МГУ имени М.В. Ломоносова

Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

№ госрегистрации
АААА-А16-116033010113-2

УТВЕРЖДАЮ
Директор/декан
М.А. Еремин
«15» декабря 2022 г.

УДК
553.983 Битуминозные сланцы. Нефтяные сланцы
550.8 (устаревший)
552.5 (устаревший)
553.21 (устаревший)
553.24 (устаревший)
553.9 (устаревший)
553.98 (устаревший)
553.982 (устаревший)

ОТЧЕТ
О НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЕ

по теме:
Оценка ресурсов трудноизвлекаемых углеводородов и разработка инновационных методов их освоения
(промежуточный)

Зам. директора/декана
по научной работе
«15» декабря 2022 г.

Руководитель темы
Калмыков Г.А.
«15» декабря 2022 г.

Ступакова А.В.
«15» декабря 2022 г.

Москва 2022

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель темы: профессор, кандидат технических наук, доктор геолого-минералогических наук, доцент/с.н.с. по специальности	(Калмыков Г.А.)
заведующий кафедрой, доктор геолого-минералогических наук, доцент/с.н.с. по специальности, профессор по кафедре	(Ступакова А.В.)
Исполнители темы: старший научный сотрудник, кандидат геолого-минералогических наук	(Бакай Е.А.)
научный сотрудник, кандидат геолого-минералогических наук	(Балушкина Н.С.)
научный сотрудник, кандидат физико-математических наук	(Белохин В.С.)
инженер 1-ой категории	(Завьялова А.П.)
старший научный сотрудник, кандидат химических наук	(Калмыков А.Г.)
	(Калмыков Д.Г.)
	(Корнева Т.Н.)
научный сотрудник, кандидат геолого-минералогических наук	(Корост Д.В.)
специалист	(Манько И.Э.)
научный сотрудник, кандидат геолого-минералогических наук	(Мордасова А.В.)
старший научный сотрудник, кандидат геолого-минералогических наук	(Полудеткина Е.Н.)
ведущий научный сотрудник, кандидат геолого-минералогических наук	(Фадеева Н.П.)
научный сотрудник	(Хамидуллин Р.А.)

Отчет
о научно-исследовательской работе

промежуточный

«Сравнительный анализ нефтеносности баженовской и доманиковой высокоуглеродистых формаций и перспектив промышленной добычи из них углеводородов»

Москва, 2022

Оглавление

Введение 5

1 Технология комплексирования разномасштабных исследований для выявления залежей и оценки ресурсной базы высокоуглеродистой формации 6

2 Подсчет запасов и ресурсов БВУФ Западной Сибири 18

2.1 Подсчет запасов подвижной нефти 18

2.2 Подсчет ресурсов подвижной нефти, сорбированных УВС и «синтетической» нефти 22

3 Доманиковая высокоуглеродистая формация. 29

3.1 Региональное строение ДВУФ по сейсмокомплексам. 29

3.2 Строение и состав разреза ДВУФ. 35

3.3 Обстановки осадконакопления ДВУФ. 53

3.4 Перспективы нефтегазоносности ДВУФ. 60

3.5 Содержание органического вещества и степень его преобразованности ДВУФ. 63

3.6 Пустотное пространство пород ДВУФ. 71

3.7 Суммарная мощность высокоугреродистых пропластков ДВУФ. 75

Заключение 84

Введение

Высокоуглеродистая формация (ВУФ), являясь региональным резервуаром, одновременно представлена как нефтематеринской породой, так и пластом-коллектором и покрышкой. Причем это функциональное, с точки зрения промысловой геологии, разделение не контролируется литологическим фактором. Это первое важное отличие ВУФ от традиционных резервуаров.

В рамках работы специалистами МГУ была предпринята попытка обобщить накопленную геолого-геофизическую информацию разных уровней, необходимую для изучения детального строения регионального резервуара, описаны подходы к исследованиям и интерпретации полученных данных, алгоритм комплексирования результатов разномасштабных исследований, приведены характеристики коллекторских свойств основных литотипов, систематизированы принципы оконтуривания залежей, а также способы выделения высокоперспективных территорий на региональном уровне.

В данном отчете проводится анализ нефтеносности двух основных высокоуглеродистых формаций баженовской и доманиковой и рассматриваются перспективы промышленной добычи из них углеводородов.

Первая часть отчета посвящена баженовской ВУФ (БВУФ) и на основе её изучения рассматривается технология комплексирования разномасштабных исследований для выявления залежей и оценки ресурсной базы высокоуглеродистой формации. Во второй части рассматривается геологическое строение доманиковой ВУФ (ДВУФ) и её нефтеносности.

В целом обе формации представляют промышленный интерес с точки зрения добычи нефти из нетрадиционных отложений. При этом ДВУФ является сильно недооцененной по сравнению с БВУФ. Полученные в последние 3 года промышленные притоки из горизонтальных скважин (дебитом более 150 тонн в сутки), пробуренных в Мухано-Ероховском прогибе, показывают, что ДВУФ требует дополнительных исследований. И по мнению специалистов МГУ в ДВУФ по сравнению с БВУФ (где основные месторождению уже открыты, но еще не оконтурены) гораздо выше вероятность открытия крупных месторождений нефти.

1 Технология комплексирования разномасштабных исследований для выявления залежей и оценки ресурсной базы высокоуглеродистой формации

Баженовская ВУФ (БВУФ) на территории Западной Сибири (ЗС) представляет собой комплекс разновозрастных отложений морского генезиса, стратиграфический объем которых охватывает киммериджский (на севере ЗС), титонский, берриасский, валанжинский и готеривский ярусы (крайний запад, изучаемой территории), с характерным повышенным содержанием аквагенного органического углерода (Значения total organic carbon – TOC > 2.5%. Такая величина TOC является граничной при переходе от рассеянного органического вещества (РОВ) к концентрированному (КОВ)). Основной объем высокоуглеродистых пород сосредоточен в баженовской и тутлеймской свитах, в меньшей степени в породах мулымьинской, марьяновской, яновстанской, гольчихинской и даниловской свит.

Геохимические свойства высокоуглеродистых отложений БВУФ дали основание относить их к основным нефтематеринским в мезозойском чехле Западной Сибири. Поэтому, как правило, изучаются и моделируются лишь те свойства пород, которые влияют на количество углеводородов, способных заполнить традиционные ловушки нефти и газа во вмещающих отложениях.

При этом, БВУФ представляет собой нетрадиционный резервуар регионального ранга, в котором на 2010 год было зарегистрировано 92 месторождения [Брехунцов и др., 2010], и который по оценкам Управления энергетической информации США (EIA) может стать основным источником «сланцевой нефти» в России (74,6 млрд бар – «Technically Recoverable» в баженовской формации (Bazhenov formation) (Technically Recoverable…, 2013).

Резервуары, связанные с высокоуглеродистыми формациями (формация Marcellus в Северной Америке, доманиковые отложения в волго-уральской НГП, формация Eagle Ford в Южном Техасе и др.) (Mark E. Curtis, 2012), сильно отличаются от традиционных по ряду свойств, среди которых форма, тип границ, состав слагающих пород-коллекторов, степень неоднородности внутреннего строения и др. Это требует применения нестандартных подходов и методических решений для моделирования их геологического строения и прогноза нефтеносности.

Основной отличительной особенностью БВУФ, определяющей ее уникальность, является то, что скопления нефти образуются за счет преобразования собственного органического вещества (ОВ) толщи, максимальное содержание TOC может достигать 27%мас. (TOC-total organic carbon – общего органического углерода). Это одновременно нефтегазоматеринская толща, нетрадиционный резервуар и покрышка. Если в традиционных терригенных резервуарах ОВ представлено свободной подвижной нефтью, мигрировавшей из нефтематеринских отложений вне резервуара, то в БВУФ присутствуют одновременно: кероген; углеводородные соединения (УВС), физически сорбированные на керогене или минеральной матрице; а также свободные УВС, образующие скопления подвижной нефти (Калмыков, 2017).

Необходимо отметить морфологическую специфику резервуара БВУФ в ЗС: при огромной площади распространения, превышающей 1,2 млн кв. км, мощность отложений на большей части территории его распространения составляет порядка 30 метров, лишь в периферийных районах возрастая до 90 метров на ограниченных территориях. Столь малая мощность делает практически невозможным применение метода сейсморазведки для прямой оценки свойств рассматриваемого резервуара. По мнению Кондратьева с соавторами: «Применение стандартных сейсмических инверсий, основанных на использовании непрерывных (сглаженных) моделей импедансов, неэффективно для поиска коллекторов, суммарная мощность которых редко превышает 10 м, а

главное потому, что дифференциация акустических свойств внутри баженовской свиты в несколько раз меньше, чем на ее границах» [Кондратьев, 2013]. Мы разделяем его позицию.

Латеральными и вертикальными границами регионального резервуара БВУФ являются не стратиграфические поверхности, а поверхности фациальных замещений, когда концентрация ОВ снижается до кларкового для осадочных пород уровня. Так, высокоуглеродистые карбонатно-глинисто-кремневые породы баженовской свиты замещаются в восточном направлении сероцветными низкоуглеродистыми глинами марьяновской свиты и песчано-алевритовыми глауконитсодержащими отложениями яновстанской свиты с единичными маломощными высокоуглеродистыми прослоями. В западном направлении баженовская свита замещается глинисто-карбонатно-кремневыми высокоуглеродистыми породами тутлеймской свиты, максимальная мощность которых достигает 45 м. Далее по направлению к западной периферии бассейна, тутлеймская свита замещается слабобитуминозными и алевритистыми глинами мулымьинской свиты, сменяющимися сероцветными глинами даниловской свиты, которые вдоль обрамления плиты постепенно переходят в глауконит-кварцевые песчаники федоровской толщи.

В некоторых районах границей распространения резервуара служат дизъюнктивные нарушения и связанные с ними поверхности несогласий. Такая ситуация характерна для полуострова Ямал, в приподнятых участках территории которого установлены размывы верхнеюрских отложений [Кислухин, 2012].

Картину закономерных фациальных замещений и распределения ОВ и мощности резервуара сильно осложняют так называемые «аномальные разрезы» баженовской свиты (АРБ). Породы АРБ представлены переслаиванием высокоуглеродистых глинисто-кремневых пород с низкоуглеродистыми песчано-алевро-глинистого состава, мощность последних в составе аномальных разрезов часто не превышает 20 м. Породы в зонах АРБ сильно дислоцированы, отмечаются в них зеркала скольжения, дайки, зоны смятия. Процессы их формирования до сих пор вызывают множество дискуссий (Нежданов, 2017).

Одной из главных особенностей пород, слагающих БВУФ, помимо нефтематеринского характера, является уникальный, не имеющий аналогов в разрезе Западно-Сибирского бассейна, комплекс породообразующих минералов, который определяется различным соотношением кремневых (от опала до кварца), карбонатных (кальцит и доломит, иногда сидерит и родохрозит) и глинистых минералов, а также пирита и фосфоритов. Для основного объема высокоуглеродистых пород характерен глинисто-кремневый и кремневый состав (Калмыков, 2017), являющийся продуктом преимущественно биогенной седиментации или бактериальной переработки осадка. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) распределены весьма неравномерно: практически вся толща характеризуется крайне низкими значениями пористости (менее 1%) и проницаемости (<0,1 мД) и лишь отдельные пропластки обладают относительно улучшенными ФЕС (Рыжков, 2016; Хамидуллин, 2013).

Распределение пород с улучшенными ФЕС, часто не контролируется литологическими параметрами. Так, один и тот же литотип в одной скважине может быть коллектором с высокими ФЕС, а в соседней - непроницаемой породой-покрышкой.

Петрофизические и пиролитические исследования свидетельствуют, что на высоких стадиях катагенеза все литотипы БВУФ могут становится коллекторами, а на низкой стадии – часто являются флюидоупорами (Калмыков, 2017).

Анализ продуктивности БВУФ отличается от традиционных резервуаров. Так, отсутствие притока в традиционных отложениях однозначно указывает на отсутствие залежи, тогда как в БВУФ сухая при традиционном испытании скважина после ГРП может дать промышленный приток (по представлению А.Э.Конторовича более 1 м3/сутки в вертикальной скважине). Причем рядом пробуренная скважина, может не дать притока, а иногда, наоборот, дать ураганный приток.

Немаловажную роль здесь играет различная катагенетическая преобразованность отложений и неравномерность площадного распределения коллекторских свойств.

В отличие от традиционных резервуаров, законы формирования и распространения коллекторов в БВУФ не ясны, а, следовательно, нет универсальных приемов для поиска, разведки и разработки залежей.

Представленные особенности показывают, что моделирование свойств резервуара в БВУФ в целях добычи нефти требует специальных приемов системного изучения и прогнозирования. На текущий момент, таких методик и приемов, доказавших свою эффективность для всего региона Западной Сибири, не существует. По заявлению Ю.Е.Батурина, для БВУФ «методика дистанционного прогнозирования (с поверхности земли) местонахождения коллекторов…в настоящее время не разработана…Несмотря на региональное развитие отложений, нет методики заложения скважин для промышленной добычи нефти» (Батурин, 2010).

В процессе исследования БВУФ, реализуемого в рамках целевого инновационного проекта 173, коллективом специалистов МГУ имени М.В.Ломоносова и фонда НИР была разработана технология комплексирования разномасштабных исследований с выделением различных иерархических уровней при характеристике строения БВУФ (Волянская, 2018). В основу этого подхода были положены и несколько адаптированы представления об иерархии природных геологических объектов, в наиболее полном виде представленные А.Д. Дмитриевским (Дмитриевский, 2008). Соотношение отдельных элементов строения применительно к БВУФ для каждого уровня и этапа технологии приведено в таблице (см. Таблица 1.1).

Исходным элементом изучения БВУФ является разрез опорной скважины. Опорной может считаться продуктивная скважина, пробуренная на хорошо изученном бурением и сейсморазведкой месторождении, для которой известны все мероприятия по вскрытию и опробованию пласта и из которой поднят керн в полном объеме из целевого интервала и вмещающих отложений. Степень изученности недр уже на этом этапе приобретает решающее значение, тк при отсутствии законов распространения коллекторов, чем больше пробурено доступных для анализа скважин в непосредственной близости к опорной, тем достовернее возможно восстановить особенности формирования продуктивности и тем достовернее прогнозируется изменчивость свойств. Нефтеотдающие интервалы в опорной скважине можно выделить только по результатам опробования. В процессе изучения в разрезе опорной скважины выявляются основные закономерности строения и состава БВУФ по вертикали, дается комплексная аналитическая и геофизическая характеристика нефтеотдающих и неприточных интервалов.

Таблица 1.1 Иерархические уровни алгоритма изучения резервуарных свойств высокоуглеродистой формации

Уровень	5-й	4-й	3-й	2-й	1-й
Основной элемент изучения	Пустотное пространство	Порода	Разрез БВУФ, вскрытый скважиной	Залежь	Зональный резервуар
Размеры элемента по вертикали	1нм-30мм	0,1- 100 см	0 (палеоострова с частичным или полным отсутствием БВУФ) ÷ 80 м	Доли метра - 10 м	5÷80 м (ср. значения 20 ÷40 м)
Размеры элемента по площади				300м-10 км	10км - 1000 км
Основные параметры, характеризующие элемент	Размеры пор, сообщаемость их между собой. Сорбированные и свободные УВС в пустотном пространстве	Минерально-компонентный состав породы Литологические характеристики Геохимические параметры ОВ Вторичные преобразования Нефтенасыщенность	Мощность Строение и состав пластов. Чередование пород в пласте/пачке Возраст пачек и стратификация разрезов Фациальные обстановки осадконакопления Продуктивные интервалы в скважине	Площадь распространения. Структурно-фациальные условия формирования осадков и вторичные процессы. Степень катагенетической преобразованности Локальные разломы Характер внутрирезервуарной миграции флюидов	История геологического развития Нефтегенерация, миграционные процессы и формирование современного облика резервуара. Степень катагенетической преобразованности в пределах зоны. Зональные и региональные разломы Тепловые потоки

		Пористость, проницаемость		Пластовые давления и температуры	
Размерность	3D на микроуровне	1D	1D (2D для горизонтально ствола)	3D	3D
Основные понятия об элементах изучения	Структура пустотного пространства	Литологические типы породы	Пласты, пачки стандартного разреза. Генетические типы пластов коллекторов Потенциально-продуктивные интервалы.	Структурно-фациальные элементы Залежи в различных типах коллекторов	Зоны распространения объектов с доказанной и потенциальной продуктивностью. Зональное распределение ОВ. Зоны с различной катагенетической зрелостью керогена
Основные методы получения информации об элементе	РЭМ, ФИП-РЭМ, микротомография, Описание шлифов, ртутная капилляриметрия	Рентгеновские методы, петрографические методы, изотопные пиролитические, методы.	ГИС, петрофизические зависимости, ПГИ, МЭРы, ГТИ, ВСП	3D сейсморазведка ВСП 3D цифровые геологические модели	2D сейсморазведка 2D гравиразведка Бассейновые и 3D цифровые геологические модели

Изучение пород в разрезе опорной скважины – это первый этап технологии комплексирования. В процессе выполнения работ был подготовлен проект методических рекомендаций по исследованию керна БВУФ. Образцы пород исследуются в масштабе от первых микрон (рентгеновская микротомография, электронная микроскопия и др.) до первых десятков см (к примеру, макропалеонтологическая характеристика). Важнейшим является исследование фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), химического и минерального состава, геохимических особенностей компонентов ОВ, структуры и текстуры породы, вторичных изменений и соотношения коллекторских, нефтематеринских и экранирующих свойств. На этом уровне характеризуются основные литологические типы пород, с учетом результатов попластовых испытаний выделяются высокопористые проницаемые нефтенасыщенные породы-естественные коллекторы, нефтенасыщенные низкопроницаемые низкоемкие коллекторы и породы матрицы, характеризующиеся низкими ФЕС, но высокими нефтематеринскими свойствами, или являющиеся локальными флюидоупорами. В процессе работы уточняется флюидодинамическая модель насыщенности порового пространства

Соотношение между породами коллекторами и неколлекторами определяется только аналитическими параметрами пиролиза и величиной подвижной пористости, измеренной до экстракции образцов пород, и чаще всего является достаточно однозначным. На этом же этапе исследований проводится типизация коллекторов по составу, генезису и структуре пустотного пространства.

Важно помнить, что если по каким-либо причинам в качестве опорной выбрана непродуктивная даже после ГРП скважина, то в ней нельзя проводить выделение коллекторов с дальнейшим распространением признаков коллекторов на соседние скважины.

Функциональное, с точки зрения промысловой геологии, разделение пород на коллекторы и неколлекторы контролируется как седиментационными факторами, так и вторичными преобразованиями пород.

На сегодняшний день достоверно установлено, что притоки нефти в БВУФ могут быть получены из вторично преобразованных радиоляритов и фосфоритов и кремнисто-фосфатных пород с микрокаверновым типом пустот (Термин «каверны» подразумевает не размер пустоты, но подчеркивает ее генезис: как результат процесса выщелачивания), а также из карбонатных пород септариевой и/или водорослевой природы с трещинно-каверновым типом пустотного пространства, которые могут обеспечивать ураганные притоки, но часто приурочены к абалакской свите, не входящей в БВУФ.

Сложная геометрия пустотного пространства, малый диаметр поровых каналов, преобладание изолированных пор, преимущественно низкая проницаемость и частое отсутствие корреляционной взаимосвязи пористости и проницаемости - это генетически обусловленные особенности коллекторов БВУФ. Коллекторы являются вторичными, формируются в процессе литогенеза, благодаря очаговому, слабо прогнозируемому растворению и переотложению минерального вещества в различных литотипах. Кроме того, катагенетическое преобразование самого органического вещества происходит с изменением его объема и структуры с формированием пор, каверн и трещин не только в минеральной части, но и в керогене, которым обогащены все породы БВУФ. Сводная характеристика коллекторов БВУФ приведена в таблице (см. Таблица 1.2).

Таблица 1.2 Сводная характеристика различных типов естественных коллекторов БВУФ

Литологический состав	Тип порового пространства	ФЕС	Генезис	Мощность, м	Условия формирования	Катагенез
Кремнистый (радиоляриты)/карбонатно-кремнистый	Внутрискелетные, межкристаллические пустоты	Кп: 3-23% Кпр: н.п.о.-54мД	Выщелачивание форменных компонентов и перекристаллизация участков пласта	До 4,4	В зоне влияния палеотечения в морском бассейне с последующими вторичными преобразованиями	МК1-МК3
Фосфатный/ кремнево-фосфатный	Межкомпонентные пустоты и пустоты выщелачивания	Кп: 6-20% Кпр: н.п.о.-13 мД	Выщелачивание форменных компонентов и перекристаллизация участков пласта	До 0,8	В зоне действия апвеллинга с последующими вторичными преобразованиями	МК3-МК4
Карбонатный	Внутрискелетные пустоты и микротрещины Трещины и каверны	Кп:3-27,5% Кпр: 0,1-419 мД	Выщелачивание форменных компонентов, тектоно-гидротермальное трещинообразование	До 14	Вблизи разломных зон и катагенетических аномалий	МК3-МК4
Высокоуглеродистый смешанный	Поры в керогене, внутрискелетные пустоты, трещины	Кп: 3-10% Кпр: н.п.о.-2 мД	Выщелачивание форменных компонентов, термическое созревание керогена	До 15	Вблизи зон действия гидротерм и катагенетических аномалий	МК2-МК4

Это объясняет известную картину неравномерного распределения продуктивности БВУФ: часто в пределах месторождения одна скважина дает высокий промышленный приток, соседняя дает непромышленный и работает только после ГРП, а третья и вовсе оказывается сухой.

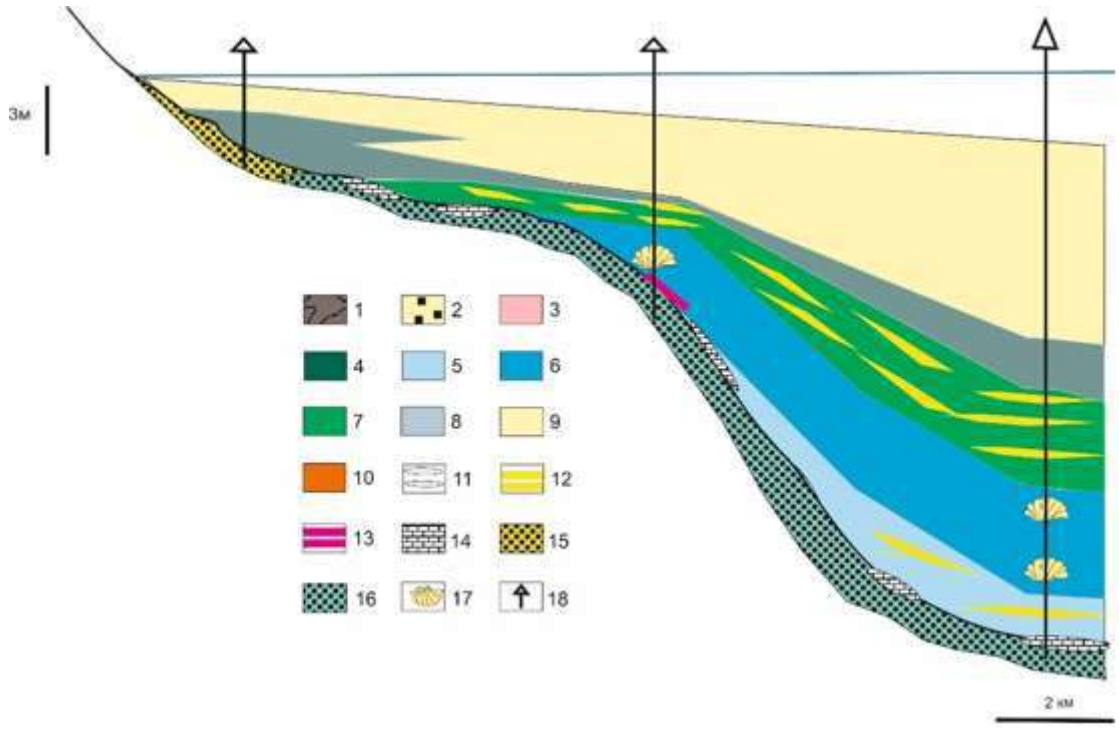
Поэтому латеральная изменчивость свойств пород и связанная с этим неравномерная продуктивность имеет важнейшее значение. Оценка этой изменчивости проводится на следующем этапе технологии, где основным источником информации о свойствах БВУФ являются показания методов ГИС. При интерпретации комплекса ГИС устанавливаются закономерности строения и композиции пород и пластов в разрезах, изменчивость характеристик пластов от скважины к скважине. На этом уровне разрабатываются принципы стратификации и корреляции разрезов как в масштабах месторождения, так и в масштабах всего бассейна, появляется информация о мощности, площади распространения, строении возрасте и выдержанности по площади основных пластов, среди которых наибольший интерес представляют пласты-коллекторы. Строятся палеогеоморфологические профили, отражающие латеральную изменчивость пластов на разных элементах структур, создаются алгоритмы интерпретации комплекса ГИС.

На рисунке (*см. Рисунок 1.1)* приведены палеогеоморфологические профили через отложения БВУФ для разных месторождений. На каждом профиле проведена корреляция шести основных литологических пачек пород, слагающих разрез, каждая из которых характеризует определенный этап осадконакопления. Внутри каждой пачки выделены слагающие ее литотипы пород.

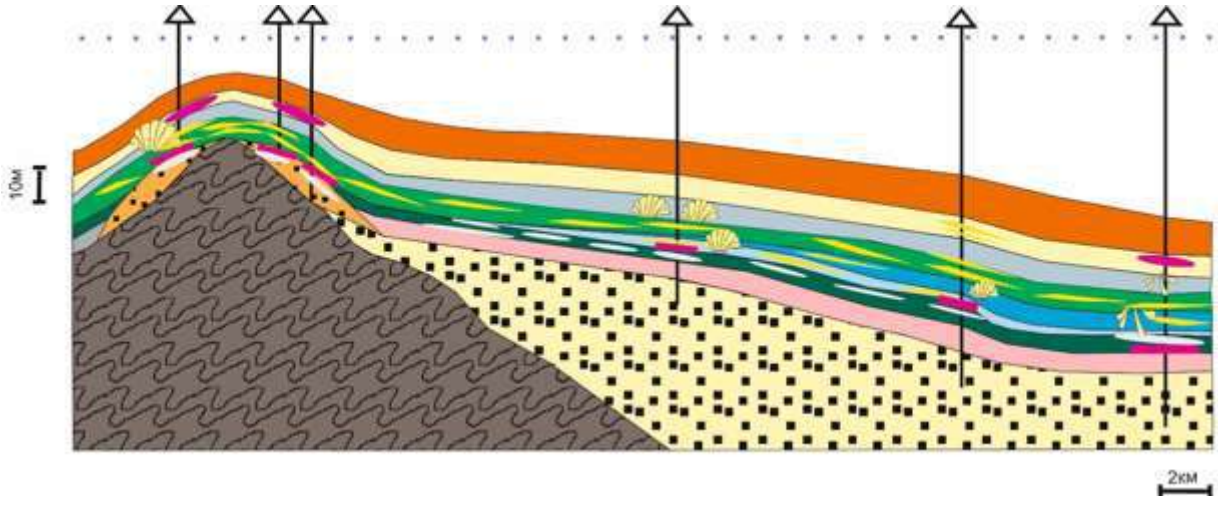
На представленных профилях видно, как сильно могут меняться свойства толщи от скважины к скважине. К примеру, на Урненском месторождении вблизи выступа фундамента нижняя кремнистая часть разреза, в которой чаще всего формируются коллекторы, отсутствует, отложения являются низкокремнистыми, стратиграфически неполными и имеют малую мощность, (см. *Рисунок 1.1*, а). На Каменном участке помимо отсутствия в разрезах свода структуры нижних пачек, наблюдаются изменения в литологическом составе пачки 5: на своде структуры в пачке появляются пласты фосфоритов, которые могут являться коллекторами (см. *Рисунок 1.1,* б).

При межскважинной корреляции появляется проблема выделения пластов коллекторов в скважинах без керновых данных и данных испытаний. Особенности состава пород БВУФ и низкие коллекторские свойства не позволяют в большинстве случаев однозначно определить по комплексу ГИС интервалы коллекторов. Поэтому при анализе геофизических данных используется понятие: «потенциально-продуктивный интервал» (ППИ). ППИ надежно идентифицируются по положению в разрезах, а в геофизических полях по выдержанности физических свойств, зависящих от минерально-компонентного состава. Генезис пород, слагающих ППИ, реконструируется по седиментационным факторам, поэтому пласт ППИ может быть прослежен от скважины к скважине и распространен по площади. При этом в зависимости от стратиграфической и литологической полноты вскрываемого разреза и стадии геологоразведочных работ, комплекс ГИС позволяет либо выделять и коррелировать ППИ единого состава и положения в разрезе, либо производить полный расчет минерально-компонентного состава пород и пористости.

При выделении и корреляции в межскважинном пространстве пород коллекторов или ППИ проводится расчет пористости по доступному комплексу ГИС после предварительной петрофизической настройки и определения положения кровли и подошвы ППИ в скважине, анализ результатов опробования и опытно-промышленной эксплуатации скважин и сопоставление с результатами исследований керна для выделения естественных и технически-стимулируемых коллекторов, оцениваются перспективы применения альтернативных методов воздействия на пласт.



а)



б)

Рисунок 1.1 Геоморфологические профили через отложения БВУФ на а) Урненском и б) Каменном участках

Условные обозначения: 1- породы фундамента, 2- терригенные юрские отложения, 3- нижняя часть абалакской свит, 4- верхняя часть абалакской свиты, 5- первая пачка БВУФ, 6- вторая пачка БВУФ, 7- третья пачка БВУФ, 8-четвертая пачка БВУФ, 9- пятая пачка БВУФ, 10- шестая пачка БВУФ, 11- карбонатные конкреции и стяжения абалакской свиты, 12- прослои радиоляритов, 13- прослои и конкреции фосфоритов, 14 – желваковые известняки васюганской и георгиевской свит, 15- песчаники и гравелиты васюганской и георгиевской свит, 16- глинисто-глауконитовые породы георгиевской свиты, 17- раковинный детрит, 18- скважина

Для БВУФ степень подвижности углеводородных соединений в системе поровых каналов сильно зависит от применяемого в конкретной скважине комплекса ГТМ. При разном характере воздействия может отличаться и состав извлекаемой углеводородной смеси. Например, в результате ГРП создаются каналы для дополнительного извлечения подвижной нефти, в которой много легких

соединений, а введение органических растворителей приводит к десорбции физически связанных тяжелых углеводородов и гетероатомных соединений. Эти особенности уже учтены во флюидодинамической модели.

Важнейшим результатом работы на этом этапе технологии является выделение ППИ и расчет пористости. Алгоритм расчета пористости в ППИ по ограниченному комплексу ГИС, предложенный в рамках работ, описан в соответствующем разделе отчета и несколько отличается от стандартного.

На следующем этапе изучения проводится оконтуривание залежей и прогноз пластов коллекторов по площади путем построения 3Д цифровой геологической модели. Характеристика строения резервуара на этом уровне изучения дается в пределах структурных элементов III и IV порядков.

На этом этапе основную информацию об объекте несет сейсморазведка 3Д или локальная 2Д сейсморазведка. Геоморфологические профили и катагенетическая неоднородность являются основой для структурно-фациального и катагенетического районирования и выделения территорий с одинаковыми геолого-геофизическими и геохимическими свойствами отложений и нефтепромысловыми характеристиками. На объектах с доказанной продуктивностью проводится оконтуривание залежей в различных типах коллекторов и оцениваются запасы подвижной нефти. Если данные о продуктивности отсутствуют или в пределах объекта отложения по результатам опробования непродуктивны, то проводится оценка ресурсов.

