

Федеральное государственное бюджетное учреждение
«Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»
(ФГБУ «ВНИГНИ»)

На правах рукописи

Соболева Евгения Николаевна

**ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ, ОЦЕНКА РЕСУРСНОГО
ПОТЕНЦИАЛА И ОСВОЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ОТЛОЖЕНИЯХ
ДОМАНИКОВОГО ТИПА МУХАНОВО-ЕРОХОВСКОГО ПРОГИБА**

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

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор геолого-минералогических наук
Пороскун Владимир Ильич

Москва, 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

Список сокращений	3
Введение	4
Глава 1. История изучения нетрадиционных залежей нефти в отложениях доманикового типа	10
1.1. История геологического изучения доманиковых отложений в Волго-Уральской НГП.	11
1.2. История изучения высокоуглеродистой доманиковой формации как резервуара нетрадиционных залежей нефти.....	15
1.3. Результаты поисков и разведки нетрадиционных скоплений нефти в отложениях доманикового типа на территории Муханово-Ероховского прогиба.....	19
Глава 2. Геологическое строение Муханово-Ероховского прогиба	23
2.1. Литолого-стратиграфический разрез изучаемой территории	23
2.2. Тектоническое строение фундамента и осадочного чехла территории исследования.....	34
Глава 3. Условия формирования отложений доманикового типа	41
3.1. Особенности формирования отложений доманикового типа в Муханово-Ероховском прогибе.....	41
3.2. Реконструкция истории палеотектонического развития территории Муханово-Ероховского прогиба в позднедевонское время	49
3.3. Особенности формирования нетрадиционных скоплений УВ в отложениях доманикового типа.....	60
Глава 4. Особенности геологического строения нетрадиционных залежей нефти в отложениях доманикового типа Муханово-Ероховского прогиба по сравнению с традиционными скоплениями УВ	63
Глава 5. Оценка запасов и ресурсов нетрадиционных залежей нефти в отложениях доманикового типа	73
5.1. Вероятностная оценка запасов Троицкого и Красногорского месторождений	74
5.2. Оценка ресурсного потенциала Муханово-Ероховского прогиба вероятностным методом и методом трехмерного бассейнового моделирования.....	83
Глава 6. Особенности проведения геологоразведочных работ при изучении и освоении нетрадиционных залежей нефти в отложениях доманикового типа Муханово-Ероховского прогиба	92
6.1. Региональный этап.....	93
6.2. Поисково-оценочный этап	97
6.3. Разведочный этап и подготовка к разработке	102
6.4. Рациональный комплекс геологоразведочных работ для изучения залежей УВ в отложениях доманикового типа.....	104
Заключение	111
Список использованной литературы	113

Список сокращений

- БС – боковой ствол;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ГРП – гидроразрыв пласта;
- ГИС – геофизические исследования скважин;
- ГК – гамма-каротаж;
- ГК-С – спектрометрический гамма-каротаж;
- ГРР – геологоразведочные работы;
- ГС – горизонтальная скважина;
- ГТИ – геолого-технические исследования;
- ИНГК-С – импульсный спектрометрический нейтронный гамма-каротаж;
- ИННК – импульсный нейтрон-нейтронный каротаж;
- КИН – коэффициент извлечения нефти;
- ККСП – Камско-Кинельская система прогибов;
- ЛУ – лицензионный участок;
- МГРП – многостадийный гидроразрыв пласта;
- МЕП – Муханово-Ероховский прогиб;
- НГК – нефтегазоносный комплекс;
- НГМТ – нефтематеринская толща;
- НГО – нефтегазоносная область;
- НГП – нефтегазоносная провинция;
- НГР – нефтегазоносный район;
- НСР – начальные суммарные ресурсы;
- ОГ – отражающий горизонт;
- ОВ, Сорг – органическое вещество;
- РИГИС – результаты интерпретации геофизических исследований скважин;
- СФЗ – структурно-фациальная зона;
- СФО – структурно-фациальная область;
- ТОС – содержание органического углерода;
- УВ – углеводороды;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства.

Введение

Актуальность

В пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) одним из самых перспективных объектов для будущего масштабного освоения являются высокоуглеродистые сланцеподобные карбонатно-кремнистые и кремнисто-карбонатные отложения доманиковой формации, которые преимущественно распространены в осевых и бортовых зонах Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) и на склонах палеосводов. Объектом исследования являлись отложения доманикового типа в Муханово-Ероховском прогибе, входящем в ККСП Волго-Урала.

Отложения доманикового типа Волго-Уральской НГП долгое время рассматривались как нефтематеринская толща, которая генерировала углеводороды (УВ) для большинства залежей этой провинции. Геологоразведочные работы последних лет показали, что данные отложения являются нетрадиционным резервуаром, в котором генерировались УВ, часть из которых мигрировала в традиционные резервуары и ловушки, а большая часть аккумулировалась в доманиковой толще.

По данным количественной оценки ресурсов УВ по состоянию на 01.01.2017 г., проведенной во ВНИГНИ, в пределах Бузулукской НГО в зоне развития отложений доманикового типа плотность геологических ресурсов достигает в среднем 2945 тыс. т/км², что указывает на их высокие перспективы.

Высокие перспективы нефтеносности отложений доманикового типа исследуемой территории Муханово-Ероховского прогиба подтверждены открытием нетрадиционных залежей нефти в отложениях доманикового типа на Троицком и Красногорском месторождениях в Оренбургской области и двух залежей нефти в отложениях доманикового типа на Южно-Неприковском и Лещевском месторождениях Самарской области.

В связи с этим, комплексное изучение нетрадиционных скоплений УВ в отложениях доманикового типа на территории Муханово-Ероховского прогиба, оценка их ресурсного потенциала и разработка принципов и методов проведения геологоразведочных работ является актуальной задачей.

Цель диссертационной работы

Целью диссертационной работы являлась реконструкция палеотектонического развития Муханово-Ероховского прогиба в позднедевонское время, выявление особенностей геологического строения и формирования нетрадиционных залежей нефти в отложениях доманикового типа, количественная оценка перспектив их нефтеносности,

обоснование рационального комплекса и адаптивной схемы стадийности геологоразведочных работ в пределах Муханово-Ероховского прогиба.

Основные задачи

1. Оценить состояние изученности отложений доманикового типа в пределах территории Муханово-Ероховского прогиба.
2. Выполнить реконструкцию палеотектонического развития территории Муханово-Ероховского прогиба в позднедевонское время.
3. Выявить особенности геологического строения и формирования нетрадиционных залежей УВ в высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных породах доманикового типа.
4. Провести количественную оценку ресурсов нефти отложений доманикового типа в Муханово-Ероховском прогибе с использованием двух независимых методов - трехмерного бассейнового моделирования и вероятностной оценки.
5. Обосновать рациональный комплекс и последовательность проведения геологоразведочных работ при изучении и освоении нетрадиционных залежей нефти в доманиковых продуктивных отложениях.

Объект исследования

Объектом исследования являются *отложения доманикового типа* – высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые и кремнисто-карбонатные тонкослоистые породы, обогащенные органическим веществом сапропелевого типа (более 0,5%). В пределах Муханово-Ероховского прогиба отложения доманикового типа охватывают стратиграфический интервал от доманикового горизонта среднефранского подъяруса до заволжского надгоризонта верхнефаменского подъяруса.

Фактический материал

В основу диссертационной работы положены результаты геологоразведочных работ, проведенных в Муханово-Ероховском прогибе за последние 10 лет и, в первую очередь, на Троицком и Красногорском месторождениях. Анализировались материалы сейсморазведочных работ и результаты бурения поисковых и разведочных скважин на Троицком и Красногорском месторождениях (скважины №№74, 75, 75_БС, 171-Кашаевские и 76-Красногорская), результаты интерпретации материалов расширенного комплекса ГИС (ГК-С, ИНГК-С, ИННК), проведенного в этих скважинах с использованием данных ГТИ, исследований ФЕС на образцах керна, геохимических исследований керна и шлама методом Rock-Eval и результатов испытаний.

При проведении исследований по реконструкции палеотектонического развития были использованы результаты комплексного изучения высокобитуминозных отложений доманикового типа Волго-Уральской НГП, выполненных в ФГБУ «ВНИГНИ» под руководством Фортунатовой Н.К.

Методы исследования

Особенности геологического строения нетрадиционных залежей нефти в отложениях доманикового типа изучались по результатам анализа лабораторных исследований керн, испытаний скважин (в том числе после проведения ГПП), детальной корреляции разрезов скважин, сейсморазведочных работ.

Детальная корреляция разрезов скважин Троицкого и Красногорского месторождений, Савицкого и Похвистневского лицензионных участков, с учетом скважин, пробуренных в пределах Бузулукской впадины, послужила основой для реконструкции истории палеотектонического развития Муханово-Ероховского прогиба. Геологические построения выполнялись с применением программных пакетов Surfer и MapInfo.

Оценка ресурсного потенциала нефти в продуктивных доманиковых отложениях Муханово-Ероховского прогиба была проведена двумя независимыми методами: бассейнового моделирования (3D) с использованием программного пакета TemisFlow 2015 и вероятностным методом с использованием программы Crystal Ball.

Научная новизна

Установлено, что главными особенностями геологического строения нетрадиционных скоплений УВ в отложениях доманикового типа Муханово-Ероховского прогиба является совместное залегание нефтематеринских (генерирующих) пород и пород, содержащих нефть (нетрадиционных коллекторов), отсутствие контролирующей роли флюидоупора, протяженное распространение на большой территории («непрерывные» резервуары) и отсутствие традиционных ловушек, что определяет научно-методическую основу поисков и разведки залежей нефти в отложениях доманикового типа.

Уточнено представление о палеотектоническом развитии Муханово-Ероховского прогиба и прилегающей территории в позднедевонское время. Впервые установлено дифференцированное развитие прогиба в доманиковое и речицкое время.

Показана необходимость применения вероятностной оценки для подсчета запасов нефти нетрадиционных залежей Троицкого и Красногорского месторождений и оценки ресурсов отложений доманикового типа на территории Муханово-Ероховского прогиба. Проведено сопоставление двух независимых методов оценки ресурсов - вероятностной оценки и трехмерного бассейнового моделирования.

Практическая значимость работы

Обоснованный рациональный комплекс исследований и последовательность проведения геологоразведочных работ при изучении отложений доманикового типа на исследуемой территории повышают эффективность поисково-оценочных и разведочных работ на территории Муханово-Ероховского прогиба.

Результаты диссертационного исследования были использованы при подсчете запасов Троицкого и Красногорского месторождений и проектировании геологоразведочных работ на Троицком и Красногорском месторождениях, Савицком и Похвистневском лицензионных участках.

Личный вклад автора

Автором самостоятельно была выполнена реконструкция палеотектонического развития Муханово-Ероховского прогиба в позднедевонское время, которая была положена в основу модели развития Бузулукской впадины при проведении трехмерного бассейнового моделирования.

Автор принимал участие в составлении проектов геологоразведочных работ на Савицком и Похвистневском лицензионных участках, проектов разведки Троицкого и Красногорского месторождений, оперативном подсчете запасов и защите отчетов в ГКЗ Роснедра этих месторождений.

Автором проведена вероятностная оценка запасов нефти залежей Троицкого и Красногорского месторождений и оценены перспективы нефтеносности отложений доманикового типа в целом для Муханово-Ероховского прогиба. Выполнено сопоставление результатов оценок ресурсов вероятностным методом и методом трехмерного бассейнового моделирования.

Защищаемые положения

1. Высокоуглеродистые кремнисто-карбонатные и карбонатно-кремнистые сланцеподобные отложения доманикового типа формировались во франско-фаменское время в центральной и бортовых частях Муханово-Ероховского прогиба в условиях обширной морской трансгрессии и неравномерного, некомпенсированного погружения. По результатам палеотектонического анализа установлено, что в средне-позднефранское время Муханово-Ероховский прогиб был разделен поперечным поднятием на две впадины, которые самостоятельно развивались в доманиковое и речицкое время. В фаменское время Муханово-Ероховский прогиб сформировался как единая структура, осевая часть которой сместилась южнее.

2. Оценка ресурсного потенциала нетрадиционных залежей нефти в высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных породах доманикового типа на территории Муханово-Ероховского прогиба, выполненная двумя независимыми способами (с использованием трехмерного бассейнового моделирования и вероятностной оценки), доказывает высокую перспективность Муханово-Ероховского прогиба. Наибольшие перспективы нефтеносности в пределах территории исследования приурочены к осевой и внутренней бортовой частям Муханово-Ероховского прогиба.

3. Установленные особенности геологического строения нетрадиционных скоплений нефти в отложениях доманикового типа в пределах Муханово-Ероховского прогиба: совместное залегание нефтематеринских (генерирующих) пород и пород, содержащих нефть (нетрадиционных коллекторов), отсутствие контролирующей роли покрышки, протяженное распространение на большой территории («непрерывные» резервуары) и отсутствие традиционных ловушек, предопределили новые подходы к поискам и разведке залежей нефти в отложениях доманикового типа, что требует адаптации схемы стадийности ГРП на поисково-оценочном этапе. Обоснована необходимость исключения стадии выявления и подготовки объектов к поисковому бурению и предложен рациональный комплекс ГРП, в котором обязательно бурение скважин с горизонтальными стволами и проведение в них многостадийного гидроразрыва пласта для получения промышленных притоков УВ.

Апробация работы

Основные положения проведенных исследований изложены в десяти публикациях, включая тезисы докладов конференций, три статьи из которых опубликованы в ведущих изданиях, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ.

Научные конференции, на которых по теме диссертации лично автором и в соавторстве делались устные доклады: Международный форум «Нефть и газ-2021», г. Москва, апрель, 2021 г.; Совместный научно-практический семинар EAGE/SPE: «Наука о сланцах: Новые вызовы», г. Москва, апрель, 2021 г.; II Международная научная конференция «Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ», г. Пермь, ноябрь, 2019 г.; IV научно-практическая конференция «Росгеология. В поиске новых открытий», г. Иркутск, 2019 г.; VI Всероссийская молодежная геологическая конференция с международным участием «Геология, геоэкология и ресурсный потенциал Урала и сопредельных территорий», г. Уфа, 2018 г.; V Всероссийская молодежная научно-практическая школа-конференция «Науки о Земле. Современное состояние», Республика Хакасия, 2018 г.; I Международная научная

конференция «Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ», г. Пермь, ноябрь, 2017 г.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, шести глав, заключения и списка литературы. Объем диссертационной работы составляет 120 страниц, включая 54 рисунка и 17 таблиц. Список использованной литературы представлен 90 наименованиями.

Благодарности

Диссертационная работа выполнена в отделе №2 «Мониторинга недропользования и моделирования углеводородных систем» Федерального государственного бюджетного учреждения «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФГБУ «ВНИГНИ»).

Автор выражает благодарность своему научному руководителю д.г.-м.н. Пороскуну Владимиру Ильичу за научные консультации, всестороннюю поддержку и постоянную помощь при написании диссертационной работы. Особую благодарность за многочисленные консультации и помощь при подготовке данной работы автор выражает к.г.-м.н. Френкелю Сергею Михайловичу.

Автор благодарит весь коллектив отдела №2 ФГБУ «ВНИГНИ» за поддержку и постоянно оказываемую помощь при написании диссертационной работы, и особенно, к.т.н. Емельянову Н.М., Комар Н.В., Цабель В.Е., Чемагину Е.В., Никишину М.А., Сумарокову Е.С. и др.

За ценные консультации автор благодарен д.г.-м.н. Ларочкиной И.А., д.г.-м.н. Левшуновой С.П., Каневу А.С. и сотрудникам ФГБУ «ВНИГНИ», принявшим участие в обсуждении работы.

Глава 1. История изучения нетрадиционных залежей нефти в отложениях доманикового типа

В настоящее время не определена окончательная терминология, характеризующая высокоуглеродистые девонские отложения Волго-Уральской НГП. Изучая эти отложения, различные авторы используют разные понятия – «доманик», «доманиковый горизонт», «доманиковая свита», «доманиковые фации», «доманикиты», «доманикоиды», «доманиковая формация», «высокоуглеродистая формация» [58].

Термин «доманик» произошел от названия отложений, характерных для свиты верхнедевонских отложений Ухты и Южного Урала [89]. В пределах Волго-Уральской НГП выходы этих отложений на дневную поверхность длинной цепочкой тянутся от Северного Урала через Средний (р. Чусовая) и Южный Урал (от хр. Каратау до р. Белая) [10].

Доманиковые отложения впервые были выделены и описаны Кейзерлингом А.А. в 1845 г. по р. Доманик (Южный Тиман).

Доманиковая свита установлена Тихоновичем Н.Н. (1930 г.) по выходам на р. Ухта, стратотип находится в устье р. Доманик, притока р. Ухта и на р. Чуть [63].

Высокоуглеродистая формация в исследованиях Ступаковой А.В. и др. (2015 г.) определяется как «природная совокупность тонкослоистых горных пород со сходными условиями образования, благоприятными для накопления органического вещества и его преобразования в углеводороды с последующей возможной миграцией в пустотное пространство этих пород» [51].

Доманиковые фации в отчете ВНИГНИ (Фортунова Н.К. и др., 2016 г.) характеризуются как «высокобитуминозные кремнисто-глинисто-карбонатные толщи морского существенно биогенного автохтонного генезиса» [89].

Доманиковая формация состоит из доманикитов и доманикоидов, имеющие различия в содержании органического вещества *Доманикиты* (Баженова Т.К., 1998 г.) – «высокоуглеродистые породы смешанного карбонатно-кремнистого состава, характеризующиеся высоким содержанием сапропелевого органического вещества (Сорг) от 5% (вес.) до 25% (вес.)» [6]. *Доманикоиды* (Баженова Т.К., 1998 г.) – «породы смешанного глинисто-кремнисто-карбонатного, глинисто-карбонатного и карбонатного состава с содержанием сапропелевого органического вещества (Сорг) от 0,5% (вес.) до 5% (вес.)» [6].

В настоящей работе изучаемые отложения определяются как «*отложения доманикового типа*» в соответствии с «Временными методическими рекомендациями по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях, 2017 г.», согласно которым к *отложениям доманикового типа* отнесены «высокоуглеродистые карбонатно-

кремнистые породы со сланцевой текстурой, а также углеродистые брекчии, известняки и доломиты, содержащие более 0,5% органического вещества» [11].

1.1. История геологического изучения доманиковых отложений в Волго-Уральской НГП.

Отложения доманикового типа, распространенные на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП), изучали в течение многих лет исследователи различных направлений: геологи, геохимики, палеонтологи. В число этих исследований входят работы таких ученых как Кейзерлинг А.А. (1845), Теодорович Г.И. (1935), Середа Т.Т. (1967), Страхов Н.М. и др. (1939, 1955, 1962), Маймин З.Л. (1955), Наливкин Д.В. (1956), Гуляева Л.А. и др. (1961), Грачевский М.М. и др. (1963), Максимова С.В. (1970), Батанова Г.П. и др. (1978), Мкртчян О.М. (1980, 1981, 1984), Королюк И.К. и др. (1984), Зайдельсон М.И. и др. (1986, 1990), Неручев С.Г. (1986), Белоконь Т.В. и др. (1990), Хисамов Р.С. и др. (2010), Прищепа О.М. (2013, 2014), Ступакова А.В. и др. (2013, 2015), Дахнова М.В. и др. (2013, 2017, 2018), Баженова Т.К. (2017), Фортунатова Н.К. и др. (2012, 2018, 2019, 2020) и др.

Кремнисто-карбонатные и карбонатно-кремнистые отложения доманикового типа представляют собой классический пример нефтепроизводящей (нефтематеринской) толщи (НГМТ), что характеризуется условиями их осадконакопления, содержанием в породах органического вещества и, в целом, всем ходом геологической истории их развития [55]. Выделяя нефтегазоматеринские породы в разрезе палеозойских отложений в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной области (НГО), учеными предлагались различные точки зрения.

В 1929 г. Архангельский А.Д. выразил свои первые предположения о том, что нефтематеринскими отложениями в Волго-Уральской НГП могут являться доманиковые породы.

Основополагающий вклад в исследование доманиковых отложений внес Н.М. Страхов [47, 49]. В 1939 г. Страхов Н.М. сделал предположение, что доманиковый горизонт был одним из нефтепроизводящих горизонтов в Волго-Уральской НГП и ввел понятие «битумовмещающей толщи». Изучая условия накопления, литологию и фации доманикового горизонта, он пришел к выводу, что отложения доманикового горизонта, содержащие значительное количество нефтяных битумов, могли являться источником легких фракций, которые в дальнейшем мигрировали в сопряженные с ними пласты-коллекторы [10]. Такой вывод о «генетической связи нефти с породами доманикового горизонта» Страхов Н.М. сделал исходя из «литолого-петрографических и химико-

битуминологических исследований образцов керна из доманиковых отложений Волго-Уральского нефтегазоносного региона» [47].

Однако позднее в 1955 г. Страхов Н.М., Родионова С.Ф., Залмансон Э.С. [48] в своей работе сделали вывод, что доманиковый горизонт представляет собой «типичную битумообразующую толщу», в которой образуются битумы нефтяного типа, и не является нефтепроизводящим. Нефть в этой толще не образуется, поскольку эта толща отделена от песчаных коллекторов пашийской свиты «битумонепроницаемым экраном поддоманиковой свиты». Другую причину, почему нефть не образуется в этой толще, авторы работы связывали с ее карбонатностью, поскольку «часто карбонатные породы литифицируются рано и не входят в нефтеобразующие».

Гуляева Л.А., Завьялов В.А., Поделяко Е.Я (1961) в своих исследованиях выявили связь степени битуминизации органического вещества в отложениях доманикового типа в зависимости от общего содержания органического вещества (Сорг) и литологического состава породы. Авторы рассматривали доманиковые отложения как «изолированные» между низкопроницаемыми глинисто-карбонатными толщами саргаевских и мендынских отложений, которые перекрывали их сверху и снизу [17]. Авторы также считали, что «главная масса образующихся битумоидов оставалась в толще доманика и лишь незначительная часть могла быть потеряна».

В последующем взгляд на возможность эмиграции битумоидов УВ из доманиковых отложений резко меняется. Так Аширов К.Б. (1959,1965) [3, 4], Родионова К.Ф. (1968) [45], Аминов Л.З., Амосов Г.А., Белонин М.Д. и др. [2], Ларская Е.С. (1983) [24] и ряд других исследователей обосновывают исключительное значение доманиковых пород в качестве нефтепроизводящих, с которыми, по их мнению, связана главным образом нефтенасыщенность палеозойского разреза.

Уже на ранних этапах изучения пород собственно «доманикового горизонта» проявился особый интерес к условиям их накопления, причем большинство высказанных на этот счет суждений касалось условий образования специфических битуминозных фаций, получивших название «доманиковые» [29]. В начале 30-х годов были высказаны две диаметрально противоположные точки зрения о характере бассейна, в котором шло накопление доманиковых отложений. Архангельский А.Д. полагал, что доманиковые сланцы накапливались в глубоководных, нормально морских обстановках девонского времени в зоне сероводородного заражения, тогда как Наливкин Д.В. считал, что их накопление происходило в прибрежной зоне верхнедевонского моря или в примыкавших к ней лагунах и заливах. В последующих своих работах Наливкин Д.В. (1956) изменил свое первоначальное мнение и характеризовал доманиковый бассейн в виде неглубокой (около

150 м) иловой впадины, характеризующейся восстановительными и застойными условиями осадконакопления [36].

Страхов Н.М. (1939, 1955), детально изучавший эколого-литологические особенности доманиковых отложений, связывал их образование с нормально морским, относительно глубоководным бассейном. Преобладание планктонных форм (птеропод, гониатитов и др.) над бентонными, мелкие размеры раковин донных организмов, тонкость терригенного пелитового материала, отсутствие следов волнений и т.д. - все это указывает, по мнению Страхова Н.М., на накопление осадков в нижней части шельфа ниже зоны взмучивания [47, 48].

По мнению Маймин З.Л. (1955) нефть продуцирована в девонских терригенных отложениях в условиях восстановительной среды [27].

Большинство последующих исследователем (Середа Т.Т., 1967, Гуляева Л.А. и др., 1961; Ляшенко А.И. и др., 1970 [17, 26, 87], Соколова Л.И., 1972 [88], и др.) в той или иной форме также подчеркивают относительную глубоководность доманикового бассейна востока Русской плиты, причем предполагаются глубины, которые характеризуют примерно нижнюю часть шельфа.

Рядом исследователей в конце 50-х - начале 60-х годов был обоснован разнофациальный характер верхнедевонско-турнейских отложений Волго-Уральской провинции. В 1956 г. Филипповой М.Ф. была составлена литолого-фациальная карта, на которой вся территория семилукской некомпенсированной иловой впадины обозначена как область развития битуминозных сланцев [56]. Грачевский М.М. в 1963 г. в работе [16] описал седиментационную модель строения верхнедевонско-турнейского комплекса Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП). Согласно предложенной модели карбонатные отложения, включая рифовые массивы, с высокой скоростью накапливались на бортах прогибов, в то время как центральные части прогибов характеризовались режимом некомпенсированного осадконакопления, где происходило формирование маломощных депрессионных отложений карбонатно-кремнистого состава.

В тоже время Хачатрян Р.О. (1964) выделил в составе верхнедевонско-турнейских отложений ряд формаций: карбонатную сводовую, барьерных рифов и доманиковую некомпенсированных прогибов [60]. Максимова С.В. (1970) в своей работе на основании комплекса литологических и химико-аналитических критериев показала, что отложения доманикового горизонта Волго-Уральской провинции (в пределах иловой впадины) сложены преимущественно карбонатными породами с повышенным содержанием кремнезема, глинистого и битуминозного вещества. По классификации Теодоровича Г.И. она выделила: силициты, кремнеизвестняки, известняки кремнисто-глинистые и в

значительно меньшем количестве мергели, глины и аргиллиты [28]. В стратиграфическом словаре СССР (1975 г.) стратотип разреза доманикового (семилукского) горизонта на востоке Русской платформы характеризовался как "переслаивание темных битуминозных глинистых и известково-глинистых сланцев с темно-серыми битуминозными известняками, реже с глинами и аргиллитами, с прослоями и линзами кремней".

Последующими исследованиями были существенно уточнены как геологическое строение и условия формирования доманикитов, так и формационное расчленение верхнедевонско-турнейских образований. На основе структурно-формационного анализа, отраженного в работах Мкртчяна О.М., Тихомирова В.И., Троховой А.А. (1981) [34], Королюка И.К., Летавина А.К., Мкртчяна О.М., Р.О. Хачатряна (1984) [23], ученые выделили две формации в верхнедевонско-турнейском нефтегазоносном комплексе: *доманиковую* и *доманикоидного типа*. Первая, *доманиковая*, встречается в пределах некомпенсированной семилукской (доманиковой) палеовпадины и является аналогичной своим литологическим составом со стратотипом доманикового горизонта (река Чуть и Доманик, Ухтинский район). Вторая, *доманикоидного типа*, распространена в осевых частях Камско-Кинельской системы прогибов, литологический состав которой представлен типичными доманиковыми отложениями с прослоями более светлых и менее битуминозных карбонатных отложений, а иногда включениями чистых доломитов и известняков органогенных построек, что отражает отложения депрессионных фаций верхнефранско-турнейского возраста. Каждая из вышеперечисленных формаций характеризуется своим нефтегенерирующим и нефтеаккумулирующим потенциалом, который отражает особенности их строения.

В среднем, по данным Мкртчяна О.М. и др. [34] в доманикитах Волго-Уральского региона карбонатного вещества содержится до 70%, кремнистого и глинистого по 10-12%, органического вещества (органического углерода) около 5%. Разумеется, эти сугубо осредненные данные могут испытывать значительные колебания в зависимости от места отбора образца и от его положения в разрезе, но в принципе отложения семилукского горизонта и вышележащих отложений франско-турнейского комплекса в пределах глубоководного шельфа на востоке Русской платформы должны рассматриваться как специфическая карбонатная формация платформенного типа, получившая название "доманикитовой" формации. Долгие годы доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна считались одной из основных нефтепроизводящих (нефтематеринской) толщ (НГМТ) региона.

Зайдельсон М.И. и др. (1986 г) в своей работе отмечали, что доманикиты в узком смысле слова, т.е. кремнисто-глинисто-битуминозные карбонаты, являясь одним из

главных источников генерации УВ для всего палеозойского продуктивного комплекса Волго-Урала, не обладают резервуарами достаточной емкости, чтобы аккумулировать сколько-нибудь значительные промышленные ресурсы нефти и газа [77]. Естественными резервуарами для аккумуляции УВ; эмигрирующих из НГМТ доманикового типа, авторы считали "сопряженные с доманикитами" породы, понимая под этим одновозрастные карбонатные отложения, залегающие в пределах семилукской иловой впадины или в прогибах Камско-Кинельской системы, но отличающиеся от доманикитов литолого-фациальными особенностями и представленные относительно чистыми доломитами и известняками, зачастую биогермного происхождения, которые замещают фациально доманикиты или подстилаются ими.

Неручев С.Г. и др. (1986 г) в работе [37] рассматривали доманиковые продуктивные отложения - собственно доманик Волго-Уральской области, как все осадочные породы, обогащенные планктоногенным сапропелевым ОВ.

Важную роль доманикитов при формировании месторождений нефти и газа Урало-Поволжья отмечали Белоконь Т.В., Гецен Н.Г., Катаева Т.А. в своей работе (1990 г) и считали, что доманикиты представлены глинисто-кремнисто-карбонатными битуминозными породами верхнедевонского и частично турнейского возраста и распространены в пределах Камско-Кинельской системы прогибов [8].

В результате этих и многих других работ, освещающих нефтегенерирующие возможности доманикитов Волго-Уральской области, был накоплен большой фактический материал по литологии, фациям, палеогеографии, палеотектонике и геохимии доманиковой формации.

1.2. История изучения высокоуглеродистой доманиковой формации как резервуара нетрадиционных залежей нефти

Интерес к отложениям доманикового типа как к нефтепоисковому объекту относится к шестидесятым годам. Это было связано с тем, что при разбуривании доманикитов отмечались многочисленные нефтегазопроявления, причем в отдельных скважинах были получены притоки нефти с дебитом в десятки, а иногда сотни тонн [77].

Однако, в связи с отсутствием традиционных локальных ловушек, контролирующих скопления нефти, и крайне сложным строением резервуара, для выявления и оконтуривания промышленных залежей в отложениях доманикового типа потребовались большие затраты поисково-разведочного бурения. Кроме того, выделение продуктивных интервалов в обогащенных битуминозным веществом карбонатах стандартными методами электро- и радиоактивного каротажа оказалось малоэффективным [77].

В связи с успешным освоением высокоуглеродистых толщ в США, Китае и в ряде стран Европы, начался новый этап изучения отложений доманикового типа в Волго-Уральском регионе.

Высокоуглеродистые отложения доманикового типа стали рассматриваться в качестве нетрадиционных источников углеводородов. За это время по данному направлению было опубликовано много работ, которые были посвящены вопросам геологического строения и освоения отложений доманикового типа как нетрадиционного резервуара УВ. С этих позиций отложения доманикового типа изучали коллективы авторов под руководством Прищепы О.М., Варламова А.И., Хисамова Р.С., Фортунатовой Н.К., Ступаковой А.В., Белоконь Т.В., Петерсилье В.И., Ульмишека Г.Ф., Дахновой М.В. и др. [8, 9, 10, 11, 43, 44, 50, 55, 61, 89].

В 2013 г. коллективом авторов (Кирюхина Т.А. и др.) приведено обоснование генерационного потенциала доманиковой формации, представленной отложениями среднедевонско-среднекаменноугольного возраста на территории Оренбургской области в пределах Бузулукской впадины и ее обрамления [21]. Авторы пришли к выводу, что в разрезе терригенно-карбонатных пород девонско-каменноугольного возраста значение Сорг варьирует в широких пределах — от 0,1 до 25,0%, причем породы с повышенным содержанием органического вещества - «доманикиты» и «доманикоиды» (Сорг от 0,5 до 25,0%) составляют более 50% разреза. Наибольшее распространение данные высокоуглеродистые отложения имеют во франском ярусе верхнего девона и турнейском ярусе нижнего карбона. «Доманикитные концентрации органического вещества характерны для относительно глубоководных битуминозных известняков, мергелей и аргиллитов, которые распространены в Муханово-Ероховском прогибе и имеют наибольшие мощности в западном его направлении» [21].

Морариу Д. и Аверьянова О.Ю. (2013 г.) отмечают, что общее содержание органического углерода является мерой органического богатства осадков и основным геохимическим параметром, используемым для интерпретации любых геохимических данных [35]. Материнские породы они классифицируют как «бедные», не имеющие потенциала материнских пород с общим содержанием в среднем ниже 0,1-1,0%, и «хорошие», которые имеют высокие значения общего содержания органического углерода. Однако, как отмечают авторы, не все материнские породы, характеризующиеся высокими значениями Сорг, имеют высокий потенциал. Большинству сланцевых отложений присуще содержание в диапазоне 3-5 %.

Прищепка О.М. и Аверьянова О.Ю. (2013-2015 гг.) в своих исследованиях приводят определение сланцевой нефти. «Сланцевая нефть (shale oil) - нефть, добыча которой ведется

из низкопроницаемых и низкопоровых коллекторов, приуроченных или сопряженных непосредственно с толщей генерирующих их (in situ)» [44]. Данные скопления образуются в нефтегазовых системах с «коллекторами», характеризующимися низкими фильтрационно-емкостными свойствами, с отсутствием традиционных локальных ловушек и контура нефтеносности, контролирующих распространение залежей. Для данных скоплений также характерно отсутствие значительной вертикальной и латеральной миграции, и они приурочены к нефтегенерирующим толщам, первично обогащенным органическим веществом [1, 44].

Прищепа О.М. и соавторы (2014 г.) в работе подробно рассматривают понятийную базу, применяемую для скоплений УВ в низкопроницаемых сланцевых толщах. Предметом изучения и оценки в отношении нетрадиционной нефтегазовой системы являются «углеводороды, образовавшиеся в нефтематеринской толще (аналогично с традиционной нефтегазовой системой), однако оставшиеся не вытесненными в этой же нефтегенерирующей толще или вытесненные в совмещенные с ней довольно плотные низкопроницаемые породы, что способствует удерживанию УВ от дальнейшей миграции или рассеивания» [43].

Ступакова А.В. и др. (2015 г.) рассматривали доманиковые продуктивные отложения Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна как «высокоуглеродистую формацию», под которой понимается «природная совокупность тонкослоистых горных пород с похожими условиями образования, благоприятными для накопления органического вещества, которое затем преобразуется в углеводороды с последующей незначительной миграцией в пустотное пространство данных пород» [51]. Продуктивность доманиковой формации, как считают авторы, в первую очередь контролируется условиями ее формирования, а также зависит от истории развития осадочного бассейна.

В период 2016-2018 гг. в ФГБУ «ВНИГНИ» были проведены исследования по обобщению материалов по нефтегазоносности сланцеподобных формаций России (включая отложения доманикового типа).

В 2017 г. коллективом авторов ФГБУ «ВНИГНИ» были подготовлены и опубликованы «Временные методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях» [11, 12], в которых представлен алгоритм подсчета запасов нетрадиционных залежей нефти объемным методом.

С целью повышения обоснованности количественной оценки ресурсов УВ в отложениях доманикового типа в ФГБУ «ВНИГНИ» в рамках работ по отчету о выполнении государственного задания [86] в 2019 году под руководством Дахновой М.В. были проведены геохимические исследования отложений доманикового типа, что

позволило провести районирование территории их распространения по геохимическим показателям. Был обоснован комплекс геохимических показателей для районирования отложений доманикового типа, уточнены схемы катагенеза органического вещества (ОВ) отложений доманикового типа, проведена оценка исходного содержания органического углерода, проведен сравнительный количественный газохроматографический анализ насыщенных фракций нефтей и битумоидов с целью оценки потерь УВ из керна. Учитывая, что начальные концентрации (до начала активных процессов нефтегазогенерации) органического вещества (ОВ) в породах и его катагенетическая зрелость определяют масштабы генерации углеводородов отложениями доманикового типа, авторы установили, что перспективы нефтеносности сланцеподобных доманиковых отложений в пределах Волго-Уральской НГП приурочены к впадинам Камско-Кинельской системы, где наблюдается наибольшая мощность отложений доманикового типа. Наиболее высокого уровня катагенеза ОВ рассматриваемых отложений достигло в Бузулукской впадине в пределах Муханово-Ероховского прогиба.

В течение последних лет в ФГБУ «ВНИГНИ» были проведены фундаментальные исследования под руководством Фортунатовой Н.К. [86] в области изучения отложений доманикового типа Волго-Уральской НГП. В результате проведенных исследований были определены пространственно-временные закономерности распространения отложений доманикового типа и условия их образования, разработана классификация высокоуглеродистых глинисто-кремнисто-карбонатных пород доманикового типа, выявлены зависимости различных значений пористости, проницаемости, минерального состава и литологических типов. По результатам исследований была составлена карта строения верхнедевонско-турнейского комплекса Волго-Уральской НГП в границах распространения отложений доманикового типа. Фрагмент данной карты в границах исследуемой территории Муханово-Ероховского прогиба приведен в разделе 6.1. (рис. 6.2).

На основании проведенных во ВНИГНИ исследований [86], была выполнена оценка ресурсного потенциала отложений доманикового типа Волго-Уральской НГП объемным методом, а также подготовлены материалы для лицензирования участков недр с прогнозируемой нефтеносностью в отложениях доманикового типа.

Таким образом, отложения доманикового типа, представленные высокоуглеродистыми кремнисто-карбонатными и карбонатно-кремнистыми отложениями среднефранско-фаменского возраста в пределах территории исследования Муханово-Ероховского прогиба, характеризуются как единый резервуар нетрадиционных залежей нефти, имеющий перспективы освоения и представляющий интерес для его дальнейшего изучения.

1.3. Результаты поисков и разведки нетрадиционных скоплений нефти в отложениях доманикового типа на территории Муханово-Ероховского прогиба

В последнее десятилетие отложения доманикового типа на территории Северо-Бузулукского НГР, охватывающем Муханово-Ероховский прогиб и прилегающие внешние склоны палеосводов (Южно-Татарского, Оренбургского и Жигулевско-Пугачевского), стали объектом геологоразведочных работ по поиску нетрадиционных скоплений нефти. На сегодняшний день в Муханово-Ероховском прогибе на территории Оренбургской и Самарской областей открыты залежи нефти в отложениях доманикового типа на Красногорском, Троицком, Южно-Неприковском и Лещевском месторождениях, «нетрадиционные» запасы которых прошли государственную экспертизу и поставлены на Государственный баланс (рис. 1.1).

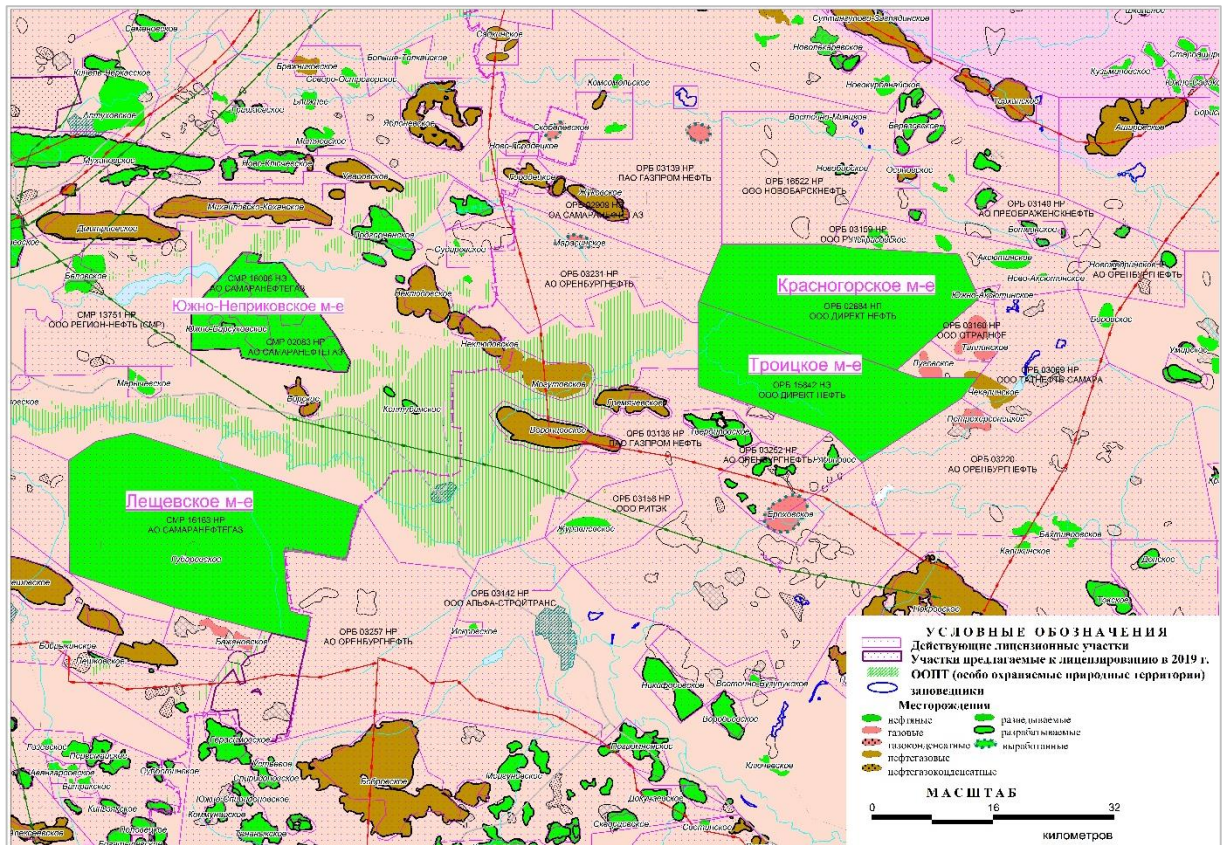


Рис. 1.1. Схема расположения нефтяных месторождений, открытых в Самарской и Оренбургской областях в 2012-2019 гг., с числящимися на Государственном балансе запасами нефти в отложениях доманикового типа

В период 2012-2019 гг. в Оренбургской области компанией ООО «Директ Нефть» было открыто два месторождения, на которых выявлены нетрадиционные залежи нефти в верхнефранско-фаменских отложениях доманикового типа.

В 2012 г. в пределах Троицкой структуры на Кашаевском лицензионном участке в результате бурения поисково-оценочной скважины №74 было открыто Троицкое нефтяное

месторождение [84]. При испытании скважины из верхнефранских отложений доманикового типа был получен приток нефти дебитом $17 \text{ м}^3/\text{сут}$ после проведения гидроразрыва пласта. Приток нефти из отложений такого типа был получен в Муханово-Ероховском прогибе впервые. Продуктивные отложения на Троицком месторождении представлены высокоуглеродистыми кремнисто-карбонатными породами, характеризующимися низким содержанием глин (до 4%). Верхнефранский продуктивный резервуар представляет собой часть среднефранско-турнейских депрессионных отложений, которые накапливались в глубоководной части Муханово-Ероховского прогиба.

В 2017 году была пробурена разведочная скважина №171 с наклонно-направленным окончанием в верхнефранском подъярусе (условно-горизонтальный ствол около 1400 м). В ходе гидродинамических исследований скважины из верхнефранских отложений был получен приток нефти дебитом $44 \text{ м}^3/\text{сут}$ [46, 79].

В 2017 г. на месторождении был пробурен боковой ствол поисково-оценочной скважины №75, именуемый 75_БС (1100 м), в отложениях доманикового типа заволжского надгоризонта фаменского яруса. После проведения в боковом стволе многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) из заволжских и среднефаменских отложений был получен приток нефти дебитом $75 \text{ м}^3/\text{сут}$ [46, 79]. Согласно расчётам по проекту ГРП скв.75_БС, радиус охвата процессами многостадийного гидроразрыва составляет выше ствола скважины 85 м и ниже ствола - 62 м.

Севернее Троицкого месторождения в 2019 г. открыто Красногорское месторождение, на котором пробурена одна поисково-оценочная вертикальная скважина №76 с боковым стволом длиной 2177 м. в верхнефранских доманиковых отложениях [46, 80]. После проведения 50-стадийного МГРП в боковом стволе скважины №76 при совместном испытании верхнефранско-нижнефаменских и среднефаменско-заволжских отложений был получен приток нефти дебитом $51,7 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Продуктивные пласты D_{3fm} и D_{3f} (доманиковые) на Троицком и Красногорском месторождениях относятся к «протяженным» и в выдержанной мощности распространены как по всей площади лицензионных участков, так и за их пределами. Об этом свидетельствуют результаты региональных литолого-фациальных исследований, результаты детальной корреляции разрезов продуктивных скважин, расположенных в пределах и вблизи лицензионных участков, сейсмические данные, демонстрирующие большую латеральную протяженность отражений, связанных со среднефранско-фаменским продуктивным интервалом [46, 79, 80, 84]. Такие резервуары нефти носят название «протяженных» или «непрерывных» резервуаров (continuous reservoirs) [67].

В 2019 г. в Самарской области компанией АО «Самаранефтегаз» были открыты две нефтяные залежи в франско-фаменских отложениях доманикового типа. На Южно-Неприковском месторождении в скважине в горизонтальном стволе длиной 1000 м после проведения 18-стадийного МГРП получен приток нефти дебитом 184 м³/сут. На Лещевском месторождении в скважине в горизонтальном стволе длиной 300 м после проведения 3-стадийного МГРП получен приток нефти дебитом 21 м³/сут.

