокорadioактивным интервалам с повышенным содержанием Сорг.

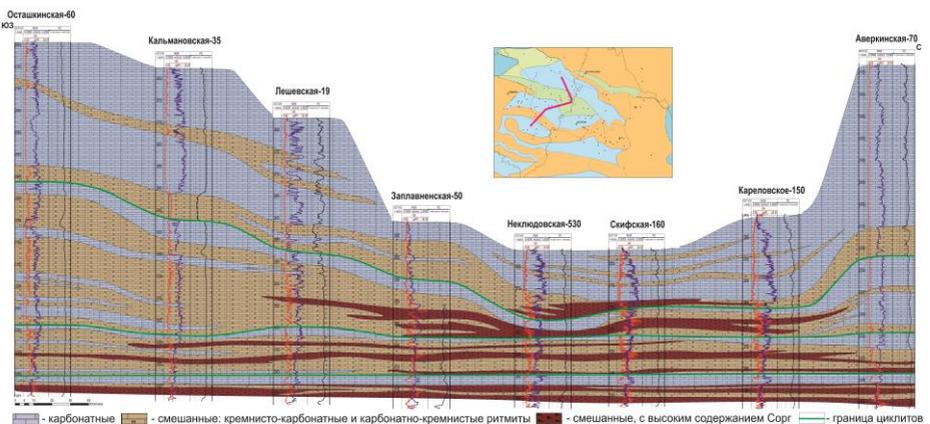


Рисунок 9. Распределение мощностей ВУФ в корреляционном разрезе скважин через Муханово-Ероховский прогиб (Завьялова А.П., Ступакова А.В, 2021)

*Пустотное пространство пород ВУФ.* В качестве эффективной части разреза доманиковых продуктивных отложений рассматриваются интервалы ВУФ, содержащие подвижные УВ. Содержание подвижных углеводородов определяется также и значениями пористости вмещающих пород. По данным петрографического описания шлифов и результатам петрофизических исследований образцов керна (измерение открытой пористости газоволюметрическим методом по газу азоту (Кпгаз); измерение абсолютной газопроницаемости нестационарным методом по азоту (Кпр)) были определены основные типы пустотного пространства и величина оценочных параметров ФЕС для пород доманикоидной ВУФ. Для фаций внутришельфовой впадины характерны каверново-поровые, трещинно-каверново-поровые и трещинно-поровый типы коллекторов в ритмитах керогеново-карбонатно-кремнистого и керогеново-карбонатного состава. Полезная емкость определяется наличием вторичных пустот и микроаврен выщелачивания, сообщаемость которых обеспечивается трещинами, Кп варьируют в пределах 1 - 4.5%, а Кпр от 0.1 до 10 мД. В склоновых фациях встречаются трещинно-каверново-поровый, порово-трещинный и трещинный типы пустотного пространства, значения Кп варьируют от 0.5-2% до 5-10%, среднее значение Кпр 20-50 мД. Кроме того, по данным из опубликованных источников, в породах доманикоидной формации известно наличие пористости в керогене (Ульмишек Г.Ф. и др., 2015).

*Перспективы нефтегазоносности.* Описанные критерии легли в основу выделения зон разной перспективности доманикоидных отложений на изучаемой территории, представляющих интерес для проведения дальнейших геолого-разведочных работ на поиски углеводородов в нетрадиционных резервуарах. Изучаемый район был ранжирован на зоны по степени перспективности (табл. 1, рис. 10).

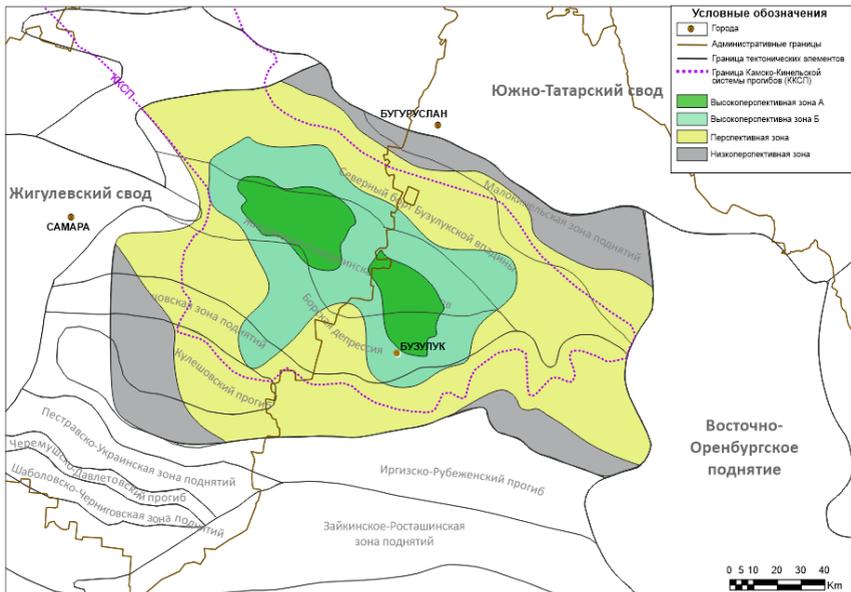
Таблица 1. Ранжирование территории по степени перспективности ВУФ