Исследование строения резервуара, построение 3Д цифровой геологической модели БВУФ и оконтуривание залежи показано на примере одного из месторождений на рисунке *(см. Рисунок 1.2).*

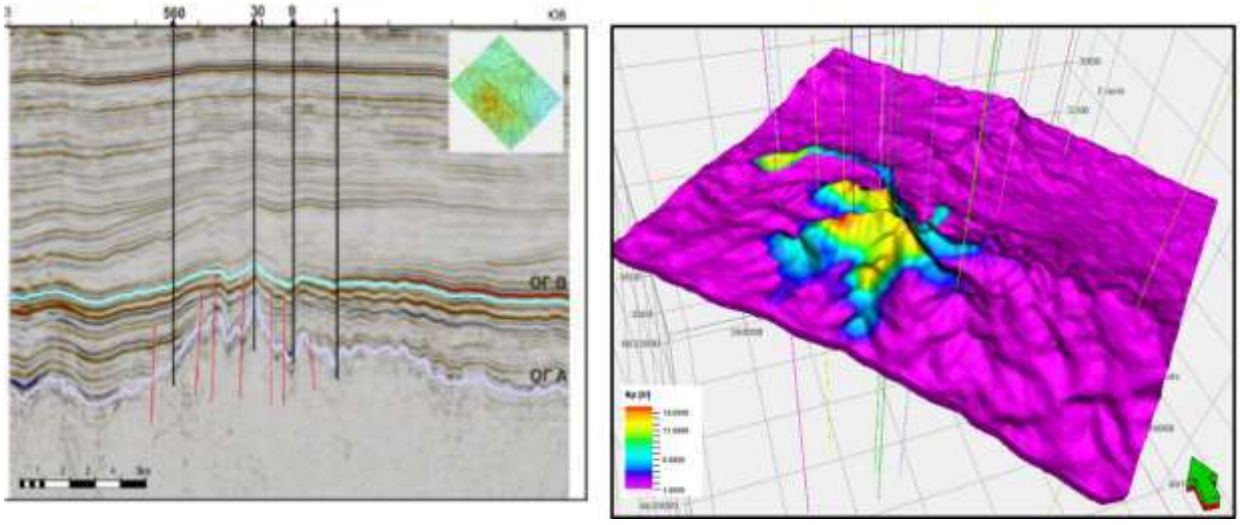


Рисунок 1.2 Контуры залежи в пористом радиолярите БВУФ на одном из месторождений в юго-восточной части Западной Сибири

В процессе работы были систематизированы принципы выделения контуров залежей. Контур залежи в пределах положительного структурного элемента 4-го порядка, включает все скважины, в которых естественный коллектор (ЕК) выделяется по одному из трех критериев: 1. получены притоки из Ю0, 2. ЕК выделен по керну (Кпп>5.3%), 3. по ЯМК. Граница залежи проводится по замкнутой изогипсе или изогипсе, упирающейся в разлом, расположенной не далее половины расстояния между скважиной с естественным коллектором и без него, но не более чем в

1 км от скважины с выделенным естественным коллектором, либо по контуру гранитного массива, выделенного в кровле ДЮК.

Полученная информация о строении залежей подвижной нефти на отдельных территориях аккумулируются в зональной и региональной моделях в масштабе структурных элементов I и II порядков на десятки и сотни километров. На этом этапе технологии учитываются региональные зпалеогеографические и катагенетические закономерности распределения коллекторов нефти. Для учета этих факторов строятся карты распределения современных величин органического углерода (ТОС), степени катагенетической преобразованности и исходных содержаний органического вещества (ОВ) на начало катагенетических преобразований, реконструируется положение оси палеотечения, определившего неравномерность распределения пластов радиоляритов. Структурная неоднородность строения БВУФ, палеогеоморфологические особенности учитываются в зональном районировании территории по типам разреза. Всего для ЗС выделено 13 типов разрезов БВУФ, для каждого из которых используются свои параметры петрофизической модели для последующих расчетов (см. *Рисунок 1.3).*

Карты, описывающие распределение нефтематеринских свойств БВУФ, дополняются информацией о резервуарных свойствах: литологическом составе толщи, мощности, рельефе фундамента, наличии гидротермальной проработки пород, установленной в ДЮК и в БВУФ, и фактическими данными о фильтрационно-емкостных свойствах пород и геометрии выявленных залежей.

По набору указанных параметров строится региональная вероятностная модель нахождения залежей подвижной нефти в отложениях БВУФ. Входными параметрами для построения схемы были выбраны: седиментация, катагенез, гидротермальное воздействие. Ранжирование каждого критерия на категории проведено на основании изменчивости, степени влияния на качество резервуара и достоверности оценки данного признака.

Описанный подход позволяет проводить региональную разноуровневую оценку перспектив нефтеносности БВУФ с выявлением высокоперспективных территорий для дальнейшего поиска залежей подвижной нефти и газа внутри них.

Системный подход при изучении пород БВУФ позволяет все разномасштабные исследования (керновые, петрофизические, сейсмические, бассейновые) свести в один алгоритм комплексного исследования и интерпретации для создания модели строения непосредственно объектов с доказанной или потенциальной продуктивностью для такого сложнопостроенного регионального резервуара, как БВУФ Западной Сибири.

Описанную иерархию (*Таблица 1.1*), успешно примененную для БВУФ в пределах Западной Сибири, можно применять и для других нефтепродуктивных высокоуглеродистых формаций со сложным строением и структурой пустотного пространства, поскольку она имеет достаточно унифицированный вид. При этом, ее применение наиболее оправданон и эффективно для высокоуглеродистых формаций малой мощности.

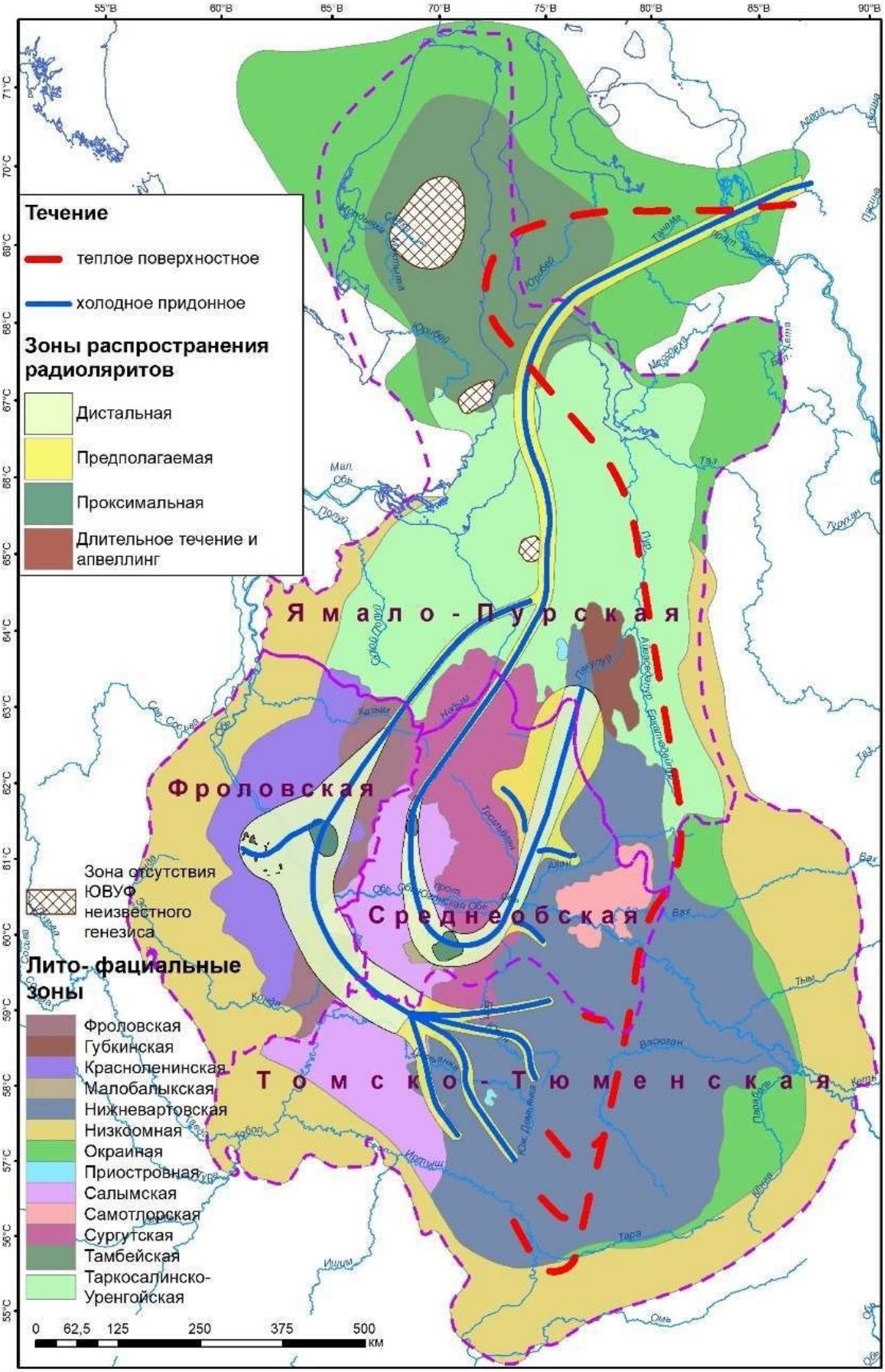


Рисунок 1.3 Районирование территории Западной Сибири по типам разреза БВУФ

2 Подсчет запасов и ресурсов БВУФ Западной Сибири

2.1 Подсчет запасов подвижной нефти

Площадь нефтеносности запасов подвижной нефти в пределах Западно-Сибирского бассейна совпадает с границами распространения потенциально-продуктивных интервалов. Запасы по всем участкам, в которых произведен подсчет, подтверждены керновыми данными и результатами испытаний скважин. В оценке участвовали только те месторождения (лицензионные участи), притоки по которым из пласта Ю0 составляют более 1 т/сут.

В рамках работы, с учетом всей имеющейся геолого-промысловой информацией были выделены прогнозные контура залежей (ПКЗ). Методика и алгоритмы оконтуривания ПКЗ описаны в предыдущих этапах и главах работы.

Учитывая то, что в пределах контуров находится минимум одна скважина, давшая промышленный приток нефти из пласта Ю0, выделенные контуры предлагается отнести к категории запасов С2+С1 согласно предложенной классификации запасов.

Запасы подвижной нефти и ресурсов первого типа посчитаны по 113 участкам - включая 41 участок по Фроловской зоне, 48 участков по Среднеобской зоне, 7 участкам по Томско-Тюменской зоне и 17 участкам по Ямало-Пурской зоне (*см. Рисунок 2.1*)

На каждом из месторождений, кроме запасов нефти естественного порового коллектора посчитаны так же запасы матрицы породы (ресурсы подвижной нефти 1 типа)

Эффективные толщины выделены по керну и ГИС, а пористость посчитана по керну, а также дебитам скважин на месторождениях, по которым есть данные.

Эффективная толщина матрицы совпадает с общей мощностью БВУФ и определялась по картам толщин для соответствующего месторождения. Пористость матрицы ранжирована в зависимости от степени катагенетической преобразованности ОВ и изменяется от 0,23% для стадии МК1- ПКЗ до 0,9% для стадии МК3 и выше.

Подсчетные параметры, характеризующие свойства нефти (ρн – плотность нефти в стандартных условиях, г/см3; θ – пересчетный коэффициент, доли ед., Кн - нефтенасыщенность, доли ед.) взяты как средние данные из 6ГР за 2019 год, по месторождениям, у которых на балансе числится пласт Ю0.

Таким образом, начальные геологические запасы естественного порового коллектора Фроловской зоны составляют 216 388 тыс.т.нефти, ресурсы первого типа или подвижной нефти, содержащейся в матрице породы БВУФ составляют 370 172 тыс.т.нефти., запасы естественного коллектора Среднеообской зоны составляют 938 519 тыс.т.нефти, в матрице пород Среднеобской зоны содержится 797 933 тыс.т.подвижной нефти, в Томско-Тюменской зоне содержится 63 366 тыс.т.нефти в естественном коллекторе и 146 341 тыс.т.нефти в матрице и в Ямало-Пурской зоне содержится 92 061 тыс.т.нефти и 115 111 тыс.т.нефти в коллекторе и матрице соответственно.

Всего в Западно-Сибирском бассейне в пределах площади исследования посчитаны запасы нефти, содержащиеся в естественном коллекторе в объеме 1 310 334 тыс.т.нефти и ресурсы подвижной нефти матрицы породы в объеме 1 429 557 тыс.т. нефти, составляющие вместе 2 739 891 тыс.т. нефти (*Таблица 2.1*).

Сопоставление запасов нефти, числящихся на государственном балансе и представленных в отчете

Региональной оценкой геологических запасов БВУФ занимались последние десятилетия многие исследователи геологи.

Первоначальные ранние оценки конца 20 века сводились к объему запасов нефти в 1 триллион тонн нефти.

По данным Боксермана А.А. («Зарубежнефть», 2010г) геологические запасы составляют 30 млрд. тонн.

Согласно данным И.И.Нестерова, по состоянию на 01.01.2010 залежи нефти в баженовской свите и ее аналогах на Государственном балансе учтены по 92 месторождениям Западной Сибири [Нестеров, Брехунцов, 2010]. Геологические запасы по 92 залежам по категории АВС1С2 составляют 2 252млн.т нефти.

Если сравнивать запасы естественного коллектора и матрицы породы в пределах зон ПКЗ, посчитанные в текущей работе с оценками И.И.Нестерова (2010г.), то прирост запасов составил 487 891 тыс.тонн нефти или 21%. Изменения связаны прежде всего с перераспределением запасов, локализацией запасов в пределах предложенных ПКЗ и подсчетом как запасов в пределах естественного коллектора так и ресурсов подвижной нефти матрицы породы в пределах залежи.

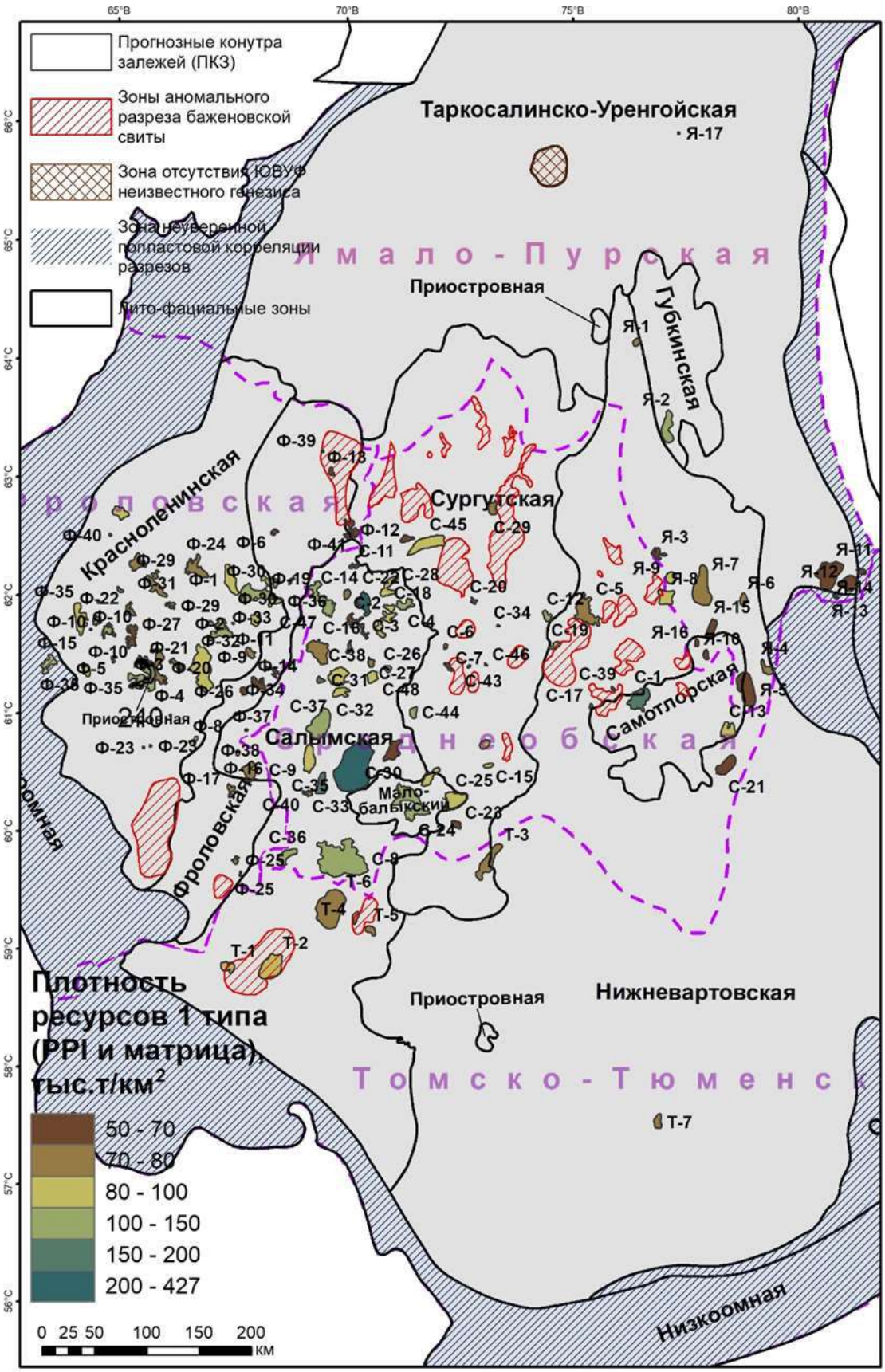


Рисунок 2.1 Карта плотности запасов в пределах выделенных ПКЗ

Таблица 2.1 Запасы подвижной нефти и ресурсов первого типа по 4 зонам выделенным на Рисунок 2.1

ФРОЛОВСКАЯ ЗОНА

Пласт, подсчетный объект	Площадь нефтеносности, тыс.м^2	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	Плотность ресурсов 1 типа,тыс.т/км2
ЮК0 PPI(естественный поровый коллектор)	**4480017**	**216388**	48
ЮК0 (матрица)	**4480017**	**370172**	83
ЮК0 (PPI+матрица)	**4480017**	**586560**	132

СРЕДНЕОБСКАЯ ЗОНА

Пласт, подсчетный объект	Площадь нефтеносности, тыс.м^2	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	Плотность ресурсов 1 типа,тыс.т/км2
ЮК0 PPI(естественный поровый коллектор)	**8151196**	**938519**	115
ЮК0 (матрица)	**8151196**	**797933**	98
ЮК0 (PPI+матрица)	**8151196**	**1736452**	201

ТОМСКО-ТЮМЕНСКАЯ ЗОНА

Пласт, подсчетный объект	Площадь нефтеносности, тыс.м^2	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	Плотность ресурсов 1 типа,тыс.т/км2
ЮК0 PPI(естественный поровый коллектор)	**1696554**	**63366**	37
ЮК0 (матрица)	**1696554**	**146341**	86
ЮК0 (PPI+матрица)	**1696554**	**209707**	124

ЯМАЛО-ПУРСКАЯ ЗОНА

Пласт, подсчетный объект	Площадь нефтеносности, тыс.м^2	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	Плотность ресурсов 1 типа,тыс.т/км2
ЮК0 PPI(естественный поровый коллектор)	**2464805**	**92061**	37
ЮК0 (матрица)	**2464805**	**115111**	47
ЮК0 (PPI+матрица)	**2464805**	**207172**	84

2.2 Подсчет ресурсов подвижной нефти, сорбированных УВС и «синтетической» нефти

Ресурсы подвижной нефти матрицы породы или ресурсы первого типа считались по всей площади исследовательских работ. Подсчет производился объемным методом. Подсчетные параметры, характеризующие свойства нефти (ρн – плотность нефти в стандартных условиях, г/см3; θ – пересчетный коэффициент, доли ед.) взяты как средние данные из 6ГР за 2019 год, по месторождениям, у которых на балансе числится пласт Ю0. Учитывая отсутствие свободной воды, коэффициент нефтенасыщенности предлагается принять равным 1.

Эффективная толщина матрицы совпадает с общей мощностью БВУФ за вычетом зон с аномальным типом разреза и определялась цифровым способом по картам толщин. Пористость матрицы ранжирована в зависимости от степени катагенетической преобразованности ОВ и изменяется от 0,23% для стадии МК1- ПКЗ до 0,9% для стадии МК3 и выше.

Для расчета ресурсов сорбированных УВС (ресурсов второго типа) был введен параметр Св.н. который представляет собой отношение массы сорбированных УВС mв.н к массе горной породы mг.п:

Св.н=mв.н/ mг.п

Значения массовой доли УВ по скважинам Западно-Сибирского региона работ изменяется в диапазоне от 0 в краевых зонах до 36,1 мг УВ на г породы в Среднеобской зоне, среднее значение равно 11,8.

Формула для расчета ресурсов второго типа-Qв.н принимает вид:

Qв.н= Св.н* **δ**г. п*Vп [тыс.т]

Для расчета ресурсов остаточного генерационного потенциала (ресурсов третьего типа) вводится понятие массовой доли Согп равной отношению массы потенциально извлекаемых из керогена УВС mогп к массе горной породы mг.п.

Значения остаточного генерационного потенциала керогена по скважинам Западной Сибири изменяет от 0 до 92,7 мг УВ на г породы, среднее значение равно 23,5.

Формула для расчета ресурсов остаточного нефтегенерационного потенциала:

Qо.г.п.= Согп* **δ**г. п*Vп[тыс.т]

Средняя плотность пород (***δ***г. п) по данным ГИС равна 2,4 т/м3.

Методика расчета параметров Св.н и Qо.г.п. по данным пиролиза подробно описана в предыдущих этапах работы по оценке ресурсов и запасов Томско-Тюменской, Фроловской, Среднеобской, Ямало-Пурской (включая всю Западную Сибирь) зонам.

Значения параметров Св.н и Согп получены по соответствующим картам распределения и равны 0,01226 и 0,02241 тУВ/т*породы для Фроловской зоны, 0,02004 и 0,03974 тУВ/т*породы для Среднеобской зоны, 0.01159 и 0.0294 тУВ/т*породы для Томско-Тюменской зоны и 0,0116 и 0,0176 тУВ/т*породы для Ямало-Пурской зоны соответственно.

Всего во Фроловской зоне ресурсы II-го типа составляют 143 265 400 тыс. т. нефти, ресурсы III-го типа 261 874 254тыс. т. нефти, в Среднеобской зоне ресурсы II-го типа составляют 192 408 878, ресурсы III-го типа 381 553 334 тыс. т нефти, в Томско-Тюменской зоне ресурсы II-го типа составляют 341 978 639 тыс. т нефти, ресурсы III-го типа 867 486 797 тыс. т нефти и в Ямало-Пурской зоне 422 052 298 тыс. т нефти и 665 602 190 тыс. т нефти соответственно. (Таблица 2.3).

Ресурсы I типа в пределах Западной Сибири составляют 74 279 912 тыс. т. нефти, включая ресурсы матрицы, в выделенных зонах ПКЗ (*Таблица 2.2*).

Для оценки плотности ресурсов по площади были построены карты распределения ресурсов I, II и III типа (см. *Рисунок 2.2, Рисунок 2.3, Рисунок 2.4*).

Таблица 2.2 Подсчет ресурсов 1-ого типа пласта Ю0

Пласт, подсчетный объект	Градация катагенеза	Площадь нефтеносности, тыс.м2	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м3 МГУ	Коэффициенты, доли ед.			Плотность нефти, г/см3	Ресурсы I типа, тыс.т
					пористости	нефтенасыщенности	пересчетный		
Ресурсы подвижной нефти	МК3и выше	87468787	25	2186719675	0.009	1	0.73	0.85	12211736
	МК2	189857071	29	5505855059	0.005	1	0.73	0.85	17081915
	МК1-ПК3	1125776679	28	31521747012	0.0023	1	0.73	0.85	44986261
	ВСЕГО								74279912

Таблица 2.3 Подсчет ресурсов 2-ого и 3-ого типа пласта Ю0

Пласт, подсчетный объект	Площадь нефтеносности, тыс.м2	Средняя нефтенасыенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м3	Значение массовой доли УВС, тУВ/т*породы	Значение остаточного генерационного потенциала керогена, тУВ/т*породы	Плотность породы, г/см3	Средняя плотность ресурсов, тыс.т/км2	Начальные геологические ресурсы нефти, тыс.т
ФРОЛОВСКАЯ ЗОНА								
Ресурсы сорбированных УВ	178351620	27.3	4868999226	0.01226	-	2.4	803	143265433
Ресурсы "синтетической нефти"	178351620	27.3	4868999226	-	0.02241	2.4	1468	261874254
СРЕДНЕОБСКАЯ ЗОНА								
Ресурсы сорбированных УВ	155662150	25.7	4000517255	0.02004	-	2.4	1236	192408878
Ресурсы "синтетической нефти"	155662150	25.7	4000517255	-	0.03974	2.4	2451	381553334
ТОМСКО-ТЮМЕНСКАЯ ЗОНА								

Ресурсы сорбированных УВ	445446160	27.6	12294314016	0.01159	-	2.4	768	341978639
Ресурсы "синтетической нефти"	445446160	27.6	12294314016	-	0.0294	2.4	1947	867486797
ЯМАЛО-ПУРСКАЯ ЗОНА								
Ресурсы сорбированных УВ	483362810	32.6	15757627606	0.01116	-	2.4	873	422052298
Ресурсы "синтетической нефти"	483362810	32.6	15757627606	-	0.0176	2.4	1377	665602190
ВСЕГО								
Ресурсы сорбированных УВ	1262822740						871	1099705248
Ресурсы "синтетической нефти"	1262822740						1724	2176516575

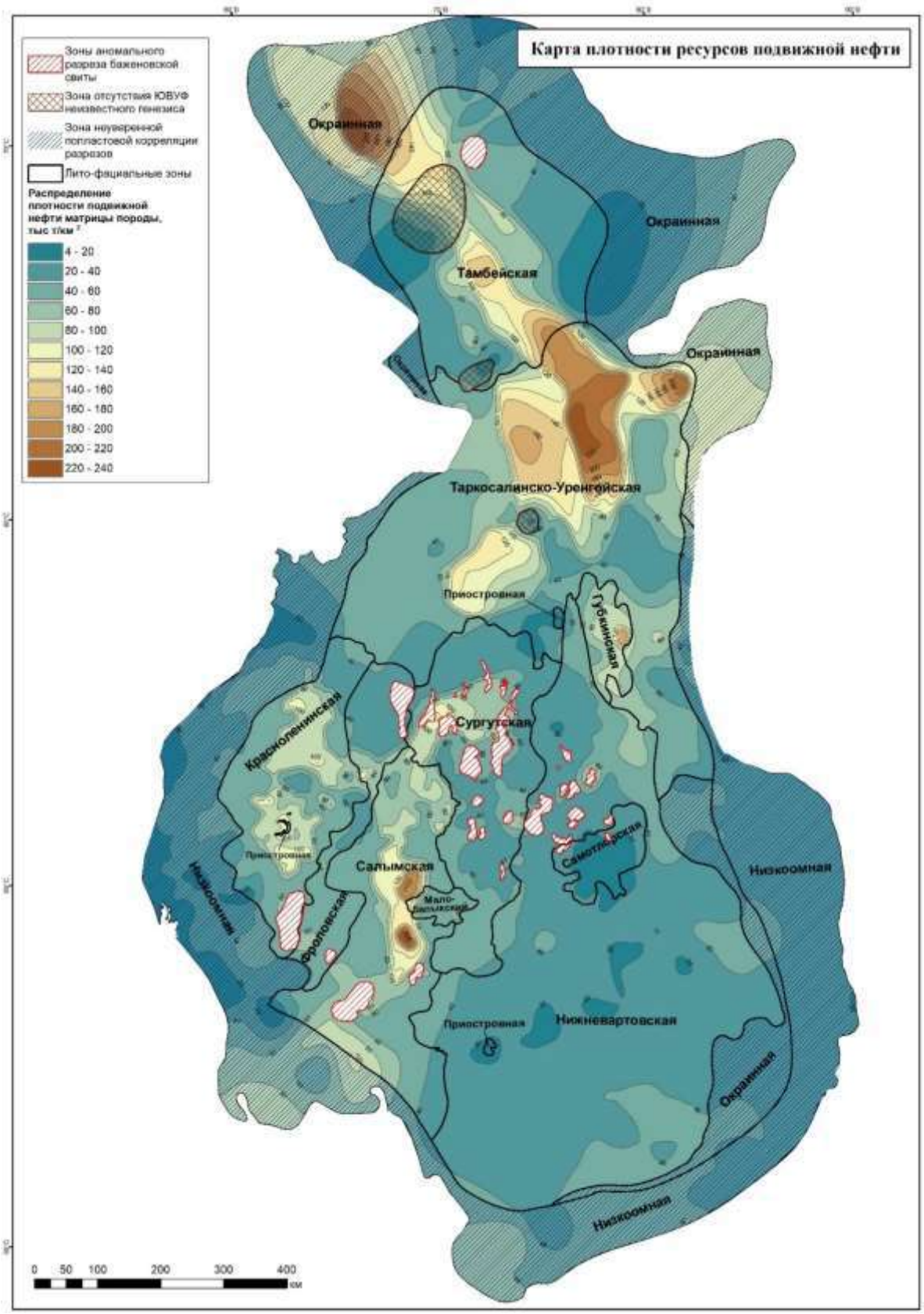


Рисунок 2.2 Карта плотности ресурсов подвижной нефти матрицы (I тип ресурсов)

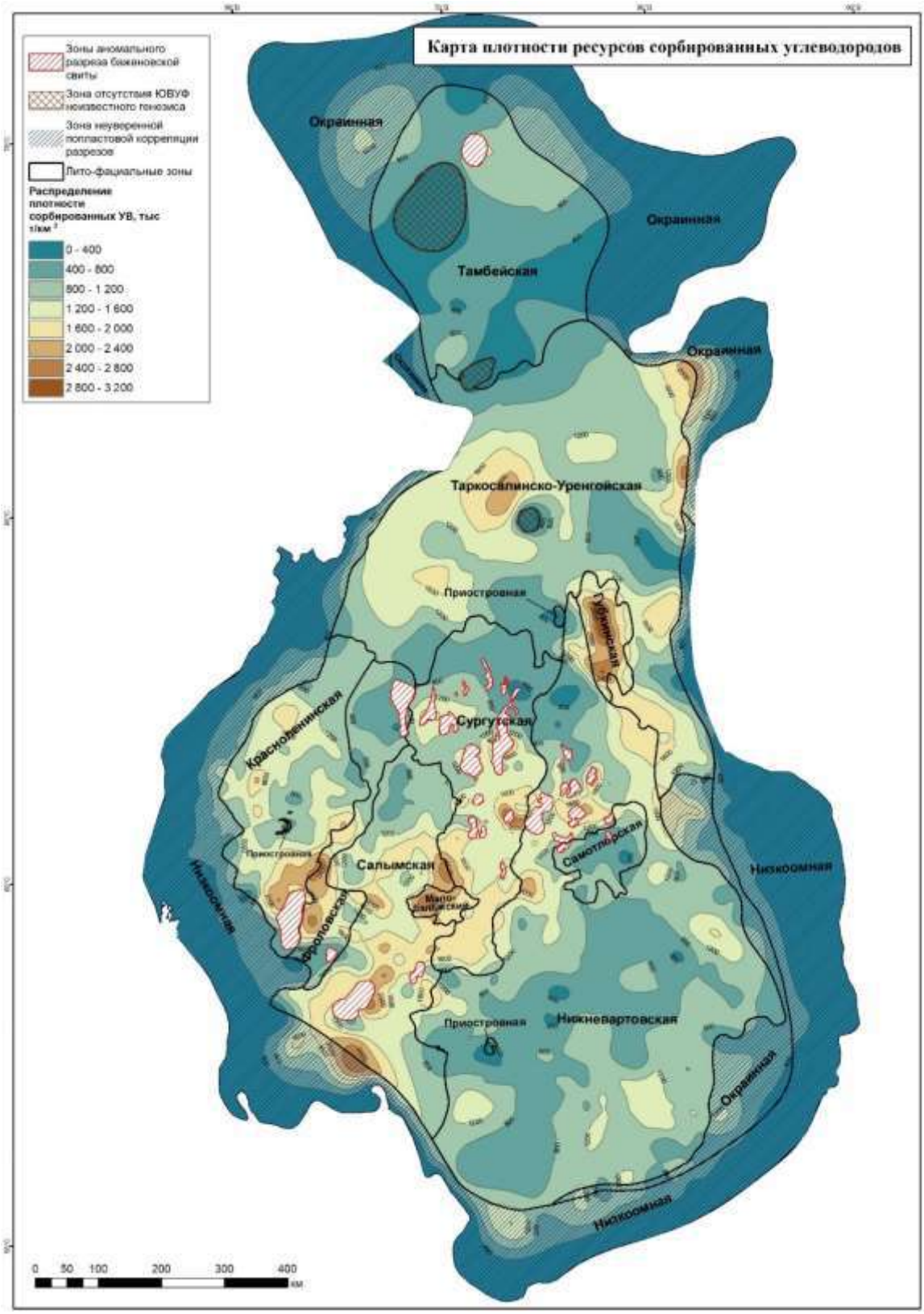


Рисунок 2.3 Карта плотности ресурсов сорбированный углеводородов (II тип ресурсов)

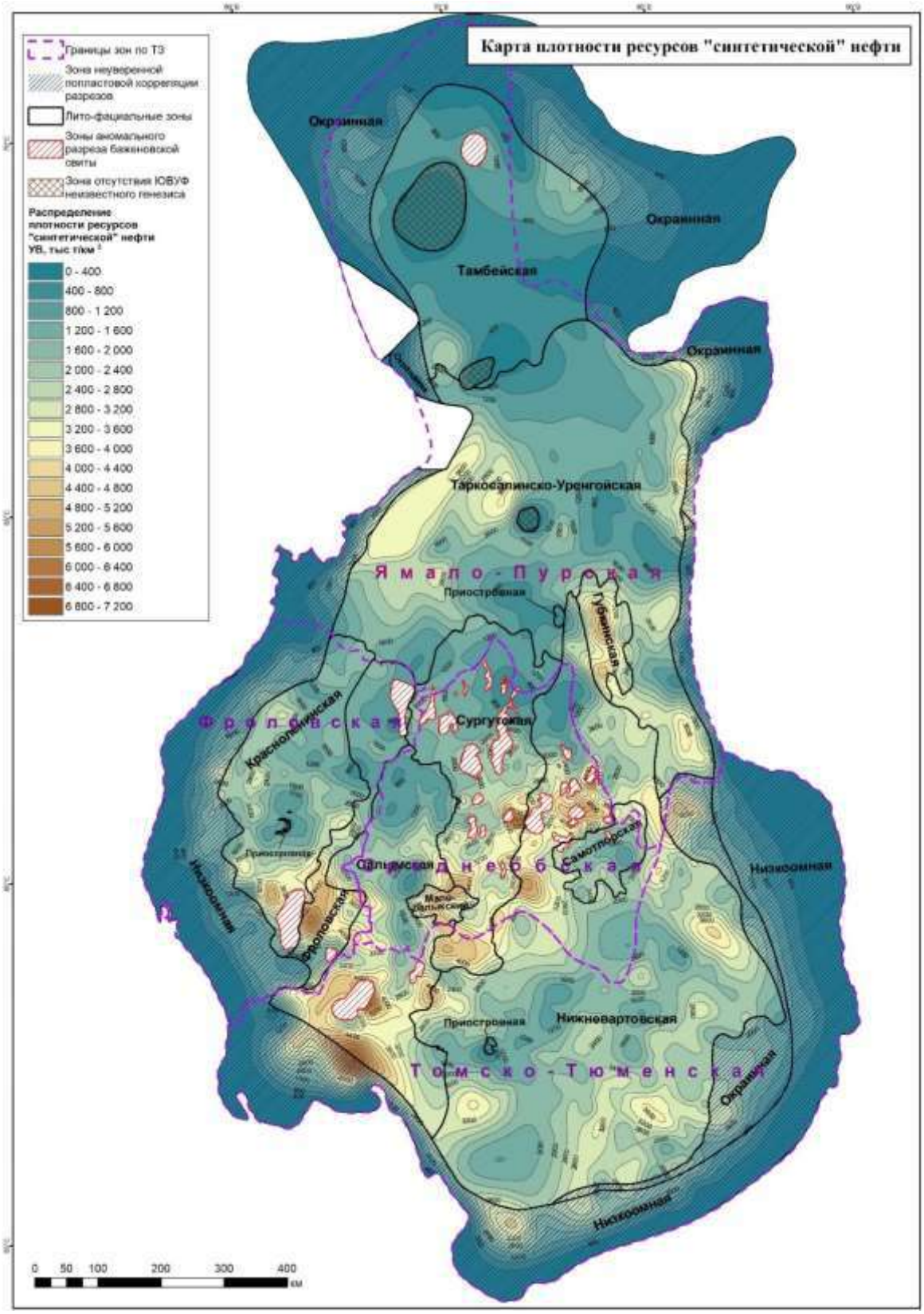


Рисунок 2.4 Карта плотности ресурсов «синтетической» нефти (III тип ресурсов)

3 Доманиковая высокоуглеродистая формация.