Числящиеся на Государственном балансе запасы нефти открытых нетрадиционных залежей в отложениях доманикового типа Самарской и Оренбургской областей по состоянию на 01.01.2020 г. представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Запасы нефти открытых нетрадиционных залежей в отложениях доманикового типа Самарской и Оренбургской областей по состоянию на 01.01.2020 г.

Месторождение	Категория запасов	Запасы нефти нетрадиционных залежей в отложениях доманикового типа, тыс. т.	
		геологические	извлекаемые
Троицкое пласты D3f (доманиковые) + D3fm	C ₁	12461	373
	C ₂	503716	15112
	C₁+C₂	516177	15485
Красногорское пласты D3f (доманиковые) + D3fm	C ₁	5802	174
	C ₂	421767	12653
	C₁+C₂	427569	12827
Лещевское пласт D3dom	C ₁	5088	529
	C ₂	971203	101005
	C₁+C₂	976291	101534
Южно-Неприковское пласт D3dom	B ₁	9803	981
	B ₂	591358	59136
	B₁+B₂	601161	60117
Итого по месторождениям	B₁+C₁	33154	2057
	B₂+C₂	2488044	187906

Как видно из таблицы, суммарно по открытым месторождениям с нетрадиционными залежами нефти, извлекаемые запасы категорий B₁C₁+B₂C₂ составляют порядка 190 млн.т. [46], что свидетельствует о том, что среднефранско-фаменская доманиковая толща Муханово-Ероховского прогиба имеет высокий потенциал для промышленной добычи нефти.

В Оренбургской области в пределах Муханово-Ероховского прогиба начаты работы по поиску скоплений УВ в верхнедевонских отложениях на Савицком и Похвистневском

лицензионных участках, примыкающих к Троицкому и Красногорскому месторождениям [81, 82]. Оценка ресурсов нефти в отложениях доманикового типа Савицкого и Похвистневского участков недр приведена в таблице 1.2.

Таблица 1.2

Ресурсы нефти в отложениях доманикового типа Савицкого и Похвистневского ЛУ

Лицензионный участок	Категория ресурсов	Ресурсы нефти в отложениях доманикового типа, тыс. т.	
		геологические	извлекаемые
<i>Савицкий</i> <i>пласт D3f</i> <i>(доманиковые)</i>	D ₀	941904	28257
<i>Похвистневский</i> <i>пласт D3f</i> <i>(доманиковые)</i>	D ₀	882472	26474
Итого по ЛУ	D₀	1824376	54731

Открытие залежей нефти из отложений доманикового типа верхнефранско-фаменского стратиграфического интервала в пределах Муханово-Ероховского прогиба подтвердило прогнозы многих исследователей о том, что высокоуглеродистые отложения доманикового типа содержат промышленные скопления нефти.

Глава 2. Геологическое строение Муханово-Ероховского прогиба

2.1. Литолого-стратиграфический разрез изучаемой территории

Геологический разрез осадочной толщи на территории Муханово-Ероховского прогиба изучен по материалам глубокого бурения и сейсморазведочных работ, проведённых на исследуемой территории, и составлен согласно стратиграфическим схемам палеозоя Русской платформы (1990 г.), стратиграфическим схемам рифейских и вендских отложений Волго-Уральской области (2000 г.), Постановлению Межведомственного стратиграфического комитета России (2008 г., выпуск 38) и Унифицированной субрегиональной стратиграфической схеме верхнедевонских отложений Волго-Уральского субрегиона (2018 г.) [42, 57].

Осадочный чехол Муханово-Ероховского прогиба представлен палеозойскими отложениями, а также мезозойскими и кайнозойскими породами. Осадочный чехол с несогласием перекрывает кристаллический фундамент архейского-раннепротерозойского возраста.

ФУНДАМЕНТ

Архейско-нижнепротерозойская акрогема – AR-PR₁

Кристаллический фундамент на исследуемой территории представлен породами архейского и, в незначительной степени, нижнепротерозойского возраста. Архейско-нижнепротерозойские породы вскрыты скважинами глубокого бурения в пределах Муханово-Ероховского прогиба и представлены гранитами, плагиогранитами, плагиогнейсами, гранито-гнейсами, амфиболитами, кристаллическими сланцами, прорванными дайками и интрузиями [40]. В скв. Ероховской-12 вскрыты отложения кристаллического фундамента представлены пестроцветными гранитогнейсами.

На поверхности фундамента развита кора выветривания преимущественно глинистого типа, толщиной до 20 м. К кровле фундамента приурочен отражающий горизонт «Ф».

ОСАДОЧНЫЙ ЧЕХОЛ

Палеозойская эратема – PZ

Девонская система – D

Отложения девонской системы трансгрессивно залегают на размытой поверхности фундамента и представлены нижним, средним и верхним отделами.

Нижний отдел - D₁

Нижний отдел девонской системы (D₁) представлен *койвенским горизонтом (D₁kv)* *эмского яруса (D_{1e})*.

Горизонт представлен переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов, местами с отпечатками углефицированных растительных остатков и вкраплениями пирита

и имеет достаточную палеонтологическую подтверждаемость по фауне брахиопод, остракод, споровопыльцевым комплексам. Мощность отложений койвенского горизонта варьирует от 6 до 30 м. На Кашаевском месторождении койвенский горизонт вскрыт скважиной Ленинградской-128, где он залегает на коре выветривания и имеет мощность 19 м.

Средний отдел - D₂

Эйфельский ярус D_{2ef} среднего девона представлен *бийским горизонтом (D_{2bs})* и *афонинским надгоризонтом (клинцовским горизонтом) (D_{2af})*.

Отложения бийского горизонта залегают, в основном, согласно на койвенских породах (скв. Ленинградская-128), либо на денудированной поверхности кристаллического фундамента (скв. Малогасвицкая-220, Петро-Херсонская-368). Породы представлены темно-серыми, мелкокристаллическими, глинистыми известняками средней плотности, местами доломитизированными, и имеющие толщину до 19 м. Афонинские отложения, по сравнению с бийскими, отличаются большим разнообразием литологического состава и имеют достаточную палеонтологическую освещенность. В нижней части разрез афонинских отложений сложен терригенными породами, в верхней - карбонатными. Для центральной зоны Муханово-Ероховского прогиба терригенные породы, представленные неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов, реже аргиллитов, составляют 40-50% от всего разреза. В целом мощность афонинского надгоризонта варьирует от 30 м до 78 м. С кровлей карбонатных отложений афонинского надгоризонта эйфельского яруса связан **ОГ Даф**.

Живетский ярус D_{2jv} представлен *воробьевским, ардатовским и муллинским горизонтами старооскольского надгоризонта D_{2st} и пашийским горизонтом D_{2ps}¹*. Они имеют достаточную палеонтологическую освещенность.

Воробьевский горизонт D_{2vb} имеет чаще однослойное, местами двухслойное строение и представлен в основном аргиллитовой толщей. Аргиллиты темно-серые, каолинитово-гидрослюдистые, плитчатые, известковистые. Песчаники светло-серые, кварцевые с алевролитовой примесью. Алевролиты темно-серые, кварцевые, песчаные. Мощность горизонта варьирует от нескольких до 43 м.

Отложения *ардатовского горизонта D_{2ar}* имеют трехчленное строение и характеризуются карбонатно-терригенным составом. В нижней части горизонта выделяется пачка терригенных пород, представленная переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. В скв. Малогасвицкая-221 вскрыты песчаники с включениями каменного угля и пирита. Выше залегает преимущественно глинистая пачка с прослоями глинистых известняков и мергелей. В кровле – карбонатный пласт. Известняк служит геофизическим

репером («остракодовый» известняк) в ардатовских отложениях [86]. Мощность горизонта на территории исследования варьирует от 27 до 95 м.

Отложения *муллинского горизонта* D_{2ml} отличаются меньшим разнообразием литологического состава и имеет более глинистый состав по сравнению с подстилающими отложениями. Для него характерны битуминозные мергели, известняки и аргиллиты. В средней части разреза часто выделяется карбонатный пласт - репер «черный известняк». Мощность изменяется в пределах 30-45 м.

Отложения *нашийского горизонта* $D_{2ps}^{1'}$ сложены песчаниками, алевролитами, аргиллитами. Аргиллиты темно-серые, каолинитово-гидрослюдистые, плотные, чешуйчатые. Алевролиты – кварцевые, светло-серого, зеленовато-серого и черного оттенков. Песчаники серые и светло-серые, местами известковистые, прослоями алевритистые. Наибольшее содержание песчаников (30-60%) выявлено в осевой части Муханово-Ероховского прогиба. Толщина горизонта варьирует в пределах 26-45 м.

Верхний отдел - Dз

Объектом исследования являются отложения доманикового типа, развитые в осевой и бортовых зонах Муханово-Ероховского прогиба.

В настоящее время вопрос по определению возраста верхней границы распространения отложений доманикового типа является спорным и в диссертации не рассматривается, так как требует дополнительного изучения. В связи с отмеченным, а также учитывая франско-фаменский возраст открытых нефтяных залежей в отложениях доманикового типа Муханово-Ероховского прогиба, принято, что стратиграфический интервал распространения отложений доманикового типа на площади исследования представлен только в объеме верхнего девона, без турнейского яруса нижнего карбона.

По структурно-фациальному районированию исследуемая территория охватывает Муханово-Ероховскую структурно-фациальную зону (СФЗ), что соответствует южной части Ижевско-Бузулукской структурно-фациальной области (СФО) [57]. В соответствии со стратиграфической схемой [57] в верхнем девоне здесь выделена алькеевская серия.

Алькеевская серия включает кузнечихинскую (тиманский горизонт), могутовскую (саргаевский горизонт), доманиковую (доманиковый горизонт), мендымскую (речицкий, воронежский горизонты), аскынскую (евлановский, ливенский горизонты) и малочеремшанскую (волгоградский – зиганский горизонты) свиты (рис. 2.1).

Кузнечихинская свита представлена известняками органогенно-детритовыми и аргиллитами с включениями алевролитов и сидеритов. Вышележащие отложения представляют собой сложные чередования пелитоморфных, шламовых, детритовых известняков и высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых отложений в интервале от

саргаевского горизонта до фаменского яруса включительно. Мощность алькеевской серии составляет 200-650 м. Территориально она приурочена к Муханово-Ероховскому палеопрогибу.

Эратема	Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Надгоризонт	Горизонт	Свита	Толщина, м	Индекс пласта	Литологическая колонка	Краткое описание пород		
Палеозойская	Девонская	Верхний	Фаменский	Верхний	Заволж./Г		Матюженская	42-183	D _{3f} (доманиковские)		Чередование пачек высокоуглеродистых сланцеватых карбонатно-кремнистых пород и углеродистых кремнисто-карбонатных пород с прослоями известняков битуминозных, глинистых.		
				Средний			61-140	Средование пачек известняков прослоями глинистых, битуминозных и пачек высокоуглеродистых сланцеватых карбонатно-кремнистых пород и углеродистых кремнисто-карбонатных пород					
				Нижний			41-144	В верхней части — известняки с прослоями углеродистых кремнисто-карбонатных пород, в нижней части - высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые сланцеватые породы с редкими прослоями известняков битуминозных					
			Франский	Верхний				Еввановск.-Ливенск.	Асканская	21-60	D _{3f} (доманиковские)		Высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые сланцеватые породы, черные, с прослоями радиоляритов и известняков
								Воронежский	Мендынская	19-82			Высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые сланцеватые породы, черные, с прослоями сапропелитов, силицитов, радиоляритов и детритово-обломочных известняков
								Речицкий					Высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые сланцеватые породы темно-серые, до черных.
								Доманиковский	Доманиковская	7-28			Темно-серые известняки, битуминозные с прослоями углеродистых карбонатно-кремнистых сланцеватых пород
								Саргаевский	Могутовская	до 15 м.			В кровле и подошве залегают известняки, в средней части - аргиллиты.
			Нижний	Тиманский	Кизичинская	18-29							

известняки битуминозные породы глина, аргиллит перспективные нефтеносные пласты (на Троицком месторождении) продуктивные нефтеносные пласты (на Троицком месторождении)

Рис. 2.1. Сводный литолого-стратиграфический разрез для интервала распространения отложений доманикового типа в пределах Муханово-Ероховского прогиба

Франский ярус D_{3f} представлен нижним, средним и верхним подъярусами.

Нижнефранский подъярус D_{3f1} включает *тиманский D_{3tm}* и *саргаевский D_{3sr}* горизонты.

Тиманский горизонт D_{3tm} в пределах Муханово-Ероховской СФО соответствует кузнечихинской свите [57]. Нижняя подсвита (толщиной до 5 м.) представлена известняками серыми, темно-серыми органогенно-детритовыми, неравномерно глинистыми с тонкими прослоями кварцевых алевролитов, встречается фауна брахиопод и остракод. Верхняя подсвита сложена аргиллитами зеленовато-серыми тонкослоистыми, с прослоями известняков глинистых битуминозных в верхней части, встречается фауна брахиопод. К кровле горизонта приурочен **ОГ Дкн**. Толщина отложений тиманского горизонта на территории исследования изменятся от 18 м. (скв. Долматовская-105) до 29 м. (скв. Пойменная-1601).

Саргаевский горизонт D_{3sr} соответствует могутовской свите [57] и представлен известняками темно-серыми, микрозернистыми, в разной степени глинистыми, битуминозными с прослоями битуминозных карбонатно-кремнистых тонкослоистых пород, встречается фауна гониатит и брахиопод. Верхняя граница отбивается по резкому повышению значений ГК в подошве перекрывающей доманиковой свиты. Толщина отложений саргаевской свиты достигает 15 м. (скв. Садкинская-38) в северной бортовой части Муханово-Ероховского прогиба.

Среднефранский подъярус D_{3f_2} представлен доманиковым горизонтом D_{3dm} . В Муханово-Ероховской СФЗ горизонту соответствует доманиковая свита [57], представленная высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми сланцеватыми породами, имеющими оттенки от темно-серых до черных. Возраст отложений обоснован тентакулитами, гониатитами, брахиоподами. В пределах Муханово-Ероховского прогиба толщина доманикового горизонта изменяется от 7 м. (скв. Никифоровская-62) до 28 м. (скв. Садкинская-38).

Верхнефранский подъярус D_{3f_3} представлен речицким D_{3rc} , воронежским D_{3vr} , евлановским и ливенским горизонтами D_{3ev+lv} .

В соответствии со стратиграфической схемой [57] *речицкий D_{3rc} и воронежский D_{3vr} горизонты* соответствуют мендымской свите. Воронежский горизонт приурочен к верхней пачке мендымской свиты, а речицкий – к нижней. В нижней части мендымская свита представлена черными высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми сланцеватыми породами с прослоями сапропелитов, радиоляритов, тентакулитовых и обломочных известняков. В средней части свита сложена известняковыми брекчиями с углеродистым карбонатно-кремнистым цементом, в верхней части — высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми сланцеватыми породами черными с тонкими прослоями силицитов и детритово-обломочных известняков. В отложениях встречается фауна гониатитов и разнообразный комплекс конодонтов. Общая толщина мендымской свиты на исследуемой территории варьирует от 19 м. (в скв. Ленинградская-126) до 52 м. (в скв. Садкинская-38).

Объединенные *евлановский и ливенский горизонты D_{3ev+lv}* соответствуют аскынской свите [57], представленной чередованием пачек битуминозных карбонатно-кремнистых тонкослоистых пород с прослоями радиоляритов, известняков и пачек высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых сланцеватых пород, встречается фауна конодонтов и фораминифер. В пределах Муханово-Ероховского прогиба толщина евлановского и ливенского горизонтов изменяется от 21 м. (в скв. Петро-Херсонская-368) до 60 м. (в скв. Садкинская-38).

Фаменский ярус D_{3fm} представлен малочеремшанской свитой, разделяющейся на три подсвиты: нижнюю (*волгоградский, задонский, елецкий горизонты*), среднюю (*лебединский, оптуховский, плавский горизонты*) и верхнюю (*заволжский надгоризонт (озерский, хованский, зиганский горизонты)*) [11, 57].

Нижняя подсвита (*волгоградский, задонский, елецкий горизонты*), соответствующая нижнефаменскому подъярису D_{3fm_1} , в нижней части представлена высокоуглеродистыми темно-коричневыми и черными карбонатно-кремнистыми

тонкослоистыми породами с редкими включениями мелкообломочных битуминозных известняков, в верхней части - известняками темно-коричневыми, мелкообломочными с прослоями углеродистых кремнисто-карбонатных пород, встречается фауна конодонтов. Мощность подсвиты изменяется за счет увеличения содержания карбонатных пластов от 41 м. (скв. Кашаевская-75) до 144 м. (скв. Восточно-Кудиновская-80).

Средняя подсвита (лебединский, опуховский, плавский горизонты) соответствует среднефаменскому подъярису D_3fm_2 , представлена чередованием пачек известняков микро-тонкозернистых, прослоями глинистых, битуминозных, пачек высокоуглеродистых сланцеватых карбонатно-кремнистых и углеродистых кремнисто-карбонатных пород, встречается фауна фораминифер. Мощность подсвиты меняется от 61 м. (скв. Долматовская-105) до 140 м. (скв. Малогасвицкая-221) за счет увеличения количества и мощности карбонатных прослоев.

Верхняя подсвита (озерский, хованский, зиганский горизонты), соответствующая заволжскому надгоризонту верхнефаменского подъяруса D_3fm_3 , представлена чередованием пачек высокоуглеродистых тонкослоистых карбонатно-кремнистых пород и углеродистых кремнисто-карбонатных пород с прослоями известняков микро-тонкозернистых, шламово-мелкодетритовых, битуминозных, глинистых. Возраст отложений обоснован фораминиферами, брахиоподами, двустворчатыми моллюсками. Мощность подсвиты изменяется от 42 м. (скв. Восточно-Хилковская-4) до 183 м. (скв. Никифоровская-58) за счет увеличения количества и мощности карбонатных прослоев.

Каменноугольная система – С

Каменноугольные отложения на исследуемой территории Муханово-Ероховского прогиба развиты повсеместно и представлены всеми тремя отделами, однако в разном объеме.

Нижний отдел – С₁

Нижний отдел представлен турнейским, визейским и серпуховским ярусами, каждый из которых разделен на нижний и верхний надгоризонты.

Отложения *турнейского яруса C_{1t}* представлены на территории исследования в разном объеме за счет предмалиновского перерыва в осадконакоплении. [78]. Наиболее полный разрез турнейских отложений вскрыт в осевой части Муханово-Ероховского прогиба. *Малевский и упинский горизонты C_{1t1+up} нижнетурнейского подъяруса C_{1t1}* представлены известняками и доломитами темно-серыми, микро- и тонкозернистыми, битуминозными. Известняки нижнего подъяруса содержат фораминиферы. *Верхнетурнейский подъярус C_{1t2}* в объеме *черепетского и кизеловского горизонтов C_{1cr+kz}* сложен известняками темно-серыми, до черных, прослоями детритово-фораминиферовыми

с прослоями микро-тонкозернистых доломитов и черных аргиллитов. Породы содержат характерные комплексы фораминифер. *Косьвинский горизонт C1ks* верхнетурнейского подъяруса C1t2 представлен мощной толщей переслаивания тонкослоистых темно-серых и черных аргиллитов и алевролитов с редкими тонкими прослоями доломитов и известняков. Породы охарактеризованы комплексом миоспор. Карбонатные прослои косьвинского горизонта содержат брахиоподы, остракоды и фораминиферы. Мощность отложений турнейского яруса колеблется от 62-148 м. – во внешней до 170-383 м. – во внутренней бортовой зоне [78].

Визейский ярус C1v представлен кожимским и окским надгоризонтами. В составе кожимского надгоризонта C1kzh выделяются *радаевский и бобриковский горизонты*, распространенные в пределах Муханово-Ероховского прогиба в полном объеме, которые представлены терригенно-карбонатными отложениями. В осевой части Муханово-Ероховского палеопрогиба *радаевский горизонт C1rd* представлен переслаиванием глин, кварцевых алевролитов и мелкозернистых песчаников с редкими прослоями глинистого сидерита и углисто-глинистых сланцев. Породы содержат обильные растительные остатки. Отложения охарактеризованы комплексом миоспор. Мощность радаевских отложений 40-94 м. Отложения *бобриковского горизонта C1bb* представлены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов с прослоями углей, углистых сланцев и черных алевритистых и углистых глин с остатками обуглившихся растений. Песчаники светло-серые, серые, плотные и пористые, мелко-среднезернистые, кварцевые, алевритистые. Алевролиты серые, темно-серые, мелкозернистые, умеренно пористые. Аргиллиты темно-серые до черных, слоистые, чешуйчатые, плотные, часто алевритистые. С кровлей бобриковских отложений сопоставляется **ОГ У**. Толщина отложений закономерно увеличивается к осевой зоне прогиба и варьирует в пределах 20-110 м.

Окский надгоризонт C1ok представлен *тульским, алексинским, михайловским и венежским горизонтами*. *Тульский горизонт C1d* на территории исследования представлен в основном серыми и темно-серыми, шламово- и мелкодетритовыми, органогенно-детритовыми, неравномерно перекристаллизованными и доломитизированными известняками с прослоями глинистых и битуминозных разностей. Общая мощность тульских отложений в Муханово-Ероховском прогибе составляет от 40 до 90 м. Отложения *алексинского, михайловского и венежского горизонтов C1al+mh+vn* зачастую являются нерасчлененными из-за слабой изученности разреза и характеризуется карбонатным или сульфатно-карбонатным составом. Карбонатный разрез представлен светло-серыми органогенно-детритовыми известняками, неравномерно перекристаллизованными, окремненными, доломитизированными, участками сульфатизированными, а также

доломитами. В разрезе скв. Пилугино-18 алексинский, михайловский и венеvский горизонты выделены по фораминиферовым комплексам [86]. Данные отложения имеют повсеместное распространение, однако не всегда в полном объеме (может отсутствовать верхняя часть венеvского горизонта). Мощность отложений изменяется от 68 до 290 м.

Серпуховский ярус C_{1s} подразделяется на два подъяруса: нижний, включающий *тарусский и стешевский горизонты C_{1tr+st}* , и верхний, соответствующий *протвинскому горизонту C_{1pr}* , которые на изучаемой территории не разделяются. В Муханово-Ероховском прогибе (по данным скв. Могутовоская-103) нижнесерпуховский подъярус сложен доломитами серыми и светло-серыми с прослоями светло-серых известняков и голубовато-серых ангидритов [86]. В нижней части серпуховского яруса по литологической и геофизической характеристике выделяется «покровская пачка» тарусского горизонта, представленная чередованием доломитов и ангидритов с прослоями аргиллитов и глинистых известняков. Пачка является региональной покрывкой для перспективных пластов окского надгоризонта. Верхнесерпуховский подъярус в объеме протвинского горизонта представлен серыми и светло-серыми известняками и доломитами. Мощность яруса варьирует от 80 до 190 м.

Средний отдел - C_2

Среднекаменноугольные отложения включают башкирский и московский ярусы.

Башкирский ярус C_{2b} подразделяется на нижний (в объеме *вознесенского, краснополянского, северокельтменского и прикамского горизонтов*) и верхний (в объеме *черемшанского и мелекесского горизонтов*) подъярусы. На большей части изучаемой территории ярус имеет неполный стратиграфический объем с выпадением части разреза на границе нижнего и верхнего подъярусов. Отложения в основном представлены однородной толщей светло-серых и белых биоморфно-детритовых, преимущественно органогенно-обломочных, известняков, с включениями доломитов. Наиболее полный разрез характерен для осевой части Муханово-Ероховского прогиба, однако верхняя часть прикамского и мелекесского горизонтов может отсутствовать. Толщина башкирских отложений варьирует от 80 м. (скв. Мухановская-411) до 125 м. (скв. Долматовская-105) [78].

Московский ярус C_{2m} имеет деление на нижний (*верейский и каширский горизонты C_{2vr+ks}*) и верхний (*подольский и мячковский горизонты C_{2pd+mc}*) подъярусы.

В Бузулукской впадине московский ярус в нижней части, соответствующей верейскому горизонту, представлен в основном терригенными, реже карбонатно-терригенными отложениями. Каширский, подольский и мячковский горизонты представлены карбонатными породами – известняками органогенно-обломочными,

детритами, прослоями глинистыми, и доломитами. Общая мощность московского яруса составляет 350-500 м. [86].

Верхний отдел - Сз

Отложения верхнего отдела каменноугольной системы, согласно залегающие на среднекаменноугольной толще, установлены в объеме *касимовского С3ks и гжельского С3g ярусов*. Верхнекаменноугольные отложения на изученной территории сложены преимущественно карбонатными отложениями с прослоями глин и мергелей. Известняки серые, коричневатые и темно-серые, тонко- и мелкокристаллические, плотные, сульфатизированные, неравномерно глинистые с прослоями доломитов светло-серых и серых, мелкокристаллических, плотных, окремнелых, с включениями ангидритов. В скв. Бузулукская-1 верхнекаменноугольные отложения выделены в полном объеме и обоснованы фораминиферовыми зонами [39]. Толщина отложений колеблется от 90 до 390 м.

Пермская система – Р

Пермская система имеет деление на приуральский, биармийский и татарский отделы [42]. На значительной части исследуемой территории отложения пермской системы залегают согласно на отложениях верхнего карбона.

Приуральский отдел - Р1

В составе приуральского отдела, который представлен в полном объеме, установлены ассельский, сакмарский, артинский, кунгурский и уфимский ярусы. Повсеместно распространены подсолевые отложения нижней перми, представленные ассельским, сакмарским и артинским ярусами.

Отложения *ассельского яруса Р1а* сложены преимущественно серыми и светло-серыми с коричневатым оттенком, плотными, тонко- и мелкокристаллическими доломитами, с редкими прослоями известняков серых и иногда белых, чаще всего мелкокристаллических, иногда окремнелых, доломитизированных, участками трещиноватых. Мощность яруса изменяется от 40 м. (скв. Бочкаревская-35) до 100 м. (скв. Герасимовская-33) и более – в центральной части Муханово-Ероховского прогиба [78].

Сакмарский ярус Р1б в пределах исследуемой территории представлен мелководными карбонатными отложениями - известняками серыми и светло-серыми, участками глинистыми, сульфатизированными, плотными с прослоями доломитов. Прослойки сульфатов местами достигают 30-35% [78]. Мощность яруса на территории Муханово-Ероховского прогиба относительно выдержана и составляет 90-150 м.

Артинский ярус Р1в сложен преимущественно доломитами и органогенно-детритовыми известняками, в верхней части встречаются пачки ангидритов, разделенных

доломитами. Роль доломитов и сульфатов возрастает в западном направлении прогиба. Толщина отложений достигает 130 м.

Отложения *кунгурского яруса* P_{1k} в объеме *филипповского и иренского горизонтов* составляют кунгурский сульфатно-карбонатно-галогенный комплекс и имеют широкое распространение за исключением северной части Муханово-Ероховского прогиба (северо-запад Оренбургской области). Мощность отложений равномерно возрастает в южном и восточном направлении. Отложения *филипповского горизонта* P_{1fl} залегают на размытой сакмарско-артинской поверхности, что обусловило отсутствие в разрезе саранинского горизонта [78]. Нижняя часть разреза сложена "плочатыми" доломитами, верхняя - известняками и доломитами с прослоями кристаллических ангидритов. Толщина горизонта варьирует от 20 м. в скв. Мухановская-411, достигая 120 м. в юго-восточной части прогиба.

Иренский горизонт P_{1ir} представлен галогенными породами, ангидритами голубовато-серыми, серыми, редко с розоватым оттенком, мелкокристаллическими, с маломощными прослоями карбонатных и глинистых пород. Доломиты и известняки серые, мелкокристаллические, глинистые. Глины темно-серые, слоистые, плотные, известковистые. Содержание в разрезе ангидритов и каменных солей увеличивается в южном и юго-восточном направлениях, в то время как в западной части Муханово-Ероховского прогиба местами отмечается выклинивание отложений иренского горизонта – до полного их отсутствия. Толщина горизонта варьирует от 80 до 450 м.

Уфимский ярус P_{1u} характеризуется переслаиванием аргиллитов, песчаников и алевролитов темно-зеленых и серых, плотных, слоистых, доломиты, гипсы и ангидриты имеют подчиненное значение. Породы красновато-коричневого и зеленовато-серого цвета. Мощность отложений изменяется от 80 до 140 м.

Биармийский отдел - P_2

Включает казанский и уржумский ярусы [42].

Казанский ярус P_{2kz} разделяется на нижний (калиновская свита) и верхний (гидрохимическая, сосновская и сокская свиты) подъярусы. Отложения верхнего подъяруса имеют широкое распространение и значительное число выходов на дневную поверхность (Саврухинский участок), часто полностью слагая склоны речных долин, водораздельные участки [78].

Калиновская свита P_{2k1} нижнего подъяруса P_{2kz1} *казанского яруса* P_{2kz} в пределах изучаемой территории представлена глинами серыми и темно-серыми, плотными, алевролитистыми, доломитистыми, пиритизированными, тонкослоистыми. К кровле свиты приурочен отражающий горизонт «Кл». Мощность свиты варьирует от 9 до 117 м.

Основная часть *гидрохимической свиты* P_2gd , приуроченной к верхнему подъярису P_2kz_2 казанского яруса P_2kz , представлена толщей белой или розовой каменной соли, иногда с включениями в подошве и кровле свиты терригенных и карбонатных пород, пластов голубовато-серых, кристаллических, плотных ангидритов. Мощность отложений составляет 50-135 м. *Сосновская свита* P_2ss , приуроченная к верхнему подъярису P_2kz_2 казанского яруса, сложена чередованием серых доломитов, красно-бурых глин, ангидритов, коричневых алевролитов, с включением в подошвенной и верхней части разреза пачек солей. Мощность свиты составляет 20-100 м. *Сокская свита* P_2sks , приуроченная к верхнему подъярису P_2kz_2 казанского яруса, представлена неравномерным переслаиванием коричневых алевролитов, красноцветных песчаников, с прослоями глин, гипсов, ангидритов и мергелей. Мощность свиты варьирует в пределах 40-110 м.

Уржумский ярус P_2ur представлен переслаиванием терригенных пород красноватых оттенков, где в преобладающем объеме встречаются глины, а алевролиты, песчаники, известняки и мергели залегают в виде прослоев. Толщина отложений может достигать 200 м.

Татарский отдел - P_3

Отдел представлен чередованием глин, алевролитов и реже мергелей. В нижней части преобладают алевролиты, в верхней-глины. Алевролиты коричневато-серые, мелкозернистые, плотные, прослоями слоистые, известковистые. Глины светло- и темно-коричневые, неясно слоистые [79]. Толщина отложений варьирует в пределах 100-500 м, которые на изученной территории выделяются условно по данным ГИС.

Мезозойская эратема (Mz)

Мезозойская эратема представлена в объеме триасовой системы, имеющей весьма ограниченное распространение на территории участка. На большей части Муханово-Ероховского прогиба отложения татарского отдела перми перекрываются четвертичными осадочными породами [78].

Триасовая система (T) представлена красноцветными терригенными образованиями и по данным ГИС выделяются с большой степенью условности [86].

Кайнозойская эратема - Kz

Неоген-четвертичные отложения (N_2-Q) представлены переслаиванием глин, суглинков, песков с прослоями галечника и песчаников. Породы имеют зеленовато-серые, бурые и коричневато-бурые оттенки и выделяются в разрезах условно. Раннечетвертичные отложения распространены по долинам рек и их притоков, современные образования (аллювиальные и делювиальные) развиты в поймах рек и ручьев. Толщина отложений варьирует в пределах 0-60 м, достигая максимальных значений в поймах рек.

2.2. Тектоническое строение фундамента и осадочного чехла территории исследования

Согласно схеме тектонического районирования Волго-Урала, разработанной в Нижневолжском научно-исследовательском институте геологии и геофизики (ФГУП «НВНИИГГ»), Муханово-Ероховский прогиб расположен на юго-восточном склоне Волго-Уральской антеклизы в пределах Бузулукской впадины, которая является тектоническим элементом 1 порядка и представляет собой сложную отрицательную структуру округлой формы, протягивающейся с севера на юг ~ на 245 км, с запада на восток ~ на 255 км [89] (рис. 2.2).

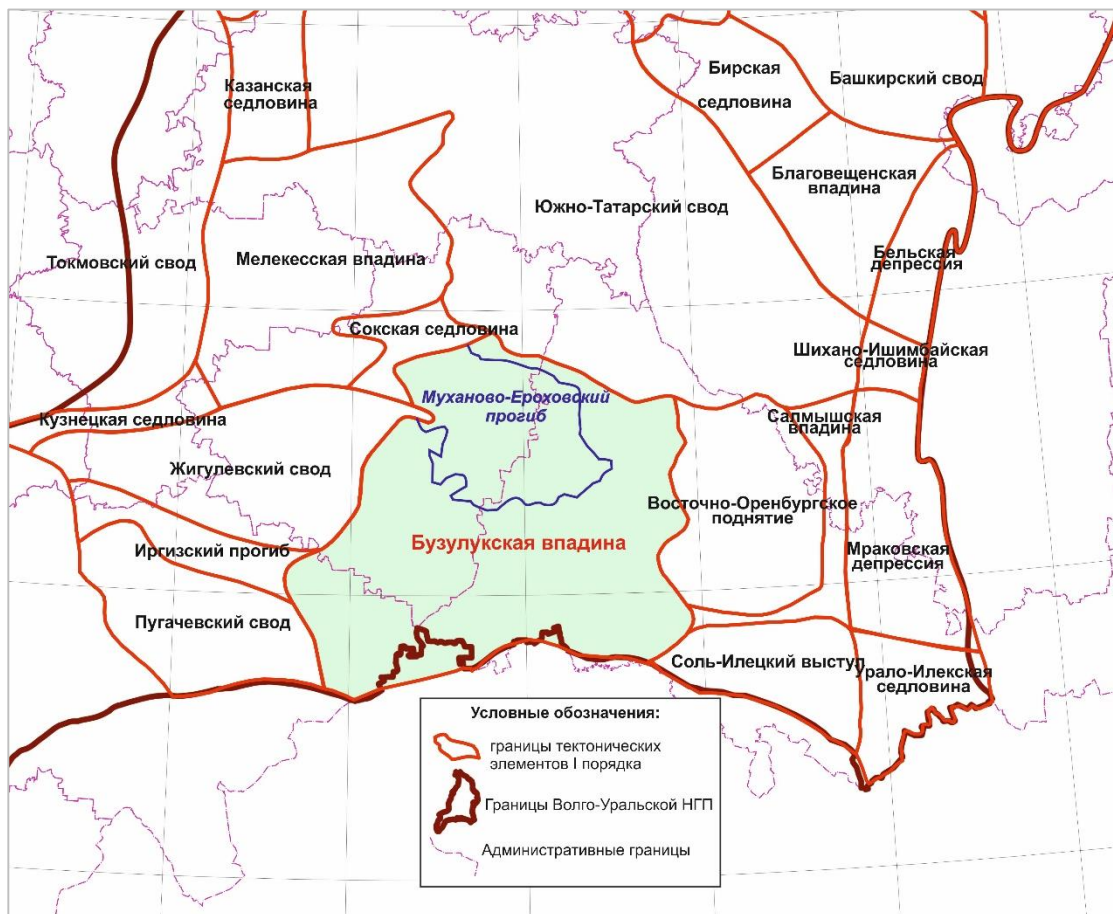


Рис. 2.2. Обзорная карта тектонических элементов Волго-Уральской НГП [89]

Западным ограничением Бузулукской впадины являются приподнятые блоки Жигулевского и Пугачевского выступов фундамента, восточным – приподнятые блоки Восточно-Оренбургского и Соль-Илецкого выступов. С севера Бузулукская впадина граничит с Южно-Татарским сводом. На юге впадина уступообразно раскрывается в Прикаспийскую синеклизу.

Осадочный чехол Бузулукской впадины осложнен валами и зонами поднятий, к которым приурочены структурные элементы третьего порядка – локальные поднятия (рис. 2.4).

По поверхности фундамента Бузулукская впадина представляет собой область относительно погруженного залегания пород. Кристаллический фундамент представлен выветрелыми метаморфизованными породами, среди которых преобладают различные по составу гнейсы и гранито-гнейсы. Среди гранито-гнейсов встречаются небольшие тела, которые сложены магматическими породами более позднего возраста и вероятно являются приуроченными к зонам тектонического нарушения [40]. В верхней части докембрийских кристаллических пород в результате длительного периода континентальной обстановки образовалась разная по толщине (до 20 м) кора выветривания, представленная выветрелыми гнейсами. При этом поверхность коры выветривания не обладает достаточной акустической жесткостью для формирования устойчивой отражающей границы.

В целом поверхность фундамента *территории исследования*, отождествляемая по сейсмическим данным с границей отражающего горизонта А (Ar), погружается в южном направлении от отметок -2750 м в северной части до -3750 м в южной части (рис. 2.3). Для структурного плана фундамента характерны значительные перепады глубин залегания его поверхности, что выражается его морфологией. Вертикальные и тангенциальные движения обусловили проявления разрывной тектоники, приводящей к разрывам сплошности фундамента и смещениям блоков относительно друг друга [78].

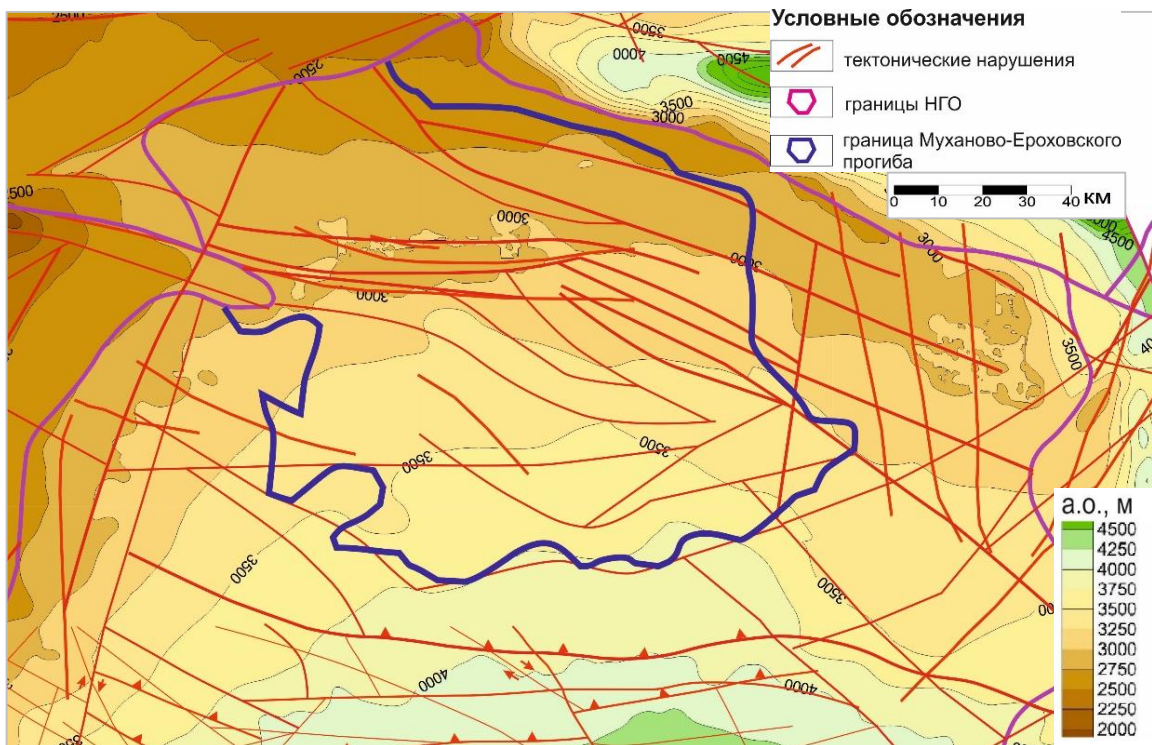


Рис. 2.3. Фрагмент структурной карты Бузулукской впадины по поверхности фундамента (горизонт А (Ar)) в пределах территории исследования [86]

На породах кристаллического фундамента залегают девонские отложения. Осадочный чехол в целом несет в себе черты строения поверхности кристаллического

фундамента. Однако, имеются и существенные различия – это выполаживание структур и затухание разрывных нарушений в осадочном чехле вверх по разрезу. В целом же морфология поверхности фундамента в значительной степени сnivelирована вышезалегающими породами осадочного чехла [86].

Вышезалегающие отложения позднеэмско-раннефранского возраста также раздроблены на блоки тектоническими нарушениями, амплитуды которых колеблются в пределах 40-80 м. Отложения позднеэмско-раннефранского возраста формировались в условиях тектонических подвижек и общего регионального наклона территории на юг [86].

В вышележащей осадочной толще Бузулукской впадины, на фоне общего погружения территории на юг, отмечается увеличение мощности верхнефранко-турнейских (от 520 м до 860 м) и визейско-нижнебашкирских (от 390 м до 500 м) отложений [86].

В истории развития изучаемой территории выделяется два структурный подэтажа: *эмско-нижнефранский* и *верхнедевонско-турнейский*.

Эмско-нижнефранский структурный подэтаж в тектоническом отношении включает в себя северный склон Бузулукской впадины, Борскую депрессию, Жигулевско-Самаркинскую систему валов и Кулешовско-Бобровско-Покровскую зону поднятий [90].

На северном склоне Бузулукской впадины по эмско-нижнефранскому подэтажу выделяется основной структурный элемент в виде системы приразломных валообразных поднятий северо-западного простирания, параллельных Большекинельской дислокации – Малокинельская зона поднятий.

Боровско-Залесский вал, с которым частично совпадает северная внешняя бортовая зона Муханово-Ероховского прогиба, связан с малокинельскими поднятиями. Малокинельская зона поднятий приурочена к Пилюгинско-Ивановскому выступу фундамента. Для данного выступа характерно «присутствие значительного количества мелких эрозионных останцов, над которыми в девонское время были образованы структуры облекания, к которым приурочены небольшие нефтяные залежи» [78].

Жигулевско-Самаркинская система валов в пределах Бузулукской впадины представлена валами большой протяженности с амплитудой по поверхности фундамента 100-150 м. и больше при средней ширине 2-3 км. Из их числа наибольшими размерами отличаются Мухановский, Красноярско-Репьевский, Михайловский и Дмитриевский валы.

Борская депрессия Бузулукской впадины представляет собой опущенный блок между Жигулевско-Самаркинской и Кулешовской зонами. Внутри депрессия осложняется целым рядом приразломных поднятий, приуроченных к выступам фундамента.

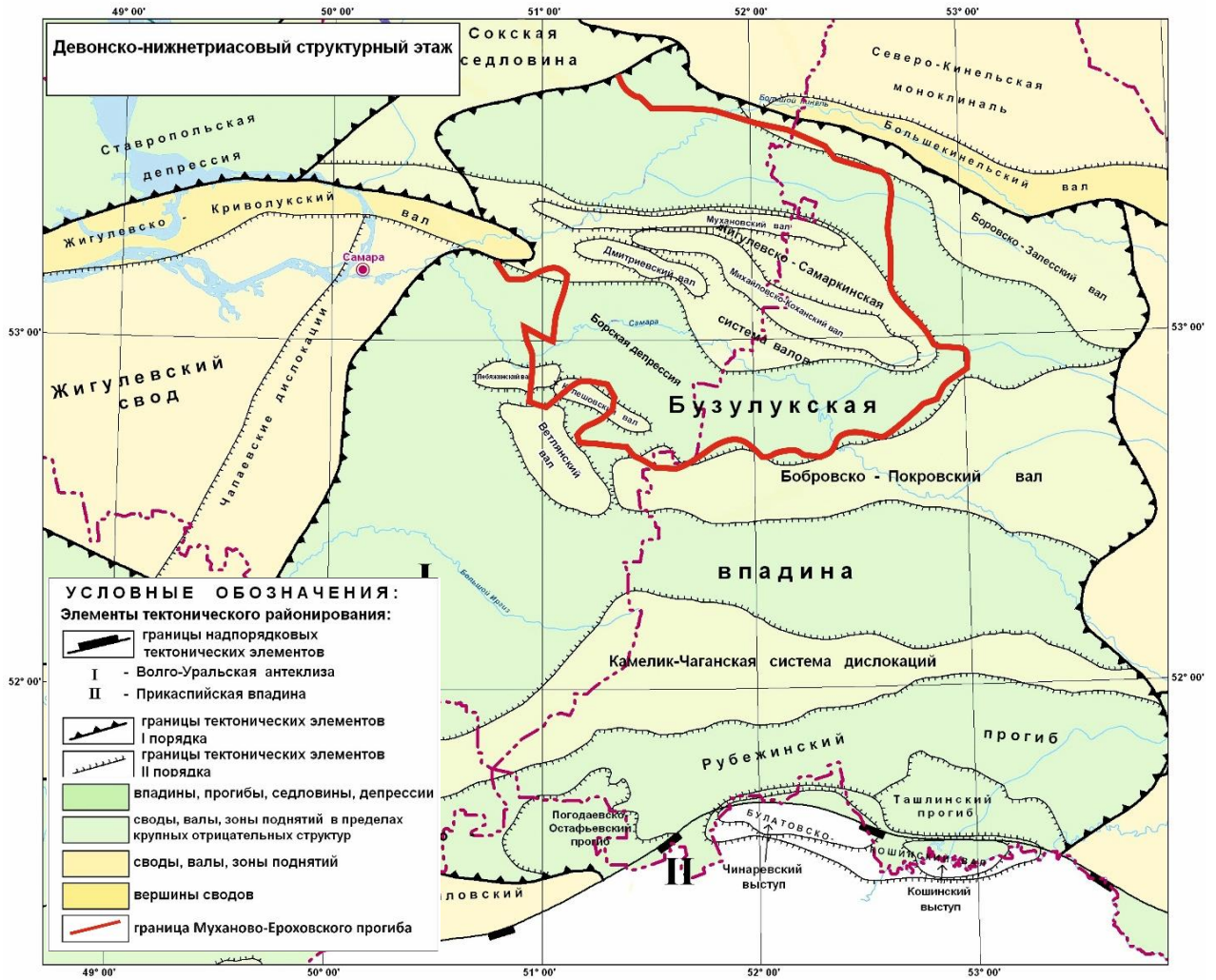


Рис. 2.4. Схема тектонического районирования Бузулукской впадины [86]

Кулешовско-Бобровско-Покровская зона поднятий по девону малоизучена. Кулешовская зона поднятий в пределах Самарской части Бузулукской впадины представлена системой валов северо-западного и субширотного простирания. Самым большим из них является Кулешовский вал. Вал осложнен цепочкой сквозных локальных структур, надстроенных верхнефранско-фаменскими и нижнепермскими биогермами. Подобным же строением характеризуются и другие валы, входящие в зону – Лебяжинский, Широкинский, Тверской. Все они контролируются в своем основании протяженными разрывными нарушениями фундамента.