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

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

*Высокоперспективная зона Б* с преобладанием депрессионных и склоновых фаций и типами коллекторов порово-трещинного и трещинного типа распространена вытянутой зоной вдоль прогиба. Суммарная мощность высокоуглеродистых пропластков меньше, а величина мощности всего разреза больше, чем в осевой части разреза - 40-80 м, что составляет 15-25% от мощности всего разреза комплекса. *Перспективная зона* приурочена преимущественно к склоновым и шельфовым фациям. Нахождение высокоуглеродистых смешанных отложений здесь связаны только со среднефранским и верхнефранским циклитами.

Подтверждают распределение этих зон данные по притокам скважин месторождений, запасы которых поставлены на государственный баланс. В одном из них, в Оренбургской области, притоки получены из верхнефранских отложений, где дебиты в скважинах Кашаевская 75 и 74 равны 3.1 м<sup>3</sup>/сут и 17.3 м<sup>3</sup>/сут соответственно (Варламов А.И., 2020). По данным гос. баланса притоки на месторождении в осевой части прогиба (Самарской области) зафиксированы из пласта «D<sub>3</sub>fr<sub>3</sub>-C<sub>1</sub>t».



*Рисунок 10. Перспективы доманикоидной высокоуглеродистой формации (Завьялова А.П., Ступакова А.В., 2021)*

Кроме того, в изучаемых отложениях остаются высокими перспективами нахождения традиционных резервуаров. Их распространение, главным образом, связаны с развитием органогенных построек в пределах мелководного шельфа, и приурочены к карбонатным массивам и структурам

их облекания. Такие известняки обладают поровым и каверно-поровым типом коллекторов, а значения Кп в них 10-15%. Хорошими коллекторскими свойствами обладают также обломочные известняки передовой части склона, Кп в которых варьирует в пределах 5-10%. Исходя из выявленной фациальной изменчивости для каждого циклита было прослежено распространение высокоперспективных, перспективных и среднеперспективных зон для верхнефранских, фаменских и турнейских отложений. Построение схемы перспективности для среднефранского циклита не проводилось по причине его малой мощности и почти полным отсутствием развития отложений, способных выступать в роли традиционного коллектора в пределах изучаемой области исследования. Достоверность распространения высокоперспективных зон подтверждается распределением открытых нефтяных и газонефтяных месторождений изучаемого комплекса.

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

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

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

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

### Публикации по теме диссертации

#### Статьи в рецензированных научных изданиях, рекомендованных для защиты в диссертационном совете МГУ по специальности 25.00.12

1. **Завьялова А.П.**, Ступакова А.В. Перспективы нефтегазоносности доманикоидной высокоуглеродистой формации Муханово-Ероховского прогиба // Нефтяное хозяйство – 2021 - №1168 - С.34-39. Импакт-фактор по РИНЦ 0,724
2. **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.- 2018. - № 6. - С. 57-73. Импакт-фактор по РИНЦ 0,286
3. Ступакова А.В., Пашали А.А., Волянская В.В., **Завьялова А.П.** Палеобассейны – новая концепция моделирования истории геологического развития и нефтегазоносности регионов // Георесурсы – 2019. - Т. 21. - №2. - С. 4-12. Импакт-фактор по РИНЦ 0,557
4. Радченко К.А., Коробова Н.И., Большакова М.А., Ступакова А.В., **Завьялова А.П.**, Чупахина В.В. Литолого-геохимическая характеристика естественных выходов доманиковых отложений в районах Предуралья Краевого прогиба Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна // Вестник Московского университета. Серия 4.- 2019. - № 6. - С. 28-33. Импакт-фактор по РИНЦ 0,400
5. 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 Спецвыпуск. Ч. 1. - С. 112-124. Импакт-фактор по РИНЦ 0,424
6. 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 - том 61. - № 2. - С. 87-100. Импакт-фактор по РИНЦ 0,319