Доманиковая ВУФ (ДВУФ) - это тонкослоистая глинисто-кремнисто-карбонатная формация с повышенным содержанием органического вещества (ОВ), охватывающая стратиграфический интервал от саргаевского горизонта верхнего девона до турнейского яруса нижнего карбона, сформированная на востоке Восточно-Европейской платформы в условиях недокомпенсации внутришельфовых впадин, которая способна как производить углеводороды собственными нефтегазоматеринскими толщами, так и концентрировать их в отдельных пластах и зонах, выполняющих роль резервуара [Ступакова А.В. и др., 2015] (*Рисунок 3.1*). Изначально они рассматривались только с точки зрения нефтематеринских толщ.

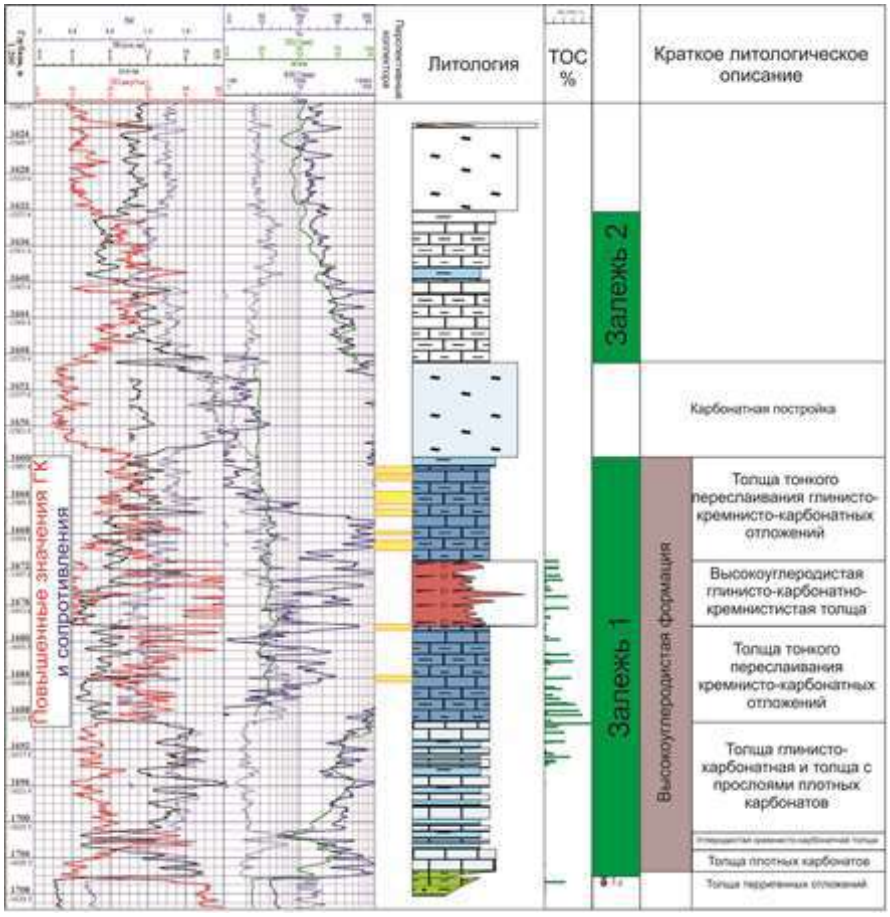


Рисунок 3.1. Принципиальное строение разреза доманикоидной высокоуглеродистой формации [Ступакова и др., 2015]

3.1 Региональное строение ДВУФ по сейсмокомплексам.

Интерпретация регионального композитного сейсмического профиля через весь Волго-Уральский бассейн показала различия в строении и мощности комплекса в разных частях бассейна. Южная часть профиля, проходящая через северную часть Бузулукской впадины (и Муханово-Ероховский прогиб) иллюстрирует заметно большую мощность верхнедевонского комплеса отложений (D3), чем в северном его окончании – на Башкирском своде. Для более детального изучения комплекса необходимо отойти от современных структурно-морфологических границ осадочных бассейнов и выделить территории, где в определенный интервал времени унаследованно формировались осадочные толщи [Ступакова А.В. и др., 2019]. Различия в строении одновозрастного комплекса в пределах

одного бассейна говорят о неодинаковых условиях его формирования, что находит свое отражение в составе разрезов и их облике на временных сейсмических разрезах.

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

В среднефранско-турнейском сейсмостратиграфическом комплексе (ССК) выделяется 4 подкомплекса, условно называемые - среднефранский (D3f2), позднефранский (D3f3), фаменский (D3fm) и турнейский (C1t) (*см. Рисунок 3.2* - *Рисунок 3.3*). Региональные отражающие горизонты (ОГ) внутри комплекса выделяются по ярким фазам, фиксирующие изменение литологического состава отложений. Поэтому границы подкомплексов, выделенных по сейсмопрофилям, могут не четко соответствовать стратиграфическим границам ярусов. Сейсмические подкомплексы характеризуются, в целом, низкой разрешенностью сейсмической записи и прерывистостью прослеживания отдельных волн. Каждый подкомплекс имеет региональное распространение, в разрезе фиксируется изменение мощностей фаменского и турнейского подкомплексов от центра к бортам. Также заметен общий тренд погружения подкомплексов в южном направлении – в сторону Бузулукской впадины. Абсолютные отметки глубины кровли среднефранско-турнейского ССК изменяются от -1700 м на севере до -3100 м на юге.

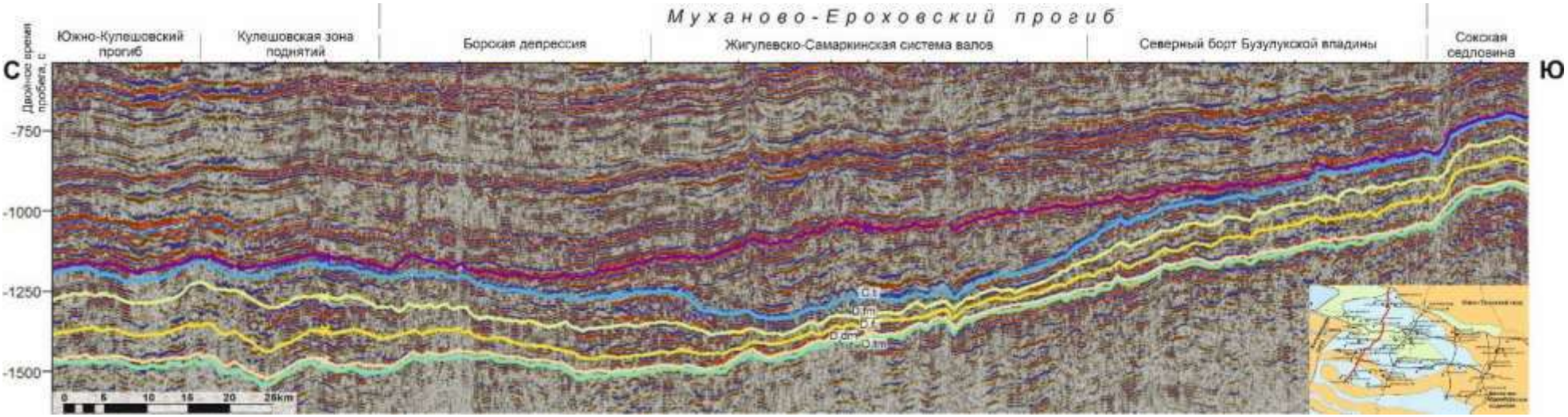


Рисунок 3.2. Сейсмостратиграфические подкомплексы в среднефранско-турнейском разрезе регионального профиля RU-21003

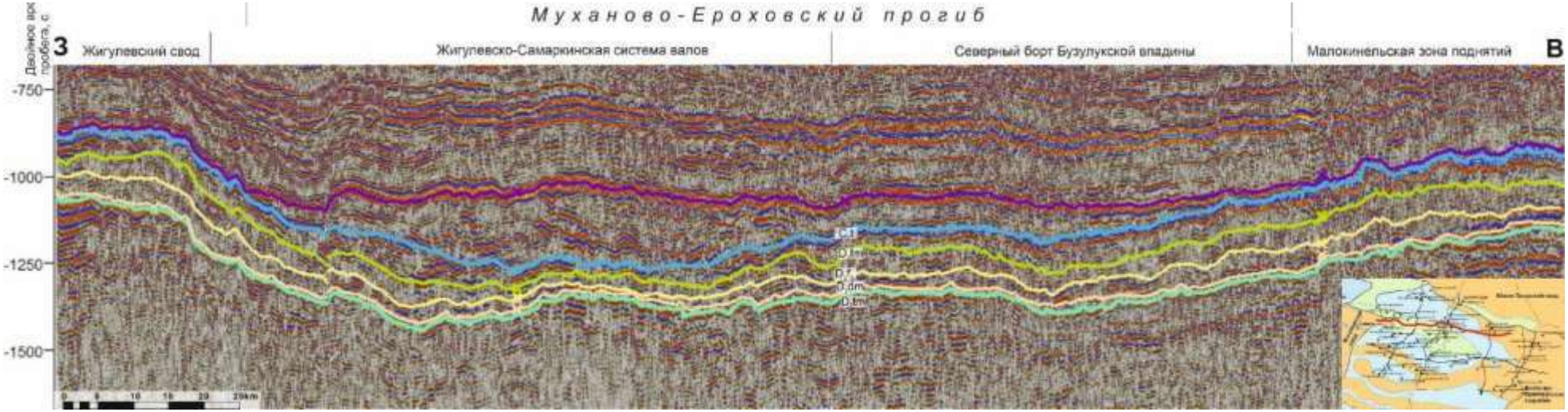


Рисунок 3.3. Сейсмостратиграфические подкомплексы в среднефранско-турнейском разрезе регионального профиля RU-21006

С помощью посчитанной скоростной модели и отбивок скважин, были построены уточненные глубинные структурные поверхности (Рисунок 3.4). Методом вычитания структурных глубинных поверхностей и, используя данные по скважинным корреляциям, были построены карты толщин каждого подкомплекса (D3f2, D3f3, D3fm, C1t) на исследуемой территории (*Рисунок 3.6* - *Рисунок 3.9*)

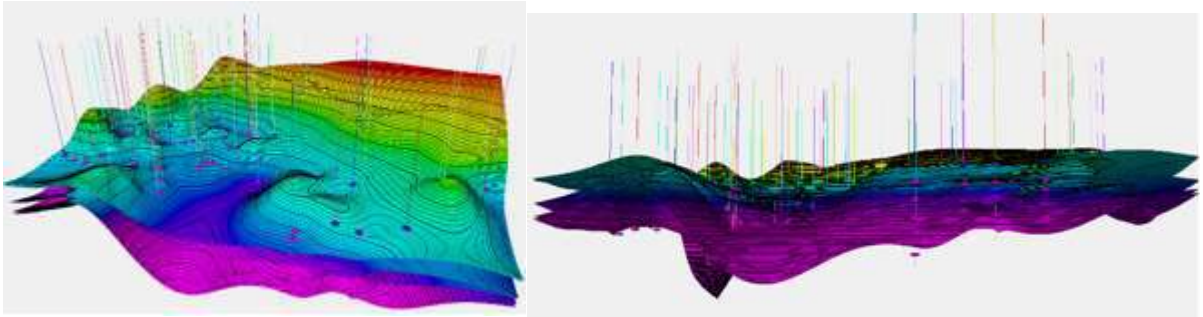


Рисунок 3.4. Трехмерная визуализация глубинных структурных поверхностей для построения карт мощностей циклитов

Суммарные толщины комплекса изменяются в широких пределах от 150 м до 1100 м (*Рисунок 3.5*). Зона минимальных мощностей локализованы в осевой части прогиба и имеет вытянутую форму от Сокской седловины к Восточно-Оренбургскому поднятию. Максимальные мощности всего комплекса отмечаются, главным образом, в южной и северной частях исследуемого района. Такое распределение общих толщин комплекса характеризуют одну из основных особенностей изучаемого разреза. Построение карт толщин подкомплексов среднефранско-турнейского комплекса позволит определить конфигурацию и изменение мощностей на каждом этапе развития прогиба.

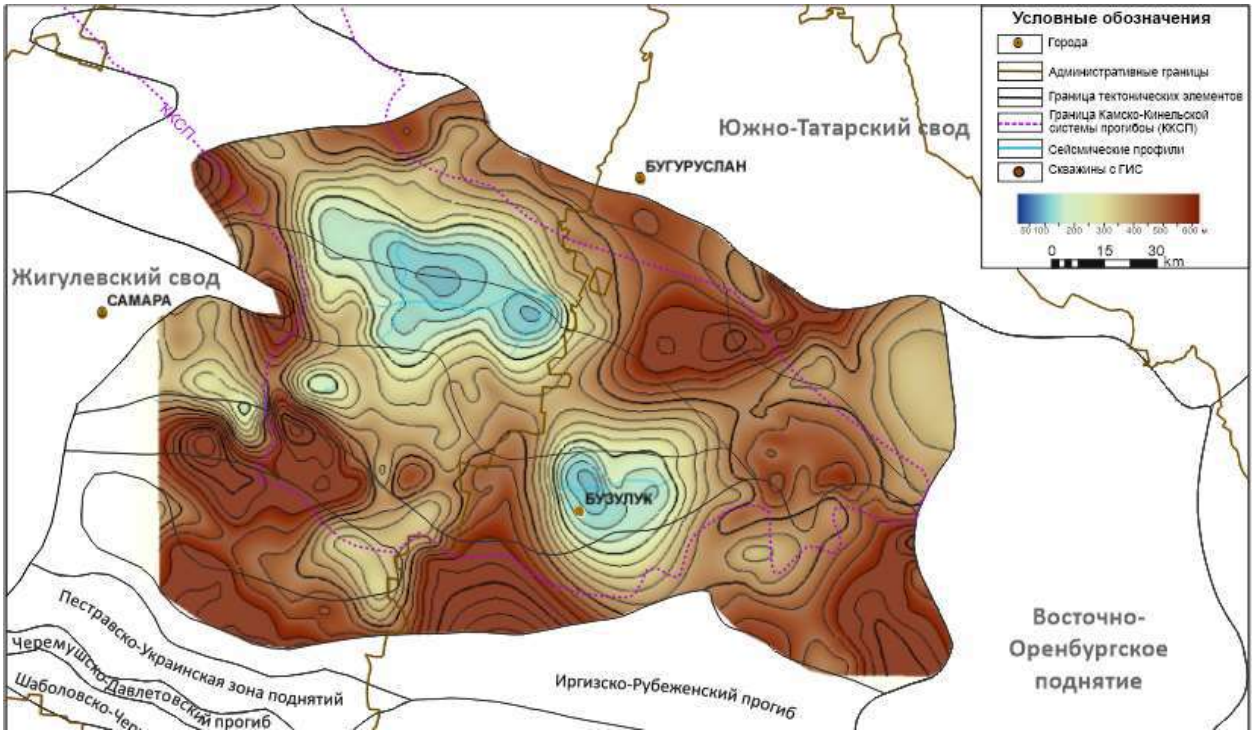


Рисунок 3.5. Карта толщин среднефранско-турнейских отложений Муханово-Ероховского прогиба

Среднефранские отложения обладают наименьшими мощностями в сравнении с остальными выше- и нижележащими подкомплексами. Значения мощности здесь в среднем не превышают 40 - 60 м, редко достигают 80 - 90 м в валах на востоке и северо-востоке (Рисунок 3.6). Наименьшими мощностями характеризуется зона на юге Оренбургской области, где значения толщины подкомплекса составляют первые десятки метров.

Толщины позднефранского комплекса характеризуются большим разбросом значений, в отличии от нижележащего комплекса, от 40 м до 300-400 м (*Рисунок 3.7*). Видна локализация минимальных мощностей в центральных частях прогиба за счет резкого увеличения мощностей по периферии. Максимальные значения мощностей отмечаются со стороны Южно-Татарского свода и Восточно-Оренбугского поднятия, а также в южной и юго-восточной частях района. Средние значения мощностей (100 – 200 м) распространены вдоль зоны с минимальными мощностями, четко повторяя ее контуры.

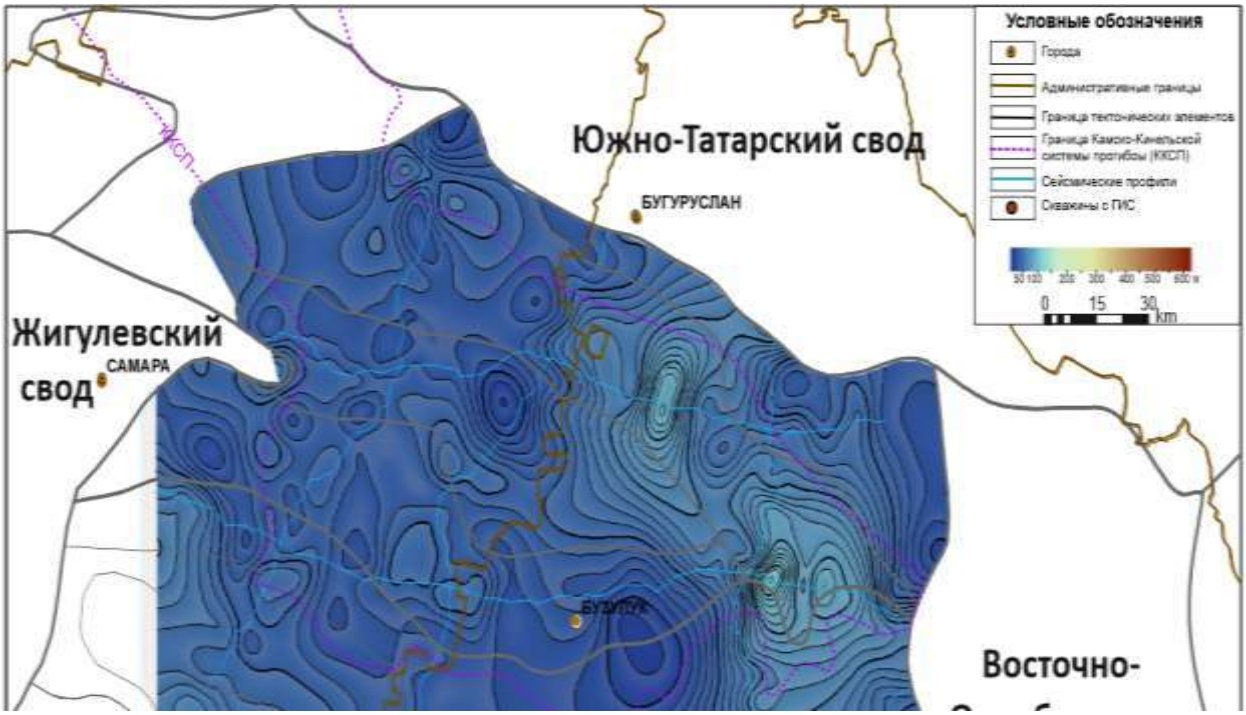


Рисунок 3.6. Карта толщин среднефранских отложений Муханово-Ероховского прогиба

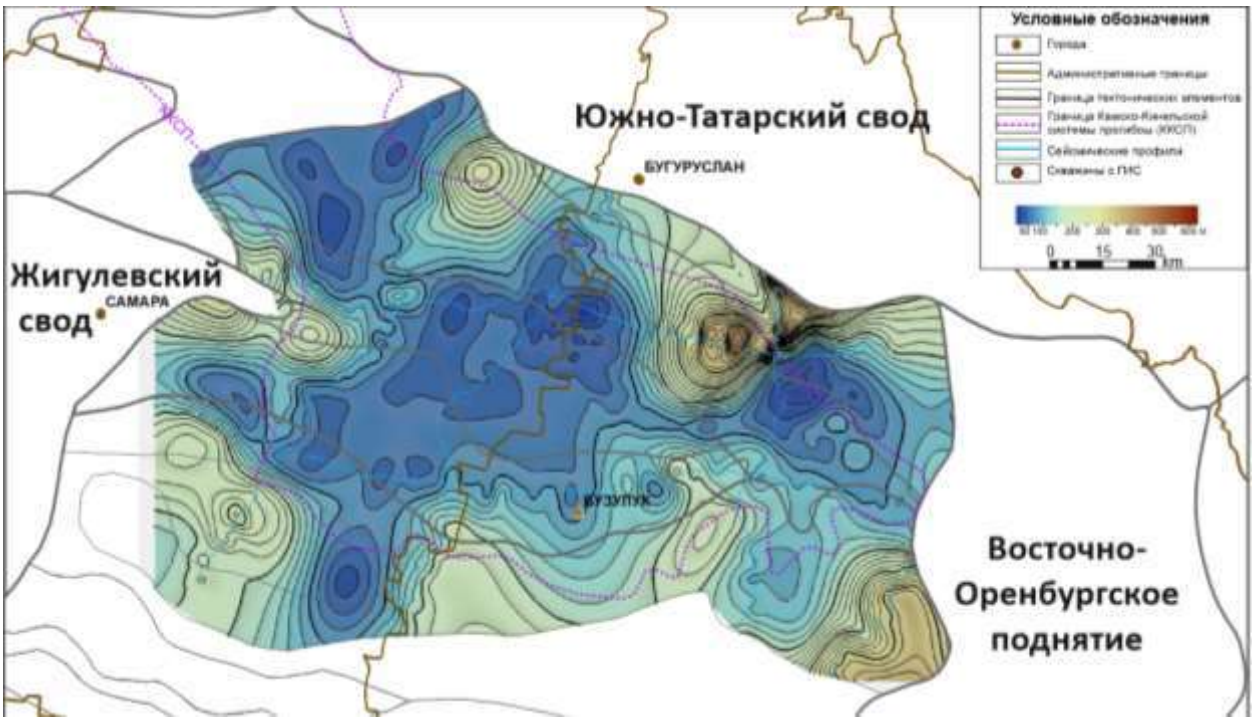


Рисунок 3.7. Карта толщин позднефранских отложений Муханово-Ероховского прогиба

В фаменское время зона минимальных мощностей сужается, средние значения которых не превышает 70-100 метров (*Рисунок 3.8*). Рассматриваемый подкомплекс обладает максимальными, в сравнении с другими подкомплексами, мощностями в прибортовых частях. Отмечаются мощные валообразные зоны, общие значения толщин в которых до 600 м. Зона минимальных мощностей имеет неправильную форму, выделяются «каналы» минимальных мощностей, «врезанных» в зоны повышенных мощностей. Средние значения толщин фаменского подкомплекса около 300-350 м.

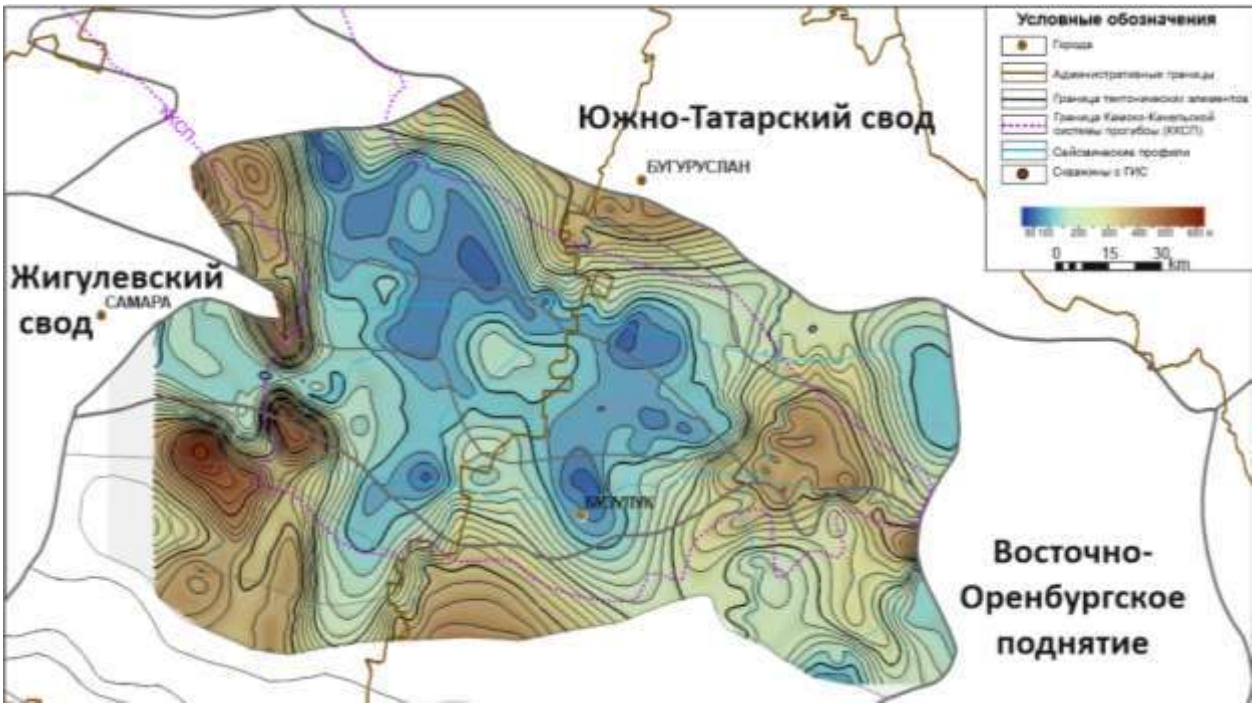


Рисунок 3.8. Карта толщин фаменских отложений Муханово-Ероховского прогиба

Мощности турнейских отложений варьируют в пределах 70 – 800 метров. Как видно на рисунке, зона минимальных мощностей локализуется в осевой части прогиба и имеет узкую вытянутую форму, протяженностью более 150 м (*Рисунок 3.9*). Наибольшими мощностями (500 - 600 м) характеризуется юго-западная зона и северная зона, примыкающая к Южно-Татарскому своду. Распространение повышенных мощностей отмечается также в восточной части исследуемого района, вблизи Восточно-Оренбургского поднятия.

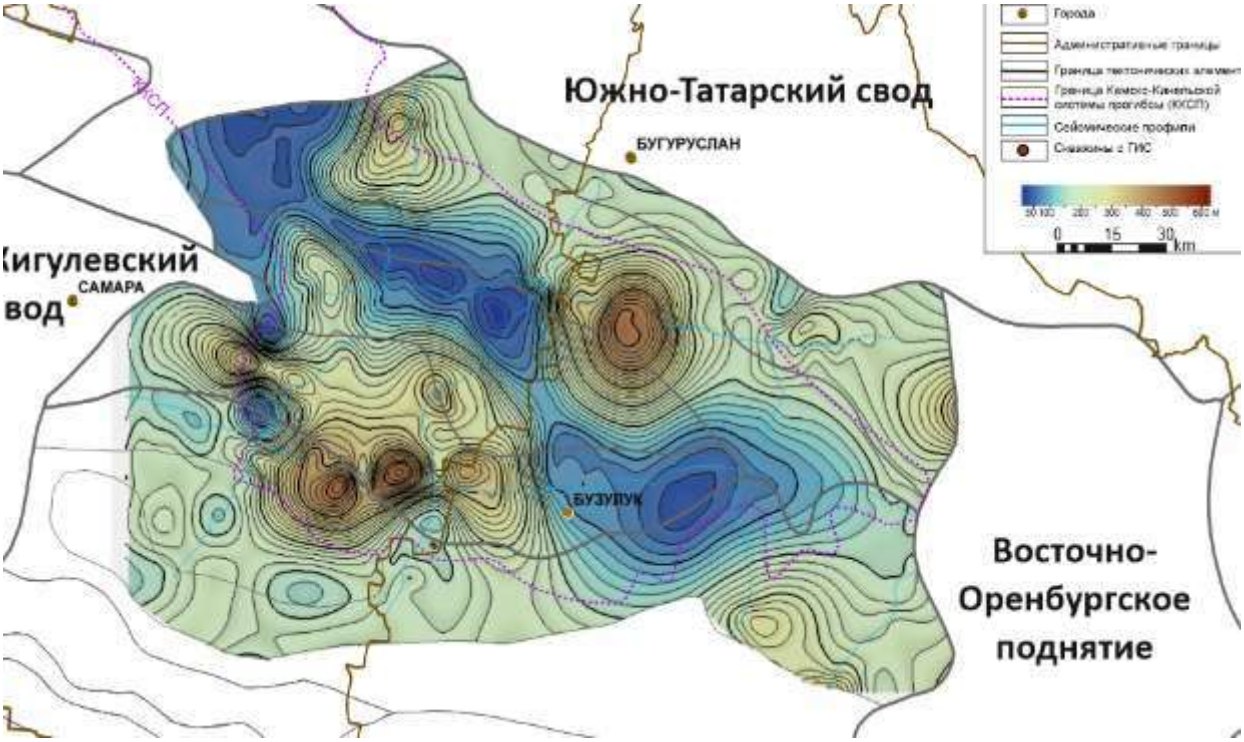


Рисунок 3.9. Карта толщин турнейских отложений Муханово-Ероховского прогиба

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

3.2 Строение и состав разреза ДВУФ.