Кулешовско-Бобровско-Покровская зона в западной части наиболее опущена в гипсометрическом отношении и представлена валообразным поднятием, имеющим амплитуду 50-70 м. В восточной, наиболее приподнятой части в виде подковообразного выступа амплитудой до 300 м., закартированы Пронькинское, Покровское, Родинское и Сорочинско-Никольское поднятия [78].

Верхнедевонско-турнейский структурный подэтаж Бузулукской впадины характеризуется развитием Муханово-Ероховского прогиба Камско-Кинельской системы.

Именно тектонические процессы изначально привели к образованию некомпенсированной впадины Муханово-Ероховского прогиба, в которой на начальном этапе накапливались нефтематеринские породы – тонкослоистые битуминозные кремнистые известняки, битумно-кремнисто-известковые сланцы, мергели и аргиллиты.

Тектоническое строение верхнедевонско-турнейского карбонатного комплекса Волго-Уральской провинции рассматривалось многими исследователями, начиная с 1962 г., и отражено в работах Мирчинка М.Ф., Мкртчяна О.М., Хачатряна Р.О., Троховой А.А. и др. [16, 23, 29, 30, 31, 32, 33], где освещены вопросы структурно-тектонического строения, а также особенности, обусловленные историей развития комплекса и оказывающие влияние на распределение нефтеносности в доманиковой формации.

В среднефранско-турнейское время в пределах Муханово-Ероховского прогиба накапливались глубоководные доманиковые отложения. Площадь прогиба постепенно сокращалась по мере заполнения бассейна [85]. В бортовой части прогиба верхние слои разреза переходят в мелководные фации, в следствие чего происходит сокращение стратиграфического объема толщи доманиковых пород.

Муханово-Ероховский прогиб имеет ярко выраженное зональное строение, в котором выделяются осевая зона, внутренняя и внешняя бортовые зоны, каждая из которых закономерно изменяется по вещественному составу и мощности. Выделенные зоны характеризуются близким строением отложений верхнего девона, но резко отличаются по строению турнейского яруса. Внешняя прибортовая зона Муханово-Ероховского палеопрогиба характеризуется развитием клиноформного комплекса черепетского горизонта, во внутренней прибортовой зоне палеопрогиба развит клиноформный комплекс кизеловского горизонта турнейского яруса. [86].

В структурном плане наиболее обширная депрессия существовала в средне- и позднефранское время, что определило наибольшую площадь распространения отложений доманикового типа в доманиковом и речицком горизонтах. Отложения доманикового типа этого возраста развиты в пределах осевой и бортовых частей Муханово-Ероховского прогиба. Структурный план доманикового горизонта в значительной степени имеет схожее строение со структурными планами кристаллического фундамента и терригенного девона [77].

С позднефранско-фаменским периодом формирования земной коры связаны карбонатные рифогенные отложения, развитые в бортовых частях палеобассейна.

Отложения доманикового типа, представленные высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми породами, в позднефранско-фаменское время накапливались в осевой зоне Муханово-Ероховского прогиба. Поверхность карбонатного комплекса по кровле фаменского яруса, в связи с развитием высокоамплитудных биогермных построек в бортовых частях Муханово-Ероховского прогиба, имеет более выраженную форму. Юго-западный борт Муханово-Ероховского прогиба в этот период выражен достаточно крутым уступом. По кровле турнейского яруса наиболее отчетливо наблюдается структурное замыкание Муханово-Ероховского прогиба, северо-восточный борт которого представлен структурной ступенью амплитудой 400-450 м [77].

Таким образом, наиболее четко в разрезе осадочного чехла прогиб выделяется по кровле фаменского и турнейского ярусов. По этим поверхностям он имеет вытянутую форму с крутыми бортами и относительно широким пологим дном [31]. Изменения мощностей, создающие бортовые зоны Муханово-Ероховского прогиба, происходят в связи с изменением литофациального состава пород и не являются результатом выпадения из разреза тех или иных горизонтов верхнефранско-фаменского возраста.

Осевая и внутренняя бортовая зоны прогиба имеют региональный наклон на юг и юго-восток, обычно не превышающий 1° , причем в северо-западной части прогиба он круче, чем в юго-восточной. На внешних бортовых зонах углы наклона достигают нескольких градусов [31].

Учитывая стратиграфический диапазон распространения отложений доманиковой формации в пределах Муханово-Ероховского прогиба, приведены структурные построения по отражающим горизонтам для терригенного и карбонатного девона (рис. 2.5, 2.6), выполненные по результатам переинтерпретации сейсморазведочных профилей с учетом скважинных данных [86].

Осадочный чехол терригенного девона, в котором отражаются структуры 2-го и 3-го порядков и тектонические нарушения кристаллического фундамента, имеет унаследованное строение его поверхности. Структурный план «терригенных» отложений верхнедевонского возраста в пределах территории исследования Муханово-Ероховского прогиба имеет региональное погружение с севера на юг от -2000 м до -3500 м и с запада на восток от -2500 м до -3000 м (рис. 2.5).

По кровле турнейских отложений (рис. 2.6) в пределах исследуемой территории отметки варьируют от -1700 м в северной части до -2700 м в южной. Северная часть Бузулукской впадины перекрыта осевой и бортовыми зонами Муханово-Ероховского прогиба. Северный борт впадины наклонен к югу до глубины -2500 м, где переходит в

Северо-Мухановский прифлексурный прогиб. Жигулевско-Самаркинская, Бобровско-Покровская и Кулешовская дислокации выражены структурными носами [86].

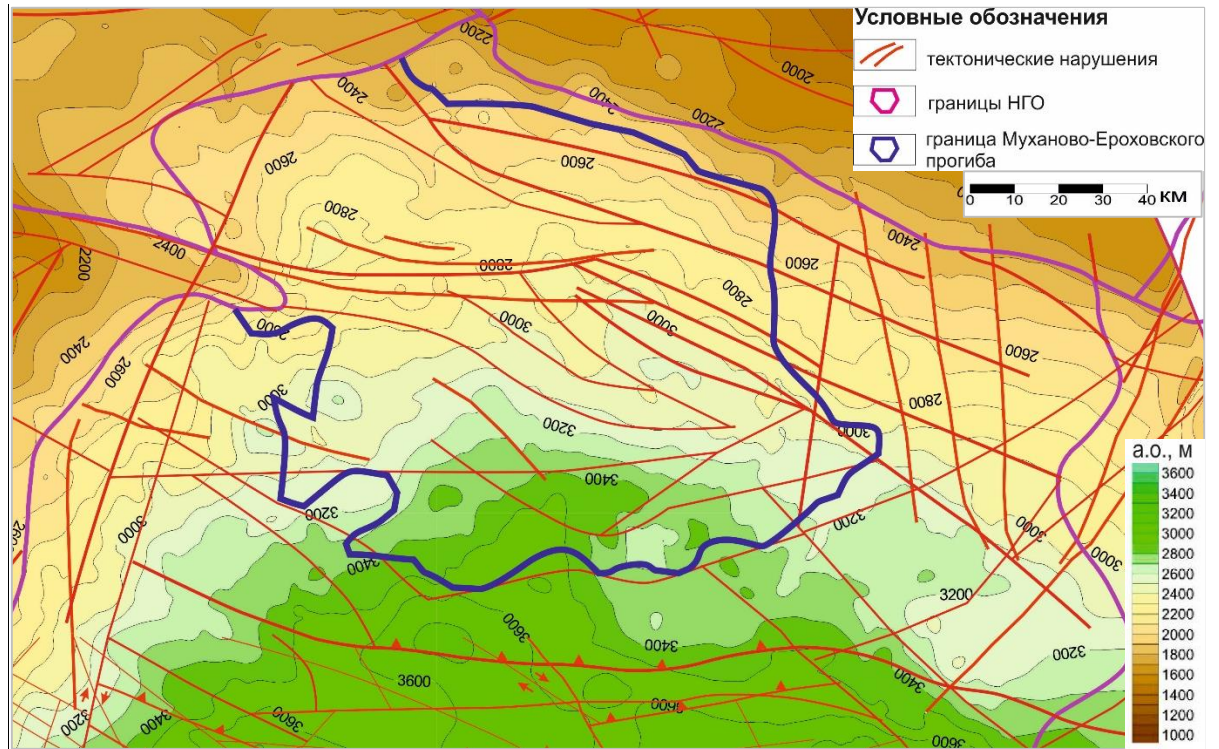


Рис. 2.5. Фрагмент структурной карты Бузулукской впадины по кровле терригенных отложений девона (горизонт D) в пределах территории исследования [86]

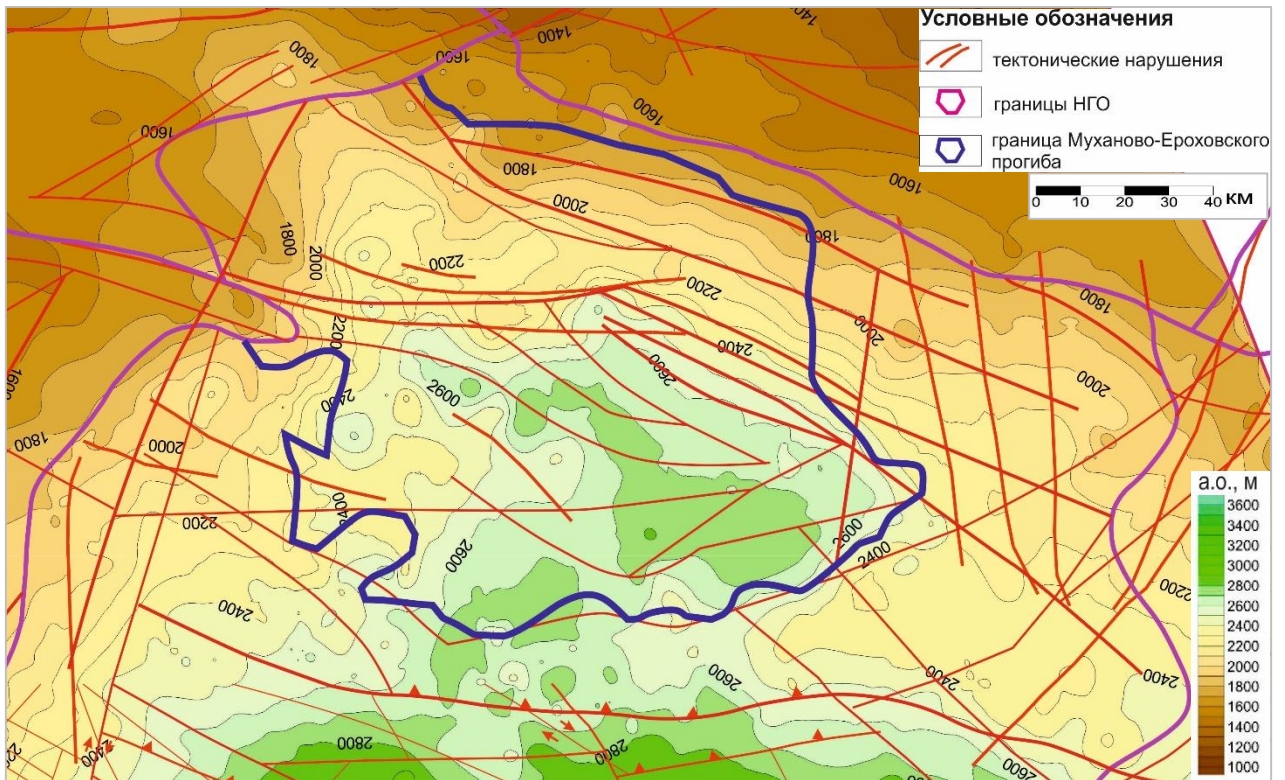


Рис. 2.6. Фрагмент структурной карты Бузулукской впадины по кровле турнейских отложений – горизонт C1t (T) в пределах территории исследования [86]

Глава 3. Условия формирования отложений доманикового типа

3.1. Особенности формирования отложений доманикового типа в Муханово-Ероховском прогибе

Отложения, накапливавшиеся в юго-восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна в позднедевонское и раннекаменноугольное (турнейский ярус) время, представлены мощным карбонатным комплексом (700-1000 м). Осадконакопление данного комплекса происходило в изменяющихся палеогеографических условиях, таким образом в его строении выделяются отложения различных генетических типов. Палеогеографические условия осадконакопления того периода охватывали весь профиль морской седиментации: от центральных частей палеосводов и приливно-отливных обстановок до глубоких зон палеодепрессий.

Накопление битуминозных отложений франско-фаменского возраста происходило в «относительно глубоководном бассейне с нормальной соленостью, газовым режимом, а также со специфическим разнообразием комплекса донной и планктонной фауны» [20]. Накопление осадков с наибольшим количеством органического вещества (ОВ) происходило в наиболее глубоких участках дна моря в условиях замедленного водообмена. Таким образом, в резко восстановительных условиях осадконакопления происходило образование битуминозных горючих сланцев.

Компонентный состав пород доманикового типа, вследствие протекания и взаимодействия различных седиментационных и постседиментационных процессов, является многокомпонентным. К таким процессам можно отнести биогенную седиментацию, физический перенос и осаждение, а также химические и биохимические процессы [58, 59].

Отложения доманикового типа сложены преимущественно компонентами исходного осадочного материала, поступление которого в бассейн седиментации происходило из различных источников.

Главный и постоянно действующий источник материала – это зоо- и фитопланктон, обеспечивающий осадки сапропелевым органическим веществом, планктонный карбонатный материал, состоящий из раковин планктонных организмов и их производных (органогенного шлама, органогенного детрита и пелитоморфного карбоната), биогенный кремнезем в виде раковин радиолярий [59]. Осадконакопление данного материала характеризуется медленными скоростями седиментации (рис. 3.1).

Алеврито-песчаный, глинистый и карбонатный обломочный материал периодически поступал из прибрежных, континентальных и прилегающих преимущественно мелководных зон бассейна осадконакопления (рис. 3.1).

Отложения доманикового типа, по составу от однородных до смешанных, формировались в зависимости от интенсивности поступления в осадочный материал определенных компонентов. Характерные для высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых сланцеватых пород условия осадконакопления – это медленная скорость осадконакопления, способствовавшая протеканию процессов растворения, в результате чего из осадков выносился кремнистый и карбонатный материал. Сланцеватая текстура высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных отложений обусловлена чередованием слоистых прослоев, которые состоят из осадочного материала, различающегося составом и генезисом: «карбонатного мелкообломочного, карбонатного биоморфно-детритового и шламового, радиоляриевого, сапропелевого и глинистого» [58].

Породы, которые значительно преобразованы постседиментационными процессами в период стадий диагенеза и катагенеза, состоят в значительной степени из вторичных компонентов. К таким породам относятся «известняки микрокристаллические с реликтовой радиоляриевой структурой, известняки средне-крупнокристаллические реликтово-органогенные, вторичные силициты, вторичные доломиты» [59].

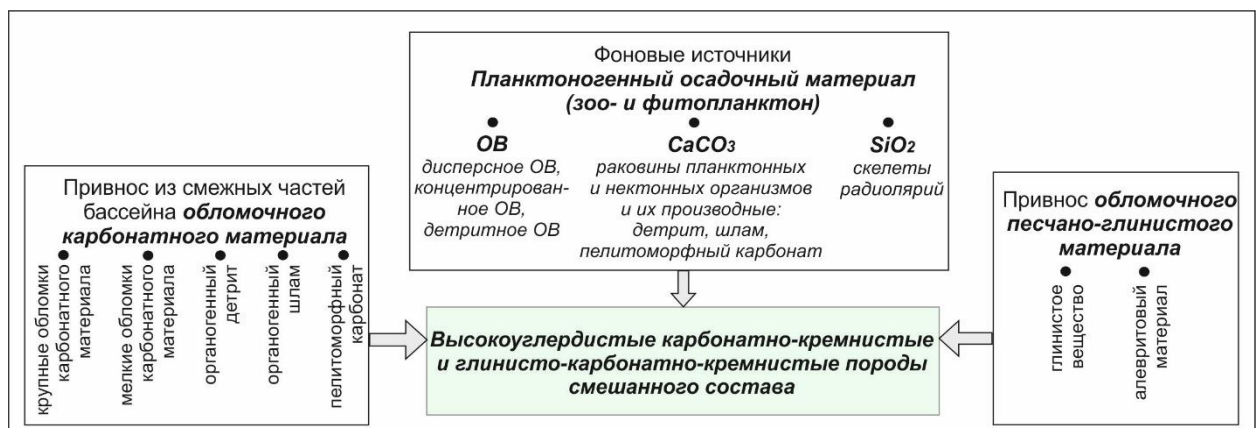


Рис. 3.1. Источники и компонентный состав исходного осадочного материала в отложениях доманикового типа [58]

По поводу наличия кремнезема и процесса окремнения отложений доманикового типа существует ряд мнений [28, 53], но практически все они предполагают либо биогенный (раковины радиолярий), либо хемогенный (вулканогенные продукты с Урала) источники.

В скв. №№74, 75 и 76, пробуренных на Троицком и Красногорском месторождениях, весь разрез от среднего франа до турне сложен преимущественно депрессионными доманиковыми фациями. Общая мощность продуктивного среднефранско-фаменского интервала разреза на Троицком и Красногорском месторождениях достаточно выдержана и изменяется по изученным скважинам №№74, 75 и 76 от 242 м до 263 м. Суммарная

эффективная нефтенасыщенная толщина отложений доманикового типа в этих скважинах варьирует от 56 до 58 м.

Отложения среднефранско-фаменского интервала разреза на Троицком и Красногорском месторождениях представлены кремнисто-карбонатными и карбонатно-кремнистыми породами, обогащенными органическим веществом. Процентное содержание основных составляющих доманиковой формации приведено по скважине №75 и составляет: *органического вещества* – 5,8% при диапазоне от 0,5 до 16,3%, *карбонатов* – 38% при диапазоне от 13,7 до 94,2%, *кремнезема* – 40,8% при диапазоне от 2 до 78,8%. Содержание глиен является незначительным – 3,6% при диапазоне от 0 до 20%. Графики распределения основных составляющих компонентного состава отложений доманикового типа приведены на рис. 3.2.

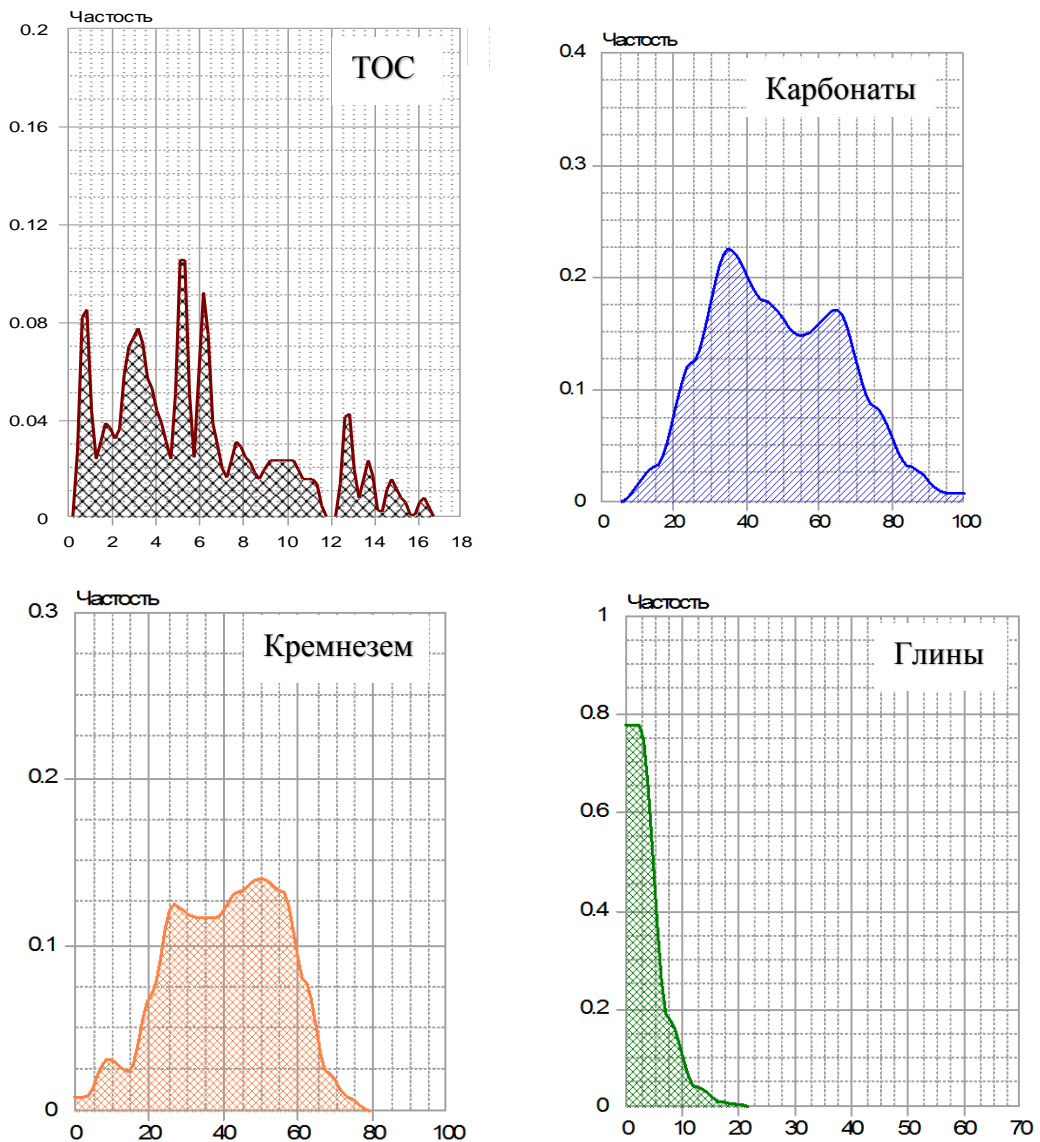


Рис. 3.2. Графики распределения основных составляющих компонентного состава отложений доманикового типа (Соболева Е.Н)

Скорость седиментации, определяющаяся фациальной обстановкой, является важным фактором, определяющим мощность осадочных тел. Наиболее глубоководные центральные зоны палеодепрессий и приливно-отливные обстановки, где наряду с осаждением происходили длительные приостановки седиментации, характеризуются низкими скоростями накопления карбонатного материала. В то время как для склонов палеоподнятий и бортов палеодепрессий, где развиты биогенные карбонаты органогенных построек, а также грубообломочные породы (карбонатные брекчии, глыбовые отложения), характерны максимальные скорости накопления карбонатного материала [86].

В результате исследований, проведенных во ВНИГНИ и посвященных изучению верхнедевонских углеродистых карбонатно-кремнистых пород доманикового типа [58, 86, 89], было существенно уточнено палеогеоморфологическое строение позднедевонского бассейна юго-восточной части Волго-Уральской НГП. В пределах всей территории позднедевонского бассейна были уточнены границы седиментационных зон: центральные, внутренние прибортовые, внешние прибортовые зоны ККСП, внешние, внутренние, центральные зоны палеосводов, зоны развития франско-фаменских рифовых комплексов, зоны межрифовых каналов, разделяющие верхнедевонские рифовые постройки.

Седиментационно-емкостная модель, приведенная на рис. 3.3, построена во ВНИГНИ под руководством Фортунатовой Н.К. на основе седиментологического анализа данных бурения с привлечением геолого-геофизических эталонных разрезов верхнедевон-турнейских отложений. На участках, которые не охарактеризованы бурением, привлекались данные интерпретации сейсмопрофилей [86].

В седиментационной модели частично изменена морфология фаменских клиноформных тел в связи с её построением на выровненную поверхность саргаевского горизонта нижнефранского подъяруса.

На фациальном профиле (рис.3.3) продемонстрирован переход от склоновых карбонатных клиноформных комплексов к доманикитам некомпенсированной палеовпадины.

Отложения доманикового типа распространены в пределах *Муханово-Ероховского прогиба*, в строении которого выделяются: центральная, внутренняя и внешняя прибортовые зоны, а также в пределах внешней зоны склонов палеоподнятий (Южно-Татарского, Оренбургского и Жигулевско-Пугачевского).

В разрезах скважин *центральной зоны Муханово-Ероховского прогиба* преобладают высоко ($Сорг > 10\%$) и среднеуглеродистые ($Сорг = 5-10\%$) карбонатно-кремнистые и кремнисто-карбонатные породы доманикового типа, которые характеризуются тонкослоистым строением и присутствием тонких (толщиной до 1 м) пластов известняков,

доломитов и радиоларитов. Содержание углеродистых карбонатно-кремнистых пород составляет порядка 70-90% от общей мощности разреза в различных скважинах центральной зоны прогиба.

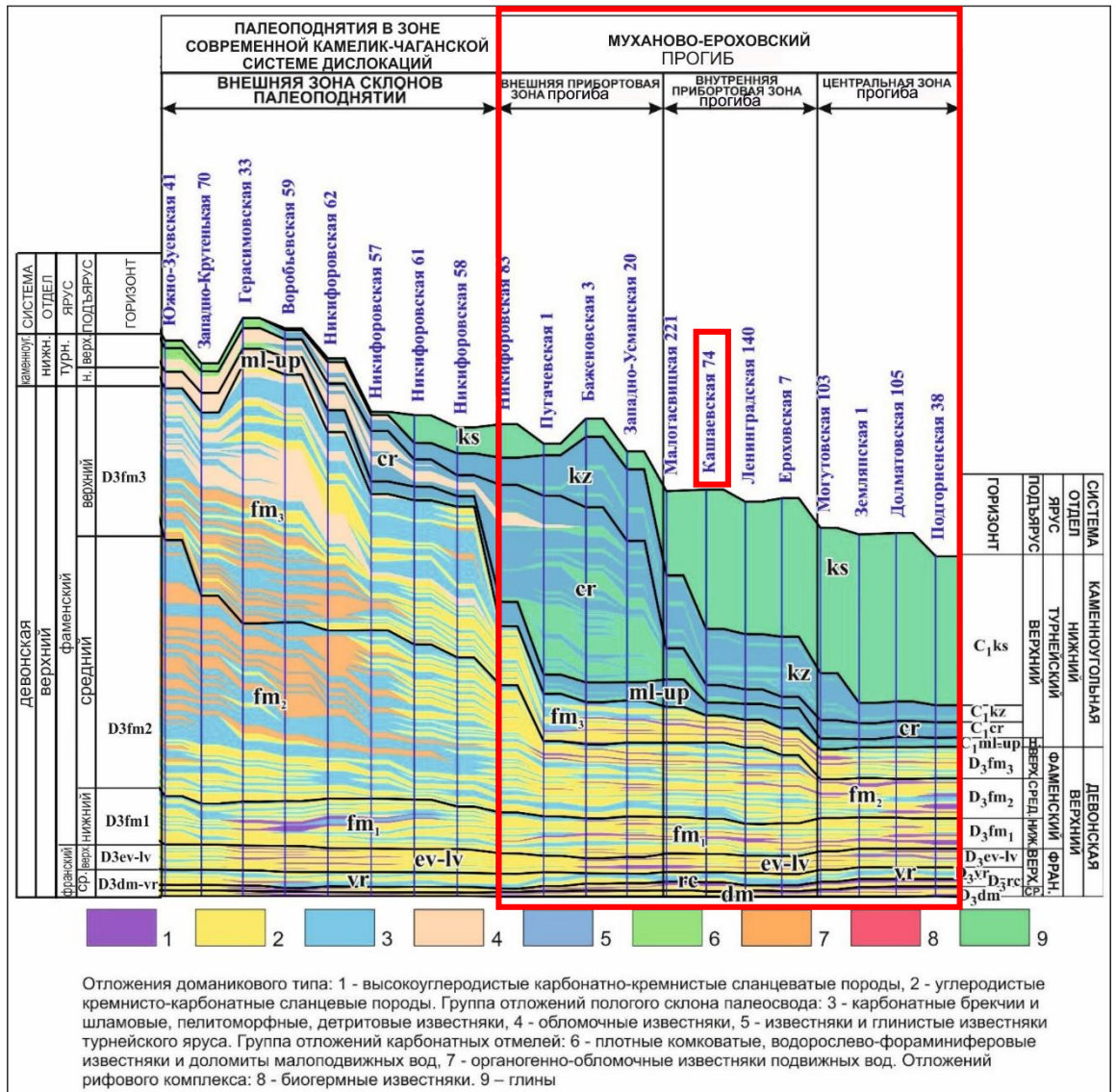


Рис. 3.3. Фрагмент фациального профиля верхнедевон-турнейских отложений Бузулукской впадины (проходящий через район исследования) [86]

Средне-верхнефранский и фаменский интервалы разрезов центральной зоны прогиба характеризуются отсутствием глинистого и песчаного материала. Отложения формировались в относительно глубоководных депрессионных обстановках, характеризующихся низкими скоростями седиментации карбонатного материала, осаднением зоо- и фитопланктона. Это послужило причиной накопления и концентрации кремнезема и органического вещества сапропелевого типа.

Строение перекрывающего комплекса отложений турнейского яруса выдержано в пределах осевой зоны прогиба. Турнейские отложения в нижней части представлены глинисто-карбонатной толщей (малевско-упинский, черепетский и кизеловский

горизонты), мощность которой слабо меняется в пределах 60-70 м. Верхняя часть турнейского яруса сложена аргиллитами и глинами косьвинского горизонта. Мощность толщи достигает 200 м.

Внутренняя прибортовая зона Муханово-Ероховского прогиба также характеризуется преобладанием депрессионных углеродистых карбонатно-кремнистых пород в разрезе средне-верхнефранского и фаменского интервалов (от 67% до 91%), а также присутствуют известняки, доломиты, радиоляриты, реже углеродистые карбонатные брекчии, слагающие линзы и маломощные прослои. Мощность отложений средне-верхнефранского и фаменского интервалов внутренней прибортовой зоны изменяется от 284 м на границе с внешней зоной до 226 м на границе с осевой зоной прогиба. Карбонатные отложения турнейского возраста характеризуются увеличенной мощностью за счет кизеловских клиноформ, сложенных глинистыми известняками и известковистыми аргиллитами, мощность которых достигает 150 м, уменьшаясь в центральной зоне прогиба до 25-30 м.

Внешняя прибортовая зона Муханово-Ероховского прогиба характеризуется увеличением мощности средне-верхнефранского и фаменского интервалов до 324 м, в связи с возрастанием доли карбонатов обломочного генезиса в фаменских отложениях. Определяющую роль занимают, как и в предыдущих зонах, депрессионные углеродистые карбонатно-кремнистые породы (65%-70%). Турнейские отложения характеризуются появлением мощных (до 170 м) черепетских карбонатных клиноформ, сложенных чередующимися пачками и пластами известняков и аргиллитов.

Внешняя зона палеосвода в разрезе скважин среднефранско-нижнефаменского интервала характеризуется углеродистыми карбонатно-кремнистыми породами доманикового типа (60% - 90%). Доля карбонатного материала уменьшается в направлении от границы с внутренней зоной палеосвода к борту палеовпадины. Для данной седиментологической зоны характерно наличие карбонатных клиноформ заволжского надгоризонта. Клиноформные комплексы верхнего фамена были сформированы в результате размыва мелководных шельфовых отложений в центральных частях палеосводов, выноса разноразмерного обломочного материала по межрифовым каналам, который затем отложился на внешнем склоне палеосвода.

На региональном профиле 211002 (часть 1), который пересекает центральную зону Муханово-Ероховского прогиба (рис. 3.4), показаны верхнедевон-турнейские осадочные комплексы разного генезиса, выделенные на основании сейсмостратиграфического анализа временных разрезов, основанного на седиментологическом анализе данных бурения [86].

Как видно на профиле 211002 (часть 1) границы распространения мощного карбонатного клиноформного комплекса верхнефаменского подъяруса (заволжского надгоризонта) определяют границы внешней зоны палеосвода. Севернее (ПК 2200) карбонатные фаменские отложения замещаются углеродистыми карбонатно-кремнистыми породами доманикового типа.

Отложения средне-верхнефранского подъяруса на внешнем склоне палеосвода также прослеживаются на профиле 211002 (часть 1) и представлены углеродистыми отложениями доманикового типа.

Севернее в районе скважин №№25, 41-Утяевские выделяется черепетская карбонатная клиноформа турнейского яруса, развитая во внешней прибортовой зоне Муханово-Ероховского прогиба. Границы карбонатно-глинистой кизеловской клиноформы определяют границы внутренней прибортовой зоны Муханово-Ероховского прогиба (ПК 4600 м). Черепетскую и кизеловскую клиноформы подстилает комплекс отложений доманикового типа. Центральная зона Муханово-Ероховского прогиба характеризуется развитием среднефранско-фаменских отложений доманикового типа и мощной толщи глинистых отложений косьвинского горизонта (рис. 3.4).

Аналогичная последовательность седиментационных комплексов наблюдается и по северному борту Муханово-Ероховского прогиба.

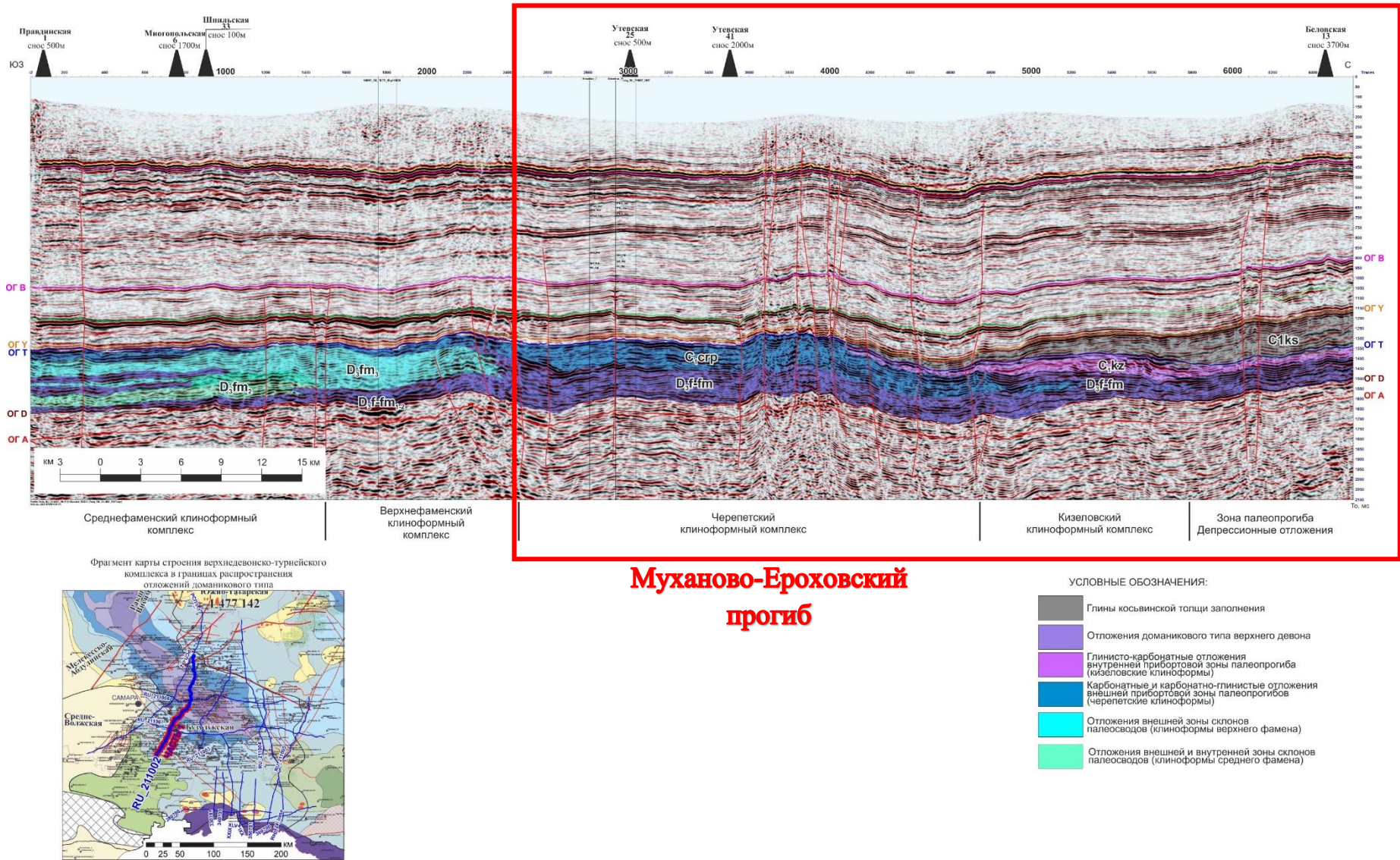


Рис. 3.4. Результаты сейсмостратиграфического анализа среднефран-турнейского карбонатного нефтегазоносного комплекса по региональному профилю 211002. Часть 1 [86]

3.2. Реконструкция истории палеотектонического развития территории Муханово-Ероховского прогиба в позднедевонское время

Восстановление палеотектонических условий накопления отложений доманикового типа представляет интерес, поскольку это необходимо для определения особенностей размещения залежей нефти в этих отложениях.

Изучая историю формирования доманиковой формации на территории Волго-Уральского бассейна, многие исследователи приходят к выводу, что скорость тектонических опусканий на территории развития собственно доманиковых фаций заметно превышала темп осадкообразования; т.е. эти фации отражают условия некомпенсированных прогибаний (Филиппова М.Ф. и др., 1958; Грачевский М.М., 1963; Тихомиров В.И., 1967; Ляшенко А.И. и др., 1970; Максимова С.В., 1970, и др.) [16, 26, 28, 54, 56]. Этот вывод подтверждается существованием в пределах Волго-Уральского бассейна возрастных аналогов, представленных породами иного литолого-фациального состава (содержащих кораллы, водоросли и др.), свидетельствующего об их накоплении в условиях мелководных отмелей.

Многие исследователи (Наливкин Д.В., 1956; Страхов Н.М. и др., 1955; Гуляева Л.А. и др., 1961) [17, 36, 48] также полагали, что доманиковый бассейн восточной окраины Русской плиты в тектоническом отношении был слабо дифференцирован. Некоторые исследователи пришли к выводу о структурной расчлененности западной части доманикового бассейна (Соколова Л.И., 1972 и др.) [88]. В монографии Мирчинка М.Ф., Хачатряна Р.О., Громека В.И. и др. (1965 г.) [31], которая была посвящена общим чертам строения и сравнительной характеристики Камско-Кинельских прогибов, в том числе и Муханово-Ероховского, их индивидуальным особенностям и геологическим предпосылкам их современного тектонического положения, была доказана тектоно-седиментационная природа данных прогибов.

Амплитуду тектонических движений, а также особенности седиментации в доманиковом бассейне можно проанализировать, исследуя изменения общих мощностей и условия накопления осадков. Периодические локальные размывы, сопровождавшиеся переносом обломочного карбонатного материала из мелководных обстановок на склоны палеосводов и далее в прибортовые зоны Муханово-Ероховского палеопргиба, являлись следствием различных скоростей тектонических погружений отдельных участков Муханово-Ероховского прогиба [86].

К концу раннефранской трансгрессии значительная территория Урало-Поволжья характеризовалась морским режимом, в котором преобладали относительно глубоководные и глубоководные условия, а в отдельных местах наблюдался застойный режим иловой

впадины. Исследуемая территория начала погружаться в саргаевское время (D3sr). По главному разлому Русской платформы, выделенному Шатским Н.С., произошло отделение восточной части от центральной, в результате чего на востоке Волго-Уральского региона возникла обширная «доманиковая впадина» [20].

В структуре саргаевских отложений среднефранского возраста, подстилающих Муханово-Ероховский прогиб, прогиб не прослеживается, что показано на карте общин толщин саргаевского горизонта верхнего девона (рис. 3.5). Общая толщина отложений саргаевского горизонта изменяется от 4 м (скв. Малогасвицкая-221) до 39 м (скв. Восточно-Хилковская-4), достигая максимальных значений в северо-западной части Бузулукской впадины.

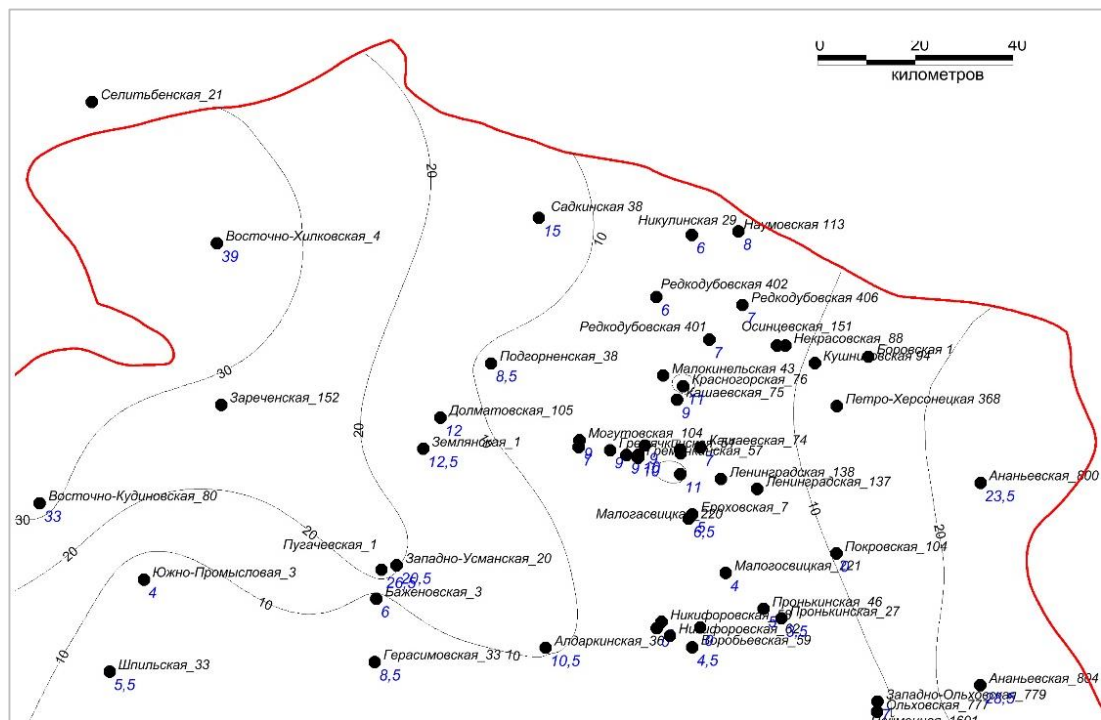


Рис. 3.5. Карта общин толщин саргаевского горизонта верхнего девона D3sr

Формирование отложений доманикового типа происходило во время обширной морской трансгрессии, охватившей всю территорию исследования в средне-позднефранское время.

Осадконакопления, протекавшее во время, соответствующее доманиковому горизонту, с точки зрения палеотектонических условий характеризовалось определенными особенностями, которые отличали его от предшествующих периодов седиментации [25]. С момента формирования «доманиковой впадины» уменьшилась структурная дифференциация территории и была образована «единая краевая платформенная Урало-Волжская область осадконакопления со сходными на всей территории структурно-фациальными обстановками и формами палеогеоморфологического расчленения» [32, 33]. Основными характеристиками седиментации этого периода, отличающих его от

предыдущих этапов осадконакопления, являлось формирование «недокомпенсированных депрессий на основе тектонической дифференциации и формирование специфической доманиковой фации» [77]. Именно в этот период началось формирование Муханово-Ероховской палеодепрессии.

Доманиковый и речичкий горизонты средне-верхнефранского подъярусов имеют наибольшую площадь распространения отложений доманиковой формации в пределах территории исследования. Формирование высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых пород этого возраста происходило в центральной и бортовых частях Муханово-Ероховского прогиба, а также на склонах палеосводов в условиях дефицита поступающего из прибрежных и мелководных зон обломочного материала песчаного, глинистого и карбонатного состава [10].

Формирование Муханово-Ероховского прогиба началось во время, соответствующее доманиковому горизонту, но его образование связано с системой дифференцированного развития (рис. 3.6). Поперечная зона делит прогиб на две самостоятельные зоны максимальных толщин: первая – в районе скв. Садкинская-38, вторая – в районе скв. Петро-Херсонская-368, с которыми связаны максимальные перспективы нефтеносности доманикового горизонта [46]. Осевая зона Муханово-Ероховского прогиба в доманиковом горизонте приурочена к северной и северо-восточной части Бузулукской впадины. Толщина отложений доманикового горизонта меняется от 7 до 28 м, достигая максимальных значений в скважинах Петро-Херсонская-368 (24 м) и Садкинская-38 (28 м).