Изучение доманиковых и доманикоидных отложений начались с литологических исследований керна скважин и обнажений в районе города Ухта Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна, в рамках которых были охарактеризованы типичные разрезы впадины для среднефранского, верхнефранского и фаменского ярусов верхнего отдела

девонской системы [Кирюхина Т.А. и др., 2015]. Согласно современным представлениям, седиментационная модель накопления отложений франско-турнейского комплекса Тимано-Печоры происходило в пределах окаймленной платформы [Жемчугова В.А., 2002]. Это относительно мелководная платформа (шельф) с ярко выраженным перегибом склона в ее пределах, отделяющая относительно более глубоководную часть шельфа. На перегибе склона, как правило, локализуется непрерывной цепью окаймляющая рифовая система. Депрессионные отложения среднего франа состоят преимущественно из 6 типов пород (*Рисунок 3.10*):

тип 1 — керогеново-карбонатно-кремнистые породы черные и темно-серые, обладают очень тонкой листоватой и сланцеватой слоистостью. Содержат биокласты раковин двустворок и деформированных раковин тентакулитов диаметром 0,15–0,2 мм, расположенных вдоль плоскостей напластования. Содержание ОВ варьирует 12–15%;

тип 2 — керогеново-кремнисто-карбонатные породы часто содержат тонкие (толщина до 1 мм) прослои, которые насыщены биокластами тентакулитов диаметром до 0,6–0,8 мм. Эти биокласты часто сложены аутигенными агрегатами халцедона, а иногда частично выщелочены. Содержание Сорг составляет 3,5–26%;

тип 3 — керогеново-карбонатные породы черные и темно-серые, обладают очень тонкой листоватой и «сланцеватой» слоистостью. Содержат биокласты раковин двустворок и деформированных раковин тентакулитов диаметром 0,15–0,2 мм, расположенных вдоль плоскостей напластования. Содержание Сорг до 23,5%;

тип 4 — известняки мадстоун, серые, в основании слойков нередко встречаются неровные, карманообразные границы амплитудой 2 см. Содержат интракласты известняков и глинисто-карбонатных пород диаметром до 0,5 см;

тип 5 — известняки вакстоун, серые, неравномерно перекристаллизованные, косослоистые (угол до 30° к горизонту). Содержат разнообразные биокласты (тентакулиты, брахиоподы, двустворки), а также обломки известняков диаметром до 2 мм;

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

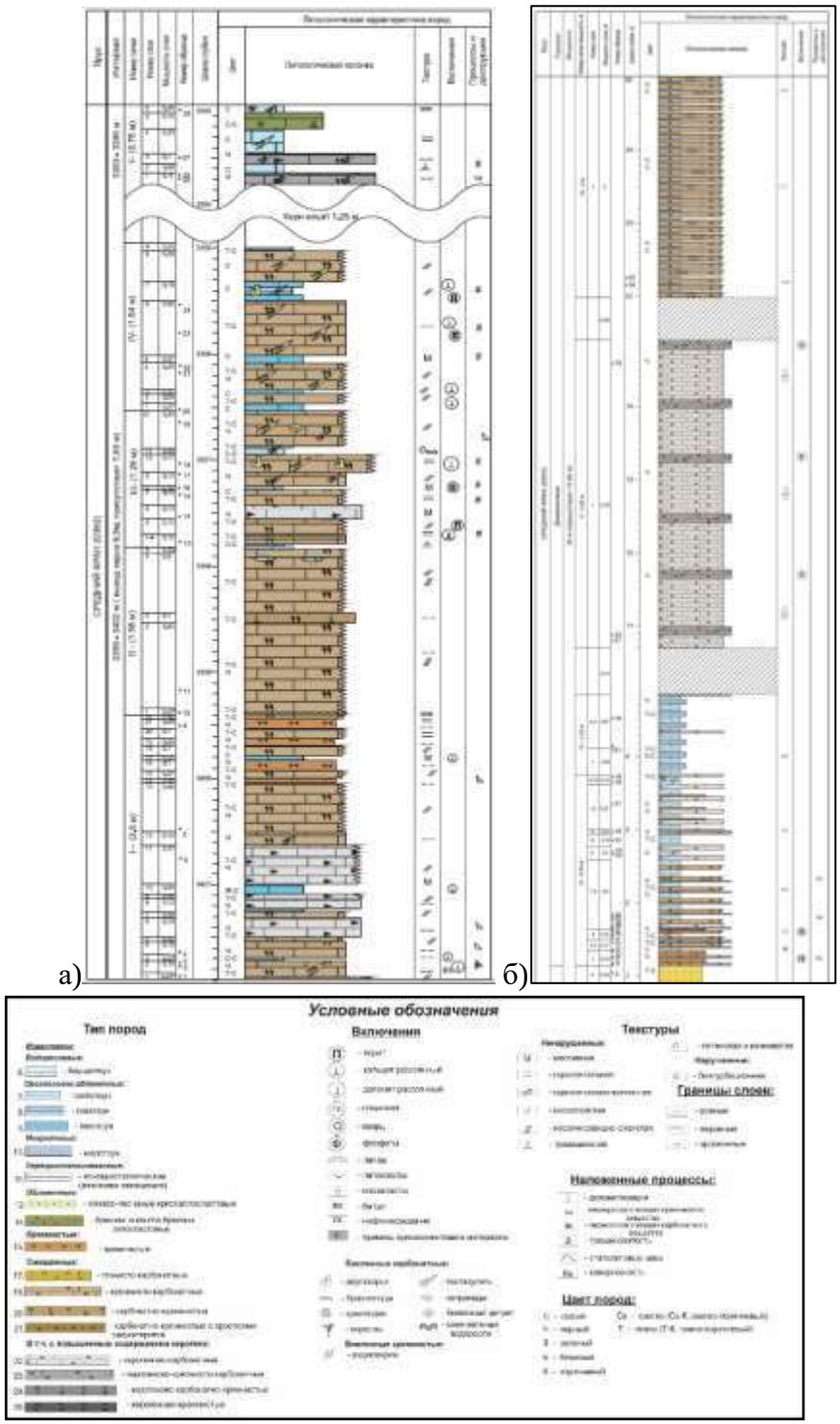


Рисунок 3.10. Литологический разрез среднефранских отложений: а – обнажения вблизи реки Чуть [Завьялова А.П. и др, 2018], б – скважины Харутамыльская [Кирюхина Т.А. и др., 2015]

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

Изучение отложений доманикоидного франско-турейского комплекса продолжились в местах естественных выходах пород на дневную поверхность в Пермском крае и республики Башкортостан [Завьялова А.П. и др, 2018]. Башкирская группа обнажений включала отложения франско-фаменского возраста, а Пермские – только лишь фаменские. Формирование доманикоидных отложений в этих местах происходили в схожих условиях относительно глубоководного изолированного бассейна, однако контролировались они не столько окаймленной платформой, сколько сформировавшейся в это время Камско-Кинельской системой прогибов. Депрессионные отложения среднего франа состоят из 4 типов пород (*Рисунок 3.11*).

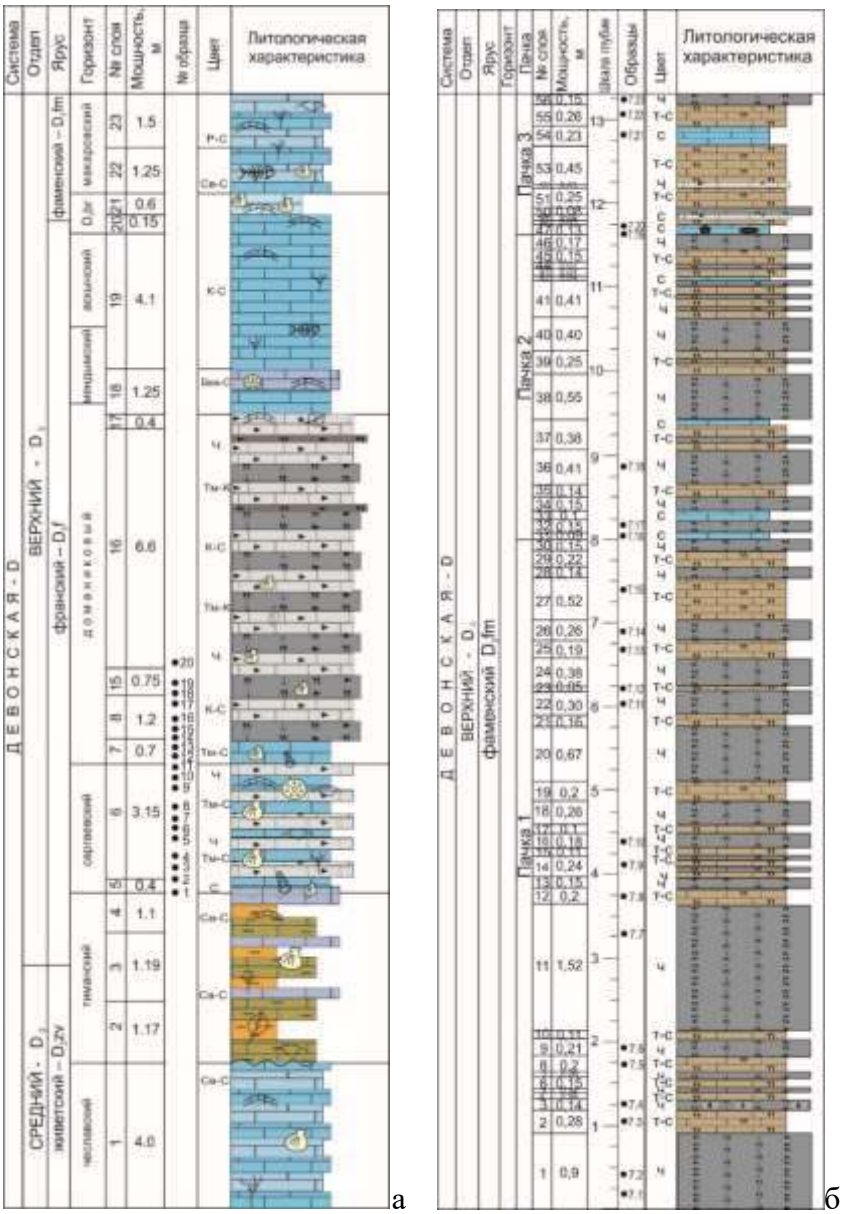


Рисунок 3.11. Литологический разрез франско-фаменских отложений: а) обнажение «Раузяк», республика Башкортостан б) обнажение «Широковский», Пермский край (условные обозначения Рисунок 3.11)

тип 1 – темно-коричневые до черных керогеново-кремнистый породы, трещиноватые. Порода содержит большое количество раковин тентакулитов, которые, как

и трещины, выполнены остаточным битуминозным веществом. Значения ТОС варьируются в пределах от 3-5%.

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

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

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

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

Таким образом, учитывая накопленные знания о составе и строении франско-фаменского комплекса отложений доманикоидной высокоуглеродистой формации, распространенной узкой полосой вдоль Уральской складчатой системы, представляется возможным их применение при изучении аналогов отложений доманикоидной ВУФ в южной части бассейна (*Рисунок 3.15*).

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

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

На трехкомпонентной номограмме для классификации пород по минеральным компонентам выделяется 13 областей (*Рисунок 3.12)*. Для определения номенклатуры породы необходимо перевести все минералы, определенные методом РФА, в соответствующие макрокомпоненты и отнормировать их сумму на 100%. Содержание одного из макрокомпонентов более чем на 80% определяет породу как мономиктовая, поэтому название только этого компонента образует название породы: карбонатная, кремнистая или глинистая (в образцах авторами не встречено). Если содержание каждой компоненты варьирует в пределах 10-50%, то такая порода называется смешанной. В случае, если содержание одной компоненты больше 50%, но меньше 80%, а каждой из двух других более 10%, то название будет сложносоставное, при этом название преобладающего компонента в названии указывается последним (например, глинисто-кремнисто-карбонатная).

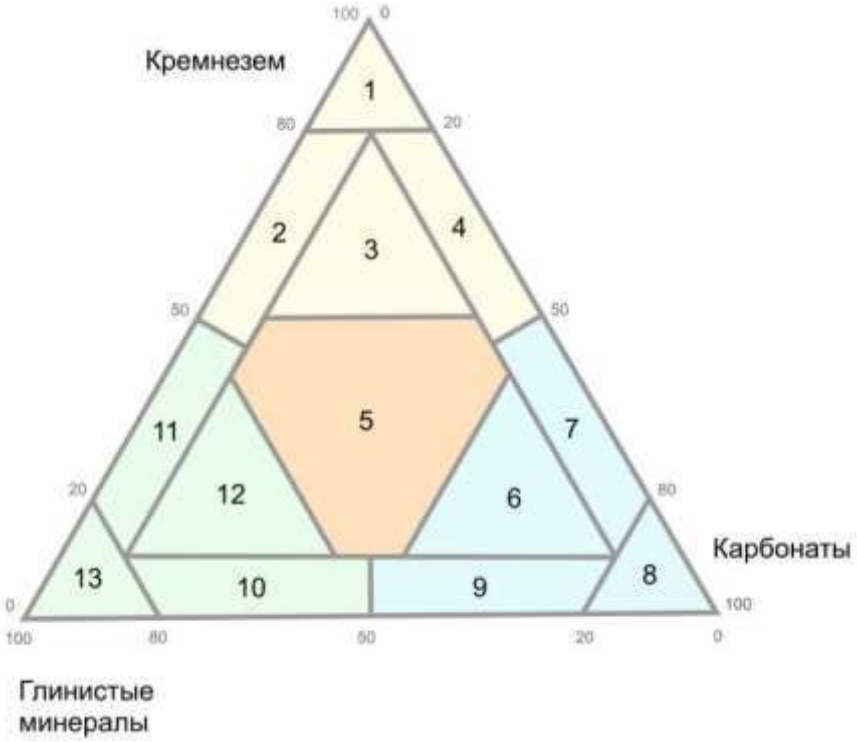


Рисунок 3.12. Трехкомпонентная номограмма для определения названия карбонатных, карбонатно-кремнистых и карбонатно-глинистых пород

Цифрам на рисунке 50 соответствую следующие области, по преобладанию минеральных макрокомпонентов:

1 – Кремнистая порода (силицит, радиолярит);

2 – Глинисто-кремнистая порода;

3 – Глинисто- карбонатно- кремнистая порода;

4 – Карбонатно-кремнистая порода;

5 – Смешанная порода;

6 – Глинисто-кремнисто-карбонатная порода;

7 – Кремнисто-карбонатная порода;

8 – Карбонатная порода;
9 – Глинисто-кремнистая порода;
10 – Карбонатно-глинистая порода;
11 – Кремнисто-глинистая порода;
12 – Кремнисто-карбонатно-глинистая порода;
13 – Глинистая порода.

Помимо кремнистых, глинистых и карбонатных минералов, в разрезе принимает участия так же органическое вещество (ОВ). ТОС по концентрации условно было поделено на 4 группы, исходя из определений доманикоидам и доманикитам - <0,5%, 0.5-2.5%, 2.5-5% и >5% [Баженова Т.К., 1998, Вассоевич Н.Б. и др., 1973]. На градации <0,5% и 0.5-2.5% кероген не участвует в названии пород, а для градаций 2.5-5% и >5% (т.е. >2.5%) в начале сложносоставного названия добавляется «керогеново-». Необходимо подчеркнуть разницу весовых % Сорг, полученных по результатам пиролиза и объемных %, наблюдаемыми при изучении петрографических шлифов. Разница более чем в два раза, поэтому порода, содержащая органическое вещество более 5 весовых процентов, в шлифе состоит более чем на 12% объемных.

По результатам исследования образцов керна выявлено, что состав пород доманикоидных отложений Муханово-Ероховского прогиба в основном состоят из карбонатных и кремнистых минералов, доля глинистых компонентов имеет подчиненное значение (*Рисунок 3.13*).

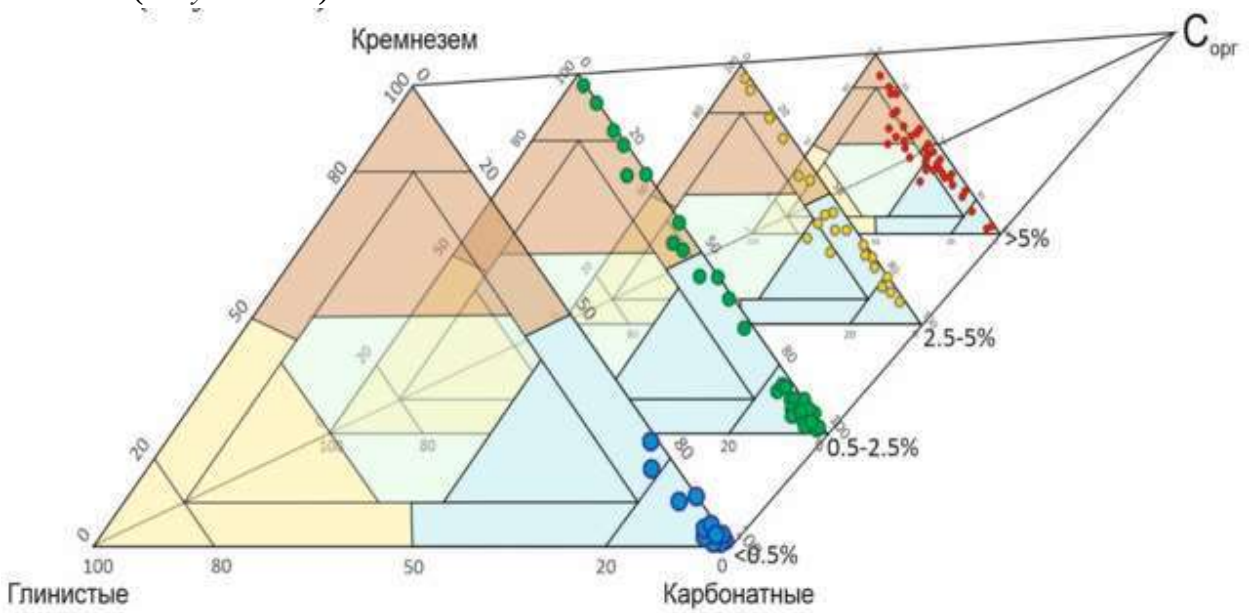


Рисунок 3.13. Четырехкомпонентная номограмма распределения состава пород среднефранско-фаменского возраста Муханово-Ероховского прогиба

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

Распределение минеральных компонентов и содержание ТОС в породах неодинаковы и изменяются в разрезе от среднего франа до фамена, в зависимости от состава и условий осадконакопления (*Рисунок 3.14*). Среднее содержание ОВ в образцах исследуемых скважин в отложениях среднего франа составляет 4,13%, верхнего франа около 2,2%, а в отложениях фамена не превышает 3,24%.

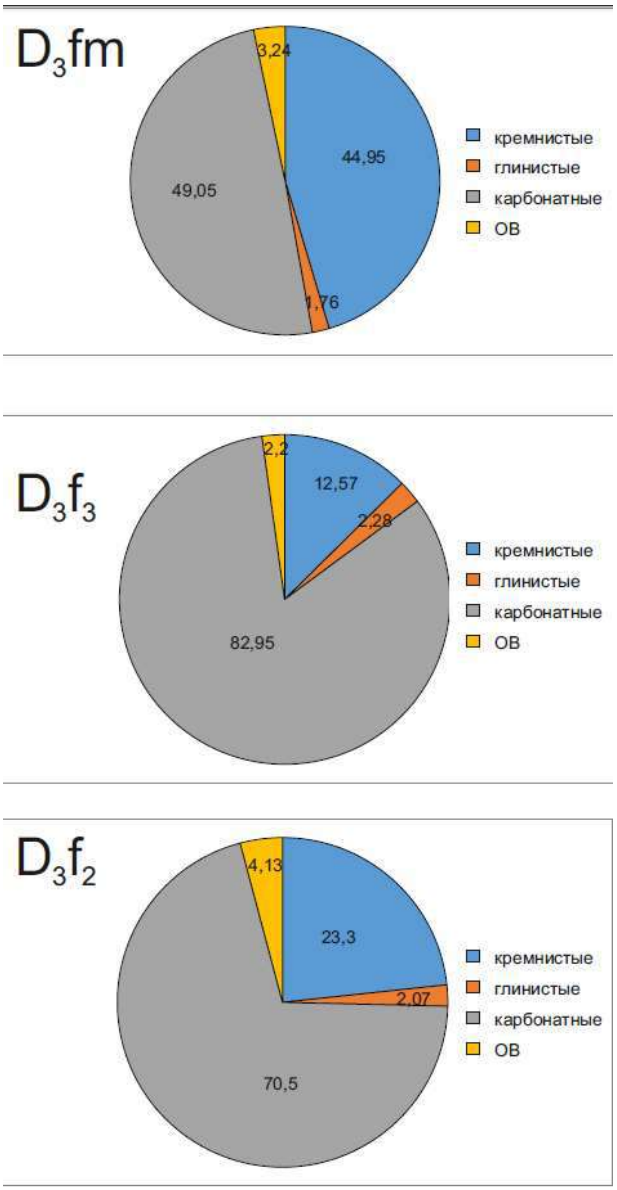
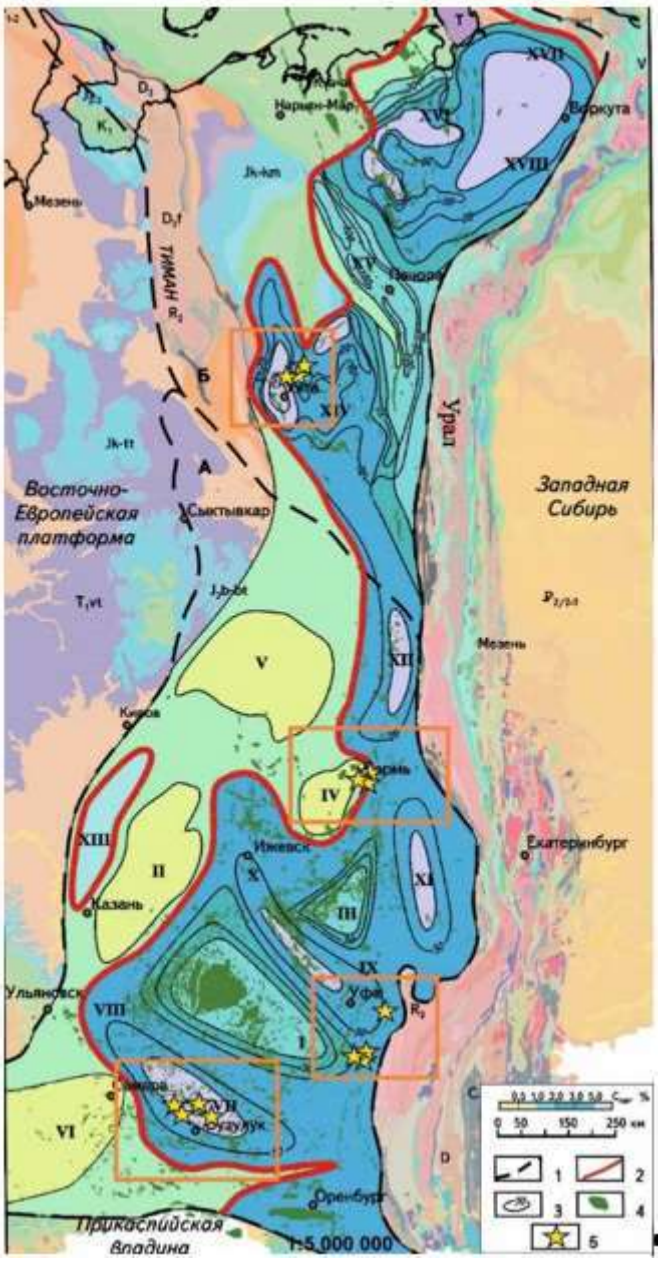


Рисунок 3.14. Круговые диаграммы с распределением состава и ОВ средне-верхнефранского и фаменского интервалов разреза

Проанализировав минерально-компонентный состав с учетом содержания Сорг, частоту их встречаемости в разрезах и их структурные особенности, изученные на макро- и микроуровне, в керне и шлифах, были выделены следующие группы литотипов: карбонатные, керогеново-карбонатные, кремнисто-карбонатные, керогеново-кремнисто-карбонатные, смешанные, керогеново-карбонатно-кремнистые, керогеново-кремнистые, карбонатно-кремнистые и кремнистые, характеристика которых представлена в таблице (*Таблица 3.1*).



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

Рисунок 3.15. Схема развития доманиковых отложений в Тимано-Печорском и Волго-Уральском бассейнах [Кирюхина Т.А. и др., 2013] и местоположение участков изучения специалистами МГУ доманикоидной ВУФ

Таблица 3.1. Основные литотипы доманикоидной ВУФ Муханово-Ероховского прогиба

Литотип	Название		Минеральный состав	Содержание ОВ	Соотношение форменных компонентов и матрикса	Характеристика форменных компонентов	Характеристика матрикса
Литотип №1	Карбонатные	1.1 Доломиты	содержание доломита более 65%	<2.5%	доломиты замещения кристаллические разности	зерна от 0.05 мм до 0.4 мм обломки раковин двустворок 0.05 мм (до 5%)	кристалломорфная структура, матрикс -
		1.2 Известняки микритовые	содержание кальцита более 80%		мадстоуны - содержание зерен менее 10%, матрикса - 90%	биокласты двустворок, криноидей зерна кальцита	микритовый до 90-95%
		1.3 Известняки органогенно-обломочные	содержание кальцита более 80%		подразделяются на грейнстоуны, пакстоуны и вакстоуны - (по соотношению форменных компонентов к микритовому цементу, неравномерное от 80 до 30% соответственно)	биокласты двустворок (1*1.5-2 см) перекристаллизованные раковины форменифер (до 1.5 см в диаметре) биокласты тентакулитов (0.5-1 мм) биокласты брахиопод биокласты гасторопод бокласты остракод (0.5 см)	микритовый 60-70% спаритовый 20-30%

		1.4 Каркасные известняки (баундстоун)	содержание кальцита более 80%		соотношение каркаса и заполнителя 80/20%	зеленые, сине-зеленые водоросли (пелитоморфные слоивища) раковины фораменифер (0.5-3 мм) фрагменты члеников криноидей	спаритовый (50-60%) микритовый (до 20-30%)
		1.5 Известняки обломочные	содержание кальцита более 70%		литокластовые (цемента 10-40%), кристаллокластовые (цемента 10-20%),	обломки известняков от 0.5*1.5 мм до 1*5 см биокласты двустворок членики криноидей кристаллы кальцита (до 0.03 мм)	микритовый карбонатный и кремнисто-карбонатный
Литотип №2	Керогеново-карбонатные		содержание кальцита более 70%	>2.5%	количество цемента 40-50%	биокласты раковин тентакулит (0.05 -0.5 мм) остракод (до 0.8 мм), тонкий шламовый детрит	керогеновый (сапропелевый) поровый, кальцитовый спаритовый
Литотип №3	Кремнисто-карбонатные		известняк кремнистый, содержанием кальцита более 50%	0.5-2.5%	содержание форменных компонентов 10-50%, матрикса - 50-90%	раковины тентакулит (0.2-2мм) обломки раковин (до 0.5 мм в диаметре) шламовый детрит (до 0.01 мм)	кремнисто-карбонатная масса изотропная, микрозернистая

Литотип №4	Керогеново-кремнисто-карбонатные	содержание карбонатных минералов не менее 40%	>2.5%	40-60% / 60-40%	тентакулиты, размерами в продольном сечении до 1,0 мм, в поперечном от 0,1 до 0,5 мм	кремнисто-карбонатная масса изотропная, микрозернистая насыщена бесструктурным ОВ
Литотип №5	Смешанные породы (микститы) керогенсодержащие	глинисто-кремнисто-карбонатные (содержание каждого компонента более 20%)	>5%	40-60% / 60-40%	раковины тентакулит (0.2-2мм) обломки раковин (до 0.5 мм в диаметре) шламовый детрит (до 0.01 мм) в кремневых слойках биогенные компоненты замещены криптозернистой кварц-халцедоновой массой	пелитоморфная глинисто-кремнисто-карбонатная масса насыщенная бесструктурным ОВ
Литотип №6	Керогеново-карбонатно-кремнистые	содержание кварца не менее 40%	>2.5%	40-60% / 60-40%	кристаллы кальцита 0.005-0.02 мм, биогенный детрит до 0.1 мм	керогеново-кварц-халцедоновая изотропная микрокристаллическая масса насыщена бесструктурным ОВ

Литотип №7	Карбонатно-кремнистые	силициты известковистые, содержание кварца более 50%	0.5% - 2.5%	40-60% / 60-40%	раковины тентакулит до 0.5 мм	криптозернистая халцедоновая и кварцево-халцедоновая масса
Литотип №8	Керогеново-кремнистые	силициты, содержание кварца более 80%	>2.5%	10-15% / 90-85%	остатки раковин радиолярий, остатки тентакулит, выполненные халцедоном (0.05-0.2 мм)	битуменозно-халцедоновая пелитоморфная, криптозернистая масса
Литотип №9	Кремнистые	силициты, содержание кварца более 80%	0.5-2.5%	общее содержание форменных компонентов не более 15-20%, матрикса 80-85%	реликты раковин радиолярий диаметром до 0,1 мм	криптозернистая халцедоновая и кварцево-халцедоновая масса

Цикличность. В разрезе среднефранско-турнейских отложений можно выделить 4 седиментационных циклита второго порядка, каждый из которых формировался на этапе повышения уровня моря на фоне общей регрессии (*Рисунок 3.16*-*Рисунок 3.17*). Границы циклов отбиваютя по смене состава отложений от более карбонатных к высокоуглеродистым, что проявлялось на каротаже по резкому увеличению значений ГК, БК и уменьшению значений НГК. Выделение границ циклитов проводилось также с учетом кривой эвстатического колебания уровня моря в франско-фаменское время [Цыганко, 2005]. По кривой эвстатического колебания уровня моря и каротажным фациям можно выделить несколько крупных повторяющихся изменений – циклов, длительностью от 3 до 14 млн. лет.

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

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

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

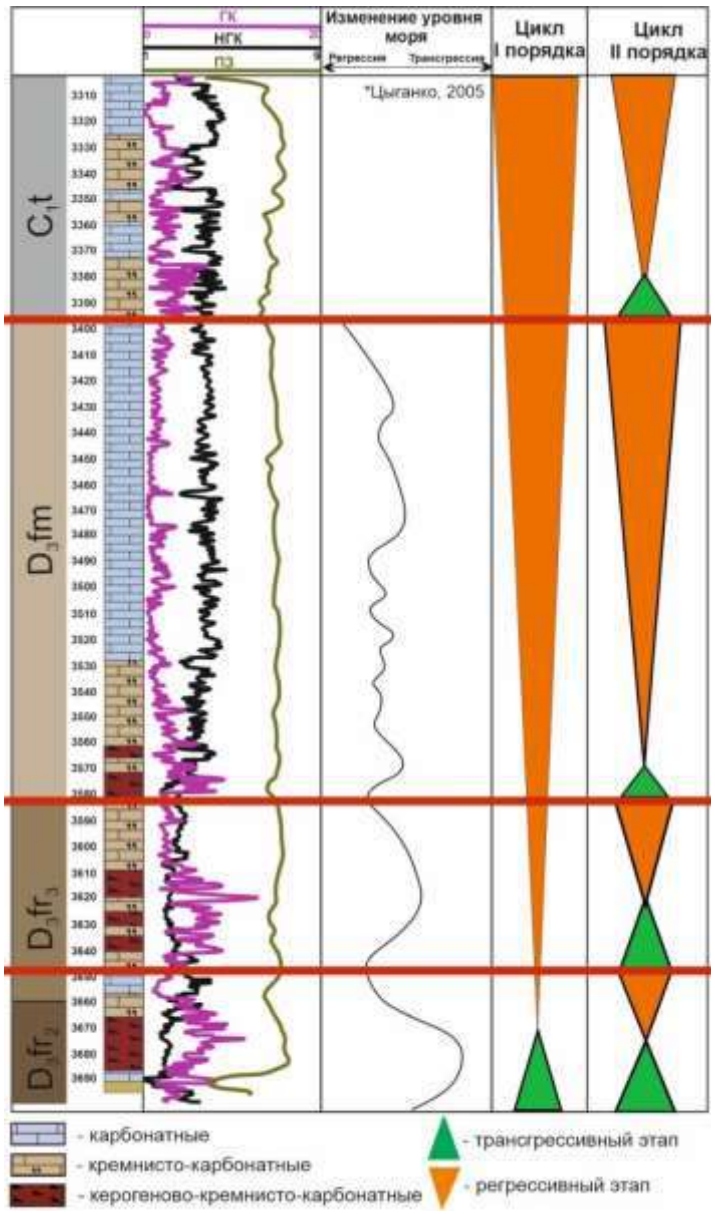


Рисунок 3.16. Принцип выделения циклитов в разрезе доманикоидного комплекса [Завьялова А.П., Ступакова А.В., 2021]

Корреляция изученных скважины с выделенными циклитами показывает несколько интересных закономерностей (*Рисунок 3.18, Рисунок 3.19*). Облик циклитов в центральной части прогиба отличается от облика циклитов в бортовых частях. Строение одного и того же циклита в разных частях исследуемой области различно, что выражается в различных показаниях значений ГК, НГК и БК и мощности циклитов. Изменения мощности циклитов от периферии к центру особенно видно по 3 и 4 циклитам. Это связано с увеличением карбонатной составляющей в разрезе на бортах прогиба. Выявленные закономерности говорят о том, что в пределах выделенных циклов изменяются условия их формирования от перифирийной части к центральной части разреза.

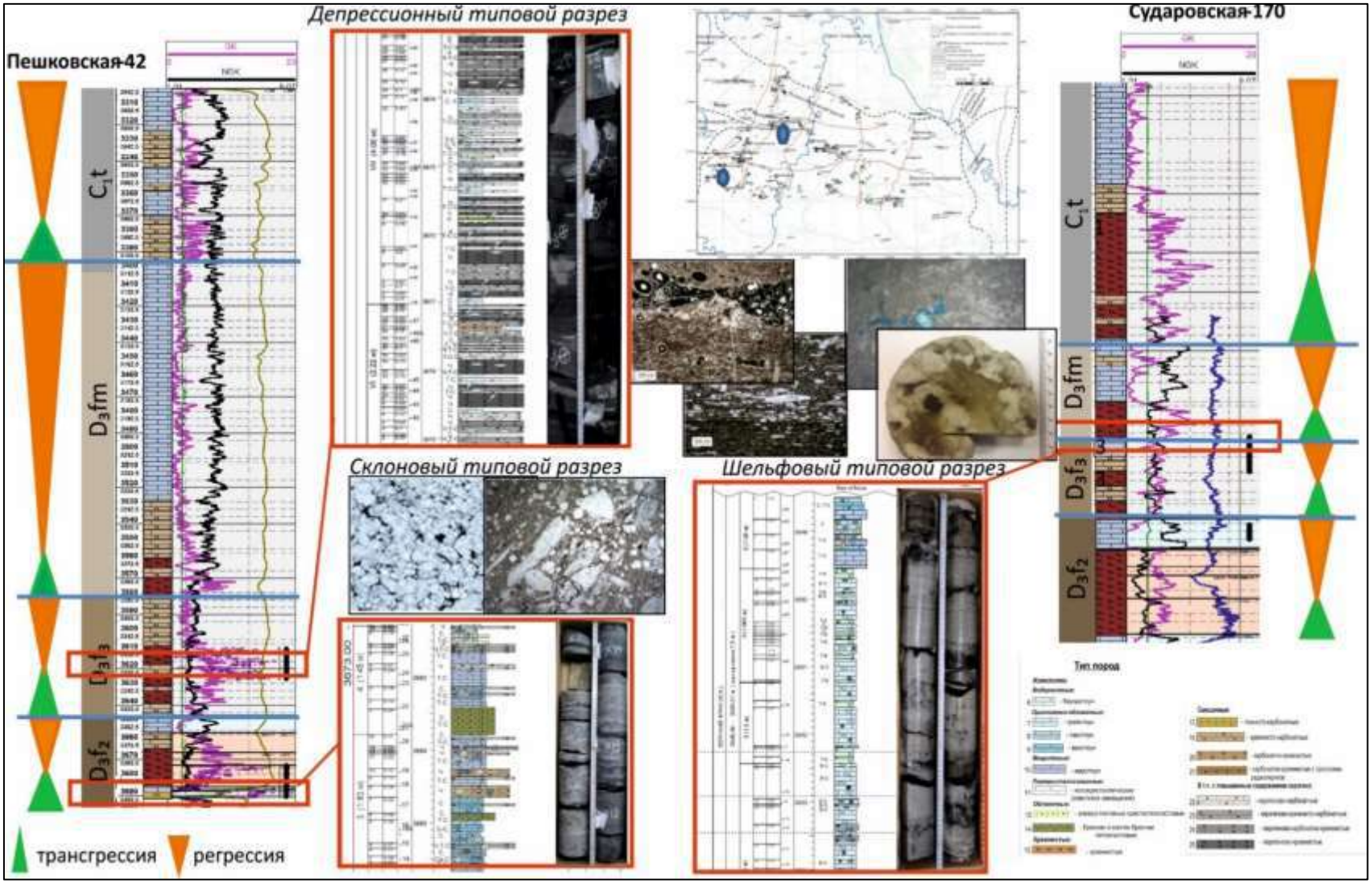


Рисунок 3.17. Типы разрезов и характеристика циклитов (на примере скважин Пешковская и Сударовская)

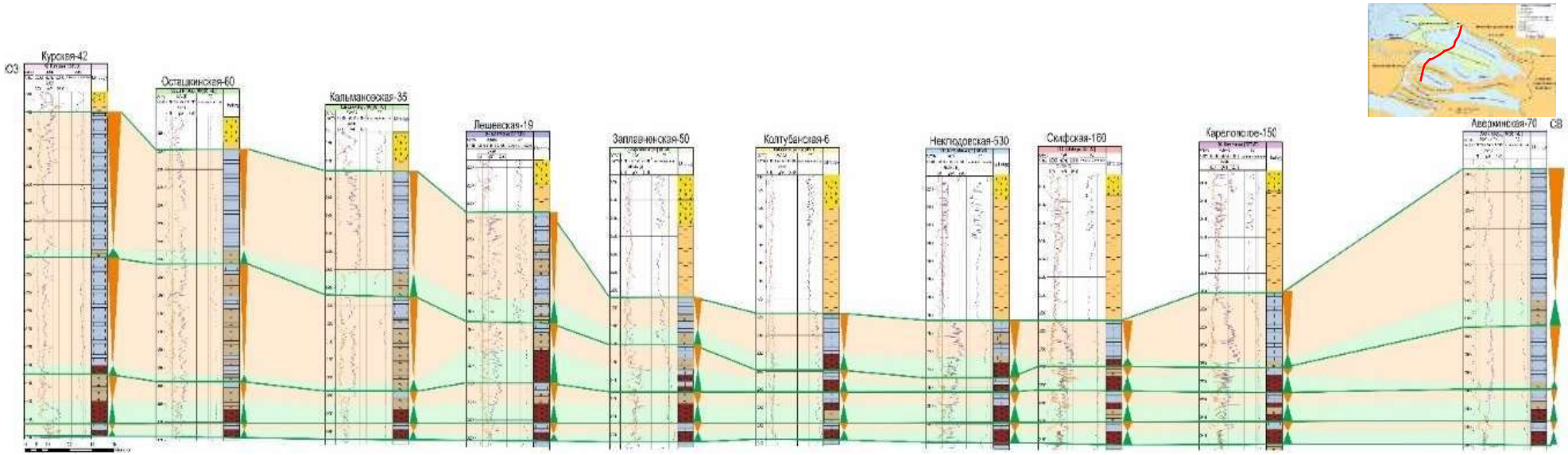


Рисунок 3.18. Корреляционный профиль через Муханово-Ероховский прогиб с ЮЗ на СВ

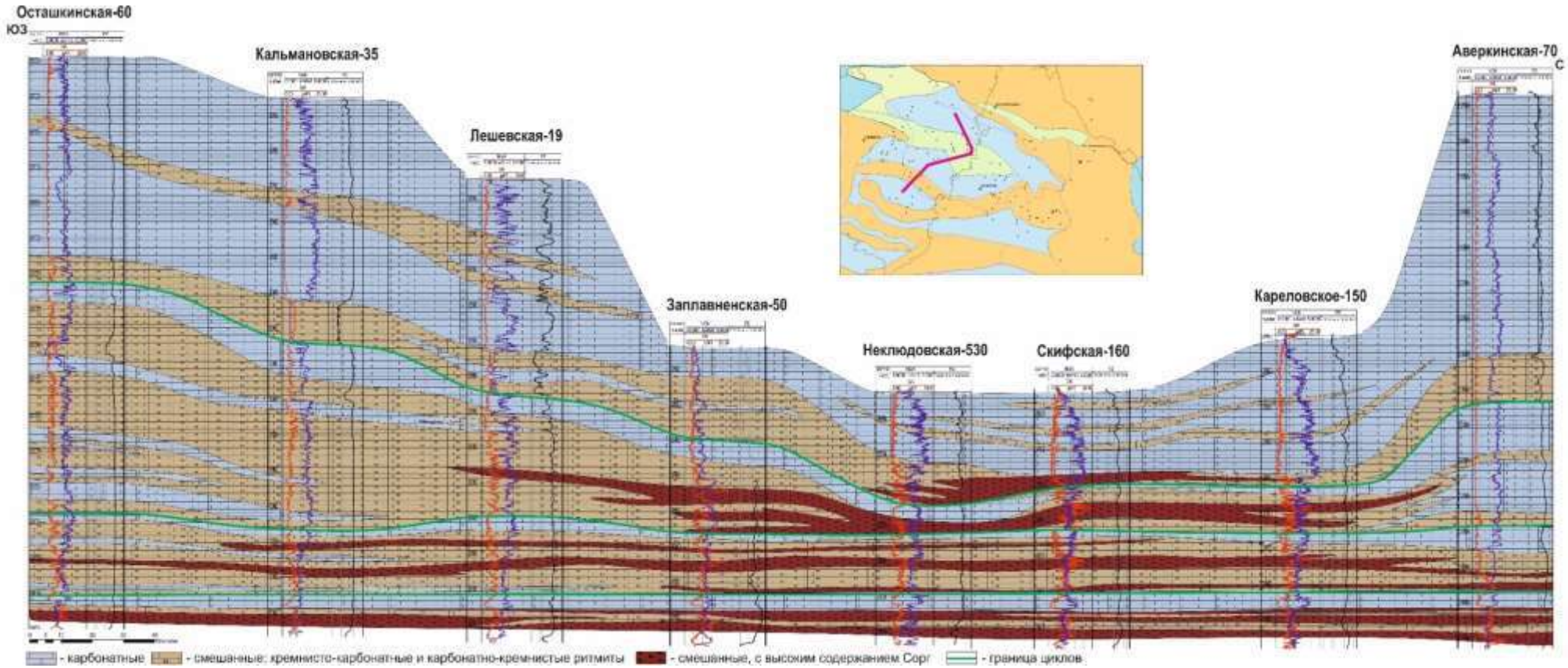


Рисунок 3.19. Концептуальный литофациальный разрез через Муханово-Ероховский прогиб [Завьялова А.П., Ступакова А.В, 2021]

3.3 Обстановки осадконакопления ДВУФ.

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

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

В среднедевонское время преобладало терригенное осадконакопление, при этом центральная часть профиля была более погружена, вследствие чего здесь накапливался более мелкодисперсный материал в виде глин и глинистых алевритов (*Рисунок 3.20*). На западе и на востоке преобладали песчанистые разности.

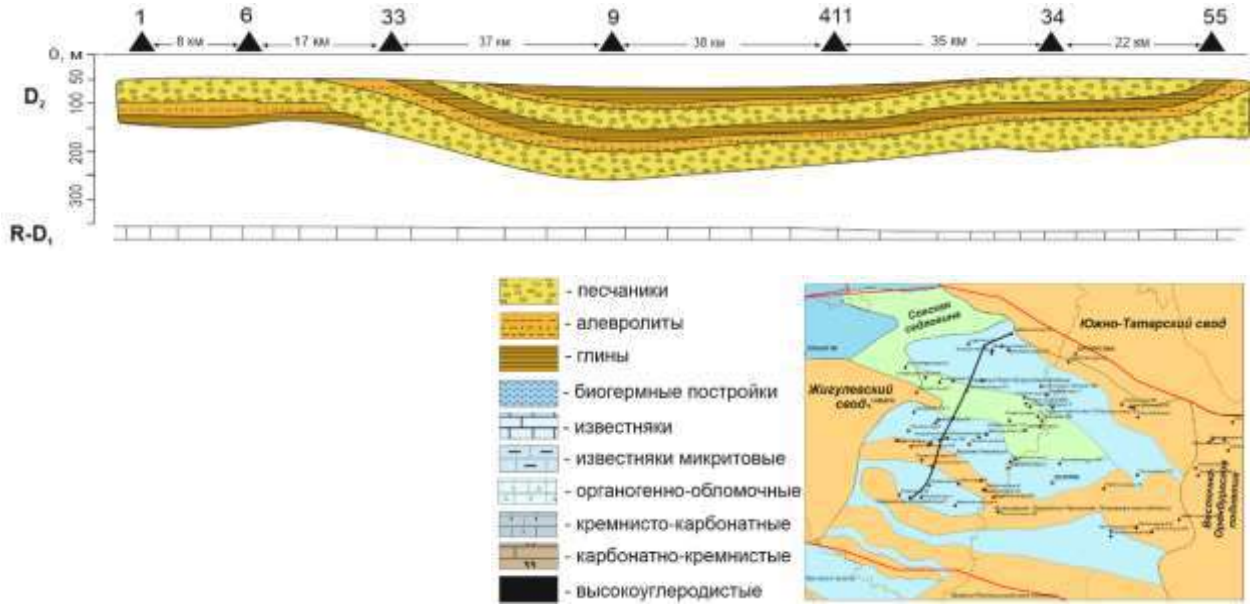


Рисунок 3.20. Модель осадконакопления по линии 6 на среднедевонское время

Модель осадконакопления на раннефранское время иллюстрирует подъем уровня моря, вследствие чего преимущественно песчано-алевритовые отложения сменяются глинистыми (*Рисунок 3.21*). А в центральной, наиболее погруженной части, в верхней части разреза отмечается карбонатное осадконакопление.

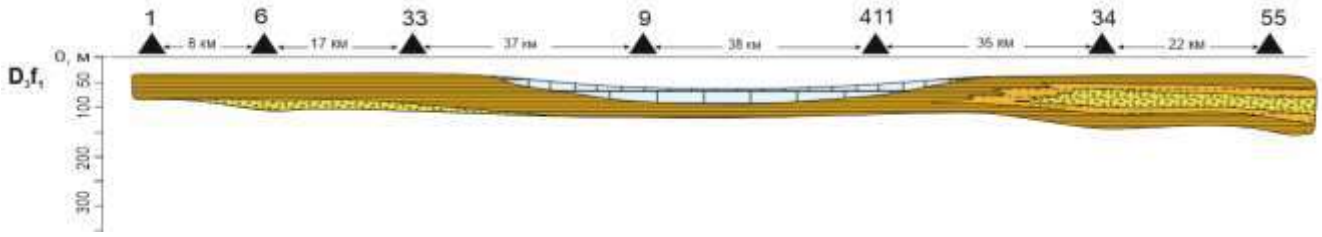


Рисунок 3.21. Модель осадконакопления по линии 6 на раннефранское время

С начала среднего франа терригенное осадконакопление сменяется карбонатным (*Рисунок 3.22*). Уровень моря поднялся, и теперь почти на всей территории идет накопление отложений, обогащенных органическим веществом, а также кремнисто-карбонатных и карбонатно-кремнистых отложений. Высокоуглеродистых прослоев больше в наиболее глубоких местах, таких как вблизи скважин Аверьяновская-9 и Аделяковская-55.

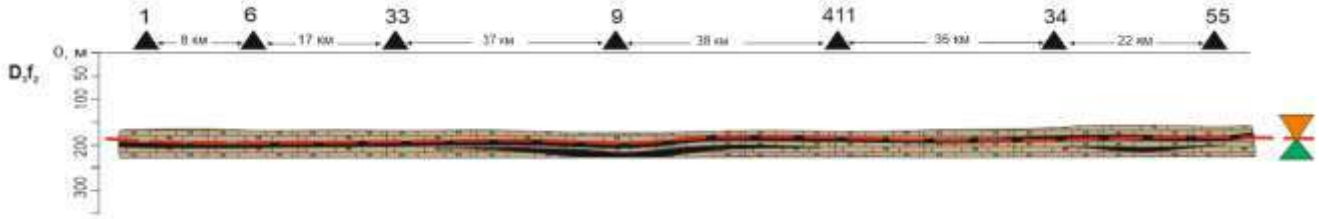


Рисунок 3.22. Модель осадконакопления по линии 6 на среднефранское время

В течение позднего франа происходила перестройка структурного плана, что проявляется в дифференциации распределения мощностей и фаций (*Рисунок 3.23*). Сокращение мощностей в центральной части прогиба говорит о умеренном прогибании участка территории в центральной части. Бортовые уступы, скорее всего, имели другие скорости прогибания, что отразилось в увеличении мощности карбонатных отложений. Уменьшение мощности и смена литофации на относительно более глубоководные в центральной части исследуемой территории свидетельствуют о начале формирования прогиба – внутришельфовой впадины. Снижение относительного уровня моря к концу позднефранского времени ссспособствовали формированию карбонатных отложений в мелководных частях шельфа, а также биогермных построек на бортак впадины.

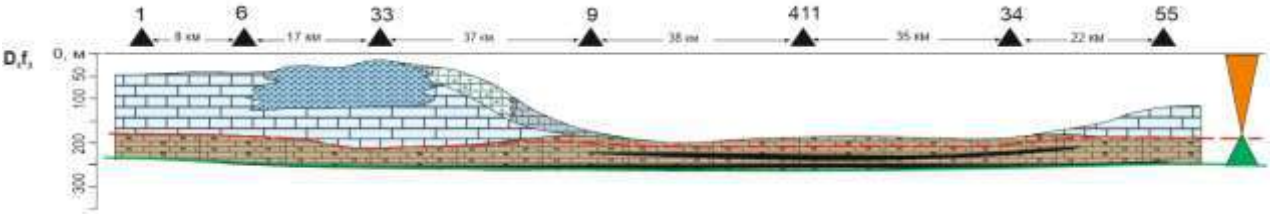


Рисунок 3.23. Модель осадконакопления по линии 6 на позднефранское время

Затем, в фаменское время, продолжилось общее опускание территории и осадконакопление, унаследованное со времени верхнего франа. В осевой части прогиба продолжают накапливаться высокоуглеродистые прослои, чередуясь со смешанными породами кремнисто-карбонатного и карбонатно-кремнистого состава. Большие мощности известняков объясняются наличием биогенных построек, отчетливо видных в разрезах скважин Правдинская-1, Многопольская-6, Шпильская-33, Аделяковская-55. Регрессивная часть фаменского циклита характеризуется преимущественно карбонатным

осадконакоплением. Разрушение органогенных построек приводило к формированию склоновых фаций, представленными обломочными и органогенно-обломочными известняками. Сокращение мощностей вблизи скважины Малаховская-411 указывает на сохранение условия относительно глубоководной впадины в этой зоне (*Рисунок 3.24*).

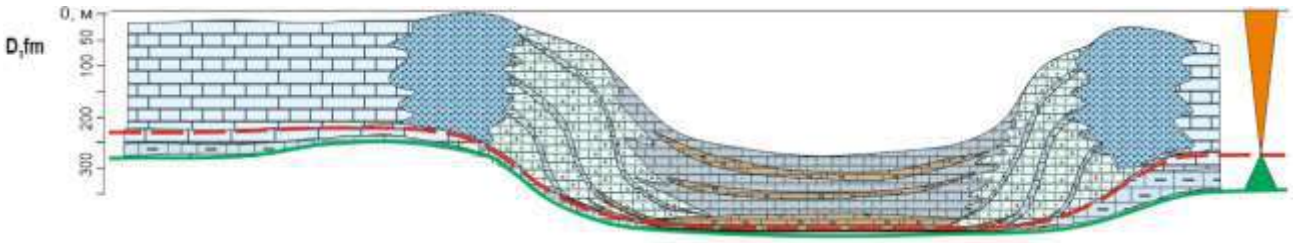


Рисунок 3.24. Модель осадконакопления по линии 6 на фаменкое время

Модель осадконакопления на рисунке иллюстрирует распределение литологического состава отложений в турнейском комплексе по линии 6 (*Рисунок 3.25*). Увеличение мощностей здесь обусловлено наличием биогенных построек, вблизи скважин Аверьяновская-9 и Винно-Бановская-34. Накопление кремнисто-карбонатных и карбонатно-кремнистых пород, обогащенных ОВ, во впадине продолжается лишь до начала турнейского времнени (на стадии трансгрессивного этапа накопления циклита 4). Снижение относительного уровня моря во второй половине турнейского времени привело к разрушению мелководных карбонатов и биогермных построек, обломочный матеериал которых сносился во впадину, постепенно ее заполняя.

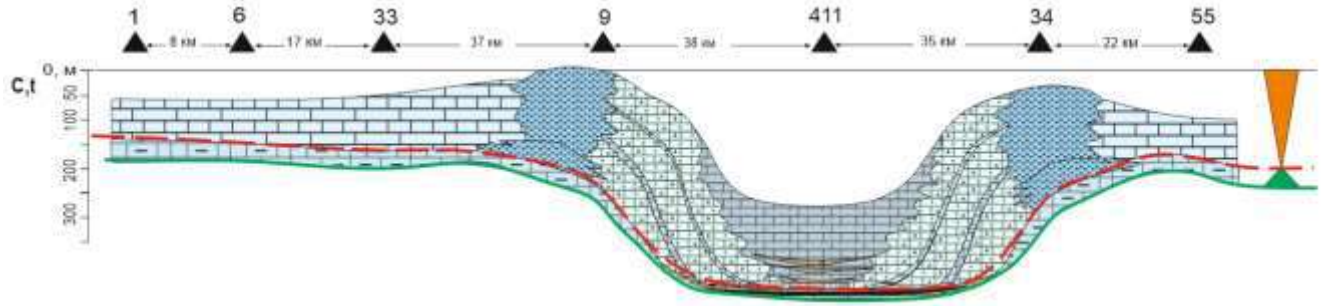


Рисунок 3.25. Модель осадконакопления по линии 6 на турнейское время

Завершается цикл терригенной ранневизейской толщей заполнения (*Рисунок 3.26*). Привнос глинистого и алевро-глинистого материала за счет эрозионных процессов с суши практически полностью подавило карбонатонакопление на исследуемой территории. В это время прогиб окончательно заполнился привнесенными осадками, мощность которых в центральной части достигали 300 и более метров.

Рисунок 3.26. Модель осадконакопления по линии 6 на ранневизейское время

Таким образом, построенная автором общая модель формирования среднефранско-турнейского комплекса иллюстрирует условия формирования, фациальную зональность, преимущественный литологический состав и их изменения в пределах каждого циклита, для трансгрессивного и регрессивного этапа его формирования (*Рисунок 3.27*).

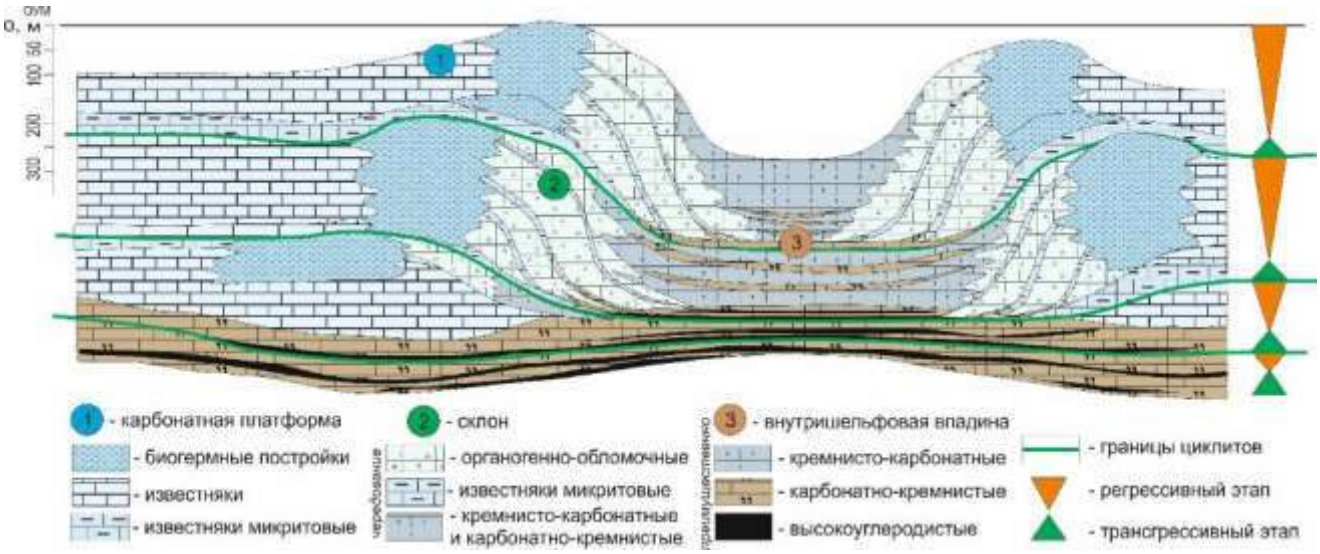


Рисунок 3.27. Модель условия формирования формации доманикоидов в позднедевонско-раннекаменноугольное время

. На исследуемой территории практически все отложения среднего франа накапливались в относительно глубоководных условиях. Бассейн достиг максимальной глубины именно в среднефранское время. На юго-востоке, вблизи Восточно-Оренбургского поднятия, в основании циклитов скважин встречалась примесь обломочного материала, поэтому в местах небольшого увеличения мощности можно предполагать остаточное развитие склона. (*Рисунок 3.28*).

В позднефранское время четко прослеживается обособления прогиба - по неровной границе вдоль прогиба характерно развитие склоновых фаций, а отложения мелководного шельфа отмечаются лишь со стороны Восточно-Оренбургского поднятия и небольшой зоной развития, примыкающей к Южно-Татарскому своду (*Рисунок 3.29*). Унаследованная додевонская расчлененность структурного плана территории определяет положение впадины на шельфе, которая является южной ветвью Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП). В пределах прогиба продолжают господствовать относительно глубоководные условия.

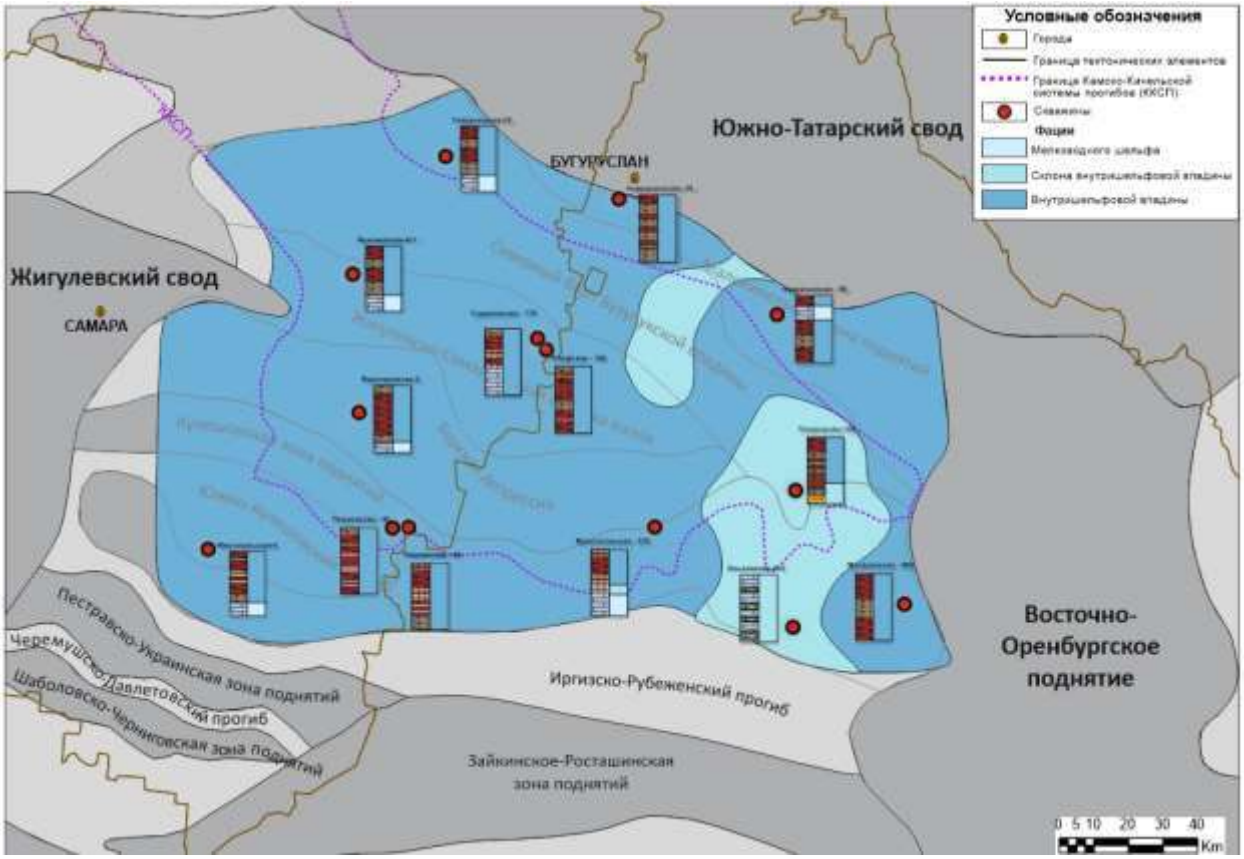


Рисунок 3.28. Фациальная зональность среднефранского циклита

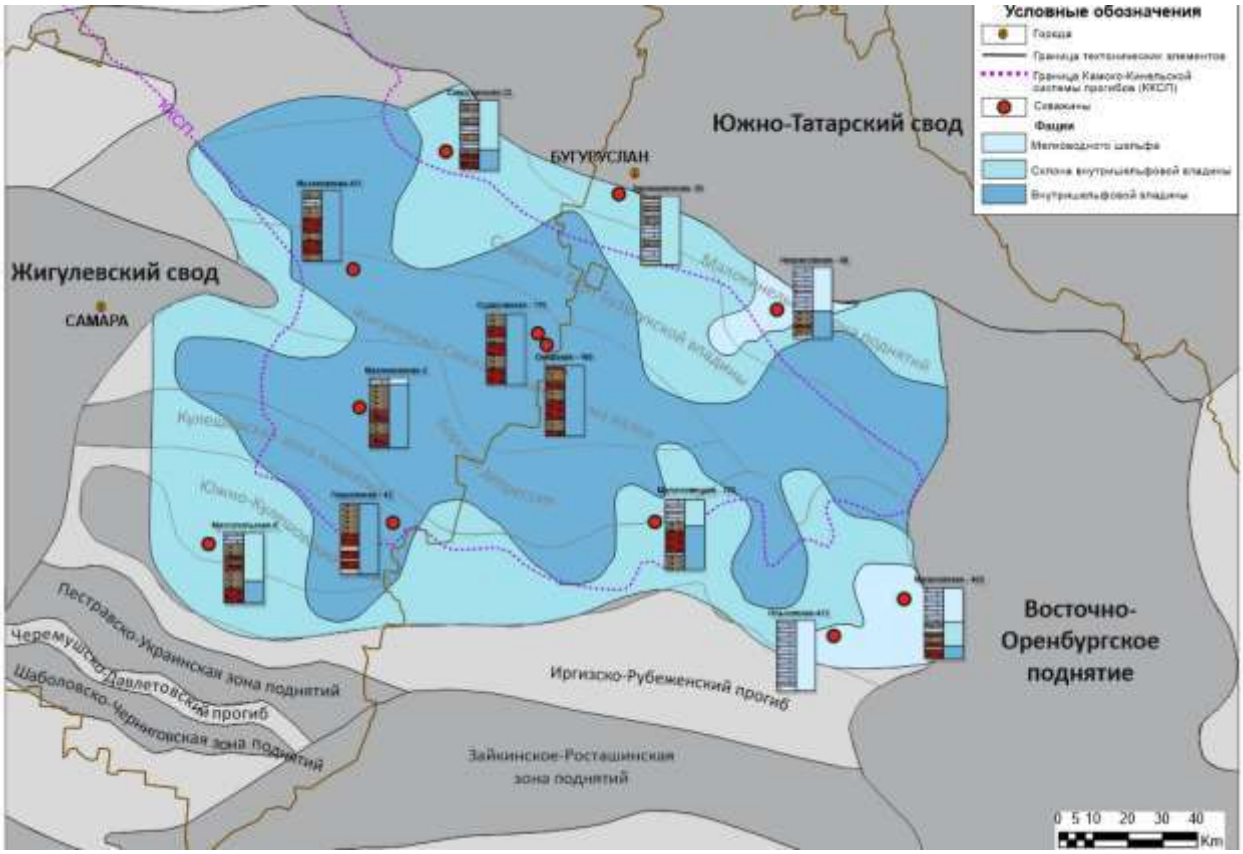


Рисунок 3.29. Фациальная зональность поздненефранского циклита

В фаменский век условия осадконакопления определялись развитием некомпенсированного прогиба (*Рисунок 3.30*). Обособившаяся во франское время впадина частично заполнилась склоновыми фациями и даже шельфовыми фациями, вследствие чего ось и форма прогиба сместилась. Отмечается унаследованное с позднефранского времени положение узких неровных зон распространения депрессионных фаций в юго-западном направлении. Наблюдается также проградация склона Южно-Татарского свода и широкое развитие шельфовых фаций на южной и восточной части территории, а также вынос склоновых фаций с южной стороны практически до центральной части прогиба.