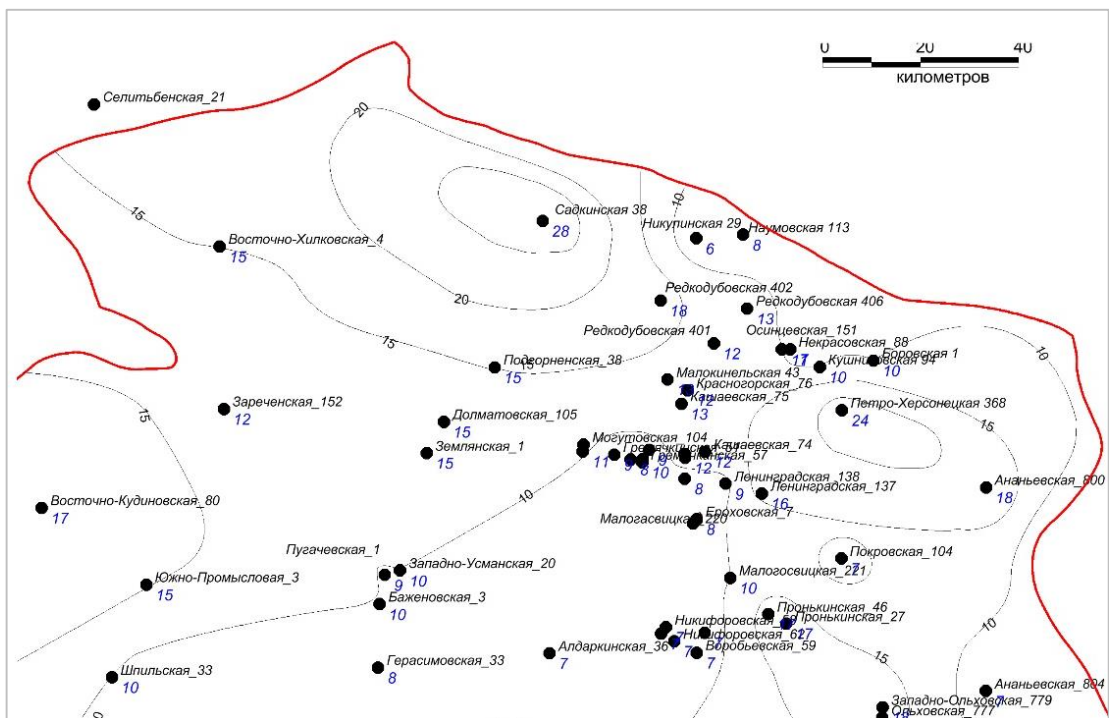


Рис. 3.6. Карта общих толщин доманикового горизонта верхнего девона D3dm

В речицком горизонте также происходило унаследованное дифференцированное развитие Муханово-Ероховского прогиба (рис. 3.7), местоположение осевой части которого не изменилось по сравнению с доманиковым горизонтом. В соответствии с картой общих толщин доманикового и речицкого горизонтов, толщина отложений варьирует от 15 до 54 м., также достигая максимальных значений в скважинах Петро-Херсонская-368 (48 м) и Садкинская-38 (54 м), с которыми связаны максимальные перспективы нефтеносности отложений доманикового типа в доманиковое и речицкое время.

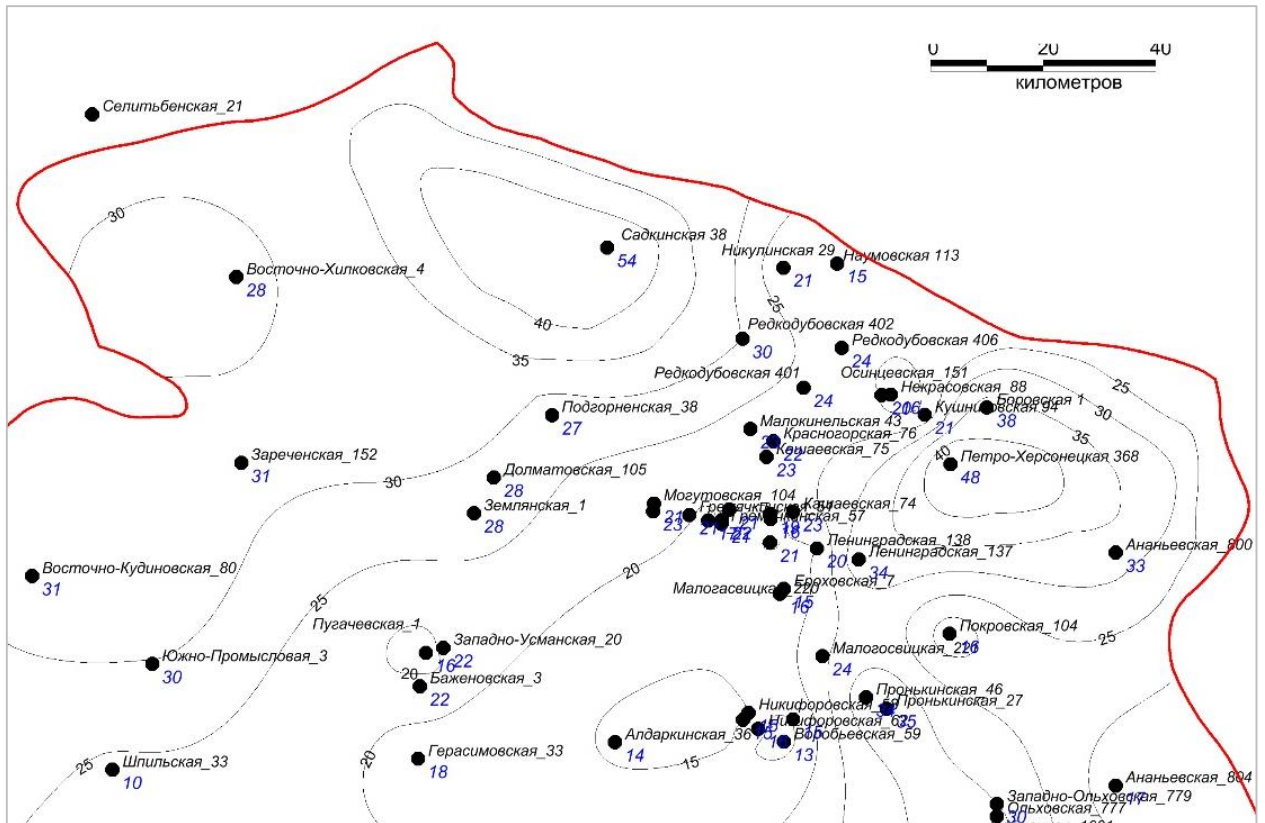


Рис. 3.7. Карта общих толщин от доманикового $D3dm$ до речицкого $D3rc$ горизонта верхнего девона

На схеме корреляции разрезов скважин, расположенных в северной и северо-восточной частях Бузулукской впадины, желтым цветом отмечены интервалы горизонтов доманикового и речицкого возраста, где отчетливо видно, что максимальные толщины этих горизонтов выделяются в скважинах Петро-Херсонская-368 и Садкинская-38 (рис. 3.8).

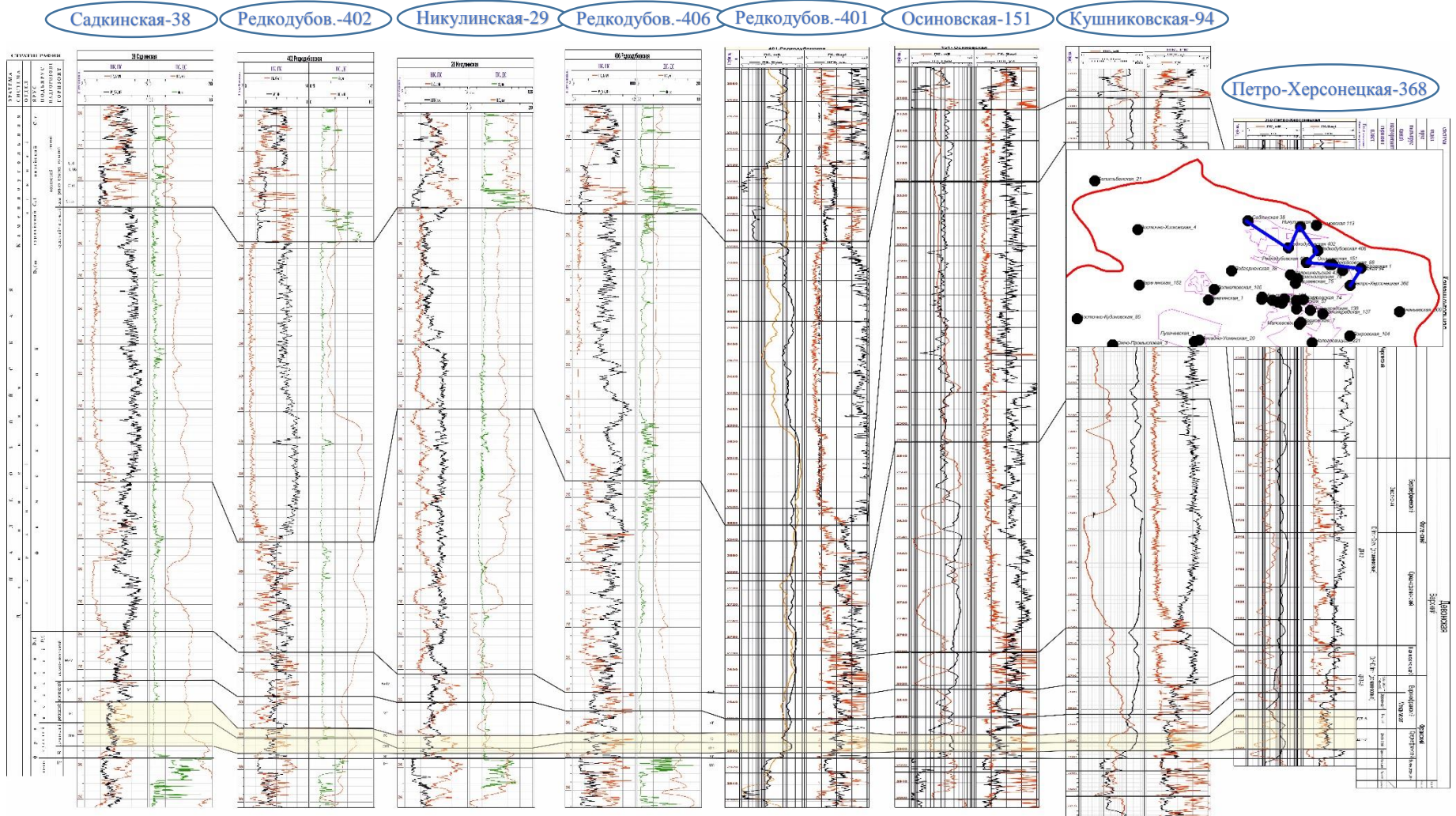


Рис. 3.8. Схема корреляции разрезов скважин

Главным результатом мандымско-раннефаменского этапа формирования территории Волго-Уральской НГП явилось «образование Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов, региональных карбонатных шельфов и органогенных построек различных типов» [25]. Территория Волго-Уральской НГП на данном этапе формирования приобрела наиболее мелкую тектоническую дифференциацию в региональном плане. В частности, Муханово-Ероховский прогиб стал приобретать более выраженную форму (рис. 3.9-3.11).

К концу мандымского времени, соответствующему воронежскому горизонту, общие толщины от доманикового до воронежского горизонта в пределах территории исследования меняются от 34 до 80 м, достигая максимальных толщин в северной части (рис. 3.9).

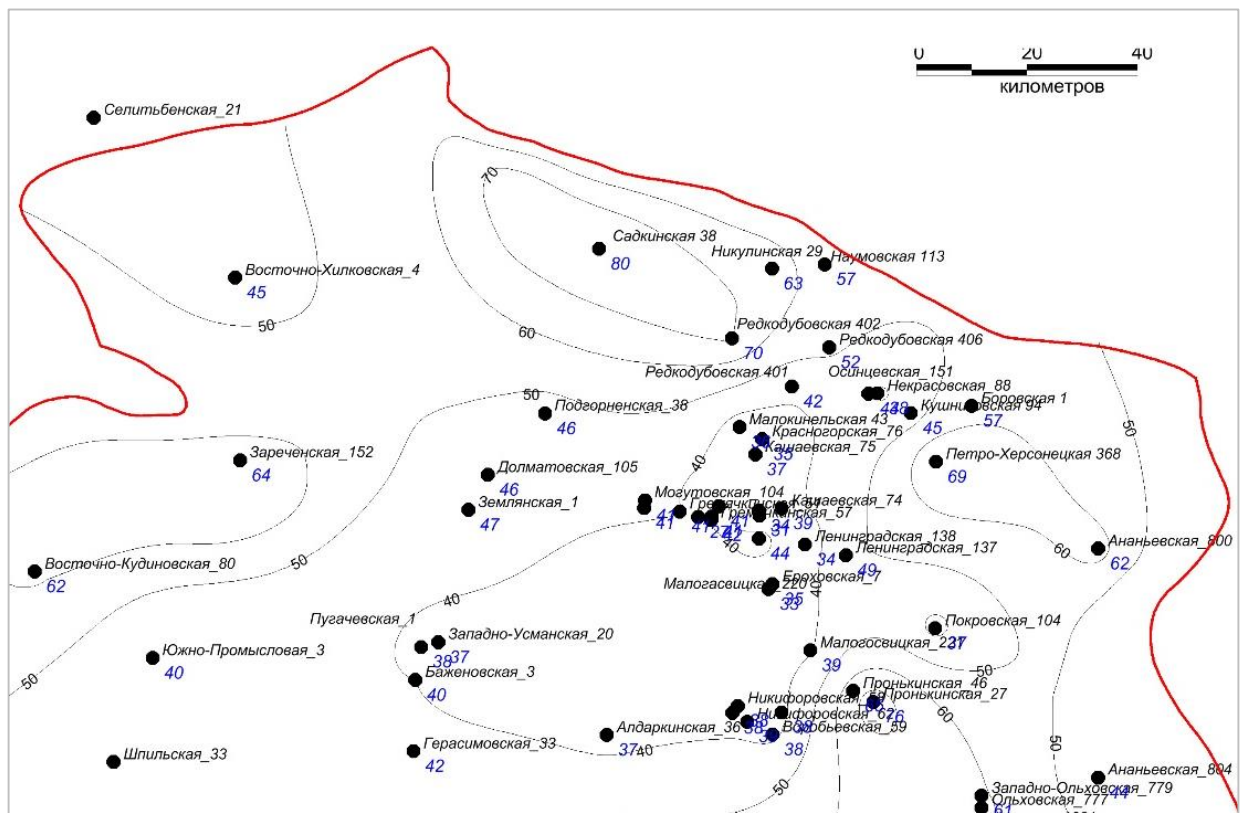


Рис. 3.9. Карта общих толщин от доманикового $D3dm$ до воронежского $D3vr$ горизонта верхнего девона

К евлановско-ливенскому времени верхнефранского подъяруса верхнего девона общие толщины, начиная с доманикового горизонта, в пределах территории исследования меняются от 58 до 140 м, достигая максимальных толщин в скв. Садкинская-38.

В средне-верхнефранском интервале распространения отложений доманикового типа наблюдается наиболее выдержанное строение Муханово-Ероховского прогиба, что отражается в выдержанности мощности слагающих интервалов. Однако осевая зона Муханово-Ероховского прогиба, начиная с воронежского времени, постепенно смещается южнее, относительно ее положения в предыдущие периоды развития территории.

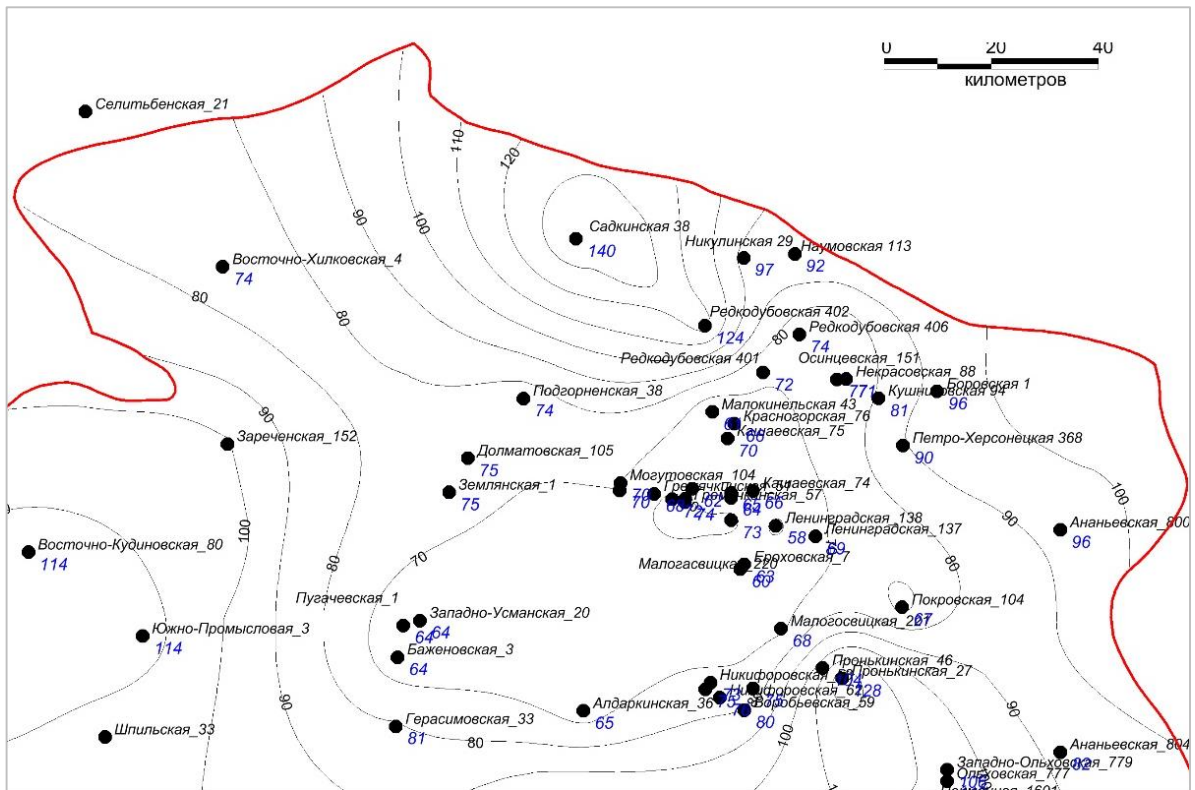


Рис. 3.10. Карта общих толщин от доманиковского $D3dm$ до евлановско-ливенского $D3ev+lv$ горизонта верхнего девона

В работе [76] отмечается, что с позднефранско-раннефаменским периодом формирования земной коры связаны и первые, относительно разрозненные, биогермные постройки, образовавшие фрагменты внешнего рифового пояса Муханово-Ероховского прогиба, который обрамляет извне бортовую зону фаменского возраста.

Отложения фаменского яруса в большинстве разрезов скважин чаще всего залегают без перерыва на франских отложениях. Накопление осадков доманиковой формации в фаменском периоде продолжалось в наиболее погруженных частях Муханово-Ероховского прогиба [46]. Увеличение общих мощностей отложений и смена литологического состава наблюдаются по направлению от осевой части прогиба к периферийным (рис. 3.11-3.13).

К концу раннефаменского этапа формирования Муханово-Ероховского прогиба для территории исследования характерно изменение толщин, начиная от 107 м в центральной части, увеличиваясь до 200 м в бортовых частях прогиба (рис. 3.11).

Для более позднего среднефаменско-турнейского этапа развития Волго-Уральской НГП на большей части территории характерно сохранение общего структурно плана и значительное уменьшение области формирования органогенных построек на фоне формирования сложного аккумуляционного рельефа [32].

К концу среднефаменского этапа формирования Муханово-Ероховского прогиба общие толщины на территории исследования, начиная с доманикового горизонта,

изменяются от 183 до 450 м, увеличиваясь по направлению к бортовым частям прогиба (рис. 3.12).

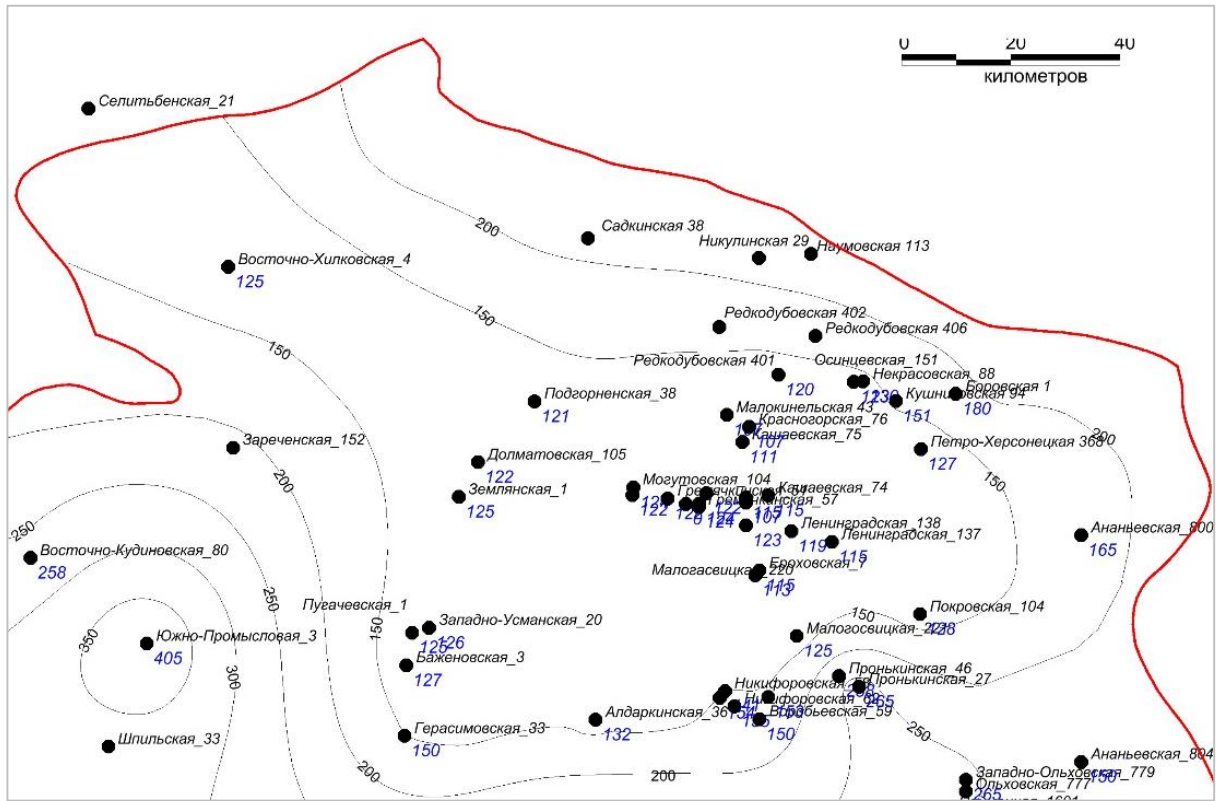


Рис. 3.11. Карта общих толщин от доманиковского горизонта D3dm до нижнефаменского подъяруса D3fm1 верхнего девона

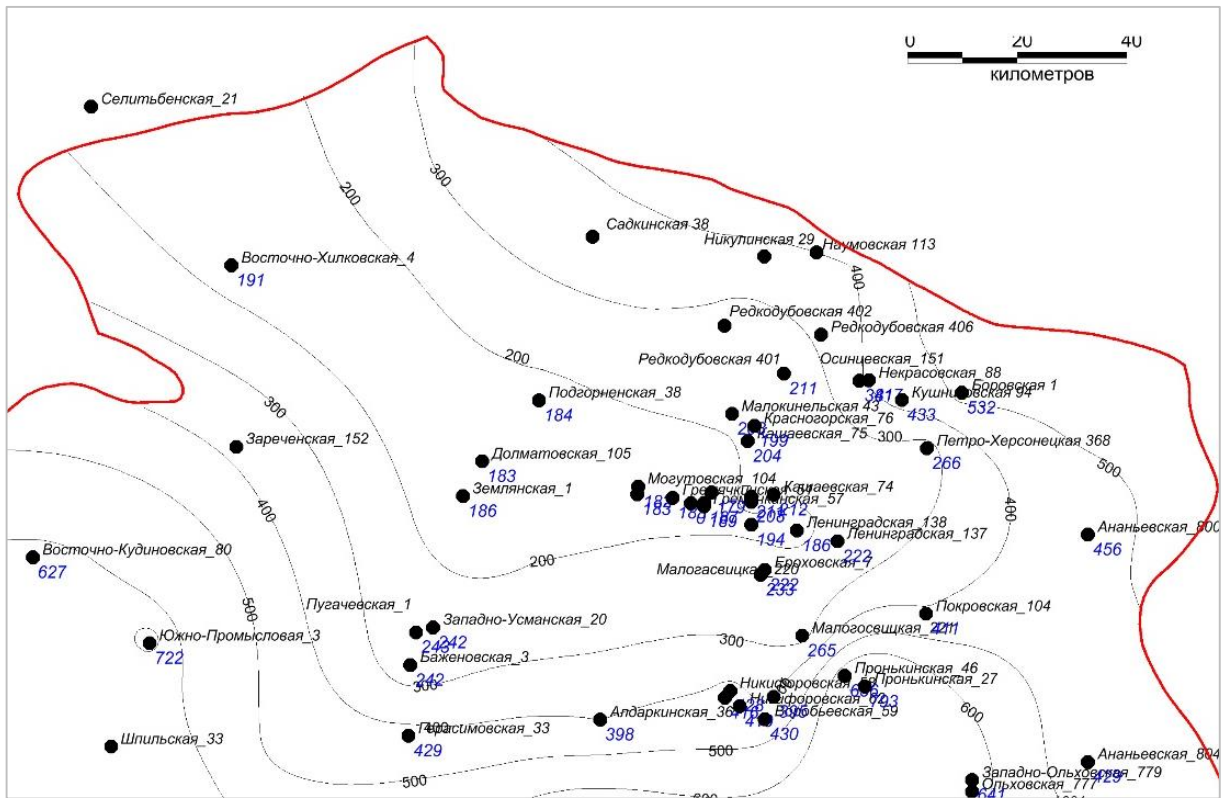


Рис. 3.12. Карта общих толщин от доманиковского горизонта D3dm до среднефаменского подъяруса D3fm2 верхнего девона

По кровле фаменского яруса поверхность карбонатной формации доманикового типа становится более резко выраженной, поскольку в регрессивные фазы седиментационных циклов фаменского времени активно накапливались различные карбонатные породы, создавая на склонах палеосводов клиноформные образования, в результате чего происходило смещение бортовых зон к центральной части Муханово-Ероховского палеопрогиба [10]. Зайдельсон М.И. в работе [77] отмечал, что «крутые склоны палеосводов обусловлены развитием высокоамплитудных биогермных массивов по бортам возникшей Камско-Кинельской системы прогибов». Юго-западный борт Муханово-Ероховского прогиба представлен в виде довольно крутого уступа.

Таким образом, для отложений фаменского интервала разреза наблюдаются наибольшие колебания мощности отложений (рис. 3.13). Общие толщины от доманикового горизонта до верхнефаменского подъяруса (заволжского надгоризонта) верхнего девона в осевой зоне Муханово-Ероховского прогиба имеют значения порядка 230-240 м, достигая 450-700 м в бортовых частях прогиба.

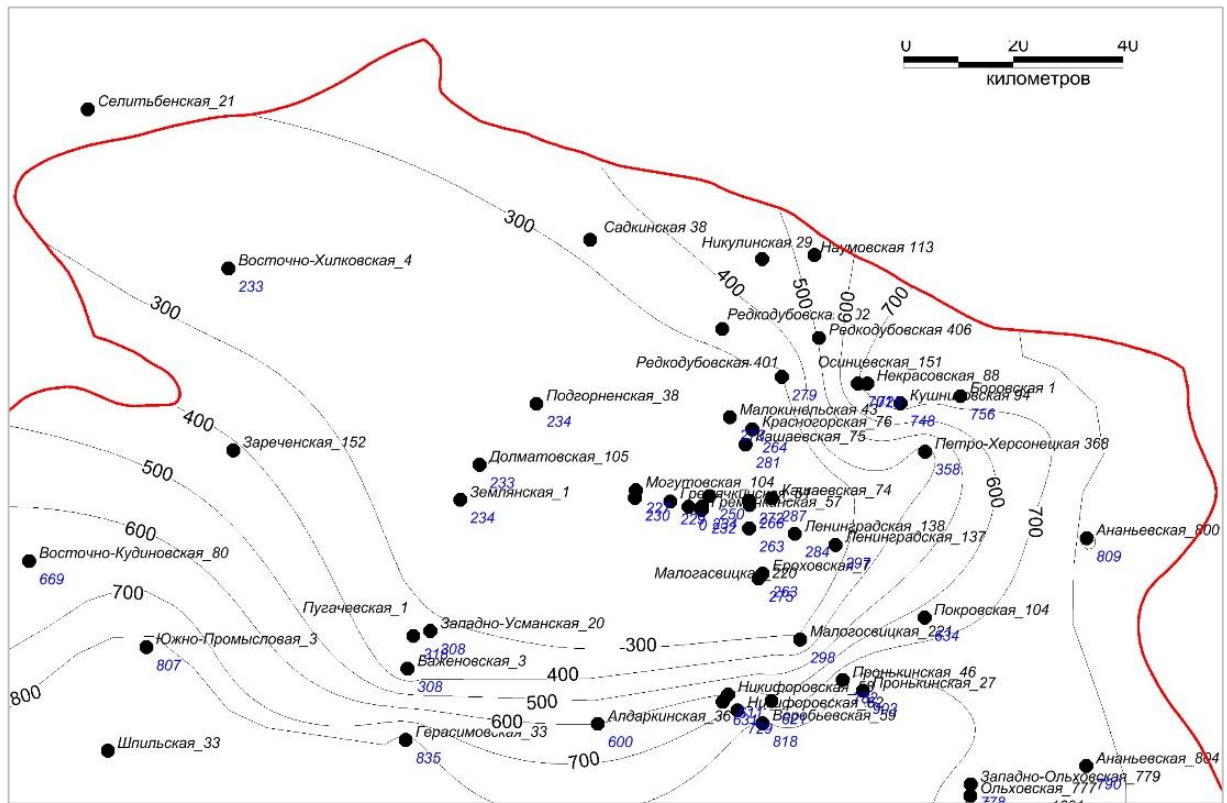


Рис. 3.13. Карта общих толщин от доманикового горизонта $D3dm$ до верхнефаменского подъяруса $D3fm3$ (заволжского надгоризонта) верхнего девона

Турнейские отложения (малевский и упинский горизонты) в центральной зоне Муханово-Ероховского прогиба формировались в депрессионных условиях и

характеризуются значительным содержанием глинистых отложений и относительно более низким содержанием органического вещества.

Полное заполнение глинистыми отложениями Муханово-Ероховского палеопрогиба началось в позднетурнейское время, соответствующее косьвинскому горизонту, и закончилось в ранневизейское время заполнением терригенными осадками [10]. По кровле турнейского яруса четко прослеживается структурное замыкание Муханово-Ероховского прогиба, при этом северо-восточный борт прогиба представлен в виде структурной ступени, имеющей амплитуду 400-500 м [77].

На фоне общей недокомпенсации тектонических опусканий в «доманиковом бассейне» Волго-Уральской НГП можно выделить структурно-фациальные зоны с различной степенью недокомпенсации. Поскольку мощность отложений, представленных так называемой доманиковой формацией, не соответствует в полной мере размерам тектонических опусканий дна бассейна, величина общих мощностей отложений доманикового типа, очевидно, составляет лишь некоторую часть амплитуды Муханово-Ероховского прогиба.

Время накопления отложений доманикового типа является важным геологическим периодом, разделяющим различающиеся по седиментационным и тектоническим характеристикам этапы развития территории Муханово-Ероховского прогиба. Таким образом, проблема реконструкции палеоструктурных условий осадконакопления доманиковой формации представляет научную и практическую значимость.

Максимальные перспективы отложений доманикового типа доманикового и речичского горизонтов верхнего девона связаны с зонами повышенных толщин, которые характеризуются максимальными значениями в районе скважин Петро-Херсонская-368 и Садкинская-38, что соответствует осевой зоне Муханово-Ероховского прогиба на ранних этапах его формирования.

На последующих этапах формирования от воронежского горизонта до верхнефаменского подъяруса (заволжского надгоризонта) верхнего девона максимальные перспективы нефтеносности отложений доманикового типа приурочены к наиболее погруженным частям Муханово-Ероховского прогиба [46], характеризующихся некомпенсированным осадконакоплением с застойным режимом и восстановительной средой, что соответствует центральной зоне Муханово-Ероховского прогиба, однако сместившейся южнее относительно осевой зоны Муханово-Ероховского прогиба в доманиково-речичское время.

Палеотектонические условия формирования территории исследования, уточненные по картам общих толщин от доманикового горизонта D3dm до верхнефаменского

подъяруса D3fm3 (заволжского надгоризонта) верхнего девона, были положены в основу структурной модели Бузулукской впадины, используемой в трехмерном бассейновом моделировании, выполненном в программном пакете TemisFlow 2015.

При построении структурной модели Бузулукской впадины использовались структурные карты масштаба 1:1 000 000 (по данным ФГУП «НВНИИГГ», ОАО «ИГиРГИ», ОАО «ОренбургНИПИнефть») по следующим отражающим горизонтам: Ф (кровля кристаллического фундамента), пDзкарб (подошва карбонатного девона), пC1s (кровля тульских отложений), пC2ks (кровля верейских отложений), пP2t (поверхность палеозойских отложений). Карты были скорректированы с учетом геологической карты масштаба 1:1 000 000 (ФГУП ВСЕГЕИ) и увязаны со стратиграфическими отбивками по 35 скважинам, расположенным в пределах Бузулукской впадины.

Для увеличения детализации структурной модели было дополнительно построено методом схождения 25 поверхностей с использованием перечисленных выше карт опорных сейсмических горизонтов, карт общей мощности пластов и РИГИС.

В результате проделанных построений структурная модель была представлена 36 слоями, которые соответствуют основным стратиграфическим горизонтам осадочного чехла моделируемой территории Бузулукской впадины (рис. 3.14).

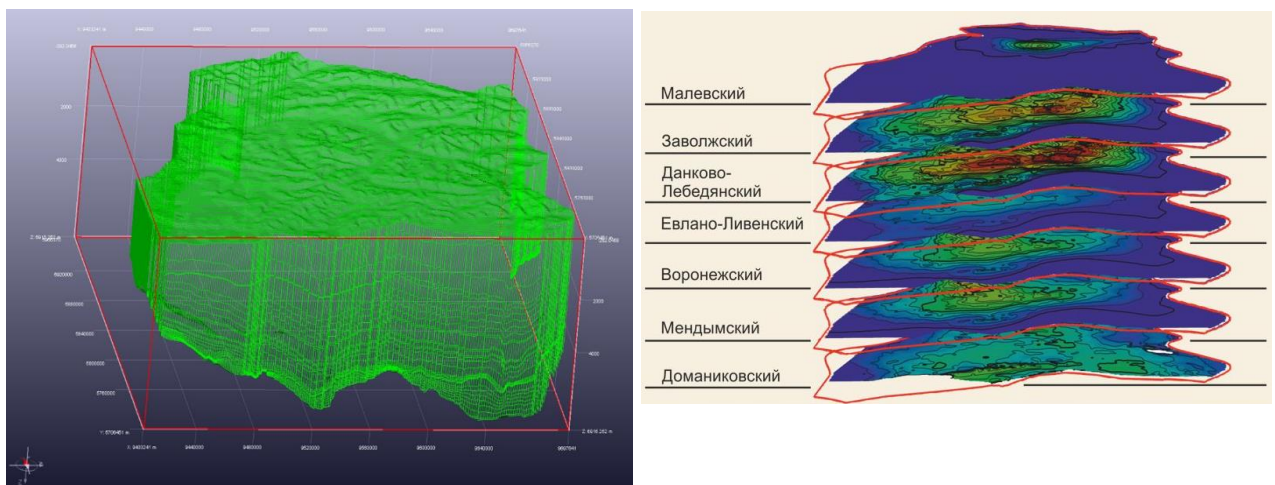


Рис. 3.14. Структурная модель Бузулукской впадины

С учетом решаемой задачи по оценке ресурсного потенциала отложений доманикового типа, наиболее детальное расчленение разреза достигнуто в верхнедевонских отложениях (рис. 3.14). Полученный структурный каркас состоит из 3 240 000 ячеек, размер ячейки составляет около 1x1 км.

Проведенное трехмерное бассейновое моделирование территории исследования позволит оценить ресурсный потенциал нетрадиционных залежей нефти в отложениях доманиковой формации в пределах Муханово-Ероховского прогиба для дальнейшего планирования геологоразведочных работ.

3.3. Особенности формирования нетрадиционных скоплений УВ в отложениях доманикового типа

В 1995 году в работе Schmoker J.W. [73] была предложена теория «непрерывного накопления углеводородов», которая явилась важным этапом в изучении нетрадиционных скоплений углеводородов. В последующем в трудах [69, 71, 72, 74] она была дополнена и усовершенствована в вопросах разведки нетрадиционных скоплений углеводородов.

«Непрерывное накопление углеводородов», или «упорядоченное накопление», означает непрерывную миграцию в углеводородной системе и упорядоченное распределение нефти и газа, образуя при этом единую нетрадиционную систему накопления нефти и газа. Исходя из теории "упорядоченного накопления или пространственного парагенезиса", открытие месторождений традиционной нефти и газа, как правило, указывает на наличие парагенетической нетрадиционной нефти и газа, и наоборот, открытие нетрадиционных залежей нефти и газа означает, что в периферийном пространстве могут быть открыты традиционные залежи нефти и газа [65].

Теория «непрерывного накопления углеводородов» заключается в следующем:

1. При миграции углеводородов «от источника к ловушке» в нефтематеринских породах сохраняются «нетрадиционные» скопления нефти и газа.

2. Структурные и литолого-стратиграфические ловушки обычно существуют на окраине или на склоне бассейна, тогда как нетрадиционная «сланцевая» нефть встречается в центральной части и на склонах прогибов.

3. Традиционные скопления УВ накапливаются в высокопористых и проницаемых пластах, «сланцевая нефть» - в низкопористых и низкопроницаемых пластах [66].

Формирование скоплений нефти представляет единый процесс, начинающийся с нетрадиционного (непрерывного) накопления и заканчивающийся традиционным (прерывистым) накоплением, которые составляют органически связанную систему [71].

Непрерывные нефтеносные пласты существенно отличаются от обычных по механизму формирования, фильтрационным и емкостным характеристикам. Они, главным образом, контролируются размером пор, пористостью, проницаемостью, содержанием остаточного органического вещества, степенью термической зрелости. Непрерывные нефтеносные пласты образуют резервуары с отсутствием водонефтяного контакта (ВНК), а нефтенасыщенность пласта может сильно варьировать по площади.

По материалам работ Jingzhou Zhao, Schmoker J.W. [69, 74] выделяются три типа скоплений УВ: прерывистые, квазинепрерывные и непрерывные. Прерывистые скопления углеводородов образуются в традиционных резервуарах, квазинепрерывные - в основном, в плотных резервуарах, прилегающих к нефтематеринским породам. Объектом

исследования данной работы являются нетрадиционные залежи УВ, характеризующиеся как *непрерывные скопления углеводородов*, которые формируются в нефтематеринских породах. Этот вид скоплений имеет следующие характеристики:

- распределение углеводородов является обширным и непрерывным в пределах эффективной нефтенасыщенной толщины пласта и, как следствие, минимизируется количество «сухих» скважин;

- отсутствие подошвенной или краевой воды;

- непрерывные скопления образуются на месте или вблизи того места, где генерируются углеводороды;

- непрерывные скопления контролируются не ловушками, а региональным распространением нефтематеринских пород, стадией катагенеза и литологическим составом резервуара.

На рис.3.15 на профиле показано распределение непрерывного, квазинепрерывного и прерывистого скоплений углеводородов в нефтегазовой системе.

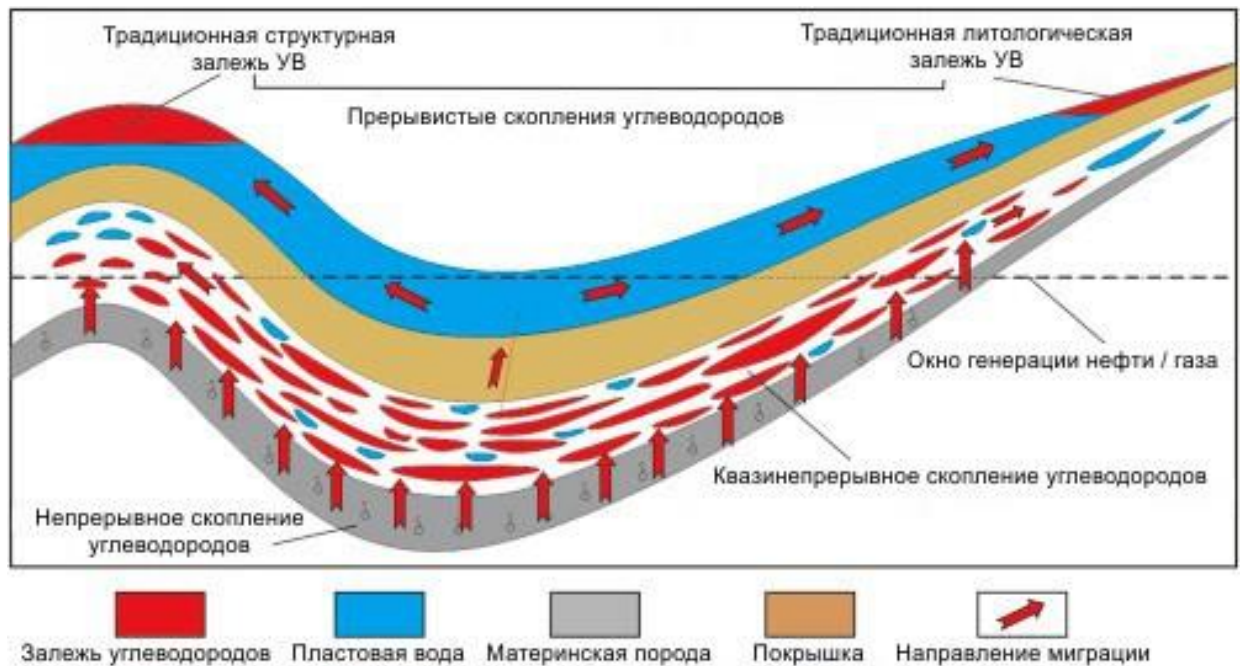


Рис .3.15. Модель формирования и распределения непрерывных, квазинепрерывных и прерывистых скоплений углеводородов [Zou et al., 2014]

На рис. 3.15 видно, как эти три типа скоплений связаны между собой. Сначала формируются непрерывные, затем - квазинепрерывные, а потом — прерывистые скопления углеводородов [70].

Основными факторами, влияющими на степень удержания углеводородов в материнских породах, являются: их толщина, содержание органического вещества и характеристики пород в кровле и подошве пласта. Чем больше толщина эффективных

материнских пород, выше содержание органического вещества, лучше условия герметизации кровли и подошвы, тем более благоприятным будет накопление углеводородов в материнских породах, и тем выше будет доля ресурсов непрерывных скоплений углеводородов.

Глава 4. Особенности геологического строения нетрадиционных залежей нефти в отложениях доманикового типа Муханово-Ероховского прогиба по сравнению с традиционными скоплениями УВ

Отложения доманикового типа на территории Волго-Уральской НГП имеют преимущественное распространение в пределах осевых зон Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) и внешних склонов палеосводов [46]. ККСП представляет собой систему депрессий, принимающих участие в строении практически всех крупных отрицательных структур, разделяющих своды в структуре отложений палеозойского возраста Волго-Уральской области [31].

В пределах Бузулукской НГО перспективы нефтеносности отложений доманикового типа приурочены к территории Муханово-Ероховского прогиба, простирающийся с севера-запада на юго-восток. Муханово-Ероховский прогиб является палеозойским прогибом, входящим в систему Камско-Кинельских прогибов Урало-Поволжья [46].

В соответствии с «Временными методическими рекомендациями..., 2017 г.», к доманиковым продуктивным отложениям относят «высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые и кремнисто-карбонатные породы со сланцеватой текстурой, а также углеродистые брекчии, известняки и доломиты, которые содержат органическое вещество (ОВ) в количестве более 0,5%» [11].

Первоначально наличие высокобитуминозных отложений с незначительным количеством подвижных УВ многие исследователи связывали только с доманиковым горизонтом (D_3dm) – стратиграфическим подразделением в составе среднего подъяруса франского яруса (D_3f_2), распространенном практически повсеместно в юго-восточной части Русской платформы.

Более поздние исследования показали, что тонкослоистые высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые и кремнисто-карбонатные отложения в пределах исследуемой территории Муханово-Ероховского прогиба распространены в стратиграфическом диапазоне от доманикового горизонта среднефранского подъяруса (D_3dm) до заволжского надгоризонта верхнефаменского подъяруса D_3fm_3 (согласно «Временным методическим рекомендациям..., 2017 г.»), а не в пределах отдельного стратиграфического подразделения – доманикового горизонта (D_3dm) [46].

Основная особенность отложений доманикового типа заключается в том, что данные отложения не являются коллекторами в традиционном понимании [12]. При испытании этих пород невозможно получить промышленный приток флюида без стимуляции (гидроразрыва) пласта в связи с практически нулевой проницаемостью. Проницаемость образцов керн, при проведении лабораторных исследований, составляет десятые и сотые

доли миллиарды (среднее значение на Троицком месторождении – 0,1 мД). Получение промышленных притоков нефти из продуктивных отложений доманикового типа возможно только после проведения гидроразрыва пласта с закреплением трещин пропантом. Эти притоки получают уже из другой, «искусственно сформированной среды, свойства которой по данным исследования керна, ГИС и испытаниям, выполненным до проведения ГРП, определить нельзя» [12].

Традиционные залежи УВ характеризуются наличием трех обязательных элементов - коллектор, крышка и ловушка, которые для залежей нефти в отложениях доманиковой формации имеют свои определенные особенности.

Коллектор

Коллектор – это пористая или трещиноватая горная порода, имеющая способность вмещать в своих порах, кавернах и трещинах нефть, газ и сопровождающую их пластовую воду и отдавать их в промышленных количествах при разработке.

В отличие от традиционных коллекторов, к которым относят породы, обладающие проницаемостью более 1 мД и гидродинамической сообщаемостью внутри резервуара, в отложениях доманикового типа под понятием «коллектор» подразумеваются «нефтенасыщенные интервалы», которые характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами пород, повышенными пластовыми давлениями и отсутствием гидродинамической сообщаемости внутри резервуара. Что характерно для отложений доманикового типа, в нефтенасыщенных породах нефть фактически неподвижна.

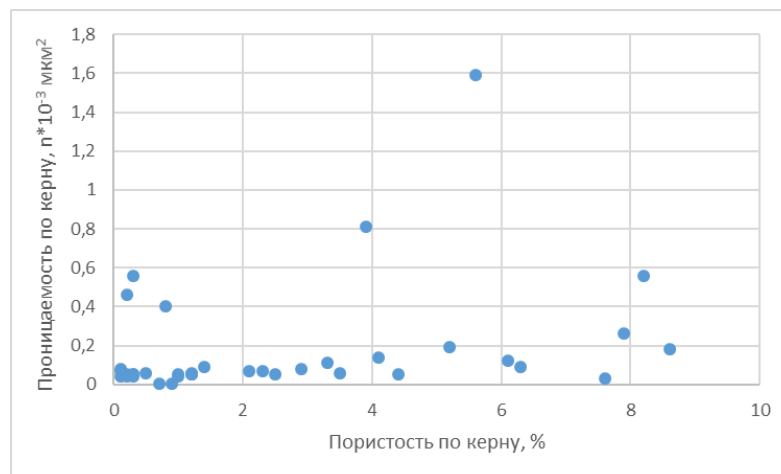


Рис. 4.1. Сопоставление пористости и проницаемости по отложениям доманикового типа в скважине Кашаевская-75 (Соболева Е.Н.)

Отсутствие естественной проницаемости доказывается с помощью анализа зависимости проницаемости от пористости, полученной по керну, что в значительной степени определяет петрофизические свойства коллектора [12]. На примере скважины Кашаевская-75 видно, что связь пористости с проницаемостью отсутствует (рис. 4.1).

Вещественный состав отложений доманикового типа представлен преимущественно четырьмя компонентами: органическим веществом, карбонатным материалом, кремнеземом и незначительным количеством глинистого материала. Основными породообразующими минералами высокоуглеродистых пород с содержанием $S_{орг}=5-25\%$ (содержание которых дано в расчете на минеральную массу породы) являются кремнистые (20-95%) и карбонатные (5-80%) компоненты. Содержание глинистых минералов, несмотря на традиционное суждение о повышенном содержании глинистого материала в высокоуглеродистых отложениях с содержанием $S_{орг}=5-25\%$, обычно не превышает 5-12% [58, 59].

Породы с содержанием $S_{орг} < 5\%$ характеризуются более однородным составом и представлены известняками, реже доломитами, глинистыми известняками, карбонатными брекчиями, радиоляритами и силицитами [59].

Анализ керна отложений верхнефранского подъяруса по данным скважины Кашаевской-75 позволяет сделать вывод о том, что наибольшие значения пористости, достигающие 14%, характерны для черных и темно-серых слабо- и высококремнистых известняков, обогащенных органическим веществом. В тоже время серые и светло-серые известняки обладают пористостью, не превышающей 2-2,5%, для которых характерно низкое содержание кремнезема и органического вещества. Это позволяет сделать вывод о том, что увеличение значений пористости пород характерно для интервалов с повышенным содержанием органического вещества и кремнистого материала [55].

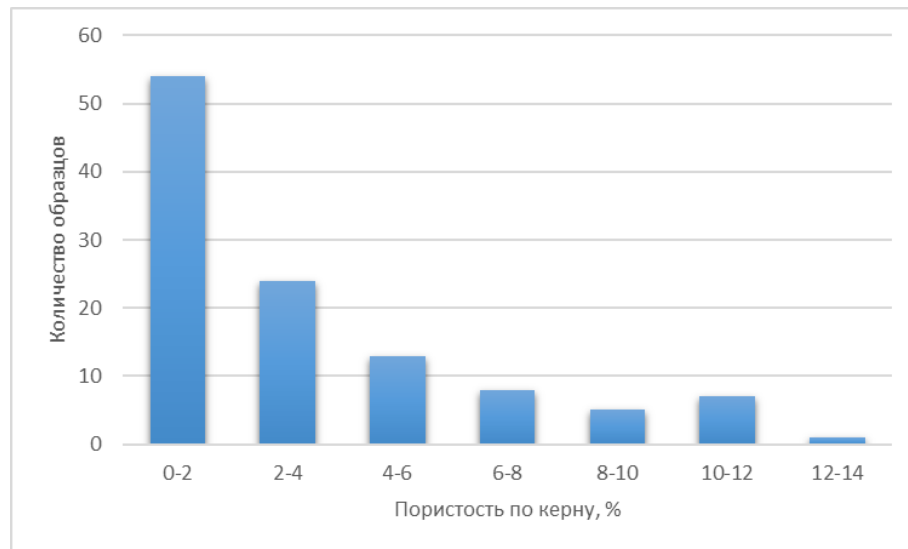


Рис. 4.2. Гистограмма распределения образцов керна скв. Кашаевская-75 по значению открытой пористости (Соболева Е.Н.)

Гистограмма распределения образцов керна по значению пористости в скважине Кашаевская-75 (рис. 4.2) наглядно демонстрирует, что преимущественное количество

(около 70%) образцов характеризуются значениями пористости до 4%, остальная часть имеет пористость от 4 до 13,9%.

Для нетрадиционных залежей нефти в продуктивных отложениях доманикового типа характерным является тот факт, что «породы, содержащие нефть, одновременно являются нефтепроизводящими и не являются коллекторами в традиционном понимании» [12]. Поэтому часть порового пространства в продуктивных интервалах пород доманикового типа может быть заполнена битумоидом, что может снижать эффективную пористость в наиболее перспективных интервалах разреза [55].

Также установлено, что важную роль в поровом пространстве отложений доманиковой формации играет пористость, которая развита в органическом веществе и приурочена к процессам генерации углеводородов. Во многих зарубежных нетрадиционных, богатых органическим веществом, резервуарах, такая пористость иногда может играть доминирующую роль в общем пустотном пространстве [55].

Покрышка

Жидкие УВ в доманиковых продуктивных отложениях, в противоположность традиционным залежам, гидродинамически изолированы в коллекторе и неподвижны, поэтому для формирования резервуара, состоящем из нефтепроводящих пород и перекрывающих их пород-покрышек, флюидоупор сверху не нужен. Для нетрадиционных скоплений в отложениях доманикового типа характерно отсутствие свободной пластовой воды, что доказывается отсутствием притоков воды при испытании скважин в верхнефранско-фаменских отложениях доманикового типа Троицкого и Красногорского месторождений.

Резервуар, его литологическая характеристика

Резервуары нефти в отложениях доманикового типа относят к категории «протяженных» или «непрерывных» (continuous reservoirs). Термин «протяженный резервуар» подразумевает тот факт, что «залежи нефти в доманиковых продуктивных отложениях, ввиду отсутствия свободной воды, контролируются не традиционными структурными или литологическими ловушками, а составом и строением пород» [11].

Применительно к нетрадиционным залежам нефти в отложениях доманикового типа Муханово-Ероховского прогиба, резервуар представлен толщей совместно залегающих генерирующих УВ пород и пород, содержащих подвижную нефть (нетрадиционный коллектор).

В литологическом составе нетрадиционных резервуаров доманиковой формации преобладающее значение занимают тонкослоистые кремнисто-карбонатные и карбонатно-

кремнистые породы с повышенным содержанием ОВ ($\text{Сорг} > 0,5\%$).

Продуктивные фаменский D_{3fm} и франский D_{3f} резервуары на Троицком и Красногорском месторождениях относятся к протяженным (рис. 4.3), выходят далеко за пределы лицензионных участков и покрывает всю погруженную зону Муханово-Ероховского прогиба. Об этом свидетельствуют: результаты проведенных региональных литолого-фациальных исследований (рис. 6.2, приведен в разделе 6.1), результаты детальной корреляции разрезов продуктивных скважин внутри ЛУ и скважин, расположенных за пределами ЛУ (рис. 4.4), сейсмические исследования (рис. 3.4, приведен в разделе 3.1).

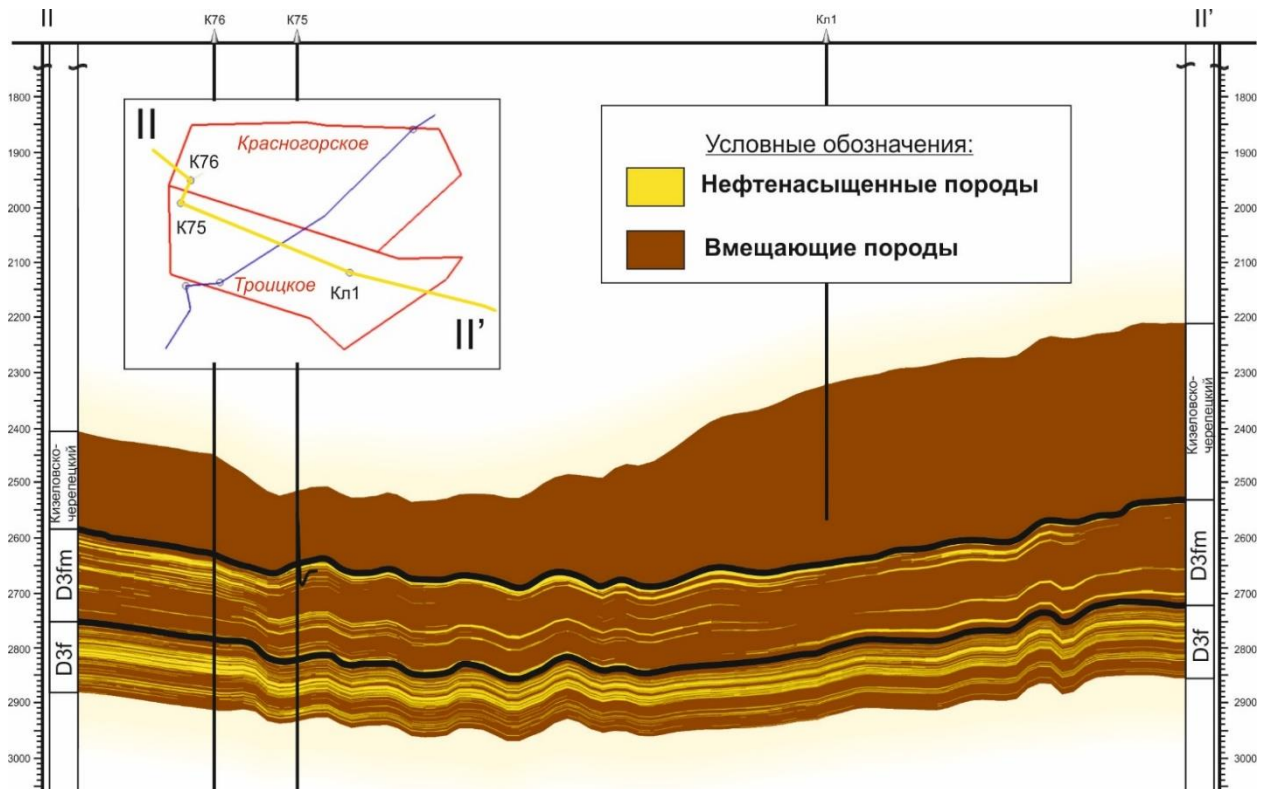


Рис. 4.3. Схематический профильный разрез верхнефранско-фаменских отложений по линии скважин: 76-Красногорская, 75-Кашаевская, 1-Клинцовская

На всей площади Троицкого и Красногорского участков и за их пределами условия осадконакопления фаменского D_{3fm} и франского D_{3f} природных резервуаров, их строение и литологический состав аналогичны району скважин №№ 74 и 75-Кашаевских и №76-Красногорской.

Общая мощность продуктивного среднефранско-фаменского интервала разреза на Троицком и Красногорском месторождениях достаточно выдержана и изменяется по изученным скважинам от 242 м в скв. №76-Красногорской до 258 и 263 м в скважинах №№ 75 и 74-Кашаевских, соответственно.

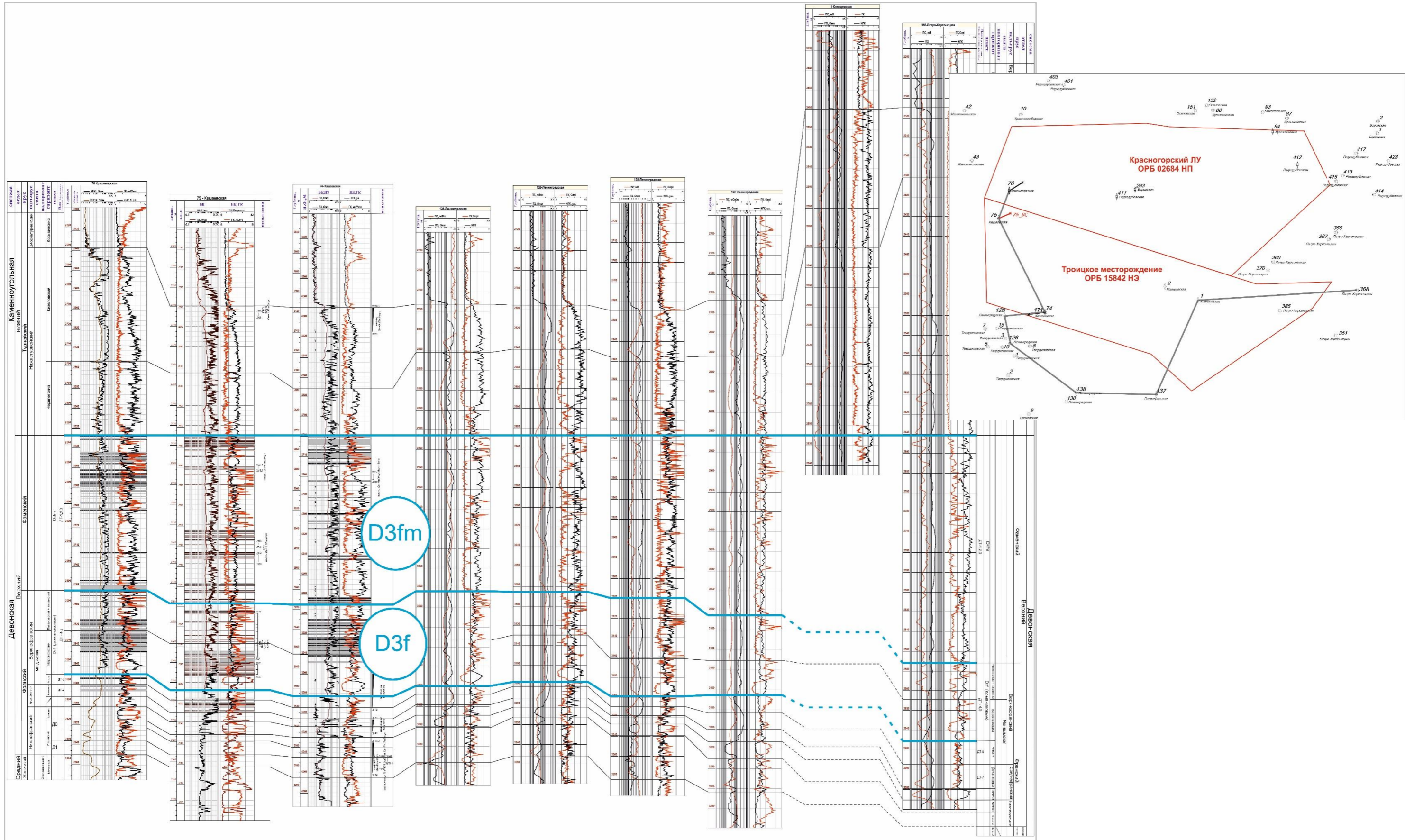


Рис. 4.4. Схема корреляции по линии скважин: 76-Красногорская, 75-Кашиевская, 74-Кашиевская, 128-Ленинградская, 126-Ленинградская, 138-Ленинградская, 137-Ленинградская, 1-Клиновская, 368-Петро-Херсонская) [79]

Ловушка

Для формирования традиционных залежей УВ необходимо наличие ловушки. Принципиальной особенностью, присущей нетрадиционным скопления нефти в доманиковой толще, является отсутствие традиционных систем контроля распространения (ограничения залежей), включая гидродинамический фактор [43], что продемонстрировано на структурной карте по кровле пласта фаменского яруса D3fm Троицкого и Красногорского нефтяных месторождений (рис. 4.5). Применительно к нетрадиционным залежам нефти в отложениях доманикового типа Муханово-Ероховского прогиба, ловушкой является толща низкопроницаемых пород.

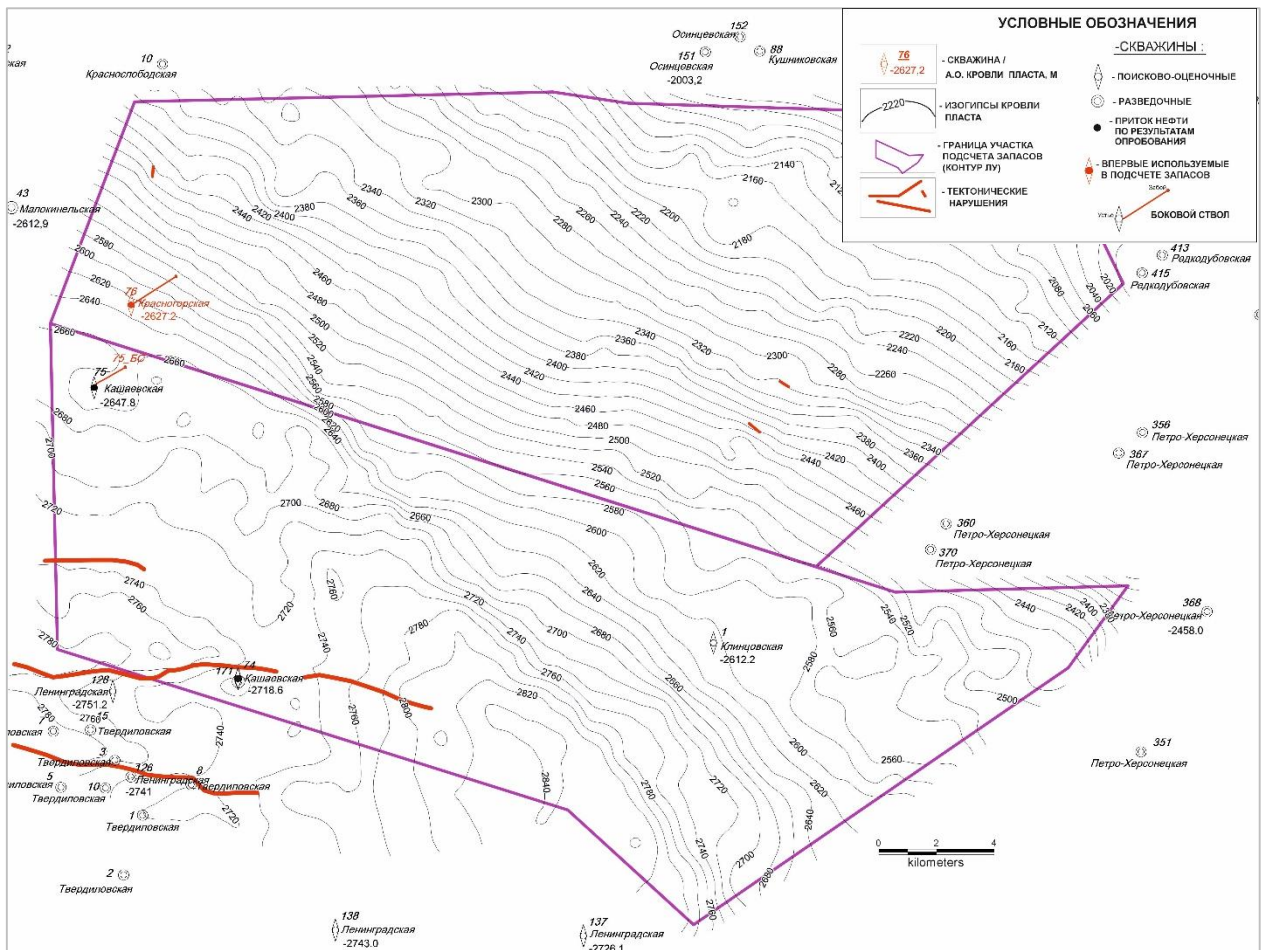


Рис. 4.5. Структурная карта по кровле пласта D3fm (фаменский ярус), 2019 г. [79]

Залежь

Понятие «залежь» в традиционном резервуаре – это естественное промышленное скопление УВ в проницаемых коллекторах ловушек различного типа.

Продуктивные доманиковые отложения характеризуются практически повсеместной нефтенасыщенностью и отсутствием свободной воды. Таким образом, традиционное понятие нефтяной залежи, подразумевающее определенный объем углеводородов, ограниченный между породами-флюидоупорами и подстилающей

пластовой водой, а также контролируемый традиционной ловушкой, требует уточнения.

Нетрадиционные залежи нефти в отложениях доманиковой формации на территории Муханово-Ероховского прогиба имеют протяженное распространение на большой территории, характеризуются отсутствием контролирующей роли традиционными ловушками и покрышками

Нетрадиционные залежи нефти могут быть ограничены «региональным распространением нефтематеринских пород и стадией катагенеза» [55]. Площадь нетрадиционных залежей может быть очень большой в связи с тем, что данные залежи могут распространяться на значительной территории, пока не происходит фациальное замещение отложений доманикового типа [55]. Основываясь на этом факте, в зарубежных странах проводят практически безрисковое бурение скважин с горизонтальным окончанием ствола (более 1000 м) [67].

Нетрадиционная залежь нефти в отложениях доманикового типа - это насыщенные нефтью породы с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (проницаемость от тысячных долей до 0,1-0,5 мД и пористость от 1 до 6-8%). На Троицком и Красногорском месторождениях пористость в среднем составляет 5%.

Отличающей особенностью нетрадиционных залежей нефти в отложениях доманиковой формации от традиционных является отсутствие водонефтяного контакта (ВНК). Принимая во внимание данный факт, при проектировании геологоразведочных работ и подсчете запасов, залежь ограничивают условными линиями, которые чаще всего проводят по границе лицензионного участка целиком (или его части), в пределах которого доказано распространение отложений доманикового типа.

На рис. 4.6 приведена карта нефтенасыщенных толщин Троицкого и Красногорского месторождений, где продемонстрированы границы нетрадиционных скоплений нефти в доманиковых продуктивных отложениях фаменского возраста. Нетрадиционные залежи в пласте *D3fm* не контролируются структурными, тектоническими, литологическими или стратиграфическими ловушками и для них характерно отсутствие свободной пластовой воды. В имеющейся ситуации оцениваемые залежи при подсчете запасов были ограничены условными линиями, которые приняты по границе лицензионных участков [46].

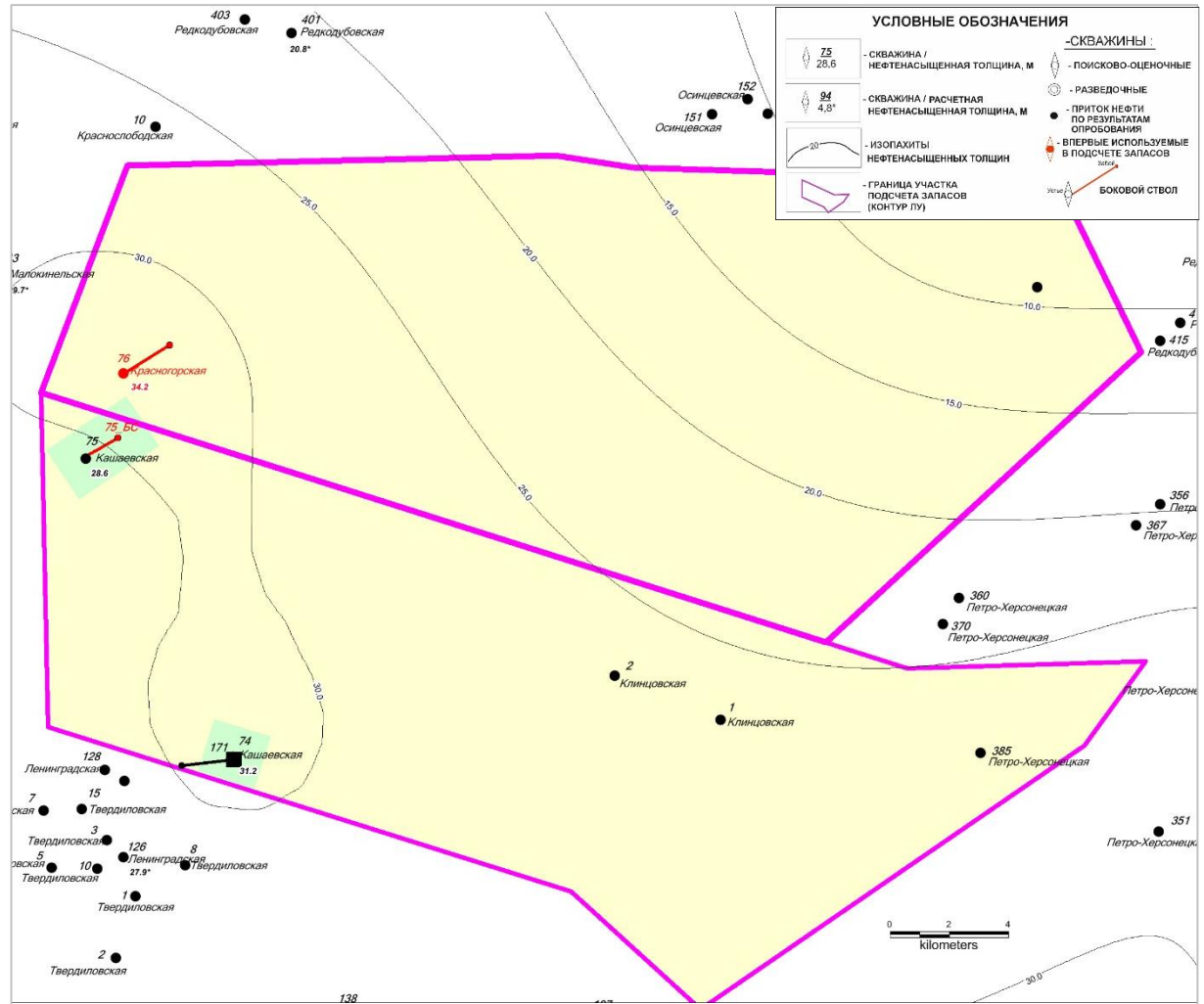


Рис. 4.6. Карта нефтенасыщенных толщин пласта D3fm, 2019 г. [79]

В противоположность традиционным залежам, которые формируются за счет миграции углеводородов (УВ) из нефтегазоматеринских пород (НГМП) в породы-коллекторы, нетрадиционные резервуары приурочены к НГМП, первично обогащенным органическим веществом, и формирование УВ происходит на месте или вблизи очагов генерации в виду отсутствия значительных масштабов вертикальной и латеральной миграции.

В англоязычной литературе нефть, которую добывают из низкопроницаемых и низкопоровых коллекторов, сопряженных или приуроченных к толще, ее генерирующей (*in situ*), называют «нефть в НГМП, содержащаяся в рассеянном состоянии» (*shale oil*) или «нефть плотных пород» (*tight oil*) [43].

Сопоставление принципиальных для методики геологоразведочных работ особенностей геологического строения традиционных залежей с нетрадиционными скоплениями нефти в отложениях доманиковой формации Муханово-Ероховского прогиба приведено в таблице 4.1.

Особенности геологического строения нетрадиционных скоплений УВ в отложениях доманикового типа (Соболева Е.Н., Пороскун В.И., 2021)

Показатель	Традиционные залежи нефти	Нетрадиционные залежи нефти в отложениях доманикового типа Муханово-Ероховского прогиба
<i>Коллектор</i>	<ul style="list-style-type: none"> • породы с проницаемостью более 1 мД и пористостью более 6-8%; • породы-коллектора гидродинамически сообщаются в пределах залежи; • промышленные притоки в скважинах получают без стимуляции коллектора. 	<ul style="list-style-type: none"> • насыщенные нефтью породы с низкими фильтрационно-емкостными свойствами пород (проницаемость от тысячных долей до 0,1-0,5 мД и пористость от 1 до 6-8%); • нефтенасыщенные породы в пределах залежи гидродинамически практически не сообщаются; • промышленные притоки получают после проведения ГРП.
<i>Покрышка</i>	<ul style="list-style-type: none"> • для формирования залежи обязательно наличие покрышки. 	<ul style="list-style-type: none"> • скопления УВ не контролируются флюидоупором.
<i>Резервуар, его литологическая характеристика</i>	<ul style="list-style-type: none"> • выдержанная по площади толща пород, состоящая из нефтепроводящих пород и перекрывающих их пород-флюидоупоров; • различный литологический состав (терригенный, карбонатный, хемогенный и т.д.). 	<ul style="list-style-type: none"> • выдержанная по площади толща совместно залегающих генерирующих УВ пород и пород, содержащих подвижную нефть (нетрадиционный коллектор); • кремнисто-карбонатные, карбонатно-кремнистые породы, тонкослоистые, с повышенным содержанием ОВ (Сорг>0,5%).
<i>Ловушка</i>	<ul style="list-style-type: none"> • наличие ловушки для формирования залежи обязательно. 	<ul style="list-style-type: none"> • ловушкой является толща низкопроницаемых пород.
<i>Типы залежей</i>	<ul style="list-style-type: none"> • «прерывистые» скопления УВ контролируются структурными, тектоническими, литологическими или стратиграфическими ловушками; • залежь имеет контур нефтеносности (ВНК). 	<ul style="list-style-type: none"> • «непрерывные» скопления (continuous reservoirs) не контролируются традиционными ловушками; • контура нефтеносности (ВНК) нет, для проектирования ГРП и подсчета запасов залежь ограничивают условными линиями.

Особенности геологического строения нетрадиционных скоплений нефти в отложениях доманиковой формации Муханово-Ероховского прогиба, продемонстрированные в главе 4, показывают, что они принципиально отличаются от традиционных залежей нефти, и, соответственно, требуют разработки новых методов их изучения и подсчета запасов.

Глава 5. Оценка запасов и ресурсов нетрадиционных залежей нефти в отложениях доманикового типа

Основной проблемой оценки ресурсного потенциала нетрадиционных нефтяных залежей доманиковой формации является неопределенность геологической модели и принимаемых параметров. В этой связи для оценки запасов и ресурсов нетрадиционных залежей углеводородов в отложениях доманикового типа необходимо применять широко используемые в мировой практике вероятностные методы, которые позволяют получить представление о степени неопределенности прогноза, его точности и надежности, а также оценить геологические риски при проведении поисково-разведочных работ [67].

Учитывая сложность строения и неопределенность исходных подсчетных параметров, оценка ресурсного потенциала нетрадиционных нефтяных залежей в доманиковых продуктивных отложениях Троицкого и Красногорского месторождений, а также оценка ресурсов нефти в отложениях доманикового типа в целом для территории Муханово-Ероховского прогиба были выполнены с помощью *методов вероятностной оценки*.

Целью вероятностной оценки является определение диапазона изменения прогнозных запасов и ресурсов, открытие которых возможно при проведении геологоразведочных работ. Неопределенность каждого исходного подсчетного параметра влияет на интервал диапазона, характеризующего неопределенность оценки запасов и ресурсов.

Вероятностная оценка геологических запасов и ресурсов нефти (Q_G) в доманиковых продуктивных отложениях была выполнена объемным методом с использованием формулы (I), в которой входными величинами являлись статистические распределения подсчетных параметров:

$$Q_G = S * h_n * K_n * K_{п} * \Theta * \rho, \quad (I)$$

где Q_G – геологические запасы и ресурсы нефти, тыс. т.; S – площадь, тыс. м²; h_n – нефтенасыщенная толщина, м; K_n – коэффициент пористости (пустотности), д. ед.; $K_{п}$ – коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.; Θ – пересчетный коэффициент, д. ед.; ρ – плотность нефти, т/м³ [12].

Извлекаемые запасы и ресурсы ($Q_{изв}$) оценивались по формуле (II)

$$Q_{изв} = Q_G * K_{ИН}, \quad (II)$$

где $K_{ИН}$ – коэффициент извлечения нефти, д. ед [12].

Возможные интервалы изменения подсчетных параметров задавались в соответствии с данными по открытым и разведанным нетрадиционным нефтяным залежам в отложениях доманикового типа на территории Самарской и Оренбургской областей.

Величина геологических и извлекаемых запасов и ресурсов нефти моделировалась в виде распределения в программе Crystal Ball для Microsoft Excel с использованием метода Монте-Карло. Из распределений подсчетных параметров выбирались случайные их значения, которые затем перемножались множественное число раз (количество подобных операций, как правило, равняется нескольким тысячам). Таким образом, в программе Crystal Ball сначала выполняется случайная выборка значений из вероятностного распределения каждого подсчетного параметра, которая затем используется для указанной формулы объемного метода (I).

В результате, итоговые расчеты в моделирующей программе Crystal Ball демонстрируются в виде вероятностных распределений прогнозных запасов и ресурсов, где любому значению вероятности в диапазоне от 0 до 100% сопоставляется определенная величина запасов и ресурсов.

Кроме того, ресурсный потенциал доманиковых продуктивных отложений на территории Муханово-Ероховского прогиба оценен *методом бассейнового моделирования (3D)*. Трехмерное бассейновое моделирование выполнено в программном пакете TemisFlow 2015.

5.1. Вероятностная оценка запасов Троицкого и Красногорского месторождений

Определение подсчетных параметров для вероятностной оценки запасов

Вероятностная оценка запасов нетрадиционных залежей нефти в доманиковых продуктивных отложениях проведена для Троицкого и Красногорского месторождений (для пластов D3fm и D3f (доманиковые) соответственно).

Распределение подсчетных параметров, в качестве примера, приведено для пласта D3fm Троицкого месторождения.

Вероятностная оценка запасов проведена для площади месторождения (лицензионного участка), выделенной при детерминистской оценке запасов и величина площади (S) принималась как константа.

Нефтенасыщенные толщины (hn) и интервал их изменения определялись с учетом значения hn , принятого при детерминистической оценке запасов, а также по данным карты нефтенасыщенных толщин Троицкого месторождения (для пласта D3fm). Диапазон изменения hn принят от 20 до 30 м., наиболее вероятное значение – 28 м, тип распределения – треугольное (рис. 5.1).

На всех нижеприведенных графиках распределения подсчетных параметров красным цветом показано значение величины подсчетного параметра, принятое при детерминистической оценке запасов.

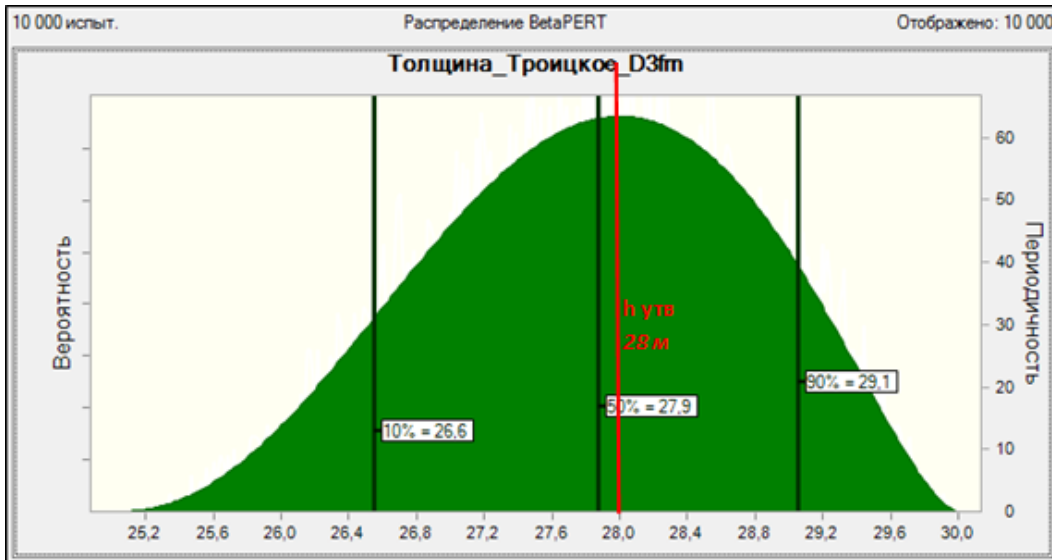


Рис. 5.1. Распределение нефтенасыщенной толщины для пласта D3fm Троицкого месторождения

Величина коэффициента пористости ($Kп$) и интервал его изменения приняты с учетом данных по месторождениям Оренбургской (Троицкое и Красногорское) и Самарской (Лещевское и Южно-Неприковское) областей, в которых открыты нетрадиционные скопления нефти в доманиковых продуктивных отложениях. Диапазон изменения $Kп$ принят от 0,04 до 0,06, наиболее вероятное значение коэффициента пористости - 0,05, тип распределения – нормальное (рис.5.2).

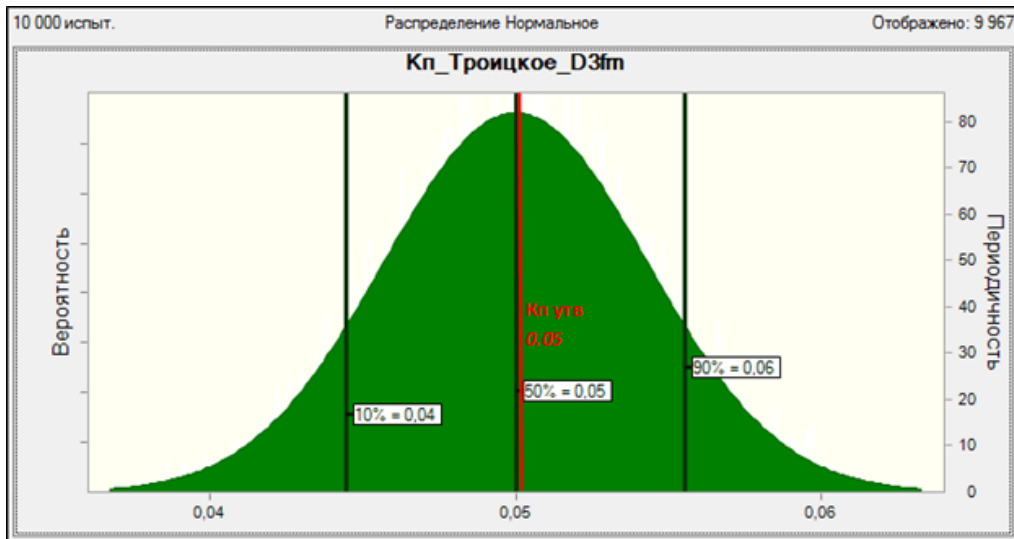


Рис. 5.2. Распределение коэффициента пористости для пласта D3fm Троицкого месторождения

Величина коэффициента нефтенасыщенности ($Kн$) до сегодняшнего дня остается слабообоснованной. Согласно «Временным методическим рекомендациям по подсчету

запасов нефти в доманиковых отложениях, 2017 г.» коэффициент нефтенасыщенности предлагается принять равным 0,9 для всего нефтенасыщенного интервала.

Диапазон изменения K_n принят от 0,8 до 0,9, наиболее вероятное значение коэффициента нефтенасыщенности - 0,85, тип распределения – нормальное (рис. 5.3).

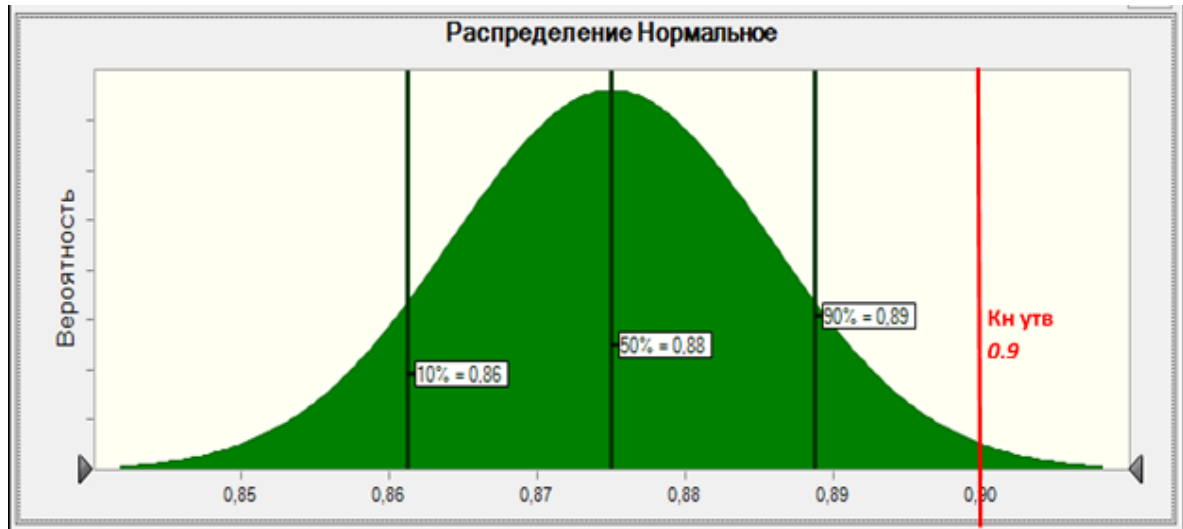


Рис. 5.3. Распределение коэффициента нефтенасыщенности для пласта D3fm(доманиковые) Троицкого месторождения

Плотность нефти (ρ) принята с учетом данных по месторождениям Оренбургской (Троицкое и Красногорское) и Самарской (Лещевское и Южно-Неприковское) областей, в которых выявлены нетрадиционные нефтяные залежи в доманиковых продуктивных отложениях. Минимальное значение величины плотности нефти принято равным 0,82, максимальное – 0,837, наиболее вероятное – 0,86, тип распределения – треугольное (рис. 5.4).

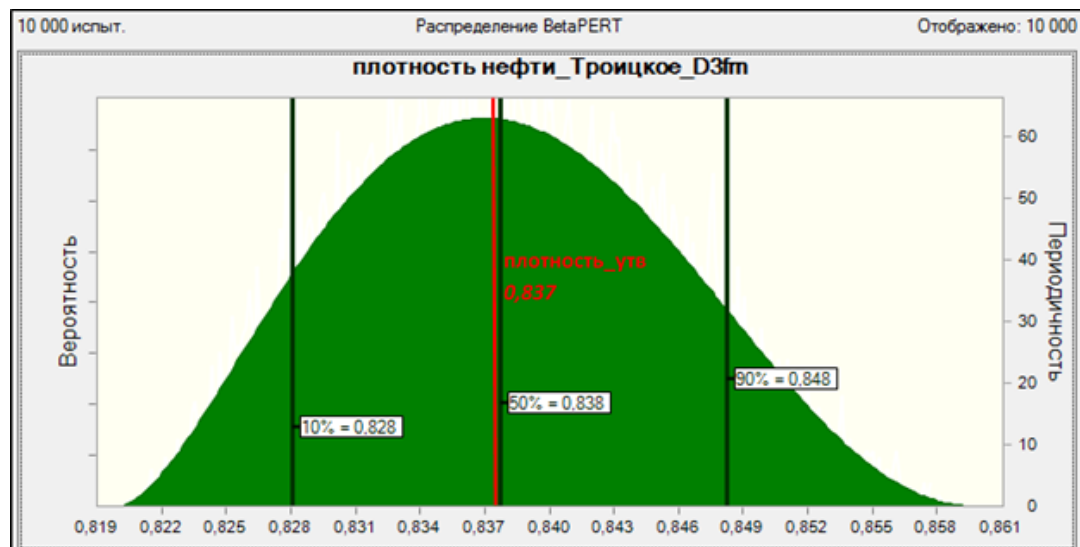


Рис. 5.4. Распределение плотности нефти для пласта D3fm(доманиковые) Троицкого месторождения

Пересчетный коэффициент (Θ) принят исходя из данных по месторождениям Оренбургской (Троицкое и Красногорское) и Самарской (Лещевское и Южно-

Неприковское) областей, в которых выявлены нетрадиционные нефтяные залежи в доманиковых продуктивных отложениях. Минимальное значение пересчетного коэффициента принято равным 0,70, максимальное – 0,73, наиболее вероятное – 0,714, тип распределения – треугольное (рис. 5.5).