В турнейское время прогиб сократился до узкой вытянутой зоны, вдоль которой формировались склоновые фации (*Рисунок 3.31*). Проградация склона со стороны Татарского свода продолжилась и в турнейское время. В западной части района отмечается преобладание склоновых фаций, обусловленное размыванием карбонатов на приподнятой части территории вблизи Жигулевского свода.

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

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

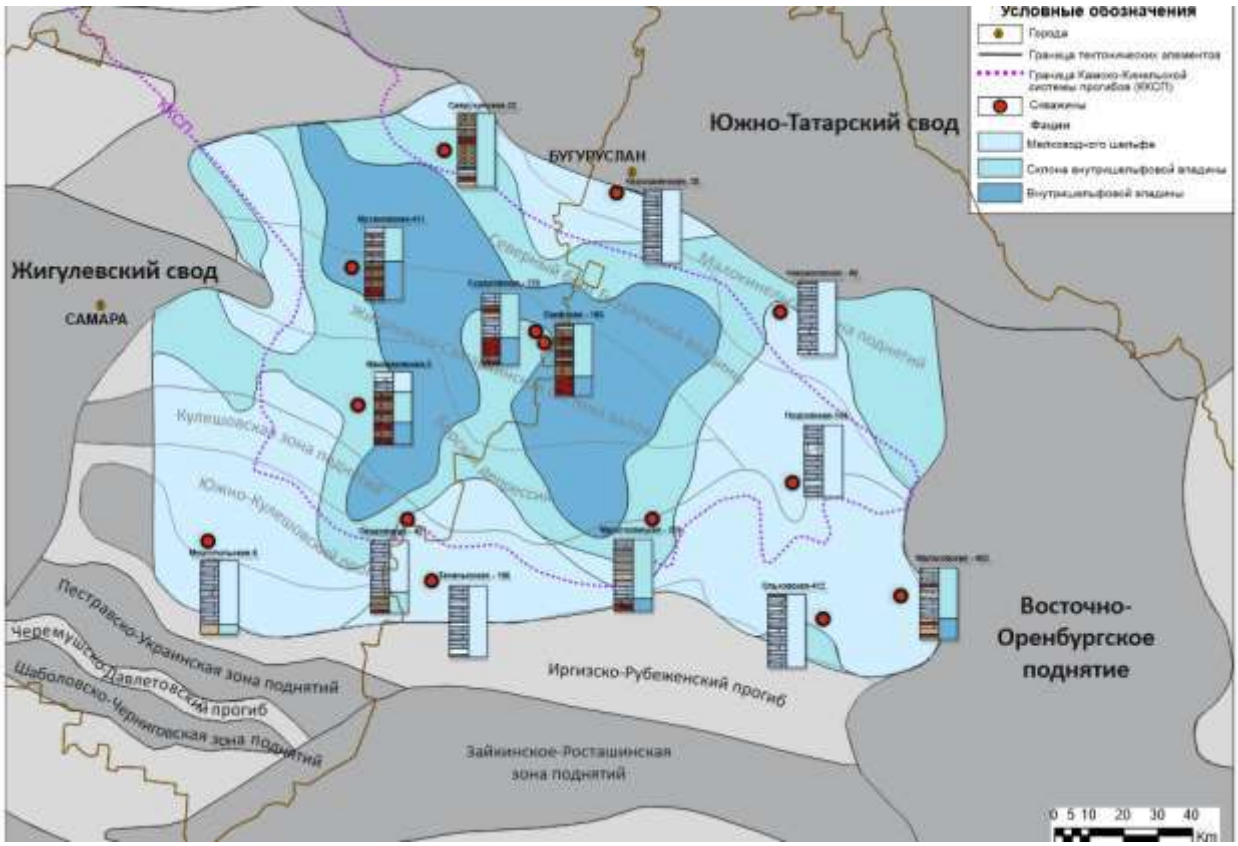


Рисунок 3.30. Фациальная зональность фаменского циклита

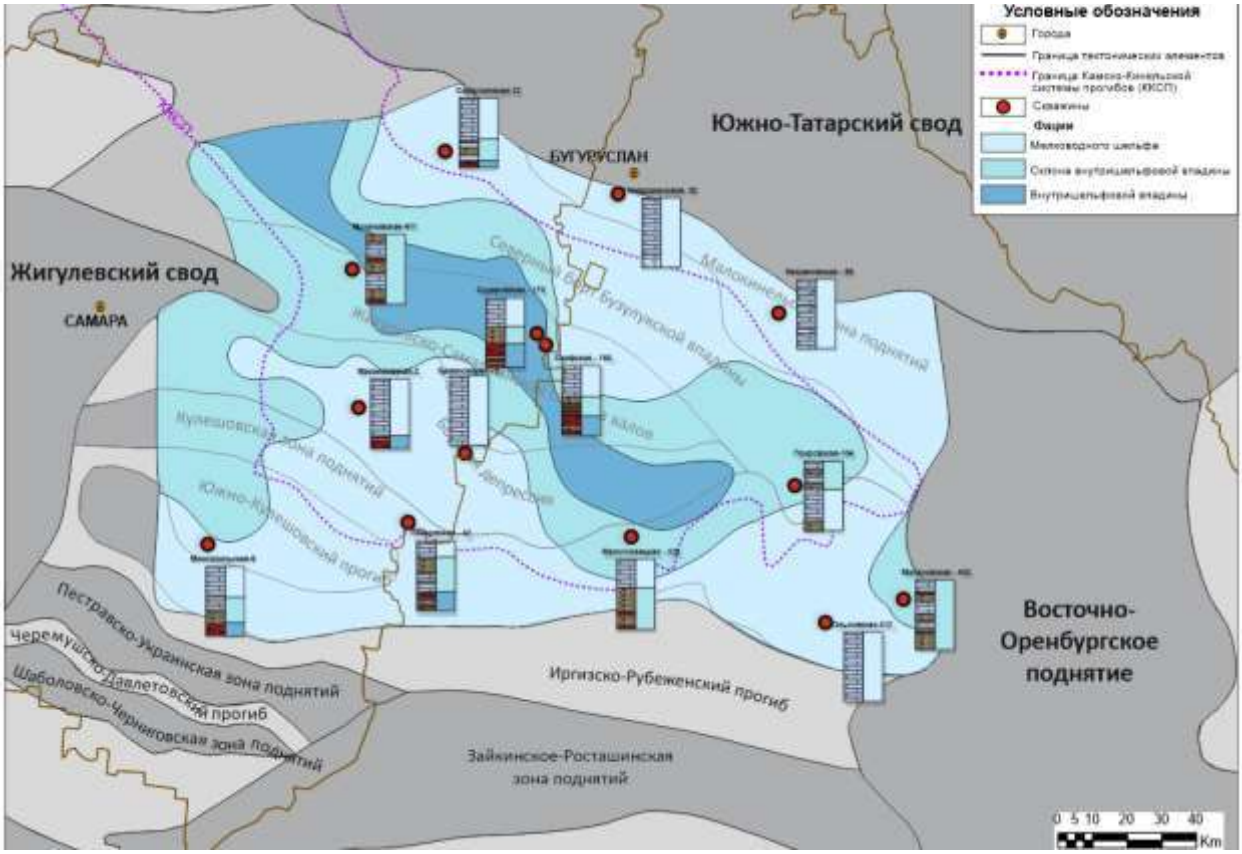


Рисунок 3.31. Фациальная зональность турнейского циклита

3.4 Перспективы нефтегазоносности ДВУФ.

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

Результаты исследований, проведенных в рамках данной работы, позволили заключить, что рассматриваемый комплекс среднефранско-турнейского возраста обладает строением и свойствами, многообещающими по отношению к двум типам ресурсов из традиционных и нетрадиционных резервуаров УВ. Говоря о перспективах нахождения залежей УВ в пределах Муханово-Ероховского прогиба, необходимо рассмотреть отдельно зоны вероятного развития высокоуглеродистой формации (ВУФ) из низкопроницаемых пластов-коллекторов, представляющие собой «трудноизвлекаемые запасы» (ТРИЗ) и перспективные зоны развития потенциальных коллекторов традиционного типа. Для традиционных резервуаров, как известно, характерно наличие нефтегазоматеринской толщи, пласта – коллектора и перекрывающего плотного пласта-флюидоупора, экранирующего скопления УВ в коллекторе. Нетрадиционными же резервуарами являются скопления УВ, содержащиеся в единой толще, являющейся одновременно и нефтегазоматеринской толщей и коллектором и флюидоупором (*Рисунок 3.32*). Зачастую «сланцевая» толща содержит в себе чередующиеся материнские и коллекторские прослои, осложненные системой трещин.

Рисунок 3.32. Различия в строении традиционных и нетрадиционных УВ скоплений [Аверьянова, 2015]

Традиционные коллекторы УВ в РФ обычно классифицируют по проницаемости на 5 классов, не рассматривая при этом характер пористого пространства. Коллекторы с

проницаемостью меньше 1 мД являются непромышленными. Однако по классификации коллекторов в США, такие низкопроницаемые плотные породы являются нетрадиционными коллекторами. (*Таблица 3.2*). Таким образом, исследуемые отложения доманикоидной высокоуглеродистой формации относятся к коллекторам «предельно низкой проницаемости», а объем углеводородов в ней будет относится к трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ) УВ. К сожалению, пока еще не сформулировано единое определение термина ТРИЗ, однако, как уточняют в ГКЗ и Министерстве природных ресурсов к «трудноизвлекаемым» запасам можно отнести запасы всех типов залежей, извлечь УВ из которых можно только с применение дополнительных методов и технологий, таких как гидроразрыв пласта (ГРП), термические методы, закачки реагентов и т.д..

Таблица 3.2. Характеристика проницаемости традиционных и нетрадиционных коллекторов [Макаревич и др., 2012]

<table>
<tr><th colspan="4">Характеристика коллекторов по проницаемости в России и США</th></tr>
<tr><th rowspan="2">Проницаемость, мД</th><th>Россия</th><th colspan="2">США</th></tr>
<tr><th>Коллекторы нефти</th><th>Коллекторы нефти</th><th>Коллекторы газа</th></tr>
<tr><td></td><td>Проницаемость</td><td rowspan="7">Conventional Reservoirs
(традиционные резервуары и коллекторы)</td><td rowspan="7">Conventional Reservoirs
(традиционные резервуары и коллекторы)</td></tr>
<tr><td>> 100</td><td rowspan="2">Обычные коллекторы</td></tr>
<tr><td>100</td></tr>
<tr><td>50</td><td rowspan="2">Малопроницаемые коллекторы</td></tr>
<tr><td>2</td></tr>
<tr><td>1,5</td><td>Коллекторы низкой проницаемости
2-1,5 мД</td></tr>
<tr><td>1</td><td>Коллекторы крайне низкой проницаемости
1,5-1 мД</td></tr>
<tr><td>0,1</td><td rowspan="3">Коллекторы предельно низкой проницаемости
< 1 мД</td><td rowspan="3">Unconventional Reservoirs
Нетрадиционные коллекторы
Проницаемость < 1 мД</td><td rowspan="2">Unconventional Reservoirs
(нетрадиционные резервуары и коллекторы)
Проницаемость < 0,1 мД</td></tr>
<tr><td>0,01</td></tr>
<tr><td>< 0,01</td><td></td></tr>
</table>

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

Промышленные притоки нефти из отложений доманикоидной ВУФ получены на четырех месторождениях Самарской и Оренбургской областей. По данным из опубликованных источников [Ульмишек Г.Ф. и др, 2015, Варламов А.И. и др., 2020] продуктивные интервалы Троицкого месторождения (Оренбургская область) приурочены к отложениям верхнефранского возраста, а именно к воронежскому и евлано-ливенскому горизонтам (*Рисунок 3.33*). Дебиты нефти здесь равны 3.1 м3/сут и 17.3 м3/сут для скважин Кашаевская-75 и Кашаевская-74 соответственно.

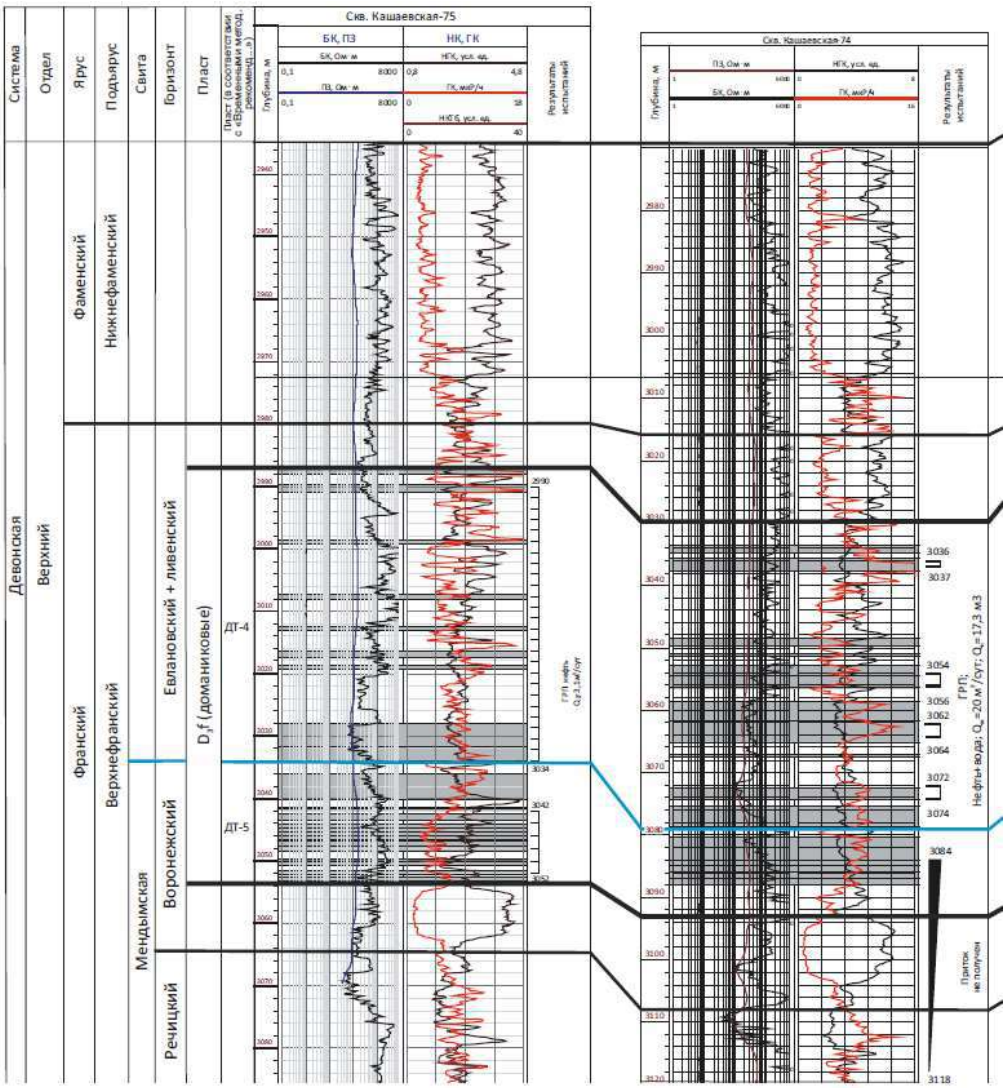


Рисунок 3.33. Выкопировка из схемы корреляции продуктивных отложений скважин Кашаевская – 75 и 74 [Варламов А.И. и др, 2020]

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

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

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

наличие ловушек, то в случае рассмотрения перспективности нетрадиционных резервуаров целесообразно с учетом их нефтегазоматеринских свойств.

3.5 Содержание органического вещества и степень его преобразованности ДВУФ.

Карты содержания ОВ в породах доманикового горизонта и верхнефранского подъяруса на территории исследования, показывают широкий разброс значений Сорг (*Рисунок 3.34* - *Рисунок 3.35*). Для пород доманикового горизонта значения варьируют от 0.07 вблизи Жигулевского свода до 14.5% ближе к центральной части региона. Верхнефранские отложения характеризуются достаточно низкими значениями содержания ОВ в западной части исследуемого региона, вблизи Жигулевского свода, от 0.06 до 1.62 %. В восточном и северо-восточном направлении содержание органического вещества в породах возрастает и достигает 5,5%. Среднее содержание ОВ в породах верхнефранского подъяруса в пределах изучаемой области, по данным специалистов ФГУП НВНИИГ, равна 2.5 -2.74%. Распределение значений содержания ОВ крайне неоднородно, показания могут различаться на порядок даже в соседних скважинах, что может быть связано с присутствием в конкретных образцах «депрессионных» фаций смешанного кремнисто-карбонатного и карбонатно-кремнистого состава тонких прослоев более карбонатных прослоев, менее обогащенных ОВ, и наоборот.

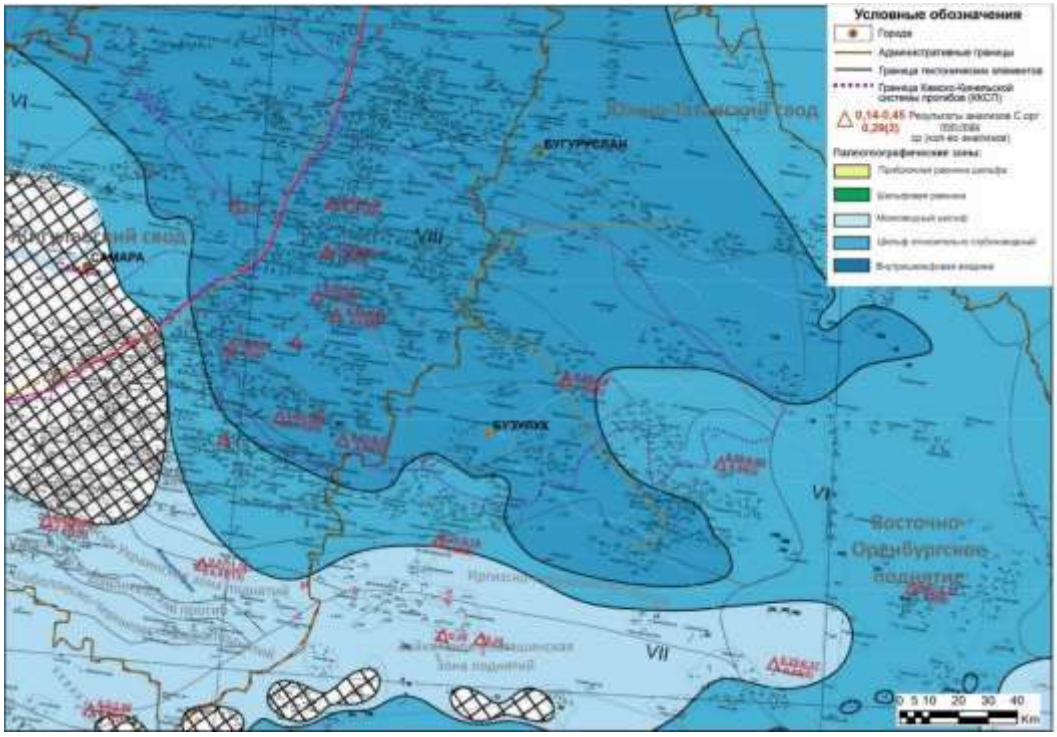


Рисунок 3.34. Выкопировка из карты содержания Сорг в породах доманикового горизонта [Постнова и др., 2010]

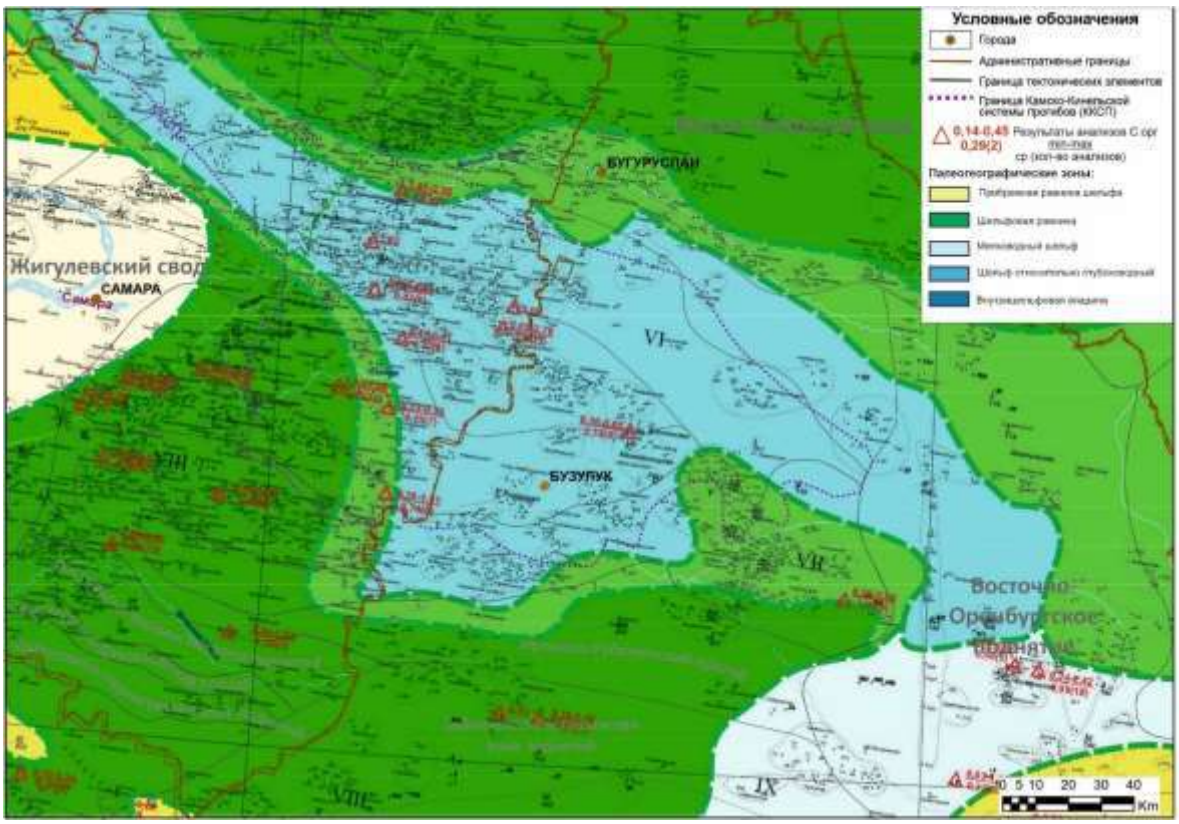


Рисунок 3.35. Выкопировка из карты содержания Сорг в породах верхнефранского подъяруса [Постнова и др., 2010]

Схематические карты средневзвешанных значений Сорг в отложениях доманикового, мендымского, евланово-ливенского горизонтов и фаменского яруса, в пределах Бузулукской впадины, построенные коллективом ФГУБ ВНИГНИ под руководством Фортунатовой Н.К. [Фортунатова и др. 2016], показывают также широкий разброс значений содержания ОВ в породах (*Рисунок 3.36*). Доманиковые отложения характеризуются в целом повышенными значениями ТОС, достигают в центральной части прогиба от 0.02 до 0.027 д.ед. Распределение содержания ОВ для верхнефранских отложений иллюстрируют схемы средневзвешенного содержание Сорг для мендымского и евлано-ливенского горизонтов. Мендымские карбонаты характиризуются достаточно низкими значения, до 1-1.3%, отложения же евлано-ливенского горизонта, напротив, наиболее высокими средними значениями – до 4.2% в осевой части прогиба, при этом по периферии значения варьируют в пределах 0.026-0.032 д.ед. Область максимальных средневзвешенных концентраций ТОС для пород фаменского яруса расположена в тех же пределах, что и для верхнефранских – узкой протяженной зоной с запада на восток в осевой части Муханово-Ероховского прогиба. Однако, значения ТОС в фаменских отложения ниже почти в два раза, и не превышают 0.024 д.ед.

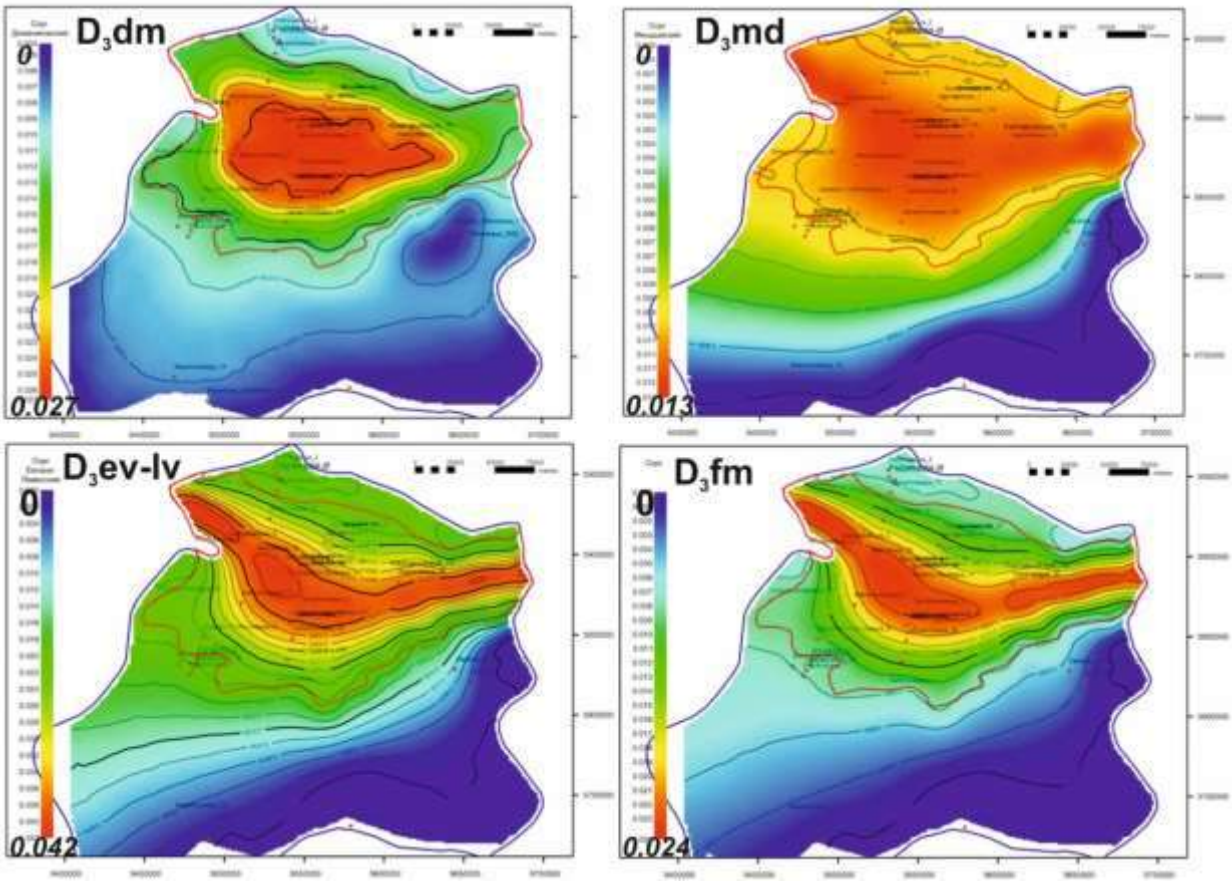


Рисунок 3.36. Схематические карты средневзвешенных содержаний Сорг (доли ед.) в отложениях доманикового (D3fr2), мендымского, евланово-ливенского горизонта (D3fr3) и фаменского яруса (D3fm) [Фортунатова и др. 2016]

Пиролитические исследования, проведенные специалистами МГУ для большинства образцов скважин, показывают, что содержание ОВ в породах варьируют в широких пределах от 0.2% до более 9% (*Рисунок 3.37*). Самыми низкими значениями Сорг 0,22-0,29% характеризуются «чистые» карбонатные прослои, в кремнисто-карбонатных породах его содержание выше 0,63-2,7%, а самые высокие значения Сорг от 1,86 до 9,65, приурочены к карбонатно-кремнистым породам.

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

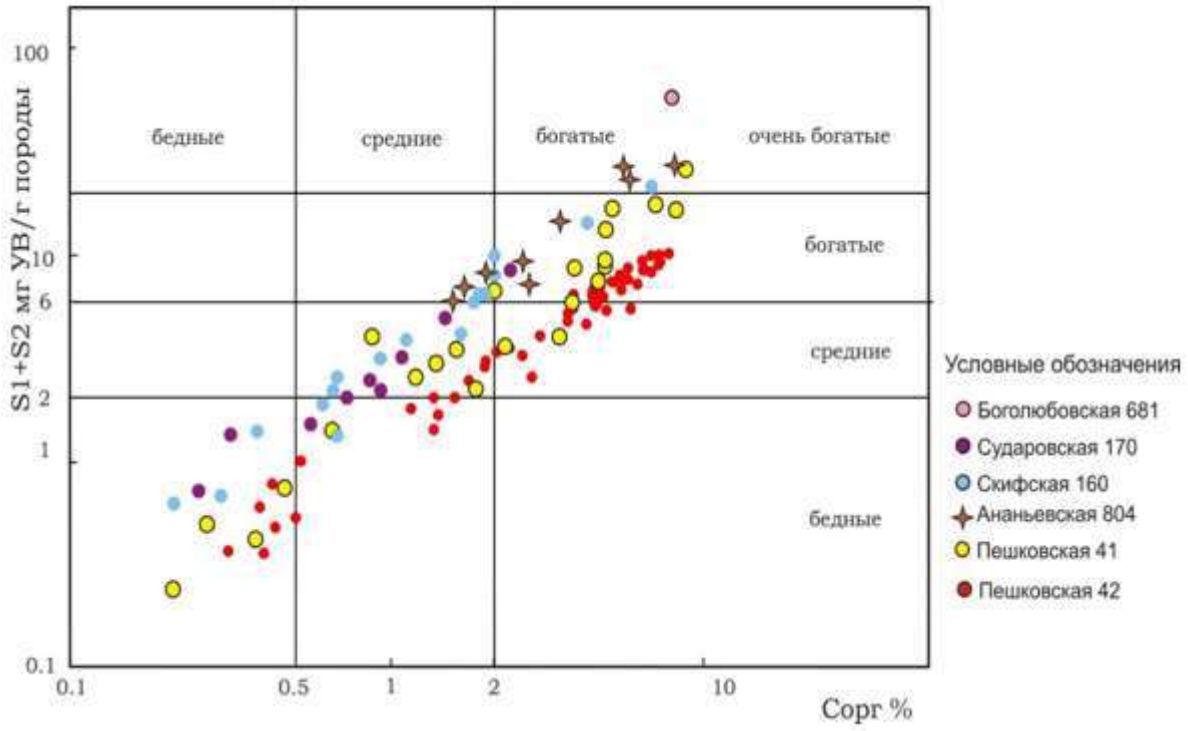


Рисунок 3.37. График зависимости S1+S2/Сорг, показывающий характеристику нефтематеринских пород (по данным МГУ)

Нефтегенерационный потенциал пород возрастает в соответствии с увеличением количества Сорг от 0,17 до 26,79 мг УВ/г породы, достигающие значений до 120 мг УВ/г (Рисунок 3.40). Отмечается неравномерное чередование пород с нефтематеринским потенциалом, варьирующий от низкого до превосходного. Так как породы карбонатного девона достигли условий максимальной генерации УВ, то современные значения нефтематеринских параметров являются «остаточными», а исходные могли составлять наибольшие значения. На модифицированной диаграмме Ван-Кревелена (*Рисунок 3.38*) образцы попадают в поле керогена II/III типа, преобразованного до уровня нефтяного окна. В породах, с преимущественно карбонатным составом и низким содержанием ОВ, в большинстве случаев наблюдаются пониженные значения HI (до 200 мг УВ/г ТОС).

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

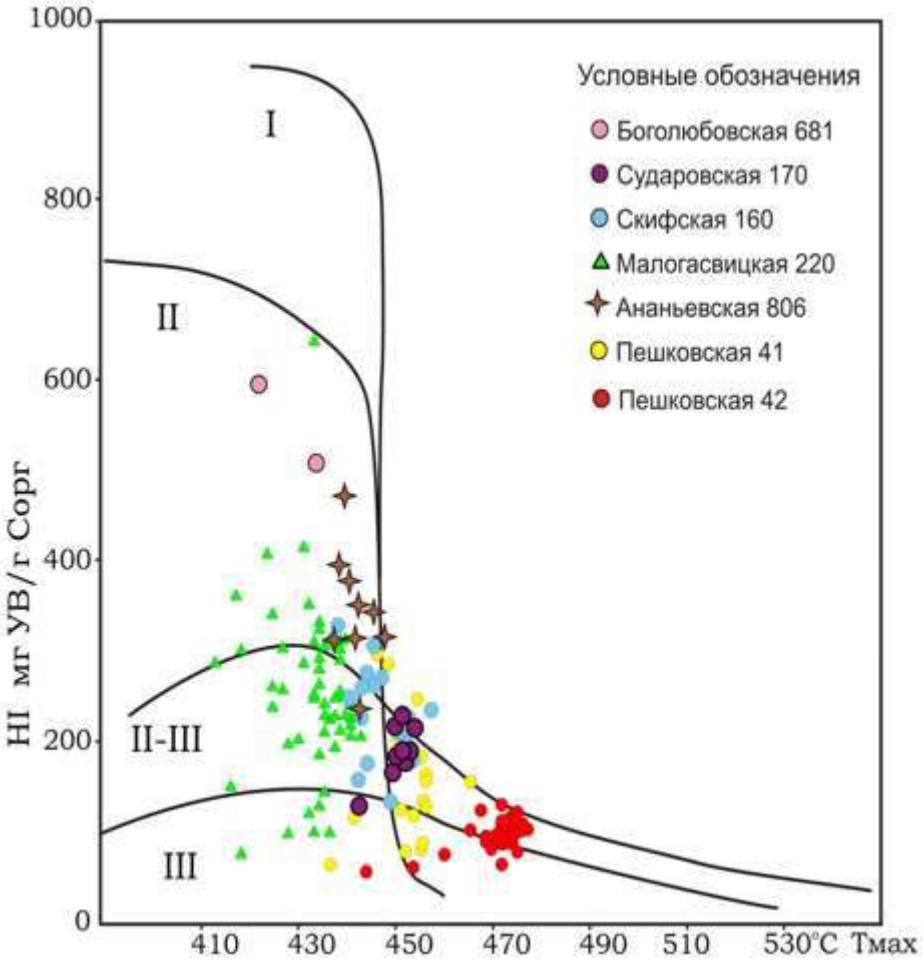


Рисунок 3.38. Модифицированная диаграмма Ван-Креелена (по данным МГУ)

Результаты пиролитических исследований, соотнесенные с выделенными типами пород и фациями, позволили определить значения содержания ОВ в породах различных фаций. Анализ распределения содержания органического вещества в породах ряда скважин показал, что для карбонатных пород фации мелководного шельфа содержание ОВ не превышает 1% , а средние значения <0.5% (*Рисунок 3.39*).

Содержание органического вещества в породах склоновых фаций варьируют в пределах от 0.3 до 5.5%, однако среднее значение в них, в основном, 1.5-2.5% (*Рисунок 3.40*). Такой широкий разброс значений обусловлен циклическим строением разреза, в котором чередуются слои преимущественно карбонатного и смешанного состава. Высокие единичные значения приурочены к образцам, взятым из прослоев, близким по составу к депрессионым отложениям.

Диаграмма содержания ОВ в фациях внутришельфовой впадины показывает разброс значений от 2.5% до 8.5% (*Рисунок 3.41*). Низкие значения ОВ в образцах 40р, 61р и 67р объясняется также примесью склоновых фаций, выражающимися в разрезе наличием немощных прослоев смешанного состава.

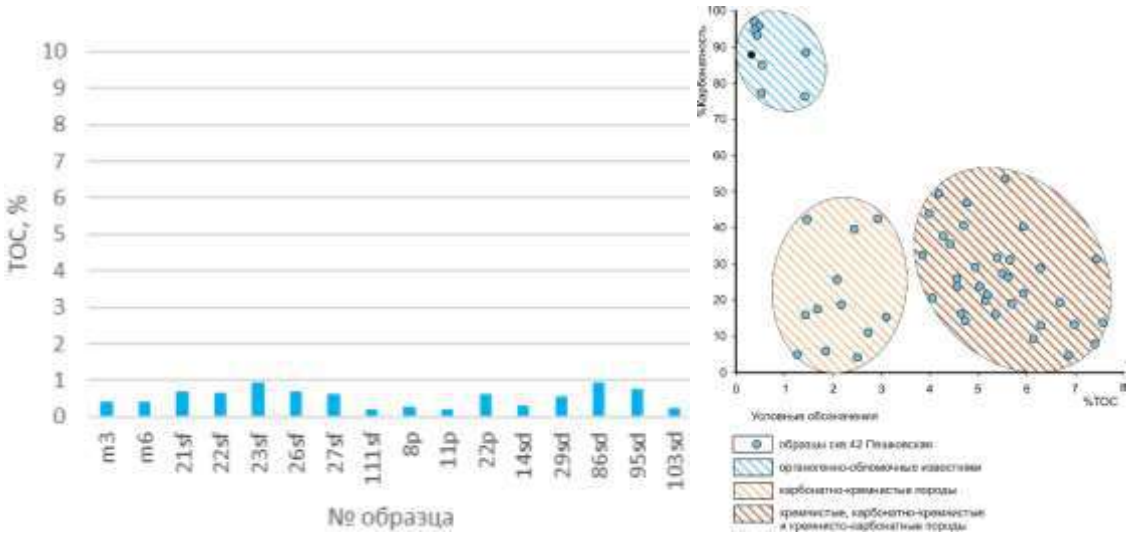


Рисунок 3.39. Диаграмма содержания ОВ в фациях мелководного шельфа (слева) и график зависимости количества Сорг и карбонатности (справа)

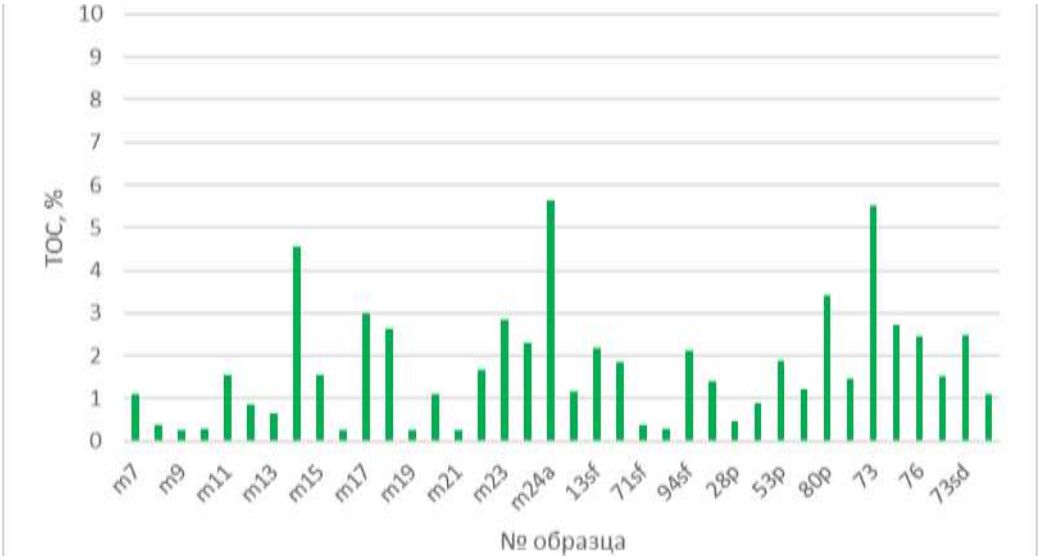


Рисунок 3.40. Диаграмма содержания ОВ в склоновых фациях

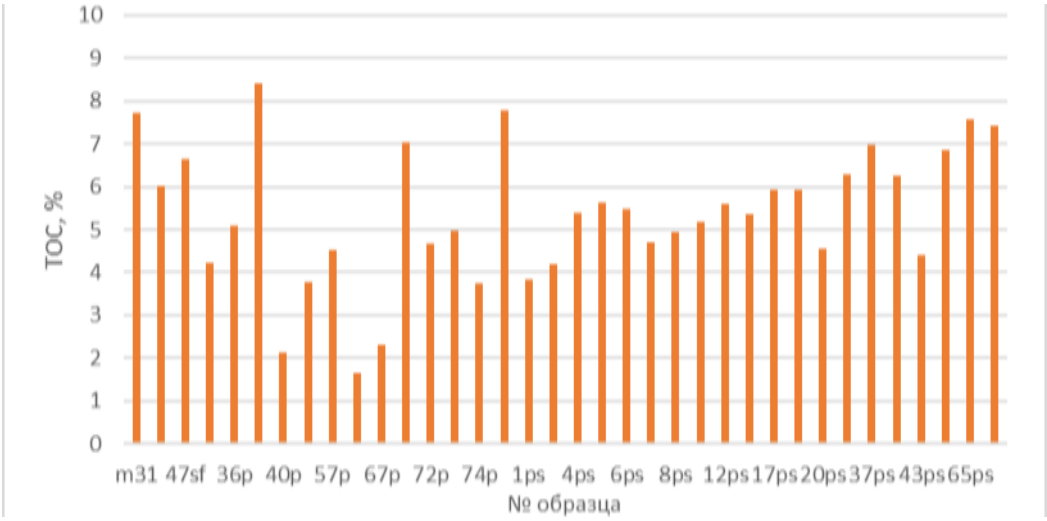
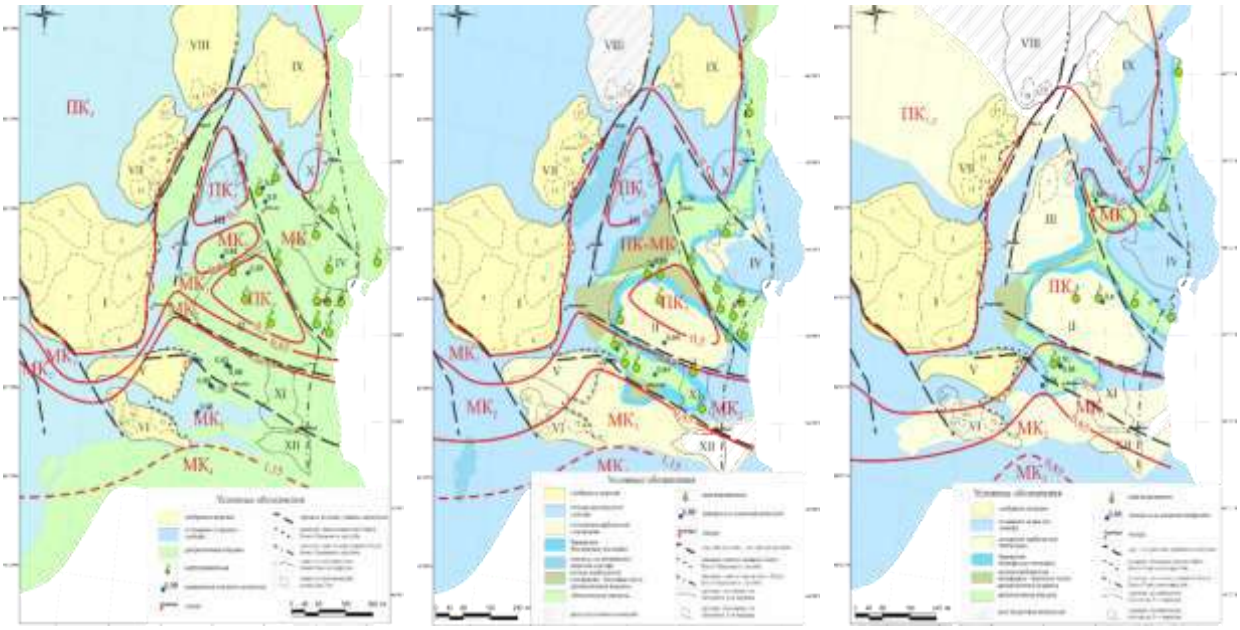


Рисунок 3.41. Диаграмма содержания ОВ в фациях внутришельфовой впадины

Карты зрелости пород и схемы распределения зрелости органического вещества доманиковой формации приведены на рисунках (*Рисунок 3.42* -*Рисунок 3.43*). В южном направлении катагенез пород и ОВ увеличивается. Различная степень преобразованности ОВ, не всегда соответствует глубинам залегания отложений. В скважинах Сударовская,170, Скифская,160 породы фаменского яруса и верхнего франа более преобразованы (Тмах =445-460ºС), чем в скважине Малогосвицкая, 220 (Тмах 430-445ºС), хотя они располагаются на близких глубинах (3,1-3,3 км). Примерно такая же картина наблюдается и в районе Пешковских скважин.



D3f2 D3f3 D3fm

Рисунок 3.42. Схемы распределения зрелости ОВ в среднефранских, позднефранских и фаменских отложениях (МГУ)

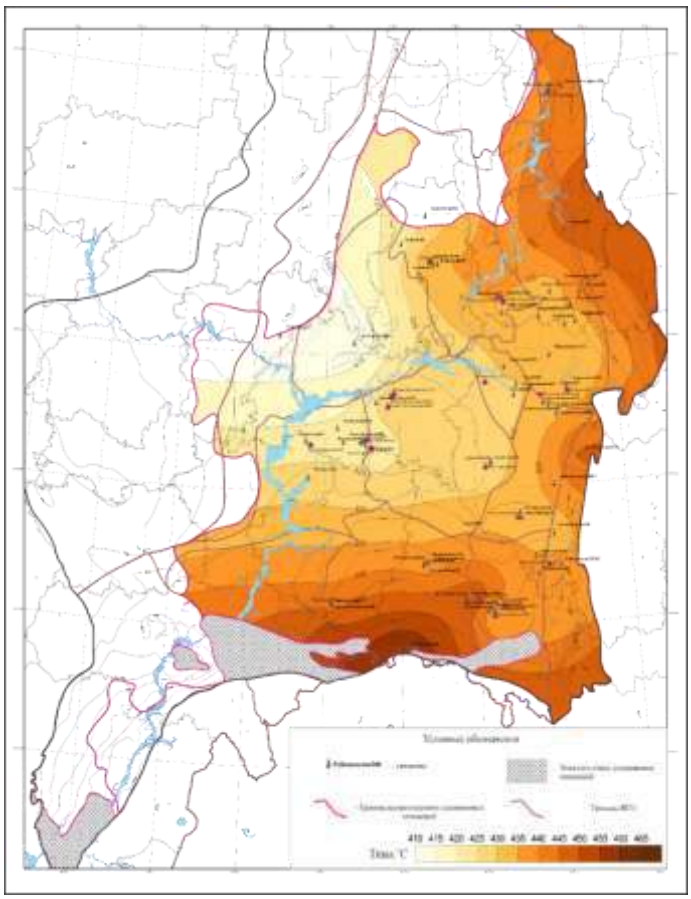


Рисунок 3.43. Схема катагенеза ОВ в кровле доманикового горизонта в пределах Волго-Уральской НГП [Фортунатова и др., 2016]

Общий тренд и характер изменения зон катагенетической преобразованности показал, что практически на всей изучаемой области отложения среднефранско-турнейского возраста вошли в главную зону нефтеобразования. Органическое вещество преобразовано до градаций МК2-3. Исключением являются фаменские отложения в северо-западном районе исследования, здесь преобразованность ОВ характеризуется градацией ПК (*Рисунок 3.44* - *Рисунок 3.45*). В целом видна большая преобразованность пород в южной части района исследования.

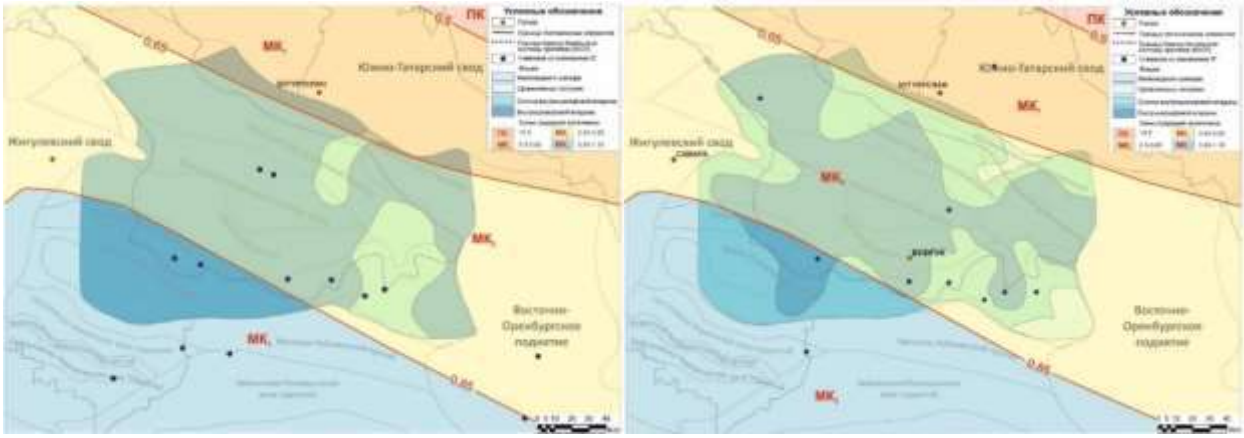


Рисунок 3.44. Распределения зрелости ОВ в фаменских отложениях на изучаемой территории (по данным НВНИИГГ, 2014 с изменениями МГУ)

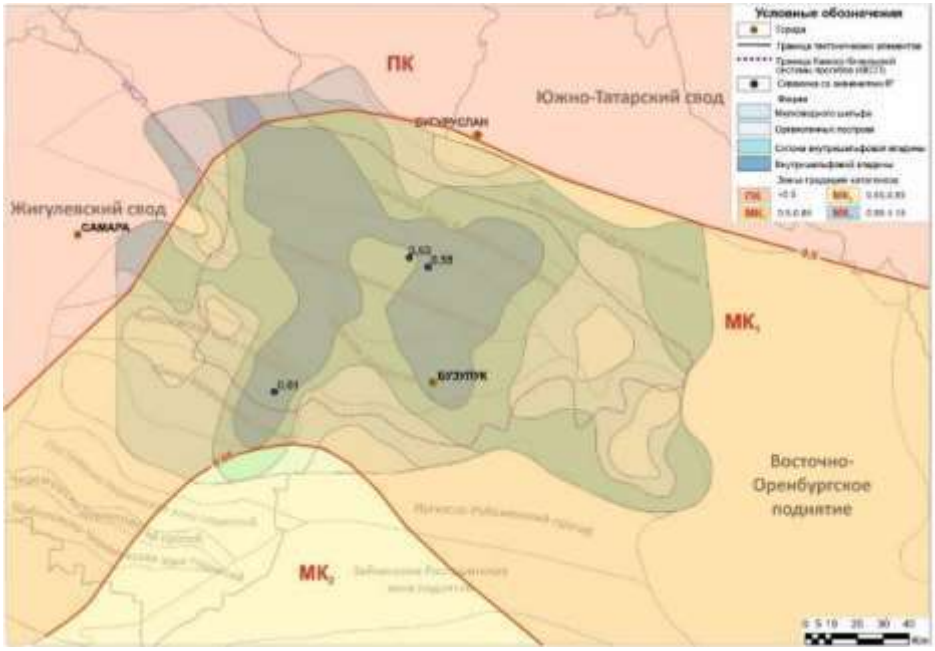


Рисунок 3.45. Распределения зрелости ОВ в фаменских отложениях на изучаемой территории (по данным НВНИИГГ, 2014 с изменениями МГУ)

3.6 Пустотное пространство пород ДВУФ.

Коллекторские свойства пород традиционно определяют возможность вмещать флюид в пустотном пространстве и пропускать их через себя, т. е. «фильтровать» при перепаде давления. Таким образом, главными параметрами, определяющими относительное качество коллектора, являются коэффициенты открытой пористости и проницаемости. Выделение типов пустотного пространства пород доманикоидной высокоуглеродистой формации проводилось автором по макро- и микроописанию кернового материала 5 скважин, в том числе по их прокрашенным шлифам. Это позволило установить для каждого литотипа характерные особенности вторичных преобразований и связанные с ними пустоты – поры, каверны и трещины, различных размеров и конфигураций. Величина оценочных параемтров фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород определялись специалистами МГУ по комплексу лабораторных исследований, включивший в себя: измерение открытой пористости газоволюметрическим методом по газу азоту (Кпгаз); измерение абсолютной газопроницаемости нестационарным методом по азоту (Кпр); измерение абсолютной газопроницаемости нестационарным методом по азоту с поправкой по Клинкенбергу (Кпркл) и измерение минералогической плотности газоволюметрическим методом по газу азоту (ρмин).

Для изучаемых пород карбонатного и смешанного кремнисто-карбонатного и карбонатно-кремнистого состава, с повышенным содержанием ОВ, характерна изменчивость фильтрационно-емкостных свойств в зависимости от литотипа и генезиса пустотного пространства. Пустотное пространство для карбонатных пород, как правило, полигенно и включает поры и поровое пространство системы нескольких генераций. Это объясняется сложной постседиментационной историей развития карбонатных отложений, испытавших неоднократные, зачастую разнонаправленные воздействия различных процессов. В смешанных тонкослоистых высокоуглеродистых (керогеновых) кремнисто-известковистых и известковисто-кремнистых породах пустоты приурочены к прослоям биокластовых известняков (пак-грейнстоунов) и к прослоям радиоляритов. В смешанных

породах, обогащенных вулканомиктовым материалом, к прослоям, обогащенным кристаллокластами полевых шпатов и раковин радиолярий. Для силицитов основное пустотное пространство приурочено к биоморфным типам последних. Среди них наиболее распространены разности, состоящие из скелетных остатков раковин радиолярий, а именно радиоляриты. Основная пористость таких пород связана со скелетными остатками радиолярий, содержащих значительное количество биопустот, что связано со строением их раковин. Основными вторичными процессами, влиящими на формировании пустот в изучаемых отложениях среднефранско-турнейского доманикоидного комплекса – это процессы растворения, выщелачивания и перекристаллизации, пиритизации, трещинообразования. Процессы перекристаллизации способствуют премещению флюида за счет его «выжимания» и перераспределения [Ступакова А.В. и др., 2017].

Классификационная схема коллекторов сложных типов в отложениях высокоуглеродистой формации, показывает приуроченность выделенных преобладающих типов коллекторов к обстановкам осадконакопления и литотипам пород (*Таблица 3.3Таблица 3.3*). Также приведена характеристика преобладающего типа пустотного пространства, а также величина оценочных параметров фильтрационно-емкостных свойств пород.

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

Таблица 3.3. Классификационная схема коллекторов сложных типов в отложениях высокоуглеродистой формации (МГУ)

Обстановка осадконакопления	Характер движения флюида	Тип коллектора	Тип пород	Величина оценочных параметров	Тип пустотного пространства
Шельф карбонатной платформы	Свободный	Поровый, трещинно-поровый	Известняки (вакстоуны)	Кп = 2 - 3% Кпр = 0.10 - 1.35 мД	Межкристаллические поры, иногда межкристаллические и внуриформенные, сообщаемость которых определяется наличием трещин
			Известняки водорослевые (баундстоуны)	Кп = 2 - 2.5% Кпр = 0.01 - 0.02 мД	Внутриформенные поры и межкристаллические в участках перекристаллизации
Внутришельфовой впадины	Затрудненный	Каверново-поровый	Тонкое чередование керогеново-карбонатных, керогеново-карбонатно-кремнистых пород и известняков тентакулитовых	Кп = 3.5 - 4.5% Кпр = 0.1 - 0.2 мД	Поры и микрокаверны, связанные с участками перекристаллизации кремнистого вещества с формированием микрокаверн (пористость "керогена")
		Трещино-каверново-поровый	Чередование керогеново-карбонатных пород и известняков тентакулитовых (пак-грейнстоунов)	Кп = 3.5 – 4.0% Кпр = 1.0 - 1.5 мД	Полезная емкость определяется наличием вторичных пустот и микрокаверн выщелачивания, сообщаемость которых обеспечивается трещинами

		Трещинно-поровый	Керогеново-карбонатно-кремнистые с переменным содержанием компонентов	Кп = 1.0 - 2.5% Кпр = 0.01 – 1.00 мД	Полезная емкость определяется наличием вторичных пустот выщелачивания, сообщаемость которых обеспечивается трещинами
			Чередование керогеново-кремнисто-карбонатных, керогеново-кремнистых пород и известняков тентакулитовых (пак-грейнстоунов)	Кп =2.0 - 3.5% Кпр = 0.01 - 0.05 мД	
Склон внутришельфовой впадины	Свободный	Трещинно-каверново-поровый	Вулканомиктово-карбонатно-кремнистые породы и ритмиты	Кп=4 - 10% Кпр=0.1-10.0 мД	Полезная емкость связана с участками перекристаллизации кремнистого вещества с формированием микрокаверн (пористость «керогена») и трещинами
		Порово-трещинный	Известняки тентакулитовые (пак-грейнстоуны)	Кп = 2.0 - 2.5% Кпр = 20 - 50 мД	Полезная емкость определяется наличием трещин, к которым приурочены редкие пустоты выщелачивания
		Трещинный	Керогеново-кремнисто-карбонатные и керогеново-карбонатно-кремнистые	Кп = 0.5 - 2.5% Кпр = 15 - 375 мД	Трещины определяют емкостные и фильтрационные свойства пород

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

Отложения внутришельфовой депрессионной впадины, представленные неравномерным чередованием керогеново-карбонатных, керогеново-кремнисто-карбонатных, керогеново-карбонатно-кремнистых, керогеново-кремнистых и тентакулитовых известняков (пак-грейнстоунов), имеют затрудненный характер движения флюида. Каверново-поровый тип коллектора связан с участками перекристаллизации кремнистого вещества, а также формированием микрокаверн до 0.5 – 1 мм. Значения пористости здесь варьируют в пределах 3-4.5%, а Кпр не превышает 0.2 мД. Для трещинно-каверново-порового типа емкость определяется наличием микрокаверн выщелачивания и вторичными пустотами. Их сообщаемость обеспечивается трещинами, Кп равен 3-4%, значения же Кпр не превышают 1.5 мД. В отложениях внутришельфовой впадины преобладает трещинно-поровый тип коллекторов. Значения пористости редко превышают 3%, а значения проницаемости – 1 мД. Кремнисто-карбонатные ритмиты тонкослоистые, коричневато-темно-серые, с масштабом чередования слойков через 1-3мм. Породы разделяются на тонкие плитки толщиной 2-5 мм, на плоскостях напластования присутствуют выпоты сернистого вещества желтого цвета. Отмечается резкий запах УВ.

Кроме того, по данным из опубликованных источников, в породах доманикоидной высокоуглеродистой формации обнаружена пористость в органическом веществе *[Ульмишек Г.Ф. и др., 2015]*. Пористость в керогене формируется за счет его деструкциии в катагенезе, на градациях МК3-4.

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

3.7 Суммарная мощность высокоугреродистых пропластков ДВУФ.

Отличием работы с высокоуглеродистой формацией от традиционных объектов является необходимость выделение не проницаемых пластов-коллекторов, а нефтенасыщенных интервалов, с повышенным содержанием ОВ, нефть в которых находится в рассеяном состоянии [Варламов А.И., 2017].

Как показали исследования, в одних зонах отложения ВУФ формировались только в среднефранское и позднефранское время, а в фаменское и турнейское время

господствовали условия мелководного шельфа, где накапливались преимущественно картбонатные отложения. В других же районах исследования, преимущественно в центральной части, относительно глубоководные условия внутришельфовой впадины, благоприятные для накопления ВУФ, сохранялись в течение всего интервала времени, вплоть до раннетурнейского. Именно поэтому очень важно оконтурить зоны, в пределах которых в течение всего времени от среднефранского до турнейского преобладало накопление отложений, в разрезе которых выделяются пласты, с содержанием органического вещества более 2.5%. На профиле корреляции отмечены интервалы с развитием таких пластов (*Рисунок 3.19*). В тех зонах, где в составе разреза повышается карбонатная составляющая, суммарная мощность высокоуглеродистой формации будет понижаться.

Определить области максимального развития депрессионных отложений высокоуглеродистой формации возможно наложив их контуры распространения по каждому циклиту, опираясь на построенные схемы фациальной изменчивости (*Рисунок 3.28 - Рисунок 3.31*). Кроме того, по полученным результатам интерпретации скважинных данных, были выделены пропластки с содержанием ОВ больше 2.5%. Интерполяция посчитанных суммарных мощностей таких пропласков по 30 скважинам позволила оконтурить зоны одинаковых мощностей ВУФ. Схема распределения суммарных толщин высокоуглеродистых отложений показывает, что максимальные мощности распределены в осевой части прогиба (*Рисунок 3.46*).

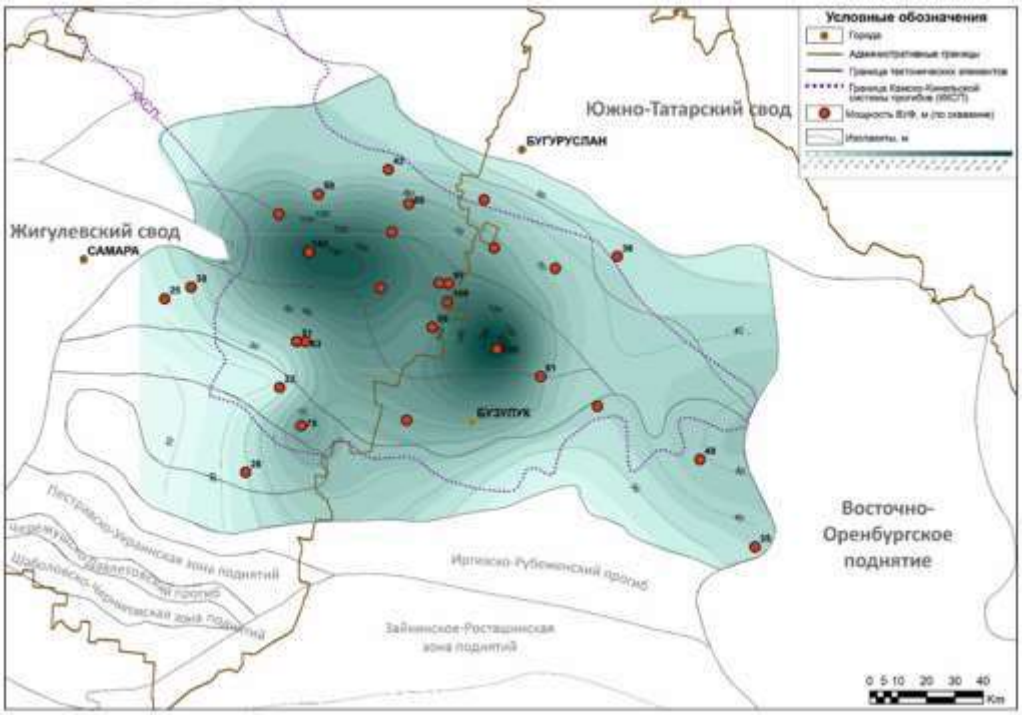


Рисунок 3.46. Схема распределения суммарных толщин ВУФ, содержание ОВ в которых больше 2.5%

Таким образом, в осевой части прогиба мощность среднефранско-турнейских отложений достигает 300 и более метров. При этом суммарная мощность нефтепроизводящей толщи ВУФ может составлять 90-140 метров, среднее содержание ОВ в которых преимущественно больше 2,5%. На склонах и в бортовых частях прогиба мощность высокоуглеродистой толщи может достигать 600-800 и более метров, при

мощности нефтепроизводящей толщи около 40 - 80 м. В зонах, где мощность всего комплекса отложений среднефранско-турнейского возраста максимальна, преобладают фации мелководного шельфа. Высокоуглеродистые прослои здесь встречаются лишь в разрезе среднефранских и верхнефранских отложениях, в связи с чем суммарная мощность ВУФ не превышает 20-40 м.