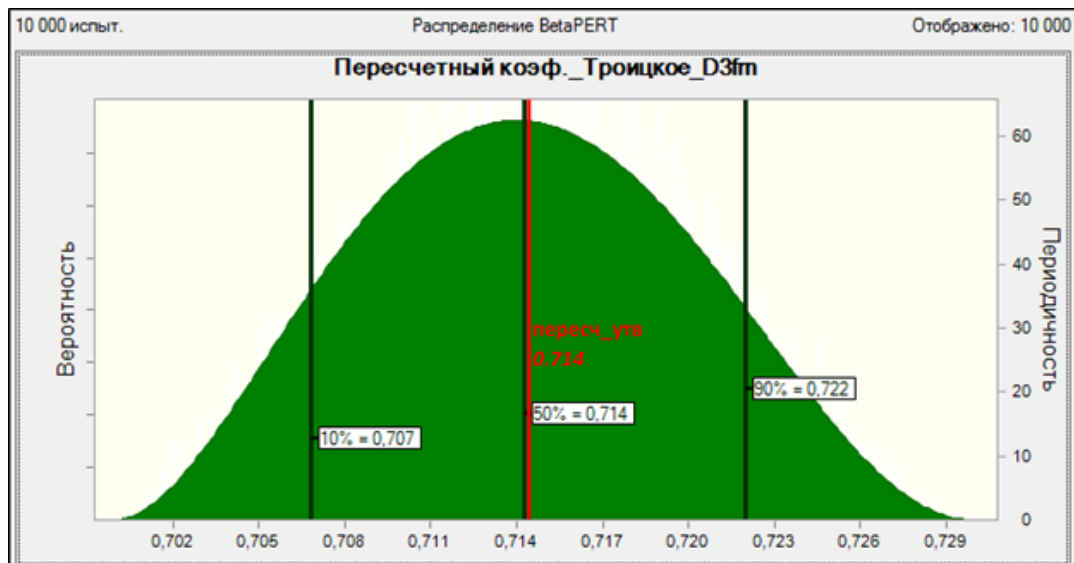


Рис. 5.5. Распределение пересчетного коэффициента для пласта D3fm(доманиковые) Троицкого месторождения

Значительная неопределенность при оценке извлекаемых запасов нефти с помощью объемного метода связана с отсутствием достоверной информации о величине КИН для нетрадиционных скоплений нефти в отложениях доманикового типа.

Оценка величины коэффициента извлечения нефти (КИН) непрерывных залежей в отложениях доманикового типа исследуемой территории по статистическому и по коэффициентному методам, а также по методу аналогии, невозможна в связи с отсутствием опыта разработки подобных залежей.

Статистика по нефтеносным пляжам США, аналогичных отложениям доманикового типа на исследуемой территории, показывает, что величина КИН в среднем составляет 8,2% (табл. 5.1).

Согласно «Временным методическим рекомендациям ...», для разведываемых залежей нефти в нетрадиционных коллекторах доманиковых продуктивных отложений «в случае отсутствия надежных аналогов и при условии применения множественного гидравлического разрыва пласта величину КИН рекомендуется принимать условно равной 3%» [11]. При проведении вероятностной оценки запасов диапазон изменения величины КИН принят от 0,03 до 0,08 (по аналогии с залежами в бассейнах Виллистон и Андарко (США)), наиболее вероятное значение принято равным 0,06 (рис. 5.6).

Величина КИН по нефтеносным плям США [10]

Бассейн	Формация, плей	Возраст	Геологические запасы, млн барр/миля ²	Извлекаемые запасы, млн барр/миля ²	КИН, %
Виллистон	Центральный Баккен	Нижний карбон-девон	12,25	1,03	8,4
	Периферийный Баккен	Нижний карбон-девон	9,60	0,736	7,7
	Три-Форкс	Девон	9,86	0,810	8,2
Андарко	Кана Вудфорд	Верхний девон	11,41	0,964	8,4
				<i>Среднее</i>	<i>8,2</i>

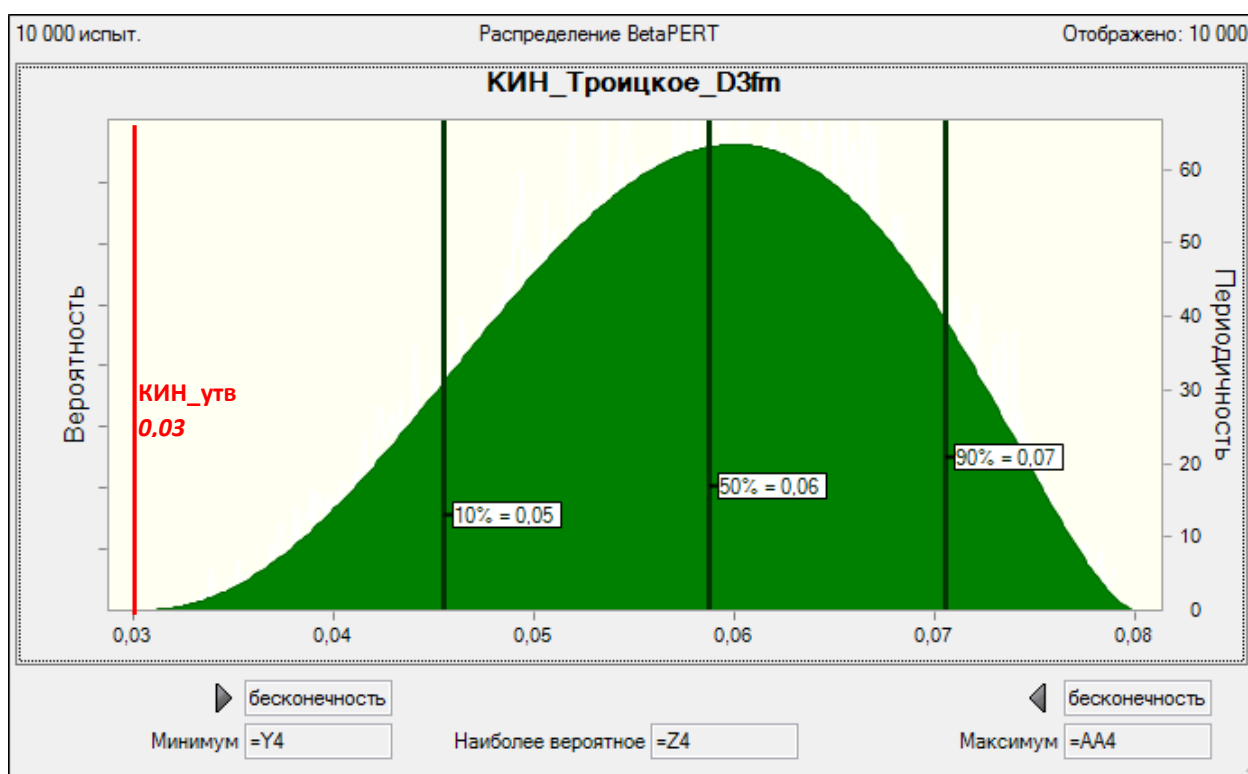


Рис. 5.6. Распределение величины КИН для пласта D3fm(доманиковые) Троицкого месторождения

Достоверная оценка КИН в отложениях доманикового типа на исследуемой территории возможна после получения фактической информации о работе продуктивных скважин и проведения широкого комплекса работ по доразведке, в частности включающего исследования, направленные на определение геолого-физических и фильтрационно-емкостных характеристик продуктивного пласта и на определение оптимальной технологии интенсификации притока (дизайн МГРП).

Результаты вероятностной оценки запасов нефти Троицкого месторождения (D3fm+ D3f)

Результаты вероятностной оценки геологических и извлекаемых запасов нетрадиционных нефтяных залежей в отложениях доманикового типа в пределах Троицкого месторождения совместно для пластов D3fm+ D3f (доманиковые) приведены на рис. 5.7 и 5.8.

Плотности геологических и извлекаемых запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях (D3fm+D3f (доманиковые)) в пределах Троицкого месторождения представлены в таблицах 5.2 и 5.3.

На всех нижеприведенных графиках вероятностного распределения геологических и извлекаемых запасов нефти, красным цветом показаны утвержденные в ГКЗ величины геологических и извлекаемых запасов нефти нетрадиционных залежей пластов D3fm+ D3f (доманиковые) на Троицком месторождении.

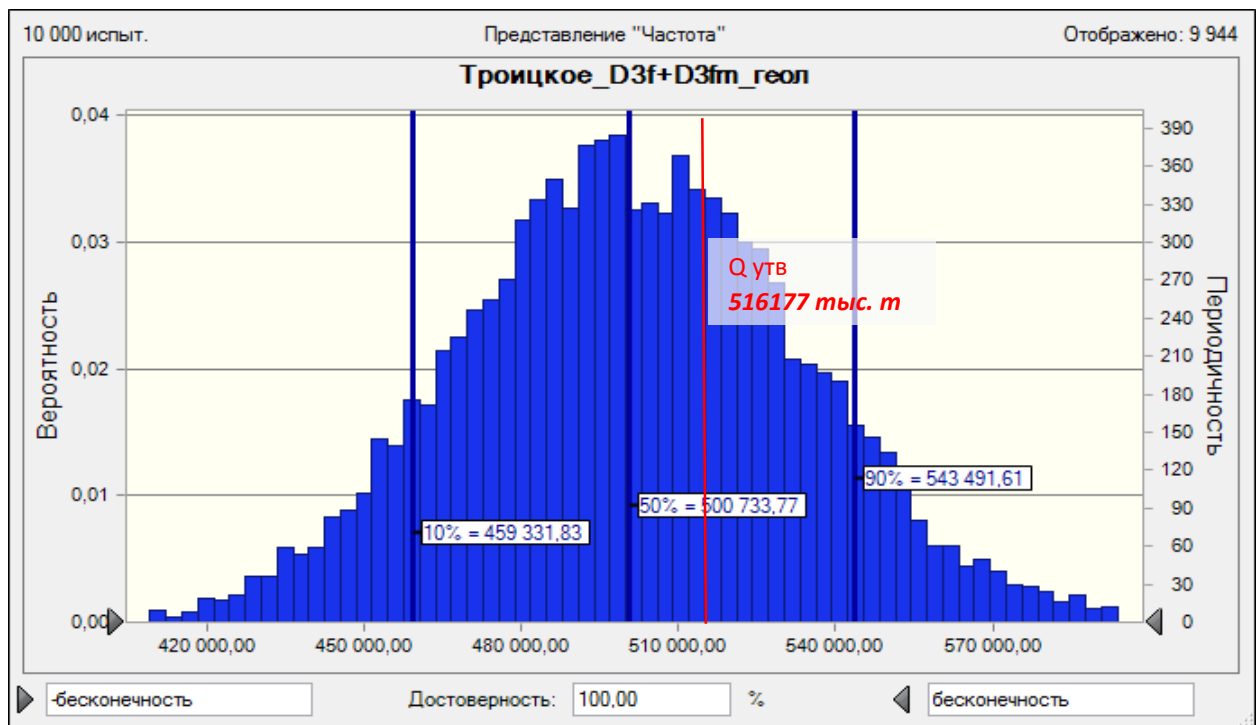


Рис. 5.7. Вероятностное распределение геологических запасов нефти для пластов D3fm+ D3f (доманиковые) Троицкого месторождения

Таблица 5.2

Плотность геологических запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях (D3fm+ D3f (доманиковые)) в пределах Троицкого месторождения

Месторождение, пласт	S, тыс. м ²	Плотность геологических запасов, тыс. т/км ²		
		P10	P50	P90
Троицкое, D3fm+ D3f	355 437	1292,0	1411,3	1531,5

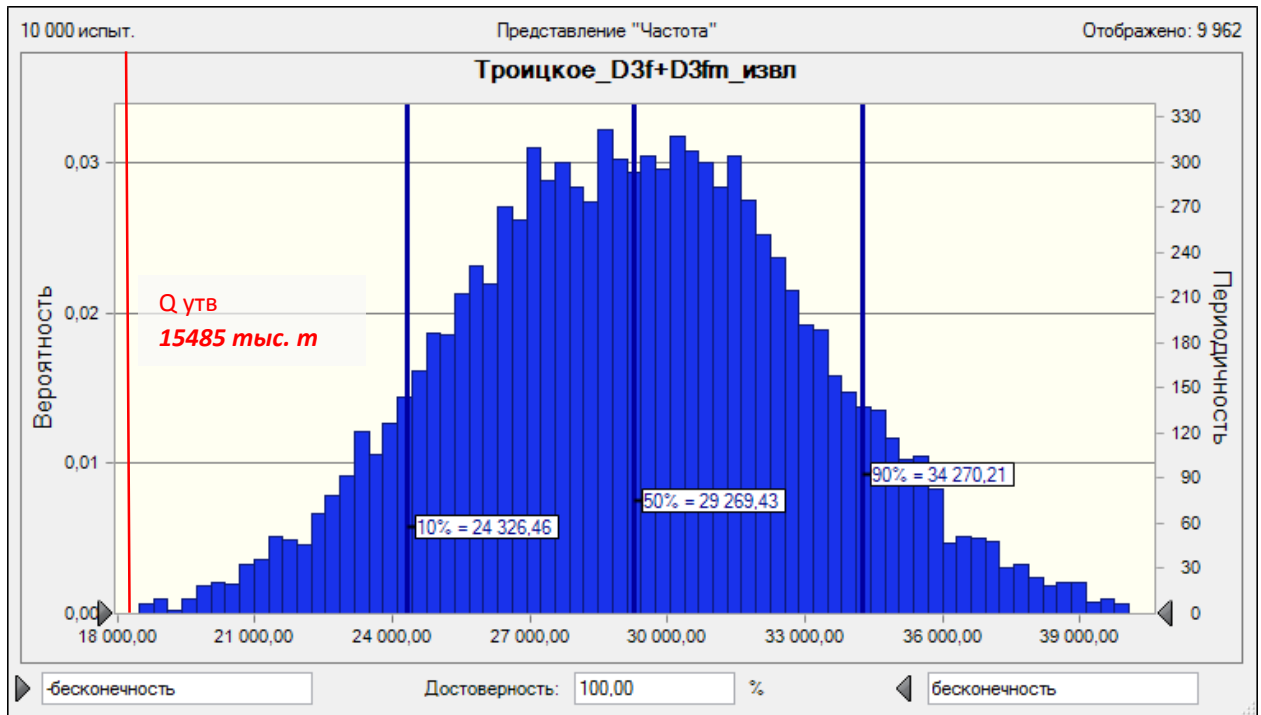


Рис. 5.8. Вероятностное распределение извлекаемых запасов нефти для пластов D3fm+D3f (доманиковые) Троицкого месторождения

Таблица 5.3

Плотность извлекаемых запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях (D3fm+D3f (доманиковые)) в пределах Троицкого месторождения

Месторождение, пласт	S, тыс. м ²	Плотность извлекаемых запасов, тыс. т/км ²		
		P10	P50	P90
Троицкое, D3fm+ D3f	355 437	68,5	82,4	96,8

Вероятностная оценка запасов нефти Красногорского месторождения (D3fm+D3f)

Результаты вероятностной оценки геологических и извлекаемых запасов нетрадиционных нефтяных залежей в отложениях доманикового типа в пределах Красногорского месторождения совместно для пластов D3fm+D3f (доманиковые) приведены на рис. 5.9 и 5.10.

Плотности геологических и извлекаемых запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях (D3fm + D3f (доманиковые)) в пределах Красногорского месторождения представлены в таблицах 5.4 и 5.5.

На всех нижеприведенных графиках вероятностного распределения геологических и извлекаемых запасов нефти, красным цветом показаны утвержденные в ГКЗ величины геологических и извлекаемых запасов нефти для пластов D3fm+D3f (доманиковые) Красногорского месторождения.

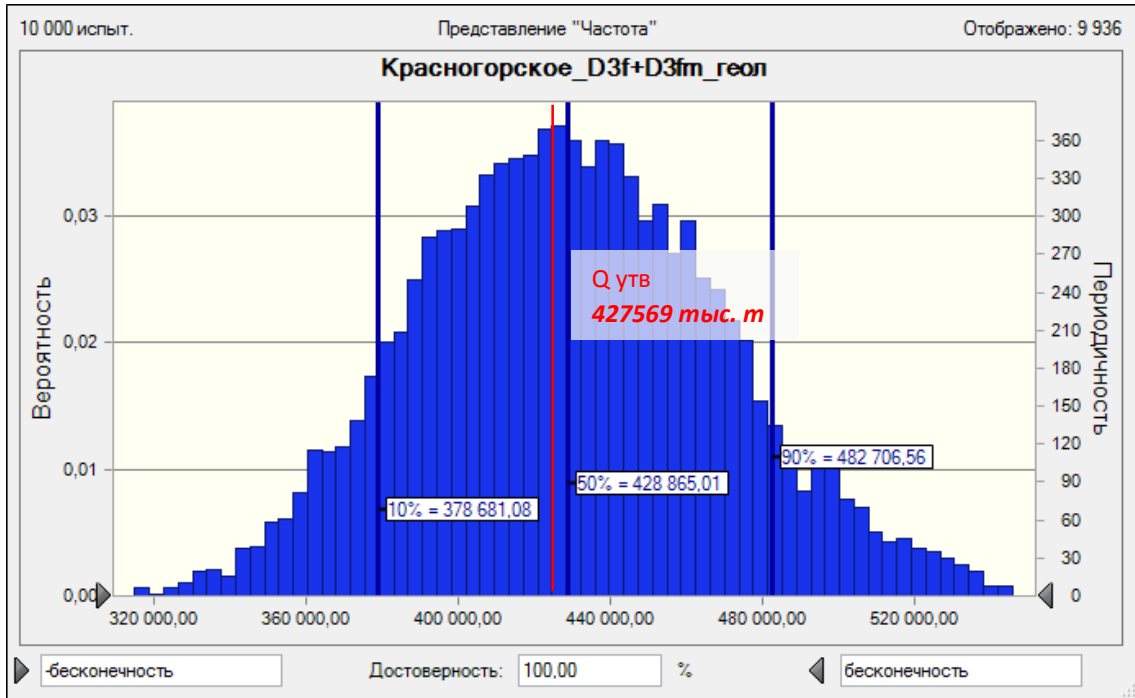


Рис. 5.9. Вероятностное распределение геологических запасов нефти для пластов D3fm+ D3f (доманиковые) Красногорского месторождения

Таблица 5.4

Плотность геологических запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях (D3fm+ D3f (доманиковые)) в пределах Красногорского месторождения

Месторождение, пласт	S, тыс. м ²	Плотность геологических запасов, тыс. т/км ²		
		P10	P50	P90
Красногорское, D3fm+ D3f	411 814	1064,1	1205,5	1363,6

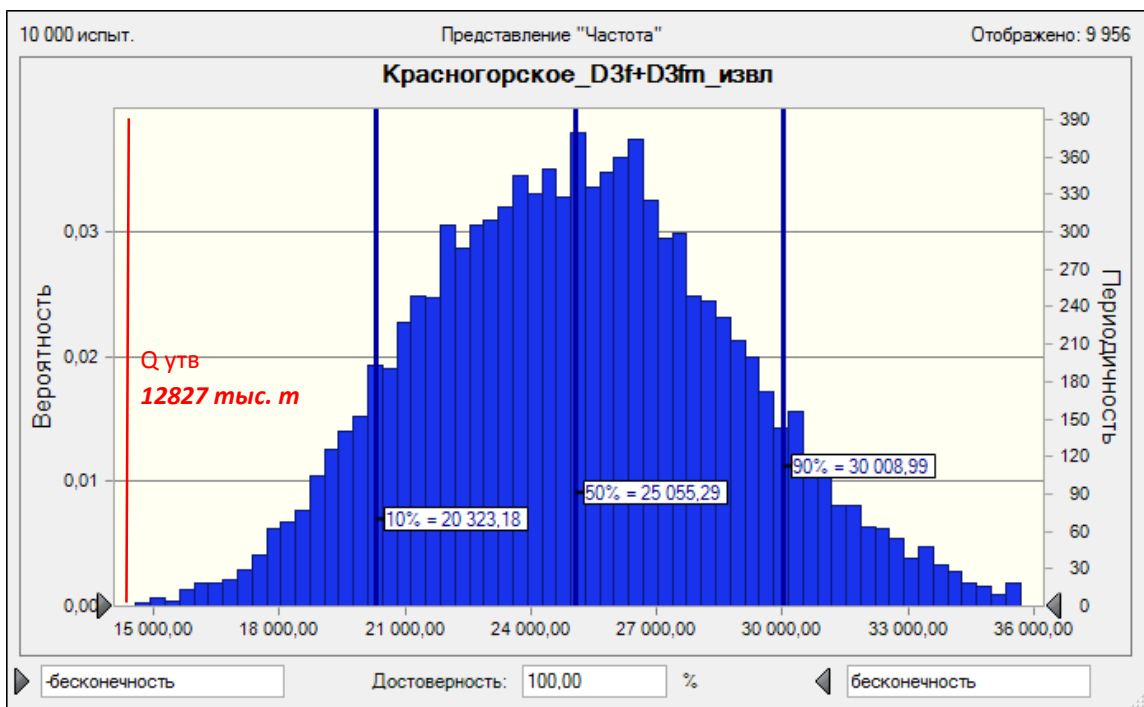


Рис. 5.10. Вероятностное распределение извлекаемых запасов нефти для пластов D3fm+ D3f (доманиковые) Красногорского месторождения

Плотность извлекаемых запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях (D3fm+D3f (доманиковые)) в пределах Красногорского месторождения

Месторождение, пласт	S, тыс. м ²	Плотность извлекаемых запасов, тыс. т/км ²		
		P10	P50	P90
Красногорское, D3fm+ D3f	411 814	57,3	70,5	84,9

Из приведенных на рис. 5.7 и 5.9 графиков видно, что детерминистическая оценка геологических запасов практически сопоставима с наиболее вероятным значением (P50) при вероятностной оценке, а величина извлекаемых запасов при детерминистической оценке меньше даже минимального значения (P90) при вероятностной оценке (рис. 5.8 и 5.10). Это объясняется тем, что при рассмотрении запасов этих месторождений в ГКЗ Роснедра, в соответствии с «Временными методическими рекомендациями по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях, 2017 г.» [11], принималось минимальное значение КИН равное 0,03. При вероятностной оценке извлекаемых запасов диапазон изменения значений КИН, с учетом данных по нефтеносным сланцевым пляжам США, задавался как треугольное распределение в интервале от 0,03 до 0,08 [41].

Сопоставление проведенной вероятностной оценки запасов нефти по пластам D3fm+D3f Троицкого и Красногорского месторождений с детерминистической оценкой запасов УВ по данным месторождениям, выполненной в ФГБУ «ВНИГНИ», приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6

Сопоставление детерминистической и вероятностной оценок запасов нефти на Красногорском и Троицком месторождениях

Месторождение	Запасы	Детерминистическая оценка (ГКЗ 2019 г.), млн. т	Вероятностная оценка, млн. т.		
			P90	P50	P10
Троицкое D3fm+ D3f (доманиковые)	геол.	516,2	459,3	500,7	543,5
	извл.	15,5	24,3	29,3	34,3
Красногорское D3fm+ D3f (доманиковые)	геол.	427,6	378,3	428,9	482,7
	извл.	12,8	20,3	25,1	30,0

Вероятностная оценка запасов, проведенная для нетрадиционных залежей УВ в высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных отложениях доманикового типа Троицкого и Красногорского месторождений, показывает интервал изменения прогнозных запасов, открытие которых возможно при проведении геологоразведочных работ. Соответственно, подтверждаются перспективы дальнейшего изучения отложений доманикового типа на территории Муханово-Ероховского прогиба.

5.2. Оценка ресурсного потенциала Муханово-Ероховского прогиба вероятностным методом и методом трехмерного бассейнового моделирования

Вероятностная оценка ресурсного потенциала Муханово-Ероховского прогиба

Оценка ресурсного потенциала нетрадиционных скоплений нефти в доманиковых продуктивных отложениях Муханово-Ероховского прогиба проведена для франского (D3f) и фаменского (D3fm) протяженных резервуаров.

Вероятностная оценка ресурсов проведена по зонам: в пределах осевой и внутренней бортовой зон, в пределах внешней бортовой зоны и в целом для Муханово-Ероховского прогиба. Значение площадей (S) для каждой из расчетных зон принималось как постоянная величина (рис. 5.17).

Разделение Муханово-Ероховского прогиба на зоны при вероятностной оценке ресурсов было обосновано тем, что скважины, в которых получены притоки УВ после МГРП из отложений доманикового типа, а также проведен расширенный комплекс ГИС и, соответственно, достоверно выделены нефтенасыщенные толщины в интервале распространения отложений доманикового типа (пласты D3fm+D3f), расположены в пределах осевой и внутренней бортовой зоны Муханово-Ероховского прогиба (рис. 5.17). Таким образом, нефтенасыщенные толщины (h_n) и интервал их изменения для осевой и внутренней бортовой зон Муханово-Ероховского прогиба определялись с учетом значений h_n по пробуренным скважинам, которые использовались как базовые при детерминистической оценке запасов Троицкого, Красногорского, Лещевского и Южно-Неприковского месторождений (для пластов D3fm+ D3f). Диапазон изменения h_n принят от 50 до 100 м., наиболее вероятное значение – 75 м.

Нефтенасыщенные толщины (h_n) для внешней бортовой зоны Муханово-Ероховского прогиба, в связи с отсутствием пробуренных скважин с расширенным комплексом ГИС и получением в них притоков после МГРП, приняты условно по данным карт нефтенасыщенных толщин Красногорского месторождения (для пластов D3fm+ D3f), на котором выявлены нетрадиционные скопления нефти в доманиковых продуктивных отложениях. Для внешней бортовой зоны Муханово-Ероховского прогиба минимальное значение h_n принято равным 35 м, максимальное – 58 м, наиболее вероятное – 43 м.

Диапазон изменения остальных подсчетных параметров (коэффициент пористости, коэффициент нефтенасыщенности, плотность нефти, пересчетный коэффициент и КИН) приняты по аналогии с залежами пластов франского (D3f) и фаменского (D3fm) возраста на Троицком и Красногорском месторождениях, распределения которых приведены в разделе 5.1 на рис. 5.2-5.5.

Результаты вероятностной оценки геологических и извлекаемых ресурсов нетрадиционных залежей нефти в доманиковых отложениях в пределах осевой и внутренней бортовой зон Муханово-Ероховского прогиба совместно для пластов D3fm+ D3f (доманиковые) приведены на рис. 5.11 и 5.12.

Плотности геологических и извлекаемых ресурсов нефти в отложениях доманикового типа (D3fm+ D3f (доманиковые)) в пределах осевой и внутренней бортовой зон Муханово-Ероховского прогиба представлены в таблицах 5.7 и 5.8.

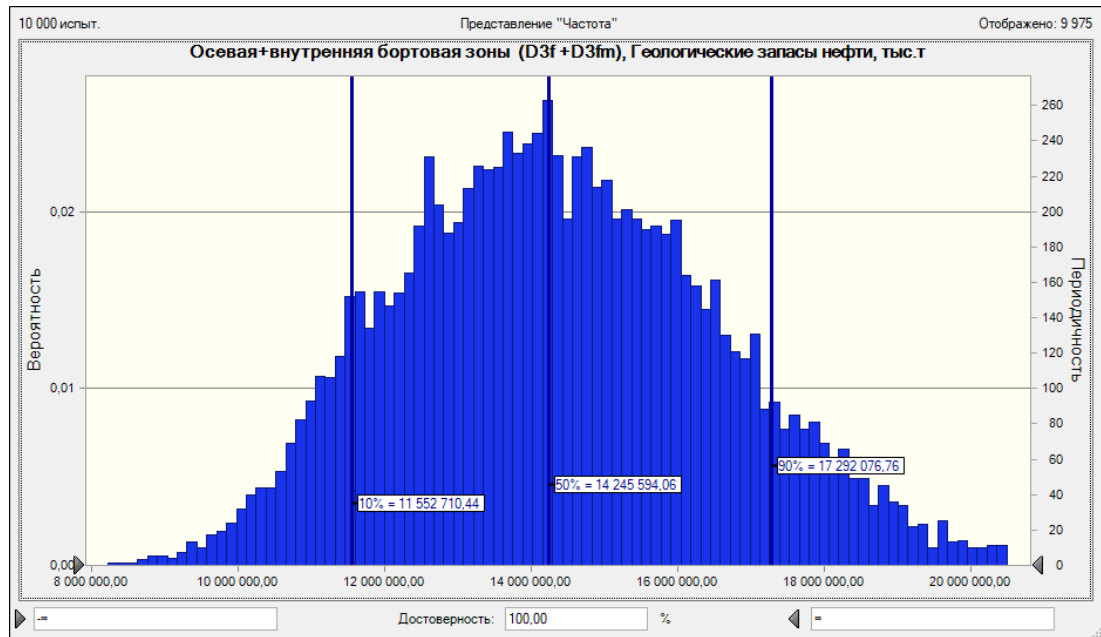


Рис. 5.11. Вероятностное распределение геологических ресурсов нефти франского и фаменского продуктивных резервуаров (D3fm+ D3f (доманиковые)) в пределах осевой и внутренней бортовой зон Муханово-Ероховского прогиба

Таблица 5.7

Плотность геологических ресурсов нефти в отложениях доманикового типа (D3fm+ D3f (доманиковые)) в пределах осевой и внутренней бортовой зон Муханово-Ероховского прогиба

Перспективная зона, пласт	S, тыс. м ²	Плотность геологических ресурсов, тыс. т/км ²		
		P90	P50	P10
Осевая и внутренняя бортовая зона Муханово-Ероховского прогиба, D3fm+ D3f	7 304 358	1572,3	1950,7	2368,0

Таблица 5.8

Плотность извлекаемых ресурсов нефти в отложениях доманикового типа (D3fm+ D3f (доманиковые)) в пределах осевой и внутренней бортовой зон Муханово-Ероховского прогиба

Перспективная зона, пласт	S, тыс. м ²	Плотность извлекаемых ресурсов, тыс. т/км ²		
		P90	P50	P10
Осевая и внутренняя бортовая зона Муханово-Ероховского прогиба, D3fm+ D3f	7 304 358	82,4	112,8	148,7

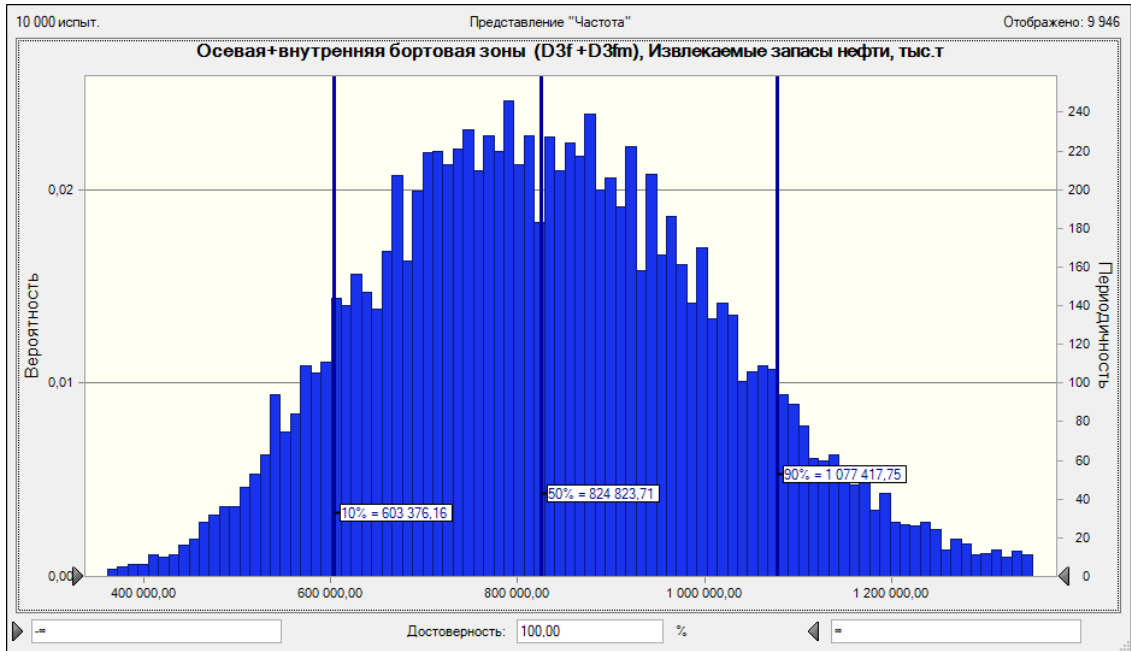


Рис. 5.12. Вероятностное распределение извлекаемых ресурсов нефти франского и фаменского продуктивных резервуаров ($D_{3f} + D_{3fm}$ (доманиковые)) в пределах осевой и внутренней бортовой зон Муханово-Ероховского прогиба

Результаты вероятностной оценки геологических и извлекаемых ресурсов нетрадиционных залежей нефти в доманиковых отложениях в пределах внешней бортовой зоны Муханово-Ероховского прогиба совместно для пластов $D_{3f} + D_{3fm}$ (доманиковые) приведены на рис. 5.13 и 5.14.

Плотности геологических и извлекаемых ресурсов нефти в отложениях доманикового типа ($D_{3f} + D_{3fm}$ (доманиковые)) в пределах внешней бортовой зоны Муханово-Ероховского прогиба представлены в таблицах 5.9 и 5.10.

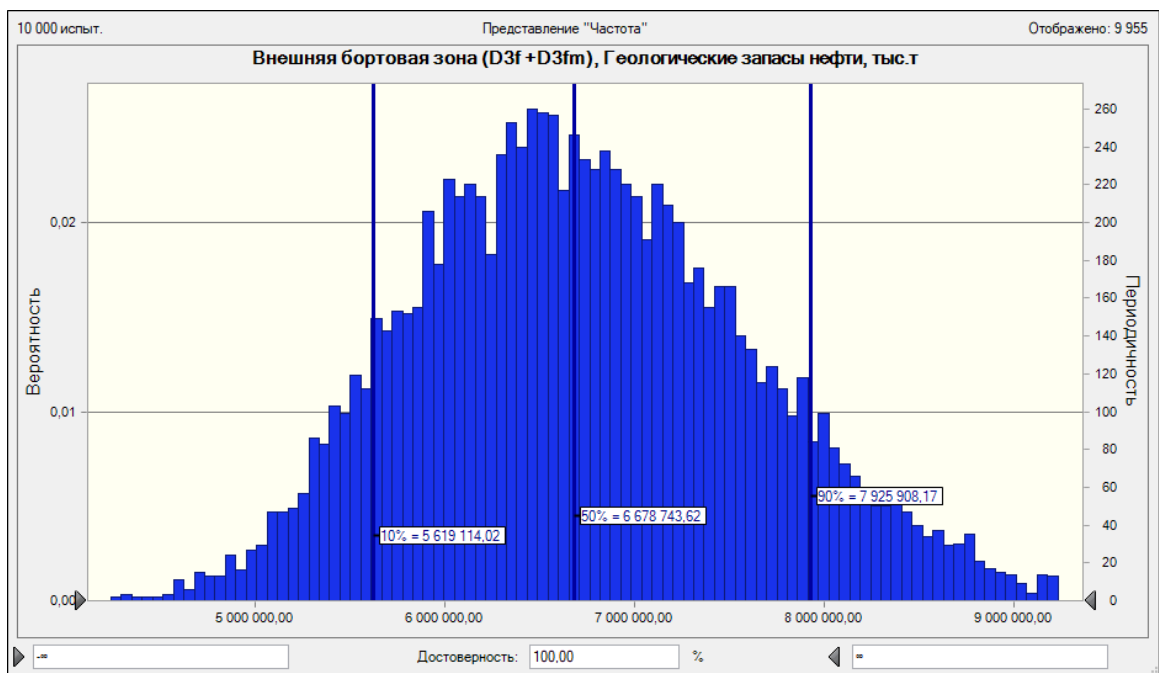


Рис. 5.13. Вероятностное распределение геологических ресурсов нефти франского и фаменского продуктивных резервуаров ($D_{3f} + D_{3fm}$ (доманиковые)) в пределах внешней бортовой зоны Муханово-Ероховского прогиба

Плотность геологических ресурсов нефти в отложениях доманикового типа (D3fm+ D3f (доманиковые)) в пределах внешней бортовой зоны Муханово-Ероховского прогиба

Перспективная зона, пласт	S, тыс. м ²	Плотность геологических ресурсов, тыс. т/км ²		
		P90	P50	P10
Внешняя бортовая зона Муханово-Ероховского прогиба, D3fm+ D3f	5 822 392	968,1	1145,9	1355,3

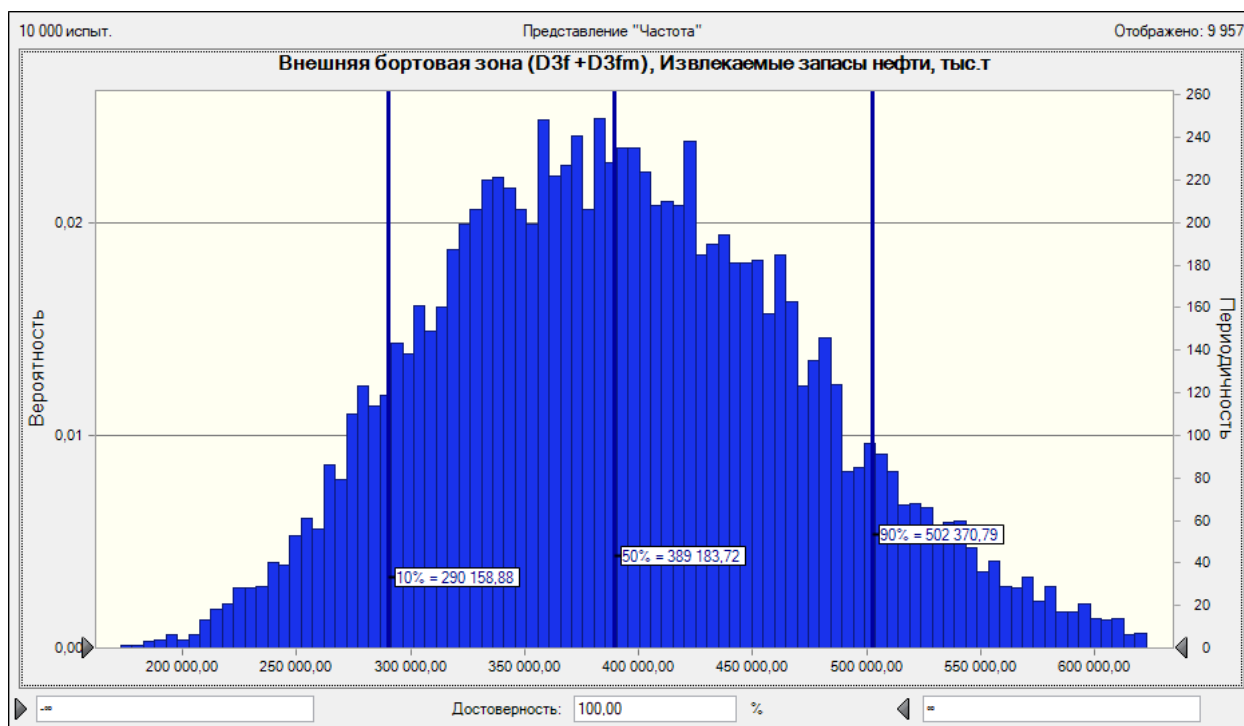


Рис. 5.14. Вероятностное распределение извлекаемых ресурсов нефти франского и фаменского продуктивных резервуаров (D3fm+ D3f (доманиковые)) в пределах внешней бортовой зоны Муханово-Ероховского прогиба

Таблица 5.10

Плотность извлекаемых ресурсов нефти в отложениях доманикового типа (D3fm+ D3f (доманиковые)) в пределах внешней бортовой зоны Муханово-Ероховского прогиба

Перспективная зона, пласт	S, тыс. м ²	Плотность извлекаемых ресурсов, тыс. т/км ²		
		P90	P50	P10
Внешняя бортовая зона Муханово-Ероховского прогиба, D3fm+ D3f	5 822 392	49,8	66,7	85,8

Результаты вероятностной оценки геологических и извлекаемых ресурсов нетрадиционных скоплений нефти в доманиковых продуктивных отложениях в целом для Муханово-Ероховского прогиба совместно для пластов D3fm+D3f (доманиковые) приведены на рис. 5.15 и 5.16.

Из приведенных данных видно, что максимальный потенциал УВ франко-фаменского резервуара в отложениях доманикового типа в целом для Муханово-Ероховского прогиба составляет 24,2/1,5 млрд. т (геол/извл). Наиболее вероятная величина ресурсного потенциала отложений доманикового типа Муханово-Ероховского прогиба составляет 21,0/1,2 млрд. т (геол/извл), минимальная оценка ресурсов – 18,1/1,0 млрд. т (геол/извл).

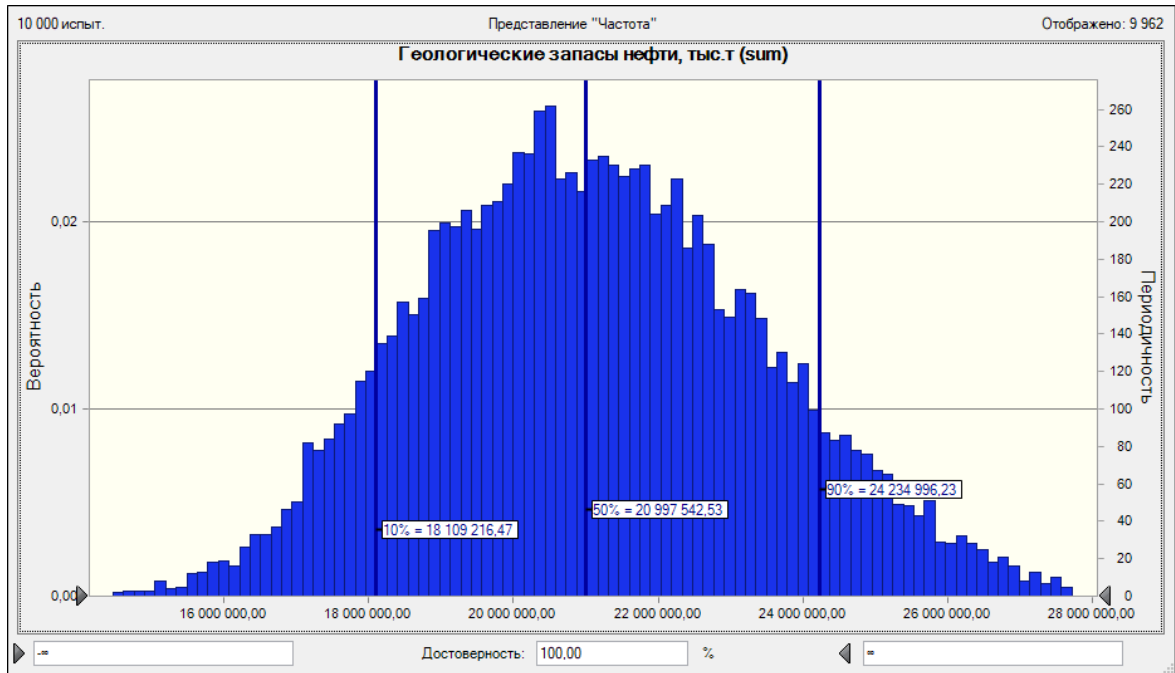


Рис. 5.15. Вероятностное распределение суммарных геологических ресурсов нефти франского и фаменского продуктивных резервуаров ($D_{3fm} + D_{3f}$ (доманиковые)) в пределах Муханово-Ероховского прогиба

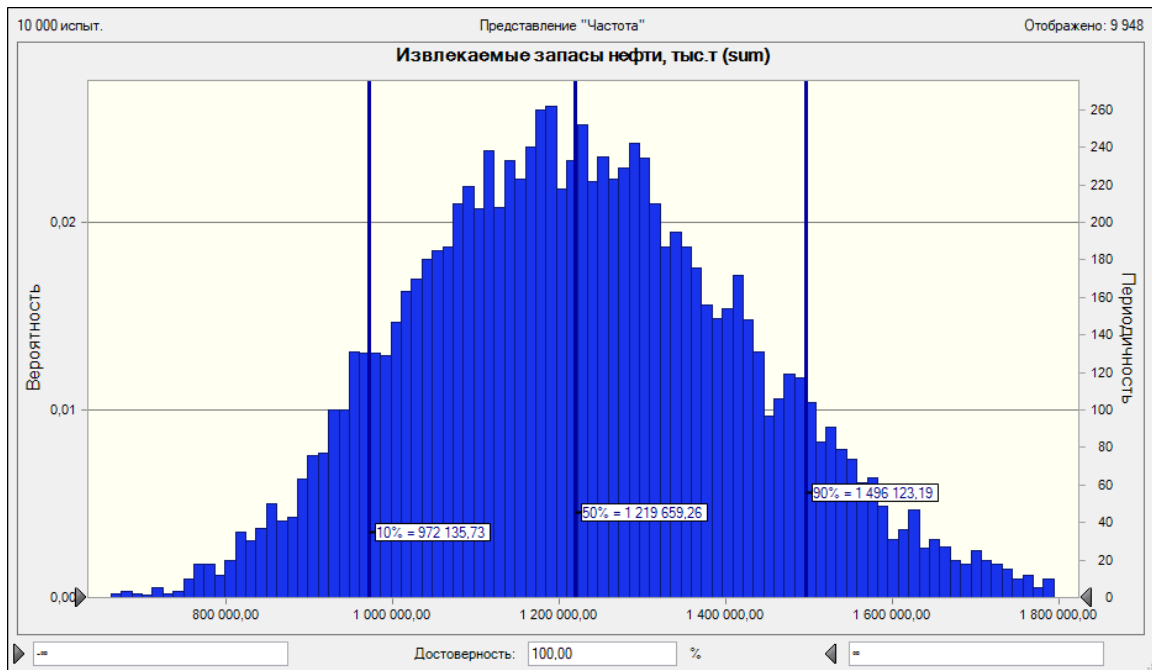


Рис. 5.16. Вероятностное распределение суммарных извлекаемых ресурсов нефти франского и фаменского продуктивных резервуаров ($D_{3fm} + D_{3f}$ (доманиковые)) в пределах Муханово-Ероховского прогиба

Наибольшими перспективами в пределах территории исследования обладает зона осевой и внутренней бортовой части Муханово-Ероховского прогиба (рис. 5.17). Ресурсы нетрадиционных залежей УВ в отложениях доманикового типа в пределах этой зоны изменяются от 11,6/0,6 млрд. т (геол/извл) до 17,3/1,1 млрд. т (геол/извл). Наиболее вероятные ресурсы составляют 14,2/0,8 млрд. т (геол/извл).

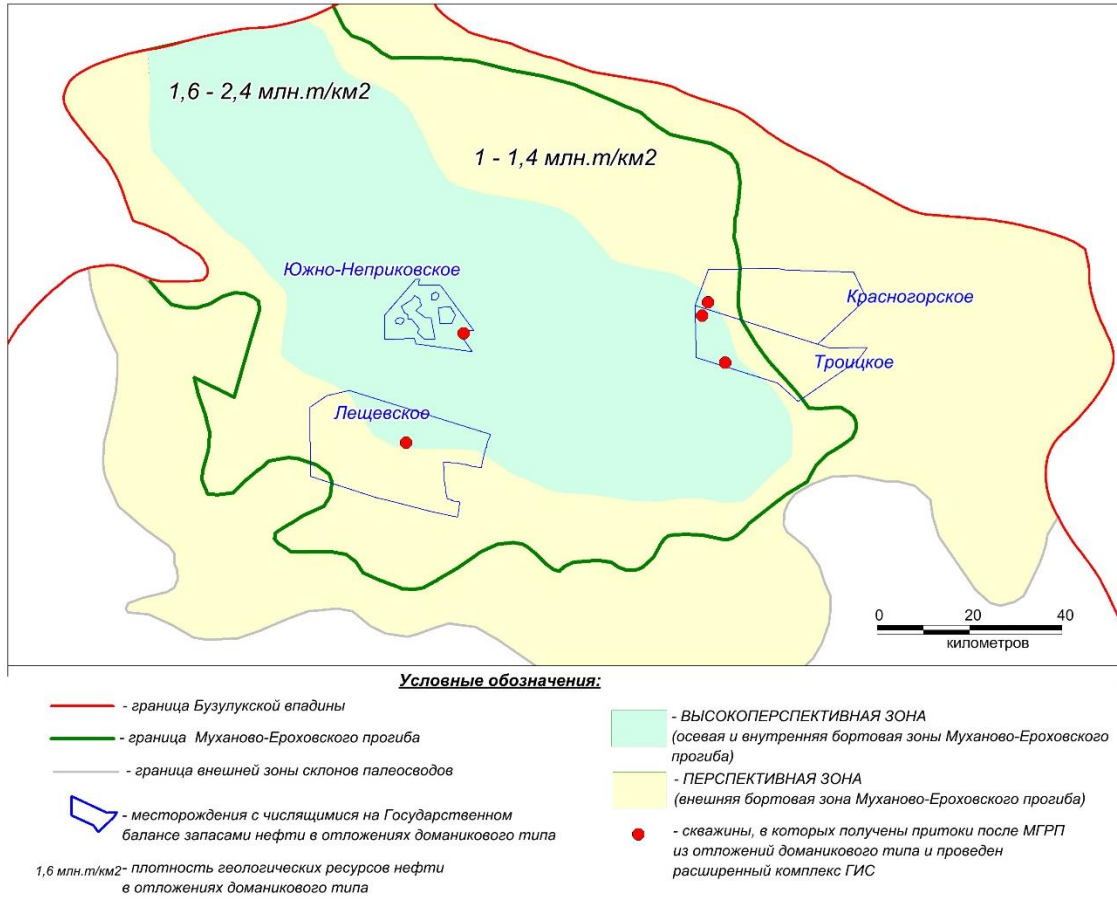


Рис. 5.17. Схема перспектив для освоения отложений доманикового типа в пределах Муханово-Ероховского прогиба (Соболева Е.Н.)

Результаты, полученные методом вероятностной оценки, доказывают перспективность территории Муханово-Ероховского прогиба, что позволяет рекомендовать проведение поисково-разведочных работ по изучению нетрадиционных залежей нефти в отложениях доманиковой формации.

Оценка ресурсного потенциала нетрадиционных залежей нефти в отложениях доманикового типа методом бассейнового моделирования

Методика бассейнового моделирования заключается в объединении в общую систему процессов осадконакопления, образования в отложениях углеводородов и их миграции и аккумуляции в различных структурах. Метод бассейнового моделирования позволяет выбирать для детальных исследований перспективные площади, где возможно прогнозировать наличие залежей углеводородов на основе уже накопленных данных и, таким образом, тщательно планировать поисковые и разведочные работы.

В 2016 г. во ВНИГНИ было выполнено трехмерное бассейновое моделирование Бузулукской впадины с использованием алгоритма, учитывающего образование дополнительного пустотного пространства при геотермической деструкции керогена (органическая пористость) с целью оценки ресурсного потенциала отложений доманикового типа [89].

В рамках данной диссертационной работы проведена оценка ресурсов нефти нетрадиционных скоплений в отложениях доманиковой формации в пределах Муханово-Ероховского прогиба с помощью метода бассейнового моделирования 3D в программном пакете TemisFlow 2015. В результате моделирования была проведена оценка генерационного и ресурсного потенциала отложений доманикового типа Муханово-Ероховского прогиба. Карты плотностей аккумуляции нефти приведены на рис. 5.18-5.19.

В результате выполненного бассейнового моделирования для территории исследований очевидно преобладание жидких продуктов генерации. Общие масштабы генерации жидких УВ во всех горизонтах существенно превышают масштабы генерации газообразных УВ.

В соответствии с результатами бассейнового моделирования, ресурсный потенциал нетрадиционных скоплений нефти в отложениях доманикового типа в пределах Муханово-Ероховского прогиба составил 29052 млн.т. Оценка масштабов генерации, миграции, аккумуляции жидких углеводородов, а также рассчитанные плотности генерации и аккумуляции для территории исследования, в результате проведенного трехмерного бассейнового моделирования, приведены в таблице 5.11.

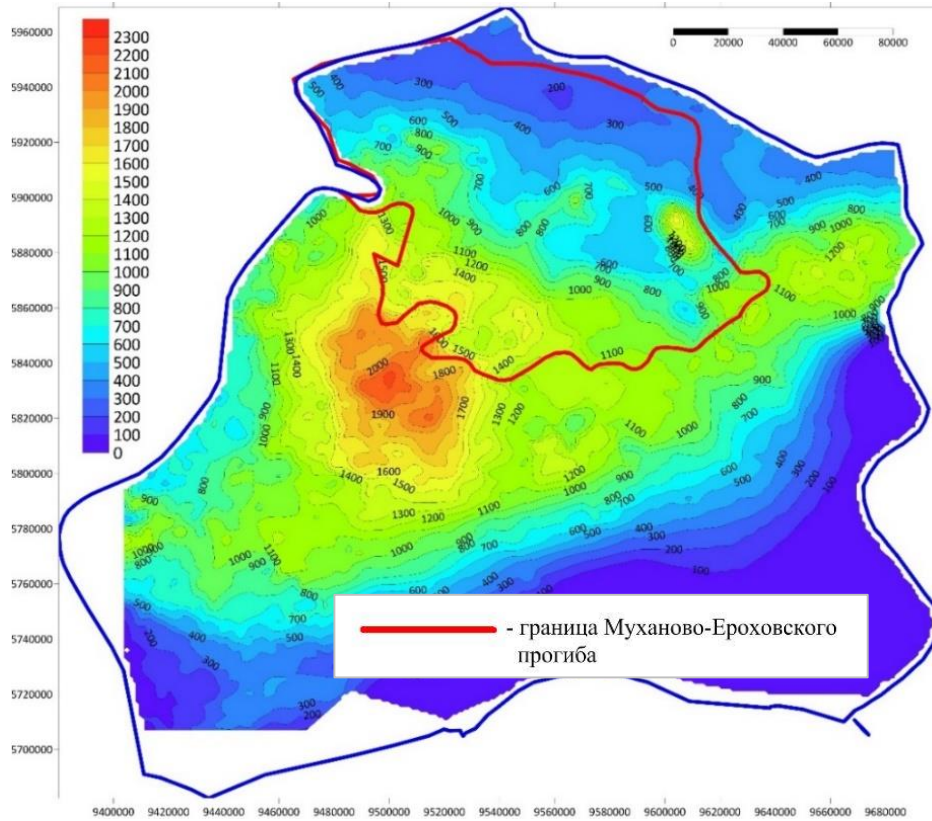


Рис. 5.18. Карта плотностей аккумуляции нефти (тыс.т/км²) в отложениях доманикового типа франского резервуара D3f в пределах Муханово-Ероховского прогиба

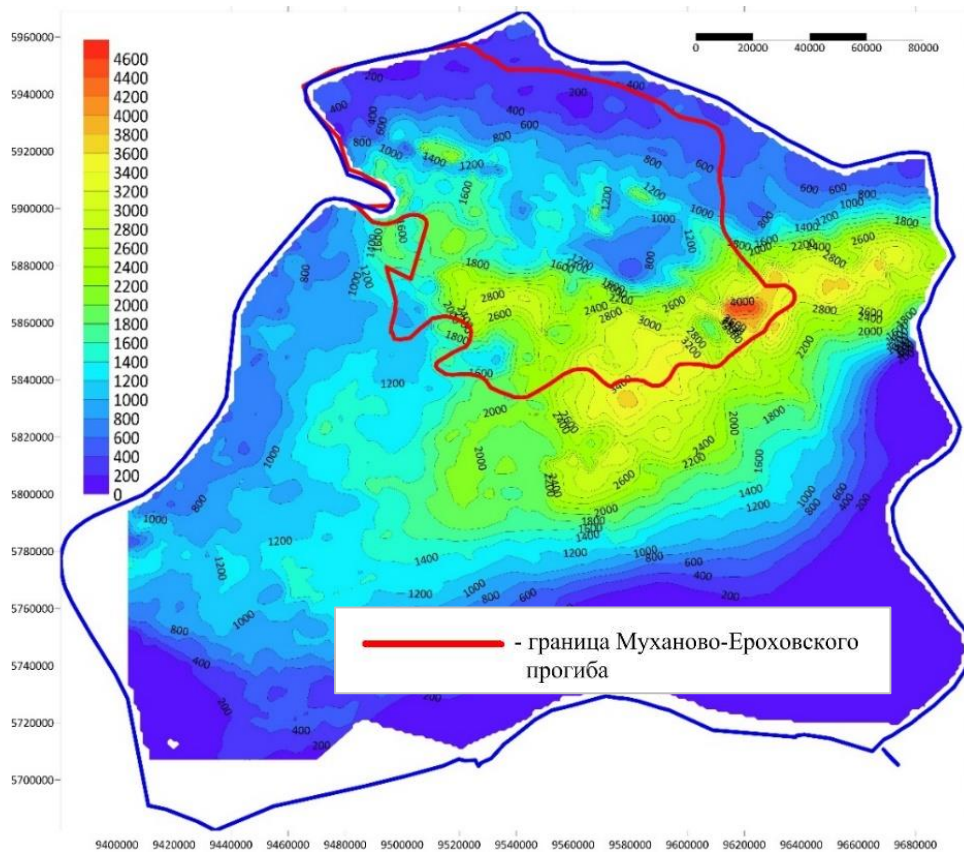


Рис. 5.19. Карта плотностей аккумуляции нефти (тыс.т/км²) в отложениях доманикового типа фаменского резервуара D3fm в пределах Муханово-Ероховского прогиба

Ресурсный потенциал нетрадиционных скоплений УВ в отложениях доманикового типа в пределах Муханово-Ероховского прогиба по результатам трехмерного бассейнового моделирования

	<i>Генерация жидких УВ, млн.т</i>	<i>Плотность генерации жидких УВ, тыс.т/км²</i>	<i>Миграция жидких УВ, млн.т</i>	<i>Аккумуляция жидких УВ, млн.т</i>	<i>Плотность аккумуляции жидких УВ, тыс.т/км²</i>	<i>Площадь, км²</i>
Муханово-Ероховский прогиб D3fm+ D3f (доманиковые)	37683	2871	8631	29052	2213	13127

Таблица 5.12

Сопоставление геологических ресурсов УВ нетрадиционных скоплений нефти в отложениях доманикового типа Муханово-Ероховского прогиба, оцененных различными методами

	<i>S, км²</i>	<i>Вероятностная оценка, млн.т</i>			<i>Результаты расчета в TemisFlow, млн.т</i>
		<i>P10</i>	<i>P50</i>	<i>P90</i>	
Муханово-Ероховский прогиб D3fm+ D3f (доманиковые)	13127	18109	20998	24235	29052

Сопоставления оценок геологических ресурсов УВ нетрадиционных скоплений нефти в доманиковых продуктивных отложениях Муханово-Ероховского прогиба, полученных двумя независимыми методами (табл. 5.12), позволяет сделать выводы, что проведенные оценки сопоставимы между собой. Расхождение результатов оценки «доказанных ресурсов P90», рассчитанных с помощью вероятностной оценки, с оценкой ресурсного потенциала отложений доманикового типа Муханово-Ероховского прогиба с помощью трехмерного бассейнового моделирования, составило 17%. Разницу в оценке ресурсного потенциала двумя независимыми методами, с учетом неопределенности исходных данных, можно считать не значимой.

Оценка ресурсного потенциала Муханово-Ероховского прогиба методом трехмерного бассейнового моделирования показала, что объем нефти, мигрировавшей из доманиковых отложений, составил 8631 млн.т.

По данным количественной оценки ресурсов УВ по состоянию на 01.01.2017 г величина начальных суммарных ресурсов (НСР) традиционных залежей нефти для Северо-Бузулукского НГР составляет 5030 млн.т, в т.ч. для верхнедевонско-турнейского НГК – 3232 млн.т.

Исходя из этого можно сделать вывод о высоком потенциале открытия традиционных залежей нефти в пределах Муханово-Ероховского прогиба, поскольку величина миграции жидких УВ, значительно превышает величину НСР традиционных залежей нефти Северо-Бузулукского НГР.

Глава 6. Особенности проведения геологоразведочных работ при изучении и освоении нетрадиционных залежей нефти в отложениях доманикового типа Муханово-Ероховского прогиба

Установленные особенности геологического строения нетрадиционных скоплений нефти в отложениях доманиковой формации Муханово-Ероховского прогиба, показывающие их принципиальные отличия от традиционных залежей нефти, требуют изменения и совершенствования методов проведения геологоразведочных работ.

Принимая во внимания особенности строения доманиковых продуктивных отложений и возрастающую сложность проведения геологоразведочных работ, а также несомненную актуальность вопросов стадийности, в настоящее время возрастает необходимость детально рассмотреть вопрос оптимизации последовательности проведения геологоразведочных работ на нетрадиционные скопления УВ в пределах Муханово-Ероховского прогиба.

Последовательное проведение геологоразведочных работ впервые было предложено Крейтером В.М. в 1935 г. Впоследствии схема геологоразведочных работ, рекомендованная Крейтером В.М., уточнялась, конкретизировалась и явилась основанием для разработки схем стадийности поисково-разведочных работ.

Применительно к традиционным резервуарам углеводородов принята стадийность и последовательность проведения геологоразведочного процесса, которая регламентируется «Временными положениями об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ, 2001» [14].

Региональный этап включает «две стадии: прогноз нефтегазоносности (объект изучения - осадочные бассейны и их части) и оценка зон нефтегазонакопления (объект изучения - нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления)» [14].

Поисково-оценочный этап подразделяется на «три стадии: выявление объектов поискового бурения в районах с установленной или возможной нефтегазоносностью, подготовка объектов к поисковому бурению на выявленных ловушках, поиск и оценка месторождений (залежей) на подготовленных ловушках, открытых месторождениях (залежах)» [14].

Разведочный этап включает «стадию разведки и пробной эксплуатации промышленных месторождений (залежей)» [14].

В последние годы, в связи с целенаправленным изучением отложений доманикового типа как нетрадиционных источников УВ, вопросы стадийности геологоразведочных работ привлекают все большее внимание в аспекте не только совершенствования отдельных элементов действующей схемы стадийности, но и изучения методических основ

построения всей схемы в целом применительно к нетрадиционным скоплениям нефти.

Основная задача геологоразведочных работ при изучении нетрадиционных скоплений нефти в доманиковых продуктивных отложениях на территории Муханово-Ероховского прогиба - выявление всех (или большинства) промышленно значимых скоплений УВ на данной территории и подготовка их к разработке.

Для стадийности геологоразведочных работ при изучении нетрадиционных залежей нефти в отложениях доманиковой формации характерны определенные особенности, отличающие ее от методики поисков и разведки традиционных залежей нефти, которая регламентируется «Временными положениями об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ, 2001» [14].

6.1. Региональный этап

Целью региональных геолого-геофизических работ согласно «Временным положениям об этапах и стадиях..., 2001» [14] является «изучение основных закономерностей геологического строения слабо исследованных осадочных бассейнов и их участков и отдельных литолого-стратиграфических комплексов, оценка перспектив их нефтегазоносности и определение первоочередных районов и литолого-стратиграфических комплексов для постановки поисковых работ на нефть и газ на конкретных объектах».

Региональный этап изучения недр разделяется на две стадии: прогноза нефтегазоносности и оценки зон нефтегазонакопления. Региональные работы выполняют до момента, пока существуют благоприятные предпосылки для обнаружения новых перспективных комплексов на неосвоенных глубинах и зон нефтегазонакопления в малоизученных районах.

Район исследования, охватывающий Муханово-Ероховский прогиб, соответствует территории Северо-Бузулукского НГР. Геолого-геофизическая изученность района исследования очень высокая (рис. 6.1). Изученность территории сейсморазведочными работами МОГТ составляет 2,94 пог.км/км².

Для прогноза нефтеносности в исследуемых отложениях доманикового типа в региональном плане необходимым шагом является дифференциация территории их распространения по уровню зрелости органического вещества (ОВ) и начальному содержанию Сорг, которое восстанавливается по современным содержаниям ОВ [18].

На территории Волго-Уральской провинции одним из перспективных районов для поиска и освоения нетрадиционных залежей УВ в отложениях доманикового типа является район Бузулукской впадины, в пределах которой отложения доманикового типа характеризуются повышенной зрелостью по сравнению с другими районами центральной части Волго-Уральской НГП.

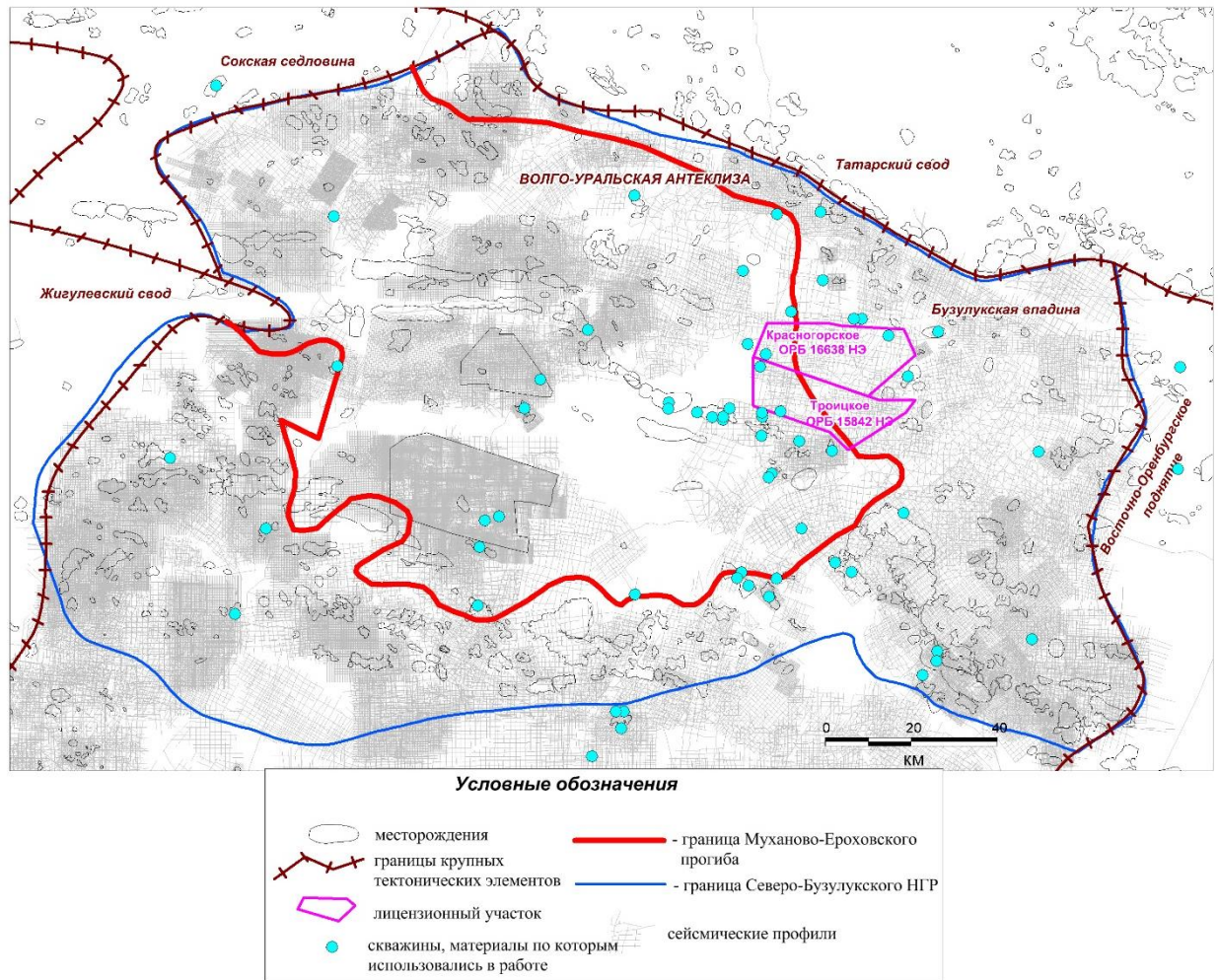


Рис. 6.1. Схема изученности Северо-Бузулукского НГР сейсморазведкой и бурением

На территории Бузулукской впадины максимальный стратиграфический объем отложений доманикового типа приурочен к осевой зоне исследуемой территории Муханово-Ероховского прогиба, по мере удаления от нее к бортам палеопрогиба и далее на склоны палеосводов объем толщи сокращается.

В результате проведенных во ВНИГНИ исследований под руководством Фортунатовой Н.К. [86] была составлена карта верхнедевонско-турнейского комплекса в границах распространения отложений доманикового типа Волго-Уральской НГП. На рис. 6.2 приведен фрагмент карты, на которой показаны седиментационные зоны для исследуемой территории, охватывающей Муханово-Ероховский прогиб, а также для внешней зоны склонов Южно-Татарского, Оренбургского и Жигулевско-Пугачевского палеосводов.

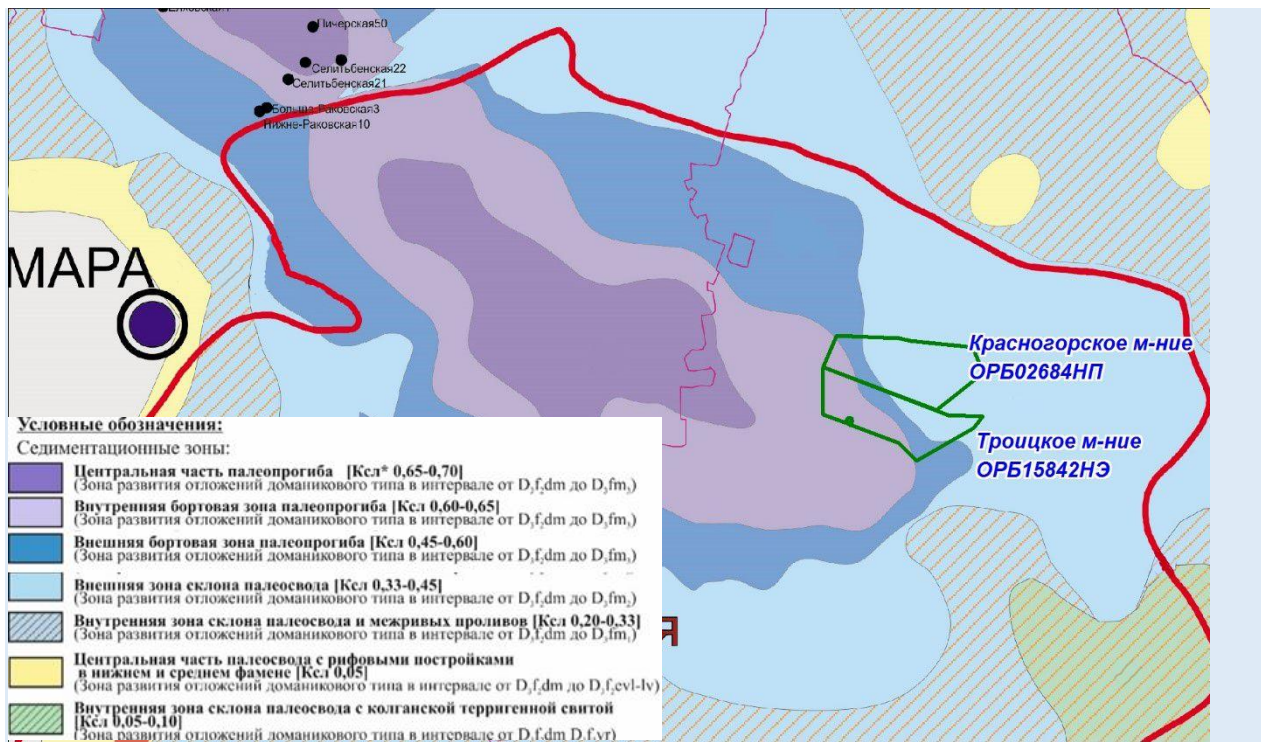


Рис.6.2. Фрагмент карты верхнедевонско-турнейского комплекса в границах распространения отложений доманикового типа (по материалам Фортунатовой Н.К. и др. [86])

Условия накопления продуктивных отложений в глубоководной зоне Муханово-Ероховского прогиба определяет широкое распространение доманиковых фаций.

Зона Муханово-Ероховского палеопроггиба включает внешнюю и внутреннюю прибортовые и центральную зоны, которые характеризуются близким строением отложений верхнего девона, но резко отличаются по строению турнейского яруса. В верхнедевонском интервале разреза преобладают высокоуглеродистые и углеродистые карбонатно-кремнистые сланцеватые породы доманикового типа, в меньшем количестве развиты карбонатные брекчии, радиоляриты, детритовые известняки. Отложения средне- и верхнефранского интервалов имеют выдержанную мощность (70-75 м), пласты и пачки углеродистых сланцеватых пород хорошо прослеживаются. Мощность фаменской части разреза минимальна в центральной части палеопроггиба (до 160 м), в прибортовой зоне она постепенно нарастает по мере удаления от центральной до 200-250 м за счет увеличения в разрезе содержания и мощности пластов и линз известняков.

Центральная зона, локализованная в юго-восточной и крайней северо-западной частях палеопроггиба характеризуется развитием карбонатно-кремнистых отложений в среднефран-фаменском интервале разреза и отсутствием карбонатных пород-коллекторов.

Внутренние прибортовые зоны Муханово-Ероховского палеопроггиба (северная и южная) характеризуются появлением карбонатно-глинистых клиноформных тел кизеловского возраста, хорошо выделяющихся на сейсмических профилях. Отложения

доманикового типа развиты в среднефран-верхнефаменском интервале разрезов. Наибольшая ширина зоны характерна для юго-восточной и северо-западной частей палеопрогиба.

Внешняя прибортовая зона характеризуется распространением карбонатных клиноформ черепетского горизонта, содержащего пласты и линзы обломочных карбонатных пород-коллекторов. Отложения доманикового типа также развиты в среднефран-верхнефаменском интервале разрезов.

Таким образом, вся территория Муханово-Ероховского прогиба, а также прилегающая внешняя зона склонов Южно-Татарского, Оренбургского и Жигулевско-Пугачевского палеосводов является перспективной для поиска и освоения нетрадиционных залежей УВ в отложениях доманикового типа (рис. 6.2).

Верхнефранский и фаменский продуктивные резервуары, установленные на Троицком и Красногорском месторождениях, относятся к протяженным и выходят далеко за пределы месторождений, что установлено по данным литолого-фациального анализа, результатам детальной корреляции разрезов скважин и сейсмическим данным, и, вероятно, покрывают всю погруженную зону Муханово-Ероховского прогиба.

В среднефранско-фаменском интервале развития отложений доманиковой формации в пределах Муханово-Ероховского прогиба доманиковые продуктивные отложения можно охарактеризовать как «непрерывный» резервуар, содержащий нефть, в пределах которого должна проводиться оценка нелокализованных ресурсов категории Д1.

В пределах исследуемой территории Муханово-Ероховского прогиба для исследуемых отложений задачи регионального этапа практически решены. По результатам региональных работ при изучении отложений доманикового типа установлен ареал распространения и особенности строения данных отложений. Отложения доманикового типа приурочены к осевым и бортовым зонам Муханово-Ероховского прогиба, входящего в Камско-Кинельскую систему прогибов.

Проведенная вероятностная оценка перспективных ресурсов нефти категории Д1 в пределах Муханово-Ероховского прогиба, которая приведена в подразделе 5.2, отражает высокий потенциал отложений доманикового типа в пределах исследуемой территории, что является основанием для продолжения работ по освоению отложений доманикового типа в данном регионе.

6.2. Поисково-оценочный этап

Целью поисково-оценочных работ является обнаружение новых месторождений углеводородного сырья или новых залежей на ранее открытых месторождениях и оценка их запасов по сумме категорий С1 и С2.

Поисково-оценочный этап разделяется на стадии: выявления объектов поискового бурения, подготовки объектов к поисковому бурению, поиска и оценки месторождений (залежей).

На начальной стадии поисково-оценочного этапа выделяют объекты, величина и качество которых представляют промышленный интерес (выявление перспективных ловушек). Следовательно, конечной стадии поисково-оценочного этапа должна предшествовать стадия подготовки объектов к поисковому бурению (объектом работ являются ранее выявленные ловушки). Стадия подготовки объектов к поисковому бурению охватывает детализацию выявленных перспективных ловушек, позволяющую прогнозировать пространственное положение залежей, и выбор объектов с определением очередности их ввода в поисковое бурение.

Принципиальным отличием первых двух стадий поисково-оценочного этапа для нетрадиционных залежей УВ в отложениях доманикового типа является тот факт, что нет необходимости выявлять локальные ловушки и проводить работы по их подготовке к поисковому бурению, соответственно, нет необходимости выполнять детальные сейсморазведочные работы (2D и 3D) для выявления перспективных ловушек, поскольку скопления нефти в доманиковых продуктивных отложениях не контролируются традиционными структурными или литологическими ловушками и не имеют контура нефтеносности, что позволяет отнести резервуары нефти в доманиковых продуктивных отложениях к категории «протяженных» или «непрерывных».

Как следствие, нет необходимости локализации ресурсов категорий Дл и До на локальных ловушках в виду особенностей строения резервуаров нефти в доманиковых продуктивных отложениях.

Поиски и оценку залежей УВ в пределах поля распространения отложений доманикового типа необходимо проводить бурением горизонтальных скважин с проведением многостадийного гидроразрыва пласта.

Такая стадийность поисков и оценки нетрадиционных месторождений (залежей) в Муханово-Ероховском прогибе была реализована на Троицком и Красногорском месторождениях.

В 2012 г. на Кашаевском лицензионном участке в пределах Троицкой структуры была пробурена поисково-оценочная скважина Кашаевская-74, открывшая Троицкое

месторождение нефти. Первоначально бурение данной поисково-оценочной скважины проектировалось с целью поисков структурных залежей. В процессе бурения скважины притоки нефти были получены из интервалов турнейских (карбонатных) и пашийских (терригенных) отложений. Обе открытые нефтяные залежи сводового типа контролируются одноименным Троицким локальным поднятием [46].

Позже в 2013 г. после проведения гидроразрыва пласта D3f в скважине Кашаевская-74 был получен приток нефти, что послужило обоснованием продуктивности выделенного интервала *верхнефранского протяженного резервуара* (рис. 6.3).

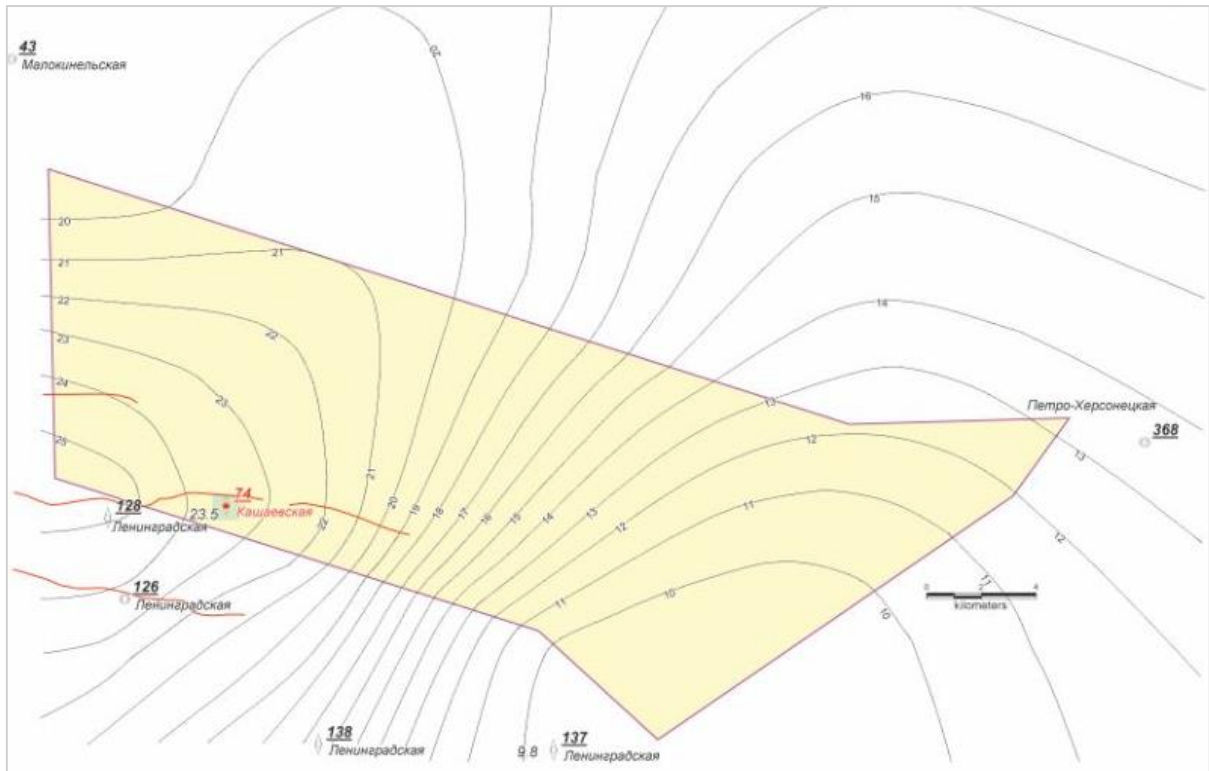


Рис. 6.3. Троицкое месторождение, 2014 г. Карта эффективных толщин пласта D3f (доманиковые) в верхнефранских продуктивных отложениях [84]

Принятая модель залежи Троицкого месторождения подтверждена последующим бурением в 2014 г. поисково-оценочной скважины №75, в которой в 2017 г. был пробурен боковой ствол (75_БС), в отложениях доманикового типа заволжского надгоризонта фаменского яруса (рис. 6.4), в котором получен приток нефти после проведения многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП).

Получение притоков нефти в скважинах 75, 75-БС из среднефаменских и заволжских отложений доказало продуктивность отложений доманикового типа в депрессионных фаменских отложениях, сложенных кремнисто-карбонатными породами, и соответственно обосновывает перспективы выделенного интервала *фаменского протяженного резервуара*.

Севернее Троицкого месторождения открыто Красногорское месторождение

В 2019 г. в соответствии с «Проектом поисков залежей нефти на Красногорском участке» [85] на Красногорском ЛУ была пробурена поисково-оценочная скважина №76, расположенная на юго-западном окончании лицензионного участка вблизи Троицкого месторождения.

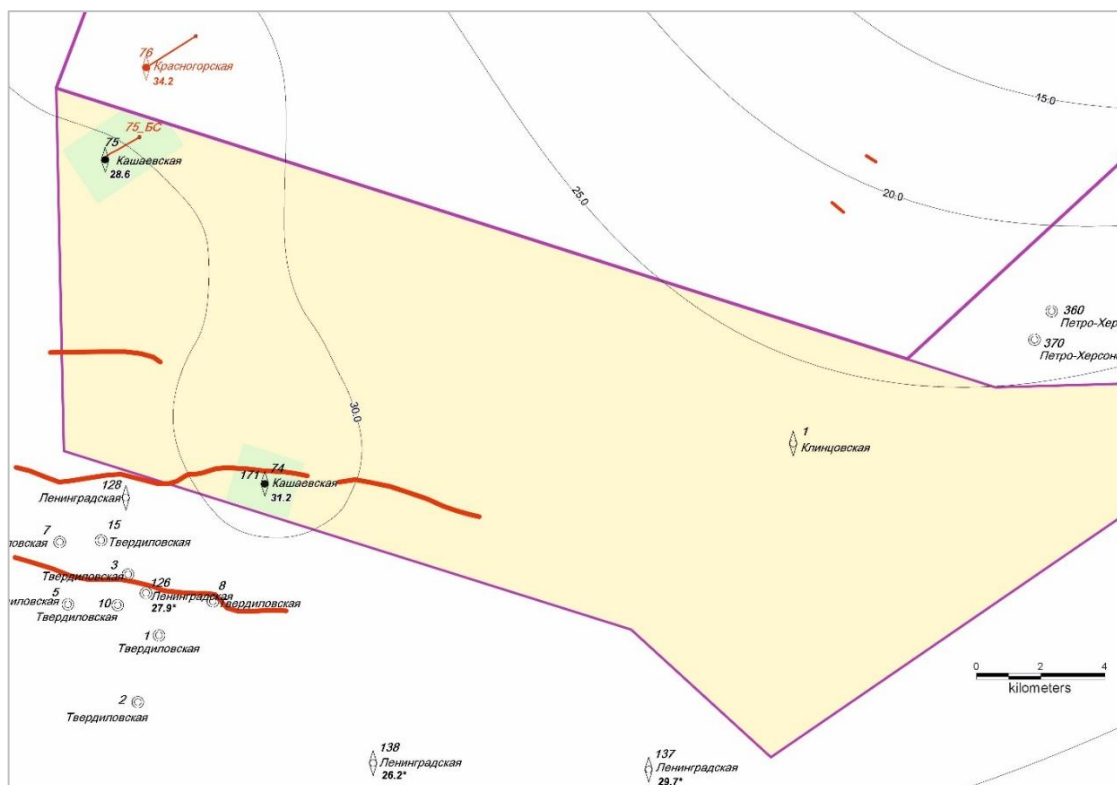


Рис. 6.4. Троицкое месторождение, 2019 г. Карта эффективных толщин пласта $D3f_m$ (доманиковые) в фаменских продуктивных отложениях [79]

Основной задачей, возлагаемой на бурение скважины №76 согласно утверждённому проекту, являлось обнаружение нетрадиционной залежи УВ в пласте $D3f$ (доманиковые) в отложениях доманикового типа верхнефранского подъяруса, аналогичной выявленной на соседнем Троицком месторождении.

Результаты испытания скважины №76 с применением МГРП подтвердили перспективы нефтеносности в пределах Красногорского участка, которые, подобно Троицкому месторождению, связаны со всей толщей, сложенной нетрадиционными коллекторами доманикового типа верхнефранско-фаменского возраста, и соответственно, обосновали продуктивность выделенных *верхнефранского и фаменского протяженных резервуаров* (рис. 6.5, 6.6).

Таким образом, открытие Красногорского месторождения, в результате бурения скважины №76, наглядно демонстрирует, что для заложения поисково-оценочных скважин в непрерывных верхнефранском и фаменском резервуарах исследуемой территории не

нужны ловушки, подготовленные к поисково-оценочному бурению, что связано с особенностями строения нетрадиционных скоплений нефти в отложениях доманиковой формации.

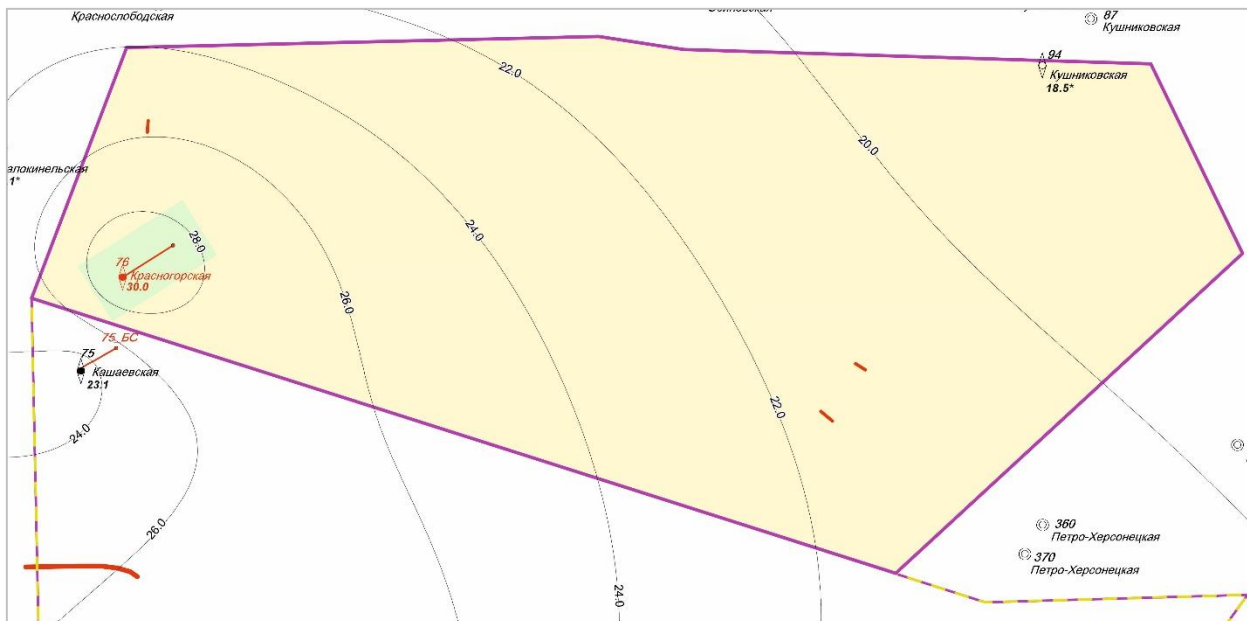


Рис. 6.5. Красногорское месторождение, 2019 г. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта D3f (доманиковые) в верхнефранских продуктивных отложениях [80]

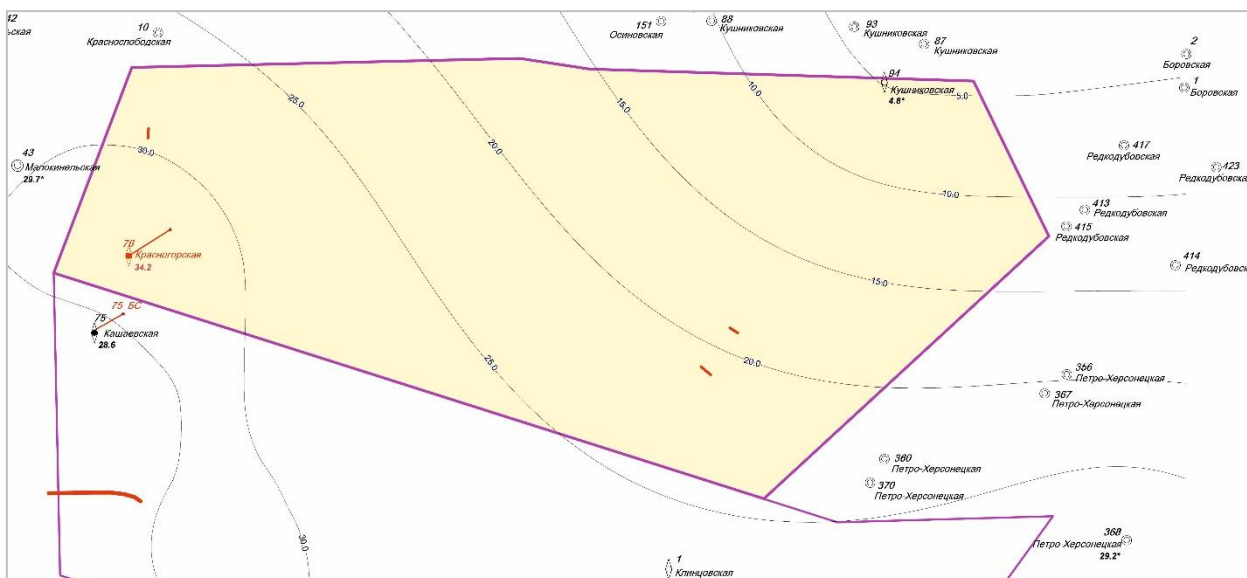


Рис. 6.6. Красногорское месторождение, 2019 г. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта D3fm (доманиковые) в фаменских продуктивных отложениях [80]

Особенности решения задач поисково-оценочного этапа для нетрадиционных скоплений нефти в отложениях доманиковой формации Муханово-Ероховского прогиба в сравнении с задачами этого же этапа для традиционных залежей нефти приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1

Адаптация схемы стадийности ГРП на поисково-оценочном этапе для нетрадиционных залежей нефти Муханово-Ероховского прогиба

Этап	Стадия	Основные геологические задачи	Особенности проведения ГРП для нетрадиционных залежей нефти в отложениях доманикового типа (в Муханово-Ероховском прогибе)
Поисково-оценочный этап	Выявление объектов поискового бурения	1. Выявление условий залегания и других геолого-геофизических свойств нефтегазоносных и нефтегазоперспективных комплексов	1. Условия залегания и геолого-геофизические характеристики франско-гурнейского карбонатного нефтегазоносного комплекса (НГК), с которым связана нефтеносность отложений доманикового типа исследуемой территории, определены по результатам региональных работ
		2. Выявление перспективных ловушек	2. Выявление локальных ловушек и проведение работ по подготовке их к поисковому бурению нет необходимости проводить, т.к. залежи не контролируются ловушками
		3. Количественная оценка прогнозных локализованных ресурсов категории Дл	3. Оценку ресурсов категории Дл не проводят, т.к. локальные ловушки не выявляют
		4. Выбор объектов для детализационных работ	4. Выбор объектов для детализационных работ не проводят
	Подготовка объектов к поисковому бурению	1. Детализация выявленных перспективных ловушек, позволяющая прогнозировать пространственное положение залежей	1. Детализацию ловушки не проводят
		2. Количественная оценка перспективных ресурсов категории До на объектах, подготовленных к поисковому бурению	2. Оценку ресурсов категории До проводят для лицензионного участка целиком (или его части)
		3. Выбор объектов и определение очередности их ввода в поисковое бурение	3. Бурение поисково-оценочных скважин с горизонтальными стволами и проведением МГРП проектируют в области повышенных толщин отложений доманикового типа в пластах D3f и D3fm
	Поиск и оценка месторождений (залежей)	1. Выявление в разрезе нефтегазоносных и перспективных горизонтов коллекторов и покрышек и определение их геолого-геофизических свойств (параметров)	1. Выявление в разрезе нефтеносных и перспективных нефтенасыщенных интервалов и определение их геолого-геофизических свойств (параметров) проводят по комплексу ГИС
		2. Выделение, опробование и испытание нефтегазоперспективных пластов и горизонтов, получение промышленных притоков нефти и газа и установление свойств флюидов и фильтрационно-емкостных характеристик	2. Выделение нефтеперспективных пластов (для территории исследования – D3f и D3fm), получение промышленных притоков нефти после проведения многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в горизонтальном стволе, установление свойств флюидов и фильтрационно-емкостных характеристик искусственной фильтрационной системы
		3. Открытие месторождения и постановка запасов на Государственный баланс	3. Открытие месторождения и постановка запасов на Государственный баланс
		4. Выбор объектов для проведения оценочных работ	4. Объектом для проведения оценочных работ для отложений доманикового типа является лицензионный участок (ЛУ) (Временные методич. рекомендации, 2017), если он находится внутри ареала распространения пород доманикового типа по оцениваемым горизонтам
		5. Установление основных характеристик месторождений (залежей)	5. Установление основных характеристик месторождений (залежей)
		6. Оценка запасов месторождений (залежей) по категориям С1 и С2	6. Оценка запасов месторождений (залежей) по категориям С1 и С2
7. Выбор объектов разведки		7. Объектами разведки в пределах Муханово-Ероховского прогиба являются отложения доманикового типа в пластах D3f и D3fm.	

Особенности поисково-оценочного этапа для нетрадиционных нефтяных залежей в доманиковых продуктивных отложениях на территории исследования Муханово-Ероховского прогиба заключаются в том, что:

- Работы по выявлению и подготовке локальных ловушек к поисковому бурению проводить не целесообразно.
- Поисковое бурение осуществляется путем бурения пилотных вертикальных стволов скважин, а затем горизонтальных стволов с проведением в них многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП).
- В отложениях доманикового типа под понятием «коллектор» подразумеваются «нефтенасыщенные интервалы», которые характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами пород, но «петрофизические свойства которых позволяют получать промышленные притоки нефти после проведения МГРП» [11].
- Оценочные работы для нетрадиционных скоплений нефти в отложениях доманикового типа проводят в пределах лицензионного участка целиком (или его части) [11].

6.3. Разведочный этап и подготовка к разработке

Объектом разведки и подсчета запасов нефти «в доманиковых продуктивных отложениях на разведочном этапе является лицензионный участок (или его часть), в пределах которого распространены породы доманикового типа» [11].

Основными задачами геологоразведочных работ на доманиковые продуктивные отложения на разведочном этапе являются:

- изучение изменчивости фильтрационно-емкостных свойств «коллекторов»;
- определение дебитов нефти, установление пластового давления и давления насыщения;
- установление добычных возможностей и коэффициентов продуктивности скважин;
- изучение физико-химических свойств флюидов;
- подготовка залежи (или ее участка) к промышленной разработке.

На Троицком месторождении целевым назначением проектируемых геологоразведочных работ разведочного этапа являлась разведка залежи пласта D_{3f} (доманиковые) Троицкого месторождения, изучение среднефранско-фаменских депрессионных отложений доманикового типа и подготовка участка залежи для начала опытно-промышленной эксплуатации [83].

Для решения поставленных задач, при проектировании разведочных работ на Троицком месторождении, бурение 4-х разведочных скважин с горизонтальными стволами (№№171-174) проектировалось в западной части месторождения. С учётом местоположения уже пробуренных скважин №№74,75, это позволит изучить значительную часть нетрадиционной залежи и провести опытно-промышленную эксплуатацию залежи, что является важным элементом разведочных работ для залежей в отложениях доманикового типа (рис. 6.7).

Разведочную скважину №175 с горизонтальным стволом планируется пробурить в восточной части участка на Кашаевском поднятии с целью уточнения строения доманиковых отложений и опоискования нижележащих пластов.

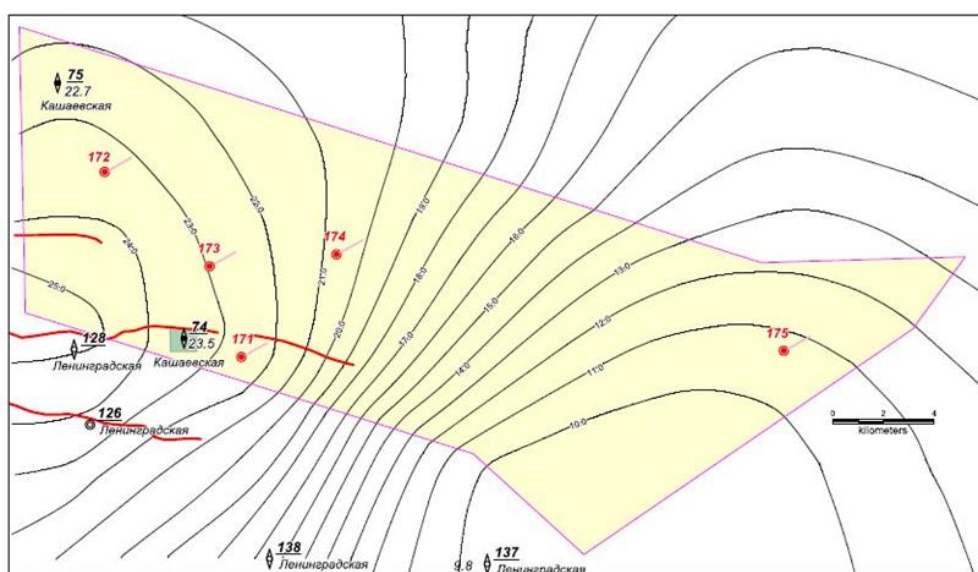


Рис. 6.7. Троицкое месторождение, 2015 г. Карта эффективных толщин пласта D3f (доманиковые) в верхнефранских продуктивных отложениях [83]

В разведочных скважинах на доманиковые продуктивные отложения необходимо проектирование отбора керна, проведение необходимых лабораторных исследований керна для уточнения ФЕС, испытание продуктивных пластов с отбором проб и флюидов с применением методов интенсификации притоков.

Проведенные исследования показали, что *схема стадийности геологоразведочных работ для изучения нетрадиционных скоплений нефти в доманиковых продуктивных отложениях* в пределах Муханово-Ероховского прогиба должна быть адаптирована с учетом того, что:

- региональные работы – практически выполнены, установлен ареал распространения отложений доманикового типа и проведена оценка ресурсов;

- работы по выявлению и подготовке ловушек не проводят, поскольку скопления нефти в доманиковых продуктивных отложениях не контролируются структурными, тектоническими или литологическими ловушками и не имеют ВНК;
- поисковое бурение проводят в пределах поля распространения пород доманикового типа (в пределах ЛУ), обязательно бурение пилотного и горизонтальных стволов с проведением МГРП;
- разведку (подготовку к разработке) и разработку необходимо совмещать.

Предлагаемая адаптивная схема стадийности геологоразведочных работ *при изучении нетрадиционных нефтяных залежей в отложениях доманикового типа в пределах Муханово-Ероховского прогиба* отражает современное состояние методики поисков и разведки.

С развитием геологической науки и совершенствованием технических средств в области поисков и разведки она, несомненно, будет модернизироваться, а возможно, и принципиально меняться.

6.4. Рациональный комплекс геологоразведочных работ для изучения залежей УВ в отложениях доманикового типа

Сейсморазведочные работы

Поиски, разведка и разработка залежей УВ в отложениях доманикового типа требует принципиально иных подходов, чем традиционные месторождения. Нетрадиционные залежи УВ не контролируются структурными, тектоническими или литологическими ловушками, а определяются составом и пространственной выдержанностью отложений доманикового типа, поэтому сейсморазведочные работы 2D и 3D для выявления ловушек не нужны.

Скважинные измерения с отбором керна обеспечивают опорные точки при картировании резервуаров доманикового типа, но пространственное распространение и выдержанность параметров целевых интервалов разреза возможно получить по данным сейсмических наблюдений. В настоящее время возможно выделение стратиграфического интервала сейсмической записи, содержащей отложения доманикового типа или карбонатные породы, проведение корреляции соответствующих горизонтов по данным сейсморазведочных работ 2D [15]. К настоящему моменту разработаны основные положения методики интерпретации данных региональной сейсморазведки, позволяющей определить границы замещения отложений доманикового типа карбонатными породами в межскважинном пространстве [15].

Бурение горизонтальных скважин

Главное отличие разработки месторождений, содержащих нетрадиционные залежи нефти, от освоения традиционных залежей УВ, состоит в обязательном бурении вертикальных пилотных стволов скважин, а затем горизонтальных стволов и проведением в них многостадийного гидроразрыва пласта. Бурение горизонтальных скважин имеет большое значение для повышения эффективности добычи и стало ключевой технологией в высокоэффективной разведке и эксплуатации нетрадиционных залежей нефти и газа.

В настоящее время основной эффективной технологией получения притока нефти из нетрадиционных продуктивных доманиковых отложений является разработка с использованием горизонтальных скважин (ГС) с проведением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП).

Успешный опыт зарубежных стран при разработке отложений, аналогичных по строению продуктивным доманиковым, позволяет рекомендовать бурение горизонтальных скважин на Троицком и Красногорском месторождениях.

Стоит отметить, что «кустовое бурение горизонтальных стволов с одной вертикальной скважины уменьшает воздействие на подземную и наземную окружающую среду, сокращает количество подъездных путей и дорог, облегчает обустройство территории и транспортировку сырья» [75]. Для того, чтобы не допустить утечки жидкости из скважины в подземные воды и почву, при гидроразрыве пласта используют «специальные способы гидроизоляции пластов: многоколонные конструкции скважин и сверхпрочные материалы в процессе цементирования» [75].

Поскольку для отложений доманикового типа очень важно получить дополнительную геофизическую информацию, включая геофизические параметры, то целесообразно проводить бурение опережающего пилотного ствола – хотя бы одного с каждого куста и проведении в нём расширенного комплекса ГИС [75].

Гидроразрыв пласта

Гидроразрыв пласта имеет решающее значение для повышения проницаемости продуктивных пластов в отложениях доманиковой формации. В процессе добычи УВ при проведении многостадийного гидроразрыва пласта «трещины заполняются пропантом, состоящим на 99,5% из воды и песка, а также на 0,5% из различных химических добавок, повышающих эффективность работ по созданию трещин» [75].

На всех добывающих горизонтальных скважинах пласта D_{3f} (доманиковые) Троицкого месторождения, согласно «Проекту пробной эксплуатации...» [75] планируется проведение многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) с количеством стадий 30

ед./скв. при длине горизонтальной части ствола (1500 м). По результатам опробования технологии количество портов может быть увеличено или уменьшено. Муфты поочередно открываются для проведения ГРП, а затем закрываются, чтобы не создавать помех проведению последующих ГРП. После окончания всех операций ГРП все муфты последовательно будут открыты, обеспечив связь созданных трещин с внутрискважинным пространством. В работе зарубежных авторов [64] отмечается, что наличие естественных трещин, вместе с их ориентацией, напрямую влияет на формирование сети трещин ГРП.

В расчетах «Проекта пробной эксплуатации...» [75] также учитывается, что на всех стадиях разработки Троицкого месторождения найдут свое применение другие современные методы, восстанавливающие и увеличивающие проводимость призабойных зон скважин. Планируется также применение современного добывающего оборудования, позволяющего создавать глубокие депрессии. В ряде случаев возможно применение винтовых насосов производства, способствующих плавному выводу скважин после МГРП на рабочий режим.

Стоит отметить, что в зависимости от типа, состава и свойств горных пород, требуется адаптация технологии ГРП. Насколько эффективным будет применение технологии ГРП для создания искусственных трещин и выбора определенного пропантанта для удержания трещин открытыми, в наибольшей степени определяется исходя из содержания в отложениях кварцевых, карбонатных и глинистых компонентов. «Сланцы с высоким содержанием кварца и карбоната имеют тенденцию быть «хрупкими» и под воздействием ГРП будут качественнее разрушаться, создавая множество трещин, тем самым повышая приток нефти к стволу скважины» [75].

Для исследуемых отложений доманикового типа характерен кремнисто-карбонатный состав и низкое содержание глини, что обеспечивает значительную хрупкость доманиковых пород и позволяет успешно проводить ГРП [55].

Комплекс исследований в скважинах (с учетом «Временных методических рекомендаций...» [11])

Доманиковые продуктивные отложения, представленные «высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми и кремнисто-карбонатными породами со сланцеватой текстурой, а также углеродистыми брекчиями, известняками и доломитами, содержат органическое вещество ОВ в количестве более 0,5%» [11]. По указанному критерию отложения доманикового типа в литологическом разрезе выделяются по данным геофизических исследований скважин с использованием результатов прямых геохимических исследований ядерного материала.

Интервалы «нетрадиционных коллекторов», на момент проведения геофизических исследований скважин, не являются коллекторами в традиционном понимании. Таким образом, «по данным ГИС возможно дать оценку только емкостным свойствам нефтенасыщенных интервалов. Фильтрационные характеристики возможно оценить только по данным гидродинамических исследований, проведенных в скважине после проведения гидроразрыва пласта» [12].

Выделение в разрезе нефтенасыщенных толщин в отложениях доманикового типа реализуется в два этапа – вначале в разрезе выделяются интервалы, сложенные породами доманикового типа, а затем внутри этих интервалов выделяются толщины нефтенасыщенных интервалов по данным геолого-технических исследований (ГТИ).

Показания спектрометрического гамма-каротажа (ГК-С), настроенного на результаты исследования кернового материала методом Rock-Eval, являются главным показателем (индикатором) наличия пород доманикового типа в толще верхнедевонских отложений. Аномалии ГК возникают в результате совместного влияния глинистой фракции и органических компонентов пород. На основе данных спектрометрического гамма-каротажа (ГК-С) может быть оценено раздельное влияние органического вещества и глин, поскольку данный метод способен раздельно регистрировать доли урановой, калиевой и ториевой составляющих естественного радиоактивного поля. При этом органика соответствует урановой составляющей, глинистые отложения характеризуются повышенными значениями калия и тория [15].

В скважинах №№74, 75-Кашаевские и 76-Красногорская был выполнен расширенный комплекс ГИС, включая ядерно-физические методы, такие как ГК-С, ИНГК-С, ИННК, для оценки состава пород и содержания органического вещества в отложениях доманикового типа.

Содержание органического вещества (Сорг) по данным ГИС определяют с использованием петрофизической зависимости типа «кern-ГИС». Значение Сорг определяется по результатам геохимических исследований керна методом Rock-Eval, содержание урановой составляющей - по данным спектрального гамма-каротажа ГК-С. К отложениям доманикового типа относятся породы, в которых содержание органического углерода (ТОС) превышает 0,5% [6]. Для скважин №№74, 75-Кашаевские граничное значение урановой составляющей, соответствующее содержанию органического вещества 0,5%, составляет 5.4 ppm.

Нефтенасыщенные интервалы в отложениях доманикового типа определяют в разрезе скважин по данным ГТИ (газового каротажа). «Выделение проводят по газовой аномалии, вызванной поступлением нефти и растворенного газа в результате разбуривания

продуктивного нефтяного пропластка. Значение аномалии должно быть выше уровня фоновой газонасыщенности не менее чем в 2 раза. Важно заметить, что выделение нефтенасыщенных интервалов таким методом основано на прямых признаках наличия нефти, которые, что очень важно, появились в скважинных условиях» [12].

Комплекс геохимических исследований керна

Огромная роль геохимических исследований в изучении отложений доманиковой формации обусловлена тем, что они позволяют получить прямую информацию о количестве и особенностях распределения в породах различных форм органического вещества, в том числе и нефти [22]. Эта информация повышает обоснованность моделирования нефтенасыщенности изучаемых толщ, так как позволяет выделить нефтенасыщенные интервалы разреза, определить их толщину, идентифицировать приточные интервалы при испытании скважин, выявить пространственную протяженность и флюидосообщаемость нефтенасыщенных тел и оценить геологические запасы содержащейся в них нефти.

Кроме того, геохимические методы (в частности, биомаркерный анализ) могут быть использованы для уточнения стратиграфического объема отложений доманикового типа в конкретных зонах. Вся перечисленная информация необходима для оценки ресурсов и подсчета запасов углеводородов, содержащихся в этих толщах.

При хорошей охарактеризованности пород керном определить толщины нефтенасыщенных интервалов можно по результатам исследования пород методом Rock-Eval. К критериям выделения интервалов, содержащих подвижные УВ (т.е. продуктивные интервалы), относятся аномально высокие содержания свободных УВ (S1) относительно Сорг (ТОС). По существующим оценкам интервалы, в которых индекс нефтенасыщенности (S1/ТОС) превышает 100 мг УВ/г ТОС, относятся к продуктивным. Для большинства изученных нефтематеринских отложений различных регионов мира это значение считается пороговым для насыщения сорбционной емкости материнского керогена [68]. Однако, как отмечается в работе [18], нельзя исключать изменения порогового значения нефтенасыщенности (S1/ТОС) в зависимости от литологии пород, концентрации Сорг и зрелости керогена.

Нефтенасыщенные интервалы, выделяемые по геохимическим параметрам, могут быть представлены разным сочетанием глинистых, кремнистых и карбонатных компонентов пород, т.е. невозможно установить четкую связь нефтенасыщенности с литологическим составом отложений.

Катагенетическая зрелость ОВ является основным фактором, влияющим на содержание подвижных свободных УВ в отложениях доманикового типа. В скважинах, расположенных в зонах распространения ОВ относительно низкой зрелости (ПКЗ/МК1, $T_{\max} < 430^{\circ}\text{C}$) не наблюдаются интервалы с аномально высоким содержанием свободных УВ относительно ТОС. По мере увеличения зрелости ОВ фиксируется наличие подвижной нефти ($S1/\text{ТОС} > 100$ мг УВ/г ТОС).

Комплекс работ, применяемый на стадиях поиска и разведки залежей УВ в отложениях доманикового типа, обобщен и показан в таблице 6.2.

Таблица 6.2

Сопоставление типового комплекса ГРП для выявления и изучения традиционных и нетрадиционных скоплений УВ

Сопоставление типового комплекса ГРП для выявления и изучения скоплений УВ		
	Традиционная залежь нефти	Нетрадиционная залежь нефти (в отложениях доманикового типа МЕР)
<i>Сейсморазведочные работы</i>	Сейсморазведка 2D и 3D <ul style="list-style-type: none"> • выявление, подготовка и уточнение строения ловушек • детализация строения резервуара и ловушки 	<ul style="list-style-type: none"> • Сейсморазведочные работы 2D и 3D для выявления ловушек не проводят, так как залежи не контролируются ловушками • Сейсморазведочные работы для детального картирования пространственного строения потенциально продуктивных отложений доманикового типа и обоснования азимутов горизонтальных стволов
<i>Бурение поисковых и разведочных скважин</i>	Вертикальные скважины	Пилотный ствол вертикальный, горизонтальный ствол, многостадийное ГРП
<i>Комплекс исследований скважин</i>	Стандартный и расширенный комплекс ГИС для выделения традиционных коллекторов и оценки их ФЕС	Специальный комплекс ГИС для выделения отложений доманикового типа <ul style="list-style-type: none"> • геолого-технические исследования (ГТИ), а именно газовый каротаж – для выделения перспективных нефтенасыщенных интервалов • в комплекс ГИС входят ядерно-физические методы (такие как ГК-С, ИНГК-С, ИННК) для оценки состава пород и содержания органического вещества в отложениях доманикового типа.
<i>Комплекс исследований керна</i>	Стандартный и расширенный комплекс исследований ФЕС керна традиционных коллекторов	Специальный комплекс исследований керна <ul style="list-style-type: none"> • геохимические исследования керна методом Rock-Eval до и после экстракции; • спектральный гамма-каротаж (ГК-С) по керну

Особенности геологического строения нетрадиционных скоплений нефти в продуктивных доманиковых отложениях в пределах Муханово-Ероховского прогиба определяют методику их поисков, оценки и разведки, характеризующуюся следующими особенностями:

1. Задачи регионального этапа практически решены - в пределах исследуемой территории установлен ареал распространения и особенности строения отложений доманиковой формации.

2. Рекомендуются не проводить работы по выявлению и подготовке объектов к поисковому бурению, так как нетрадиционные залежи нефти в отложениях доманикового типа Муханово-Ероховского прогиба не контролируются структурными или литологическими ловушками, имеют широкое и непрерывное площадное распространение, ограничены региональным распространением нефтематеринских пород и стадией катагенеза.

3. Поисковое и разведочное бурение обязательно проводится скважинами с горизонтальным окончанием и проведением в них многостадийного гидроразрыва пласта для получения промышленных притоков УВ.

4. Выполнение специальных комплексов геофизического исследования скважин и исследований керна.

Заключение

Отложения доманикового типа в пределах Муханово-Ероховского прогиба, представленные высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми и кремнисто-карбонатными породами со сланцеватой текстурой, накапливались в относительно глубоководном бассейне с нормальной соленостью и резко восстановительными условиями осадконакопления. Палеотектонический анализ показал, что формирование Муханово-Ероховского прогиба, начавшееся в доманиковое время, связано с системой дифференцированного развития в доманиковом и речицком горизонтах. Наибольшие перспективы высокоуглеродистых отложений доманикового и речицкого горизонтов верхнего девона связаны с зонами повышенных толщин, что соответствует осевой части Муханово-Ероховского прогиба на ранних этапах его формирования, которая приурочена к северной и северо-восточной части Бузулукской впадины. На последующих этапах формирования от воронежского горизонта до верхнефаменского подъяруса (заволжского надгоризонта) верхнего девона максимальные перспективы нефтеносности отложений доманикового типа приурочены к наиболее погруженным частям Муханово-Ероховского прогиба, характеризующихся некомпенсированным осадконакоплением, что соответствует осевой части Муханово-Ероховского прогиба, однако сместившейся южнее относительно ее положения в доманиково-речицкое время.

Нетрадиционные залежи нефти в отложениях доманикового типа Муханово-Ероховского прогиба характеризуются как протяженные скопления («непрерывные» резервуары), для которых свойственно совместное залегание нефтематеринских (генерирующих) пород и пород, содержащих нефть (нетрадиционных коллекторов), отсутствие традиционных структурных и литологических ловушек и контролирующей роли покрышки.

Вероятностная оценка геологических и извлекаемых запасов нетрадиционных залежей нефти в доманиковых продуктивных отложениях (совместно для пластов франско-фаменского возраста (D3fm+ D3f)) в пределах Троицкого и Красногорского месторождений показала, что с ее помощью можно оценивать неопределенность оценки запасов месторождений в отложениях доманикового типа, что имеет большое значение для принятия решений при проектировании и проведении ГРП. Сопоставление детерминистической и вероятностной оценок запасов нефти Троицкого и Красногорского месторождений показало, что максимальная неопределенность связана с обоснованием величины КИН, поскольку нет опыта разработки залежей подобного типа.

Оценка ресурсного потенциала отложений доманикового типа франско-фаменского резервуара Муханово-Ероховского прогиба была проведена вероятностным

методом с использованием программы Crystal Ball и методом бассейнового моделирования в программном пакете TemisFlow. Результаты вероятностной оценки ресурсов УВ нетрадиционных скоплений в отложениях доманикового типа франско-фаменской толщи Муханово-Ероховского прогиба показали, что наибольшими перспективами характеризуются зоны осевой и внутренней бортовой частей Муханово-Ероховского прогиба. Сопоставление геологических ресурсов УВ нетрадиционных залежей нефти в отложениях доманикового типа Муханово-Ероховского прогиба, оцененных различными методами, показало хорошую сходимость, что позволяет сделать вывод о том, что оба метода подтверждают высокую перспективность территории исследования для дальнейшего проведения геологоразведочных работ.

Учитывая особенности геологического строения нетрадиционных скоплений УВ в Муханово-Ероховском прогибе, отличающих данные резервуары от традиционных залежей нефти, обоснован рациональный комплекс проведения геологоразведочных работ.

По результатам региональных работ, проведенных в Муханово-Ероховском прогибе, установлен ареал распространения и особенности строения отложений доманикового типа. На этапе поисково-оценочных работ применительно к залежам нефти в отложениях доманикового типа на территории исследования Муханово-Ероховского прогиба рекомендуется исключить стадии выявления и подготовки объектов к поисковому бурению и совместить стадии разведки и разработки. Поисковое и разведочное бурение необходимо осуществлять скважинами с горизонтальными стволами с проведением в них многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) для получения промышленных притоков УВ.

Список использованной литературы

Опубликованная

1. Аверьянова О.Ю. Нефтегазовые системы сланцевых материнских формаций: дис. канд. геол.-мин. наук: 25.00.12. – СПб., 2015. – 226 с.
2. Аминов Л.З., Амосов Г.А., Белонин М.Д. и др. Анализ схем формирования месторождений и прогноз нефтегазоносности структур. – Л.: Недра, 1977. – 187 с.
3. Аширов К. Б. Геологическая обстановка формирования нефтяных и нефтегазовых месторождений Среднего Поволжья. – М.: Недра, 1965. – 170 с.
4. Аширов К.Б. Условия формирования нефтяных месторождений Куйбышевского Поволжья. – Куйбышев: тр. Гипровостокнефть, 1959. – Вып.2. – С. 102-117.
5. Баженова Т.К. Оценка ресурсов УВ битуминозных толщ нефтегазоносных бассейнов России // Геология нефти и газа. – 2017. – № 5. – С. 37-50.
6. Баженова Т.К. Смешанные породы, содержащие некарбонатный углерод // Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов. – Спб.: Недра, 1998. – С.265-269.
7. Батанова Г.П., Алиев М.М. Девонские отложения Волго-Уральской провинции. – М.: Недра, 1978. – 216 с.
8. Белоконь Т.В., Гецен Н.Г., Катаева Т.А. Перспективы нефтегазоносности севера Урало-Поволжья по данным геохимии доманикитов // Геология нефти и газа. – 1990. – № 3. – С. 20-22.
9. Варламов А.И., Афанасенков А.П., Пырьев В.И., Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Дахнова М.В., Лоджевская М.И., Можегова С.В., Кравченко М.Н. Перспективы наращивания минерально-сырьевой базы традиционных и трудноизвлекаемых углеводородов в России. // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – 2014. – № 2. – С. 3-10.
10. Варламов А.И., Мельников П.Н., Пороскун В.И. Фортунатова Н.К., Петерсилье В.И., Иутина М.И., Дахнова М.В., Виценовский М.Ю., Канев А.С., Соболева Е.Н., Шаломеенко А.В. Результаты изучения и перспективы освоения нетрадиционных залежей нефти в высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых отложениях доманиковой формации Волго-Уральской провинции // Геология нефти и газа. – 2020. – № 6. – С. 33-52.
11. Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г. Временные методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях // Недропользование XXI век. – 2017. – № 4. – С. 104-115.

12. Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И. Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г. Методика оценки запасов нефти в отложениях доманикового типа // Геология нефти и газа. – 2017. – № 5. – С. 51-65.
13. Вашкевич А.А., Стрижнев К.В., Шашель В.А., Захарова О.А., Касьяненко А.А., Заграновская Д.Е., Гребенкина Н.Ю. Прогноз перспективных зон в отложениях доманикового типа на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 14-17.
14. Временное положение об этапах и стадиях ГРП на нефть и газ. Приложение к приказу МПР России №126 от 07.02.2001 г.– М.: МПР России, 2001.
15. Гогоненков Г.Н., Веденяпин О.А., Евдокимов А.А., Каплан С.А., Куликов П.Ю., Лебедев Е.Б и др. Применение сейсморазведки при поисках и разведке отложений доманикового типа // Геология нефти и газа. – 2020. – № 4. – С. 65-81.
16. Грачевский М.М., Хачатрян Р.О., Комардинкина Г.Н. О рифовой природе Хилковского карбонатного массива // Докл. АН СССР. – 1963. –Т.153, №2.
17. Гуляева Л.А., Завьялов В.А., Поделяко Е.Я. Геохимия доманиковых отложений Волго-Уральской области // Изв. АН СССР. – 1961. С. 102.
18. Дахнова М.В. Киселева Ю.А., Можегова С.В., Пайзанская И.Л. Задачи геохимических исследований для оценки перспектив нефтеносности отложений доманикового и баженовского типов // ВНИГНИ-65. Люди, результаты и перспективы / под редакцией Варламова А.И., Петерсилье В.И. – М.: ФГБУ «ВНИГНИ», 2018. – 520 с.
19. Дахнова М.В., Можегова С.В., Назарова Е.С. Методы органической геохимии в связи с изучением проблемы нефтегазоносности доманикитно-доманикоидных толщ //Геология нефти и газа. – 2013. – Специальный выпуск. – С. 108-113.
20. Зайдельсон М.И., Вайнбаум С.Я., Копрова Н.А. Формирование и нефтегазоносность доманиковых формаций / под редакцией Мкртчяна О.М. – М.: Наука, 1990. – 79 с.
21. 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.
22. Киселёва Ю.А., Можегова С.В. Геохимические критерии районирования территории по перспективам нефтеносности отложений доманикового типа // Сборник трудов международной научно-практической конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа-2019». – 2019. – С. 212-215.
23. Королюк И.К., Летавин А.И., Мкртчян О.М., Хачатрян Р.О. Структурно-формационные критерии прогноза нефтегазоносности // Теоретические основы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа. – М.: Наука, 1984. – С. 47-63.

24. Ларская Е.С. Диагностика и методы изучения нефтематеринских толщ. – М.: Недра, 1983. – 195 с.
25. Лян С. Сравнительный анализ условий формирования и нефтегазоносности доманиковых отложений юго-востока Русской платформы и сланцевых пород нижнего палеозоя Сычуаньской депрессии платформы Янцзы Китая: дис. канд. геол.-мин. наук: 25.00.12. – М., 2016. – 155 с.
26. Ляшенко А.И., Аронова С.М., Гасанова И.Г. и др. Девонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной области. – Л.: Недра, 1970.
27. Маймин З.Л. Органическое вещество в породах терригенных нефтематеринских отложений // Происхождение нефти. – М.: Гостоптехиздат, 1955. – 484 с.
28. Максимова С.В. Эколого-фациальные особенности и условия образования доманика. – М.: Наука, 1970. – 85 с.
29. Мирчинк М.Ф., Мкртчян О.М., Трохова А.А., Митрейкин Ю.Б. Палеотектонические и палеогеоморфологические особенности Волго-Уральского доманикового бассейна // Изв. АН СССР. – 1975. – № 12.
30. Мирчинк М.Ф., Мкртчян О.М., Трохова А.А. Формы взаимосвязи мощности и литофаций доманиковго горизонта их значение в палеоструктурном анализе // Проблемы геологии нефти. – М.: Недра, 1975.
31. Мирчинк М.Ф., Хачатрян Р.О. и др. Тектоника и зоны нефтегазонакопления Камско-Кинельской системы прогибов. – М.: Наука, 1965. – 215 с.
32. Мкртчян О.М. Закономерности размещения структурных форм на востоке Русской платформы. – М.: Наука, 1980. – 134 с.
33. Мкртчян О.М. Палеоструктурный анализ ранних этапов формирования палеозойского чехла Волго-Уральской области // Геоструктурный анализ Волго-Уральской нефтегазоносной области. – М.: Наука, 1977. – С. 30-46.
34. Мкртчян О.М., Тихомиров В.И., Трохова А.А. Формации доманикоидного типа и их нефтегазоносность // Формационный анализ в нефтяной геологии. – М.: ИГиРГИ, 1981. – С. 40-58.
35. Морариу Д., Аверьянова О.Ю. Некоторые аспекты нефтеносности сланцев: понятийная база, возможности оценки и поиск технологий извлечения нефти // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т.8, № 1.
36. Наливкин Д.В. Учение о фациях. – М.–Л.: изд-во АН СССР, 1956. – Т. 2. – 394 с.
37. Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Зеличенко И.А. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа / под редакцией Неручева С.Г. – Л.: Недра, 1986. – 247 с.

38. Неручев С.Г., Рогозина Е.Л., Парпарова Г.Н. и др. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа / под редакцией Неручева С.Г. – М.: Недра, 1986. – 247 с.
39. Нефтегазоносные и перспективные комплексы центральных и восточных областей Русской платформы // Девонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной области / под редакцией Ляшенко А.И. и Гасановой И.Г.–М.: Тр. ВНИГНИ, 1970. – Т. II. – 270 с.
40. Пантелеев А.С., Козлов Н.Ф. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области. –Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1997. –270 с.
41. Пороскун В.И., Соболева Е.Н., Шаломеенко А.В. Вероятностная оценка запасов нефти нетрадиционных залежей в отложениях доманикового типа // Материалы совместного семинара EAGE/SPE: «Наука о сланцах: Новые вызовы», Москва, 2021.
42. Постановления Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. – СПб.: изд-во ВСЕГЕИ, 2008. – Вып. 38. – 151 с.
43. Прищепа О.М, Аверьянова О.Ю., Ильинский А.А., Морариу Д. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ — резерв сырьевой базы углеводородов России» / под ред. Прищепы О. М. — СПб.: ВНИГРИ, 2014. – 323 с.
44. Прищепа О. М., Аверьянова О.Ю. К обсуждению понятийной базы нетрадиционных источников нефти и газа – сланцевых толщ // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т.8, № 3.
45. Родионова К.Ф. Геохимия органического вещества палеозойских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной области. – М.: тр. ВНИГРИ, 1968. – Вып.78. – С. 143-153.
46. Соболева Е.Н. Особенности строения и перспективы нефтеносности отложений доманикового типа в пределах Муханово-Ероховского прогиба // Вестник Пермского университета. Геология. – 2020. – Т. 19, № 2. – С. 183-188.
47. Страхов Н.М. Доманиковая фация Южного Урала. М.: Тр. ИГН АН СССР. Серия геол., – 1939. – Вып. 16. – 122 с.
48. Страхов Н.М., Родионова С.Ф., Залмансон Э.С. К геохимии и литологии палеозойских осадочных пород. – М.: Тр. ИГН АН СССР Серия геол., 1955. – Вып.155. – С. 3-115.
49. Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. – М.: Наука, 1962. –Т.2. – 574 с.
50. Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Сусллова А.А., Фадеева Н.П. и др. Резервуары нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2016. – № 2. – С. 46-52.

51. Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А. и др. Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна // Георесурсы. – 2015. – № 2(61). – С. 77-86.
52. Тихомиров В.И. Битуминозность пород карбонатной формации верхнего девона - нижнего карбона (турне) Камско-Кинельских прогибов // Геохимия карбонатных отложений системы Камско-Кинельских прогибов. – М.: ИГиРГИ, 1975. – С. 60-70.
53. Тихомиров В.И., Лосицкая И.Ф. Накопление аутигенного кремнезема в среднефранско-турнейской карбонатной толще востока Русской платформы // Литология и полезные ископаемые. – 1980. – № 2. – С. 16-20.
54. Тихомиров С.В. Этапы осадконакопления девона Русской платформы. – М.: Недра, 1967. – 268 с.
55. Ульмишек Г.Ф., Шаломеенко А.В., Холтон Д.Ю., Дахнова М.В. Нетрадиционные резервуары нефти в доманиковой толще Оренбургской области // Геология нефти и газа. – 2017. – № 5. – С. 67-77.
56. Филиппова М.Ф., Аронова С.А., Афремова М.Ф. и др. Девонские отложения центральных областей Русской платформы. – Л.: Гостоптехиздат, 1958, – 395 с.
57. Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Бушуева М.А. и др. Унифицированная субрегиональная стратиграфическая схема верхнедевонских отложений Волго-Уральского субрегиона. Объяснительная записка. – М.: ФГБУ «ВНИГНИ», 2018. – 64 с.
58. Фортунатова Н.К., Пороस्कун В.И., Петерсилье В.И., Варламов А.И., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Баранова А.В., Канев А.С., Дахнова М.В., Асташкин Д.А., Горлов Д.А., Мушин И.А., Белоусов Г.И., Френкель С.М., Комар Н.В., Можегова С.В. Нетрадиционные источники углеводородных отложений доманикового типа. // ВНИГНИ-65. Люди, результаты и перспективы / под редакцией Варламова А.И., Петерсилье В.И. – М.: ФГБУ «ВНИГНИ», 2018. – С.321-350.
59. Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Канев А.С., Баранова А.В., Асташкин Д.А., Дахнова М.В., Мирнов Р.В. Обоснование методики комплексного изучения отложений доманикового типа по материалам новых скважин Ухтинского района (Южный Тиман) // Геология нефти и газа. – 2020. – № 4. – С. 45-64.
60. Хачатрян Р.О. Формации девона и карбона востока Русской платформы // Докл. АН СССР. – 1964. –Т.159, №6. – С.1293-1296.
61. Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г. и др. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана / под редакцией Хисамова Р.С. –Казань: Фэн, 2010. – 283 с.

62. Чижова В.А., Калабин С.Н. Сташкова Э.К. Новые данные о строении внутренних зон Камско-Кинельской системы прогибов по материалам био- и сейсмостратиграфии // Результаты глубокого и сверхглубокого бурения, проблемы нефтегазоносности и рудоносности: Сб. науч. тр.– Пермь: КамНИИКИГС, 2000. – С. 237–246.
63. Юдина Ю.Н., Москаленко М.Н. Опорные разрезы франского яруса Южного Тимана. – Спб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 1997. – 80 с.
64. Caineng Zou et al. Unconventional Petroleum Geology. – People’s Republic of China: Research Institute of Petroleum Exploration & Development, 2017. – Second edition. – 507 p.
65. Caineng Zou, Zhi Yang, Guosheng Zhang et al. Conventional and unconventional petroleum “orderly accumulation”: theoretical recognition and practical significance // Petroleum Exploration and Development. – 2014. – №41. – P.14–27.
66. Caineng Zou, Zhi Yang, Shizhen Tao et al. Nano-hydrocarbon and the accumulation in coexisting source and reservoir // Petroleum Exploration and Development. – 2012. – №39(1). – P.13–26.
67. Guidelines For The Practical Evaluation of Undeveloped Reserves in Resource Plays // Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) Monograf 3. –Houston: SPEE, 2010.
68. Jarvie D.M. Shale resource system for oil and gas: Part 2 – Shale-oil resource system // J.A. Breyer, ed. Shale reservoirs – Giant resources for the 21st century: AAPG Memoir. – 2012. –№91(4). – P.89-119.
69. Jingzhou Zhao. Conception, classification and resource potential of unconventional hydrocarbons // Natural Gas Geoscience. – 2012. – №23(3). –P.393-406.
70. Jingzhou Zhao. Petroleum Accumulation: from Continuous to Discontinuous // Acta Geologica Sinica. –2015. –№89. – 303-306.
71. Schenk C.J. Geologic definition and resource assessment of continuous (unconventional) gas accumulations: the U.S. experience // AAPG International Convention and Exhibition, Cairo. – 2002.
72. Schenk C.J. Geologic definition of conventional and continuous accumulations in select U.S. basins //AAPG Hedberg. –2005.
73. Schmoker J.W. Method for assessing continuous-type (unconventional) hydrocarbon accumulations // D.L. Gautier, G.L. Dolton, K.I. Takahashi, K.L. Varnes, eds. National assessment of United States Oil and Gas Resources. – 1995.
74. Schmoker J.W. Resource-assessment perspectives for unconventional gas systems // AAPG Bulletin. – 2002. – №86(11).

Фондовая

75. Гаврилов С.С., Пороскун В.И. и др. Проект пробной эксплуатации залежи пласта D3f (доманиковые) верхнефранского подъяруса Троицкого месторождения, 2018.
76. Гейдеко Т.В. Отчет по сейсморазведочным работам 3D на Пешковском участке. – М.: ОАО «Центральная геофизическая экспедиция», 2008. – Геол. фонд по Самарской обл., инв. № 07419.
77. Зайдельсон М.И., Вайнбаум С.Я., Семенова Е.Г., Суровиков Е.Я. и др. Отчет «Закономерности распространения, литологические, геохимические, коллекторские свойства и нефтегазоносность битуминозных толщ доманиковой фации в девоне и нижнем карбоне на территории Волго-Уральской провинции». – Куйбышев: Волжское отделение ИГиРГИ, 1986. – т.1.
78. Попов В.М., Попова Л.М., Александрова Т.В. и др. Региональные сейсморазведочные работы МОГТ в южной бортовой зоне Мухано-Ероховского прогиба с целью подготовки новых лицензионных участков. – Ижевск: Удмуртгеофизика, 2013.
79. Пороскун В.И., Френкель С.М. и др. Оперативный подсчет запасов нефти и растворённого газа залежи пласта D3fm2+D3zv (доманиковые) среднефаменского подъяруса и заволжского надгоризонта Троицкого месторождения, 2019.
80. Пороскун В.И., Френкель С.М. и др. Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа Красногорского месторождения, 2019.
81. Пороскун В.И., Френкель С.М. и др. Проект на проведение поисково-оценочных работ на Похвистневском участке, 2019.
82. Пороскун В.И., Френкель С.М. и др. Проект на проведение поисково-оценочных работ на Савицком участке, 2019.
83. Пороскун В.И., Френкель С.М., Шик Н.С. и др. Комбинированный проект разведки залежи нефти в пласте D3f (доманиковые) Троицкого месторождения и поисков новых залежей углеводородов в выше и нижележащих отложениях, 2016.
84. Пороскун В.И., Френкель С.М., Шик Н.С. и др. Оценка и защита запасов нефти объемным методом верхнефранского подъяруса Кашаевского лицензионного участка, 2014.
85. Пороскун В.И., Френкель С.М., Шик Н.С. и др. Проект поисков залежей нефти на Красногорском участке, 2016.
86. Пояснительная записка к отчёту о выполнении государственного задания №049-00014-19-00 на 2019 год. – М.: ФГБУ «ВНИГНИ», 2019 г.

87. Серeda Т.Т. Доманиковые фации девона Волго-Уральской области: автореф. дис. канд. геол.-мин. наук. – М.: Ин-т геологии и разработки горючих ископаемых, 1967. – 31 с.
88. Соколова Л.И. Типы разрезов доманикового горизонта Волго-Уральской области // Вопросы литологии нефтегазоносных комплексов Урало-Поволжья. – М.: тр. ВНИГРИ, 1972. – Вып.121.
89. Фортунатова Н.К. и др. Геологический отчет о результатах и объемах работ, выполненных по объекту «Обоснование перспектив нефтегазоносности высокобитуминозных отложений доманикоидного типа (нетрадиционные источники сланцевой нефти) на основе комплексных геолого-геофизических и геохимических исследований». –М.: ФГБУ «ВНИГНИ», 2016 г.
90. Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г. Геологический отчет: «Оценка перспектив нефтегазоносности прогибов древних платформ России с целью выделения новых нефтегазоперспективных зон и объектов». – М.: ФГУП «ВНИГНИ», 2012.