Описанные критерии легли в основу выделения зон разной перспективности доманикоидных отложений на изучаемой территории, представляющих интерес для проведения дальнейших геолого-разведочных работ на поиски углеводородов в нетрадиционных резервуарах. Таким образом, район исследования был ранжирован на 3 зоны: высокоперспективная зона А, высокоперспективная зона Б и перспективная зона (*Таблица 3.4*).

Высокоперспективная зона А депрессионных фаций, с коллекторами трещинно-порового, порово-трещинного и трещинно-каверново-порового типов, локализуется двумя небольшими участками в центральной части прогиба (*Рисунок 3.47*). Суммарная мощность высокоуглеродистых пропластков здесь варьирует 90 – 140 м, что составляет 30-60% от мощности всего разреза.

Таблица 3.4. Ранжирование территории по степени перспективности высокоуглеродистой формации

	Фации	Площадь распро-странения, км2	Эффективная мощность ВУФ, м	Кп, %
Высокоперспективная зона А	Преимущественно депрессионные	2350	90-140 и больше	1.5-4
Высокоперспективная зона Б	Депрессионные и склоновые	5450	40-80	2-4.5
Перспективная зона	Преимущественно склоновые	13330	<40	2.5-10

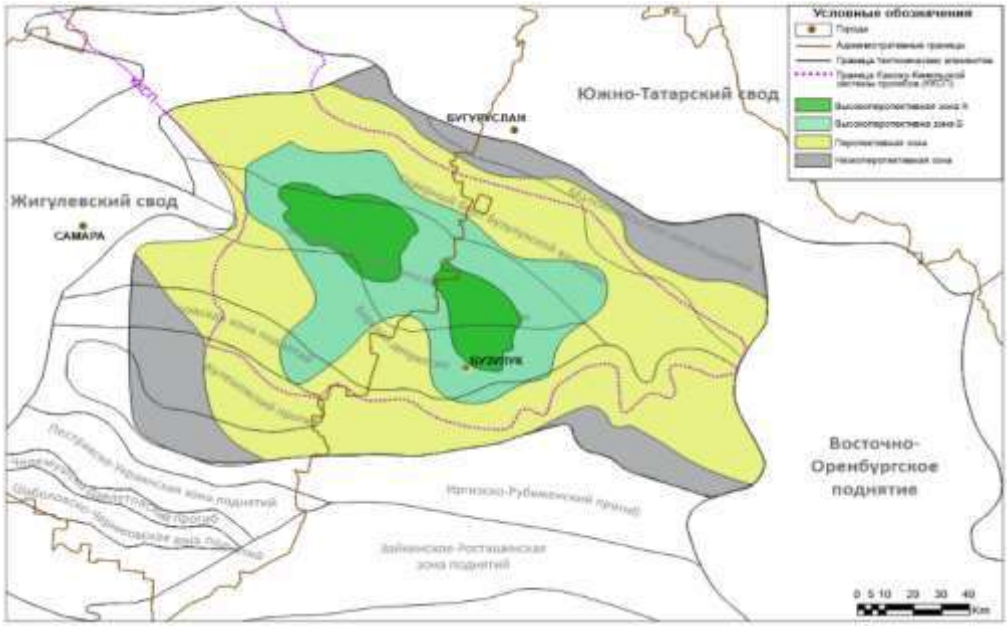


Рисунок 3.47. Схема перспектив доманикоидной высокоуглеродистой формации (с точки зрения нетрадиционных резервуаров) (МГУ)

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

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

Для рассматриваемого среднефранско-турнейского комплекса отложений традиционный тип резервуара является доказанным нефтепродуктивным. Наиболее благоприятные условия для формирования пустотного пространства в породах возникают в результате вторичных процессов и связанны они с карбонатными постройками. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают органогенные известняки. Постройки легко картируются при корреляции сейсмопрофилей и литофациальным схемам. При этом существует большое количество аналогичных залежей в месторождениях прогибов Волго-Уральской НГБ, нефтеносность которых связана именно D3fm-C1t органогенными постройками. Залежи массивные, локально литологически и стратиграфически экранированные, пласт-коллектор представлен известняками органогенно-обломочными, порово-кавернозными. Примерами таких коллекторов могут служить следующие нефтяные месторождения: Алексеевское, Малаховское, Боготыревское, Моховое, Суховское, Султановское и др. Нефтяные залежи в них установленны в карбонатах фаменского и турнейского ярусов. Породы характеризуются пористостью 10-14% и проницаемостью 25-45 мД (*Рисунок 3.48*). Известны два типа нефтепродуктивности карбонатных массивов: нефтенакопление в ловушках структур обликания биогермов и формирование залежей в самих постройках. Первый тип широко распространен в Оренбургской области, к нему относятся подавляющее большинство открытых залежей (пример месторождения см. на *Рисунок 3.49*).

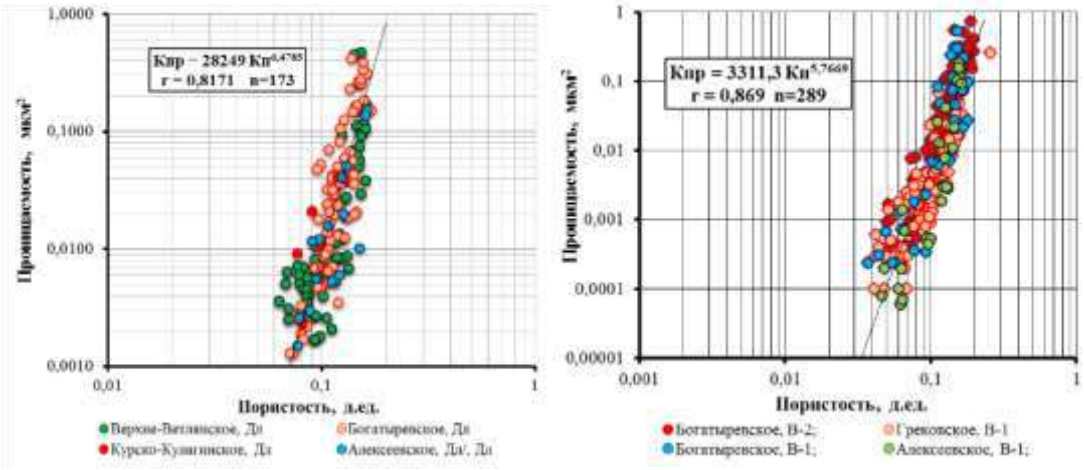


Рисунок 3.48. Обобщённая зависимость между проницаемостью и пористостью пород пластов фаменского яруса позднего девона (слева – пласты Дл и Дп) и пластов турнейскокго яруса раннего карбона (справа –пласты В-1 и В-2) [Архипов В.С. и др., 2017]

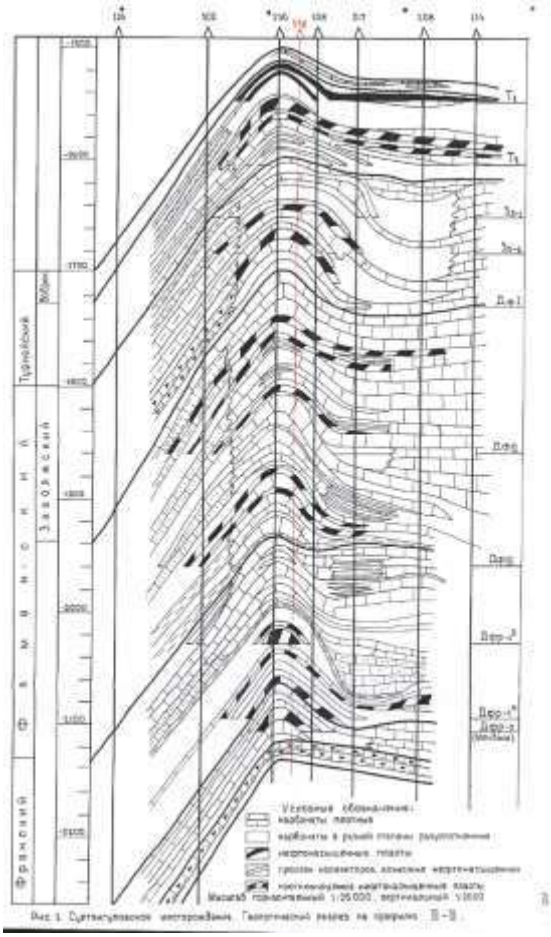


Рисунок 3.49. Залежи нефти, связанные с карбонатными массивами и структурами их обликанием, на примере Султангуловского месторождения (Денцкевич, 2001)

Формирование пустотного пространства вероятно также и на склонах, где накапливались органогенно-обломочные породы. Склон внутришельфовой впадины делиться на две части: передовая часть склона и его подножие (*Рисунок 3.50*, *Рисунок 3.51*). Развитие пород-коллекторов, с лучшими фильтрационно-емкостными свойствами,

характерно для передовой части, сложенной обломочными известняковыми разностями, содержащие прослои карбонатной брекчии с обломками пород разного размера. Подножие склона по составу и типу пустотного пространства схоже с депрессионной частью разреза и характеризуется низкими значениями пористости и проницаемости.

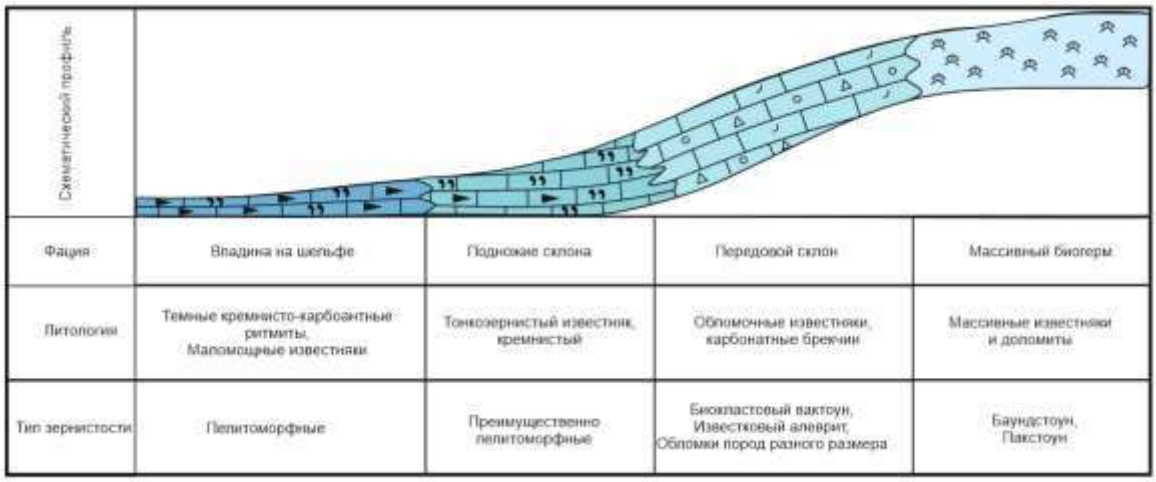


Рисунок 3.50. Схематический профиль с последовательным изменением фация от мелководных до относительно глубоководных (по Дж. Уилсону, 1975, с изменениями)

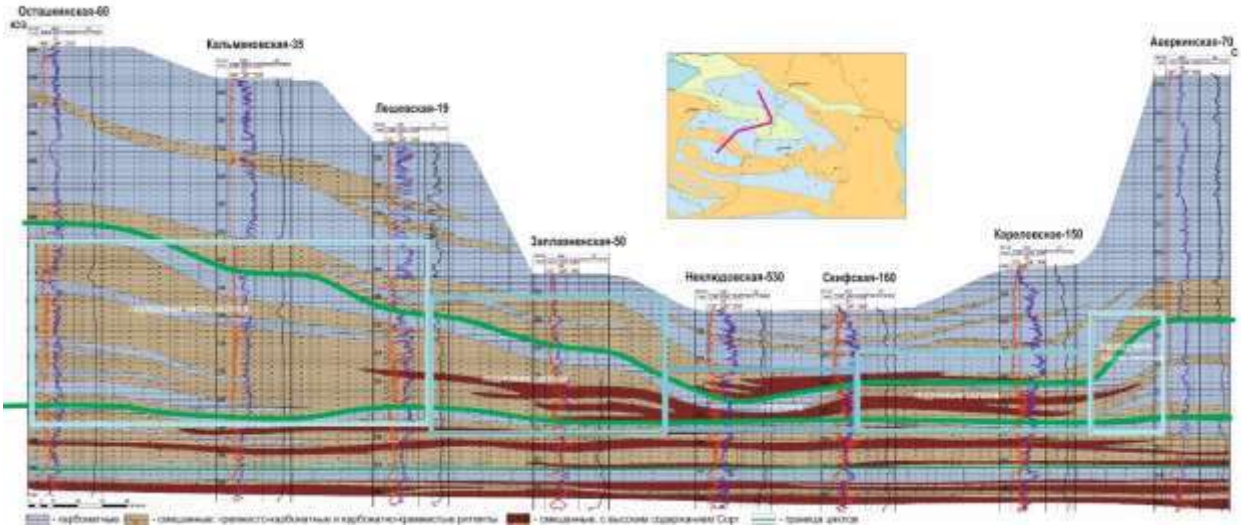


Рисунок 3.51. Выделение передовой части и подножия склона на примере фаменского циклита

Характеристику фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов склоновых фаций дать сложнее, чем шельфовых ввиду недостатка данных. По данные Кп и Кпр, полученные по керну скважины Малогосвицкая-220, часть которого содержит отложения склоновых фаций, а именно прослоями обломочных известняков и даже карбонатных брекчий, показывает достаточные значения пористости.

Таким образом, перспективы нефтегазоносности и дальнейшей разработки среднефранско-турнейского комплекса с точки зрения традиционного резервуара связаны с карбонатными отложениями мелководного шельфа и передовой части склона внутришельфовой впадины. Критерии, положенные в основу ранжирования изучаемой территории по степени перспективности, включают в себя обобщение полученных

результатов исследования – тип и состав разреза, его фациальная принадлежность, преобладающий тип коллектора, мощности и ФЕС (*Таблица 3.5*)

Таблица 3.5. Критерии ранжирования территории по степени перспективности нахождения залежей в карбонатных резервуарах

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

	впадина	(пак-грейнстоуны)					

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

Большая часть территории позднефранского циклита также является низко- и среднеперспективной. Перспективная зона распространена в основном в северной части, вблизи Южно-Татарского свода. Улучшение коллекторских свойств и увеличение составляющей в разрезе дает право говорить о перспективности юго-восточной части изучаемого района (*Рисунок 3.52*).

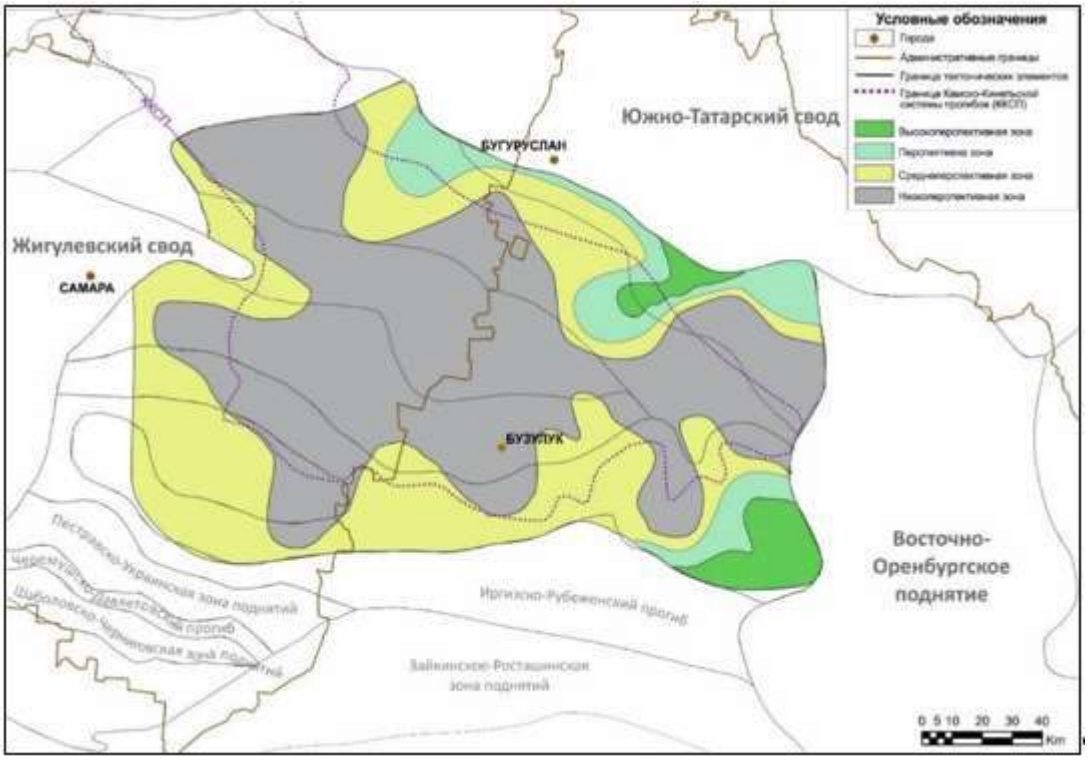


Рисунок 3.52. Схемы перспектив позднефранского комплексов (для нахождения традиционных резервуаров)

Фаменский циклит характеризуется наибольшей разнородностью в строении разреза. Центральная зона низких перспектив сужается, а по бортам, особенно в южной и юго-восточной частях, наблюдается увеличение доли коллекторов в разрезе (*Рисунок 3.53*). Распределение существующих нефтяных и газонефтяных месторождений показывает достоверность распространения выделенных зон. Что касается северных районов исследуемой территории, то к высокоперспективной можно отнести лишь небольшую зону недалеко от города Бугуруслан. Остальная часть высоперспективной и перспективной зон простирается севернее и северо-восточнее, за пределами полигона исследования.

Распространение зоны высоких перспектив турнейских отложений характеризуется максимальным охватом территории в сравнении с предыдущими циклитами (*Рисунок 3.54*). Низкоперспективная зона сократилась до узкой и вытянутой области в центральной части прогиба, зона средних перспектив локализована вдоль осевой части прогиба, и захватывает западную часть района вблизи Жигулевского свода. Достоверность распространения высокоперспективной зоны в южной и северной частях подтверждается распределением открытых нефтяных и газонефтяных месторождений.

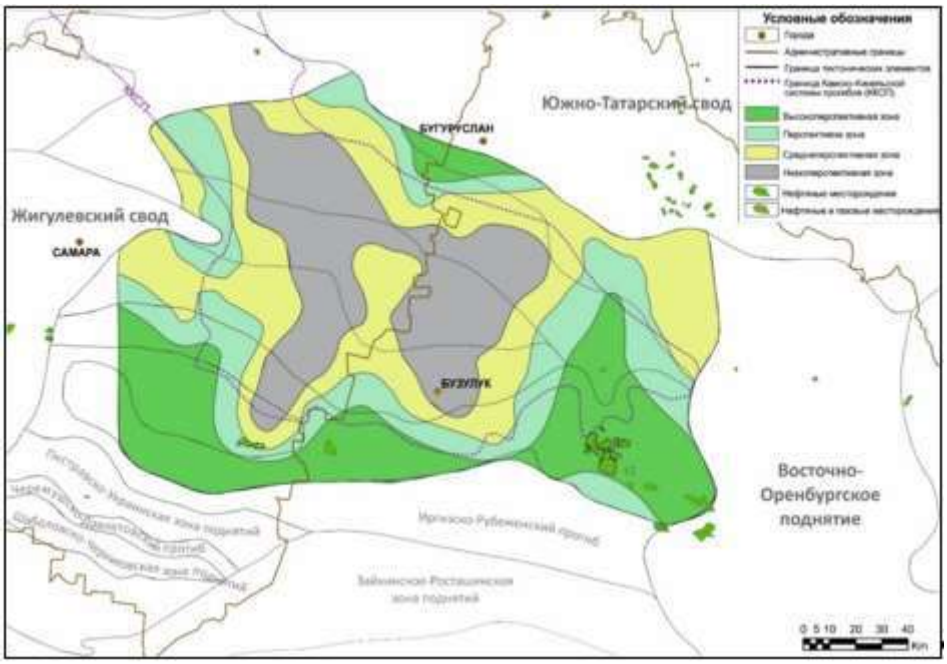


Рисунок 3.53. Схемы перспектив фаменского комплексов (для нахождения традиционных резервуаров)

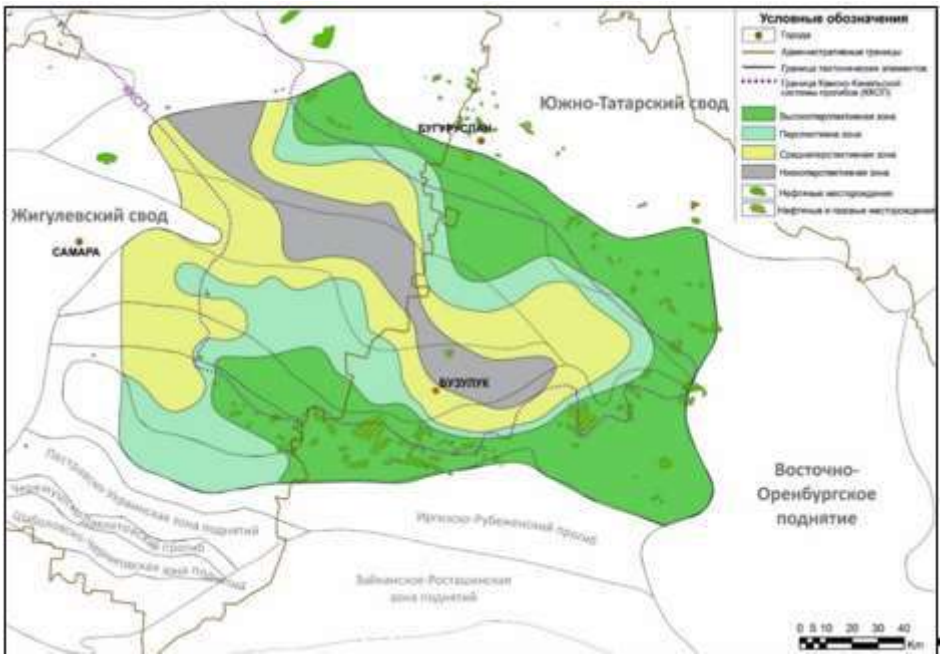


Рисунок 3.54. Схемы перспектив турнейского комплексов (для нахождения традиционных резервуаров)

Заключение

В процессе работы была собрана база данных геолого-геофизической информации по строению и нефтеносности баженовской и доманиковых высокоуглеродистых формаций, включающая результаты испытаний, материалы 2Д и 3Д сейсморазведки, данные ГИС, результаты исследований керна, картографические материалы. Проводились аналитические исследования результатов измерений колонок керна опорных скважин пробуренных в Фроловской, Среднеобской, Томско-Тюменской и Ямало-Пурской областях Западной Сибири и Мухано-Ероховского прогиба Бузулукской впадины Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, проведена интерпретация комплекса ГИС, проведено литофизическое расчленение разрезов и расчет пористости, определено положение кровли каждой из ВУФ по сейсмическим данным, построены структурные карты по основным отражающим горизонтам, разработана классификация запасов и ресурсов углеводородов высокоуглеродистых формаций, проведена оценка запасов и ресурсов по новой классификации, проведено ранжирование по перспективности нефтегазоносности каждлй из ВУФ.

Технология комплексирования разномасштабных исследований, разработанная в процессе работ, может быть применена для изучения и прогноза нефтегазопродуктивности других нетрадиционных высокоуглеродистых резервуаров

В целом обе формации представляют промышленный интерес с точки зрения добычи нефти из нетрадиционных отложений. При этом ДВУФ является сильно недооцененной по сравнению с БВУФ. Полученные в последние 3 года промышленные притоки из горизонтальных скважин (дебитом более 150 тонн в сутки), пробуренных в Мухано-Ероховском прогибе, показывают, что ДВУФ требует дополнительных исследований. И по мнению специалистов МГУ в ДВУФ по сравнению с БВУФ (где основные месторождению уже открыты, но еще не оконтурены) гораздо выше вероятность открытия крупных месторождений нефти.

В результате проведённых исследований БВУФ и ДВУФ специалисты МГУ выявили их сходные черты:

1. Обе эти формации накапливались в области некомпенсированного осадконакопления;
2. В породах этих формаций большую долю занимает твердое органическое вещество в виде керогена и термобитумов, отделившихся от керогена в процессе созревания последнего;

3. Скорость накопления осадков в процессе седиментогенеза была близкой, так, что в процессе литогенеза породы соответствуют 4 м на милион лет осадконакопления
4. Обе ВУФ являются нефтегазоматеринскими толщами (НГМТ).
5. Генерация углеводородов начинается на стадии катагенеза МК1 (начало нефтяного окна).
6. В обеих формациях присутствуют породы на стадиях катагенеза от ПК3 до МК4.
7. Средняя подвижная пористость (коэффициент газоволюметрической пористости, измеренный до экстракции) пород обеих формаций составляет 1%.
8. Коэффициент подвижной пористости коллекторов доходит до 24%
9. Вся пористость образуется в результате вторичных преобразований.

В целом обе формации представляют промышленный интерес с точки зрения добычи нефти из нетрадиционных отложений. При этом ДВУФ является сильно недооцененной по сравнению с БВУФ. Полученные в последние 3 года промышленные притоки из горизонтальных скважин (дебитом более 150 тонн в сутки), пробуренных в Мухано-Ероховском прогибе, показывают, что ДВУФ требует дополнительных исследований. И по мнению специалистов МГУ в ДВУФ по сравнению с БВУФ (где основные месторождению уже открыты, но еще не оконтурены) гораздо выше вероятность открытия крупных месторождений нефти.

Список литературы

Аверьянова О.Ю. Нефтегазовые системы доманикового типа Тимано-Печорского осадочного бассейна // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т.11. – №1.

Архипов В.С, Демин В.С., Папухин С.П. и др. Пересчет запасов нефти и растворенного газа Алексеевскоо газонефтяного месторождения Самарской области. Геологический отчет Самара, ООО СамараНИПИнефть, 2017 г.

Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. М.: Изд-во МГУ, 2004. - 384 с.

Баженова Т.К. Смешанные породы, содержащие некарбонатный углерод // Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов. – СПб.: Недра. – 1998. – С. 265–269.

Батурин Ю.Е. Обоснование необходимости отмены налога на добычу полезных ископаемых при разработке нефти баженовских отложений// Вестник ЦКР Роснедра – 2010 - №6 – с.17-21

Бочкарев В.С. Типизация пермо-триасовых вулкано-тектонических депрессий и грабенов Западной Сибири // Горные ведомости. – 2010. – № 5. – С. 6–33.

Брадучан Ю.В., Гурари Ф.Г, Захаров В.А. Баженовский горизонт западной Сибири. Новосибирск, Наука, 1986.- 216 с.

Брехунцов А.М., Нестеров И.И. Нефть битуминозных глинистых, кремнисто-глинистых и карбонатно-кремнисто-глинистых пород//Вестник ЦКР Роснедра – 2010 - №6 – с.3-16

Варламов А.И., Мельников П.Н., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Петерсилье В.И., Иутина М.М., Дахнова М.В., Виценовский М.Ю., Канев А.С., Соболева Е.Н., Шаломеенко А.В. Результаты изучения и перспективы освоения нетрадиционных залежей нефти в высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых отложениях доманиковой формации Волго-Уральской провинции // Геология нефти и газа. – 2020. – № 6. – С. 33–52.

Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В. Методика оценки запасов нефти в отложениях доманикового типа// Геология нефти и газа. – 2017. – № 5. – С. 51–65.

Вассоевич Н.Б., Корнилова Н.Н., Чернышев В.В. О содержании углеродистого органического вещества в континентальном секторе осадочной оболочки Земли // Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология. 1973. № 1. С. 8–23.

Волянская В.В. Методологические аспекты построения структурно-тектонических моделей разного иерархического уровня. // Нефтяное хозяйство, 2018, № 5.

Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазоносности Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2012. №3. С.60–68

Галеева Р.Х. Отчет «Сейсморазведочные работы МОГТ 3Д на Приразломном ЛУ», «РН-УфаНИПИнефть», г.Уфа, 2019г.

Галиев Р.Р., Абдрахимов Р.И. и др. Отчет «Проведение комплексной интерпретации сейсмических материалов 3D Приобского месторождения сезона 2008- 2010 (СП 7, 88, 70) и их обобщения с материалами смежных сейсмических съемок 2005- 2008.» Уфа, 2011.

Гатовский Ю.А.и др. Новые данные о биостратиграфии и фациальных типах разрезов доманиковых отложений (верхний девон) Волго-Уральского бассейна// Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2015. №5. – С. 86-99.

Давыдова Т.В. Отчет «Проведение интерпретации сейсмических данных в пределах Петелинского, Малобалыкского, Средне-Балыкского месторождений и создание

геологической модели по неокомским и юрским отложениям на Малобалыкском куполовидном поднятии и мегаседловине», ООО «РН-УфаНИПИнефть», ООО «ЛАРГЕО», 2011г

Денцкевич И.А., Баранов В.К., Яхимович Г.Д. и др. Комплексный анализ поисково-разведочного, эксплуатационного бурения и геофизических исследований в пределах Красноярского, Султангулово-Загляндинского и Бобровского группы месторождений нефти с целью прогнозирования новых нефтегазоносных объектов. Геологический отчет, г. Оренбург, ОАО ОренбургНИПИнефть, 2001 г.

Дмитриевский А.Н.; Ин-т проблем нефти и газа РАН.- М.: Наука, 2008. Т.1: Системный подход в геологии: теоретические и прикладные аспекты. – 2008.- 454 с.

Жемчугова В. А. Природные резервуары в карбонатных формациях Печорского нефтегазоносного бассейна. — Издательство Московского государственного горного университета Москва, 2002. — 244 с.

Завьялова А.П., Ступакова А.В. Перспективы нефтегазоносности доманикоидной высокоуглеродистой формации Муханово-Ероховского прогиба // Нефтяное хозяйство – 2021 - №1169 – С.34-39

Завьялова А.П., Чупахина В.В., Ступакова А.В., Гатовский Ю.А., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Суслова А.А., Большакова М.А., Санникова И.А., Калмыков А.Г. Сравнение разрезов доманиковых отложений волго- уральского и тимано-печорского бассейнов в местах естественного выхода на дневную поверхность. // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. — 2018. — № 6. — С. 57–73.

Зубков М.Ю., Сонич В.П., Зарипов О.Г. Геологические и литолого-геохимические критерии промышленной нефтеносности отложений баженовской свиты Западной Сибири II Проблемы нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири. — М.: ИГиРГИ, 1986.

Интерпретация данных ГИС: учеб. пособие в рамках программы профессиональной переподготовки «Нефтегазовая геология шельфов РФ»/ Белохин В.С. и др. –Москва, 2017. – 83 с.

Калмыков А.Г., Мануилова Е.А., Калмыков Г.А., Белохин В.С., Коробова Н.И., Макарова О.М., Козлова Е.В., Хамидуллин Р.А., Шишков В.А., Иванова А.Г. Фосфатсодержащие прослои баженовской свиты как возможный коллектор. Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. 2016. С. 60-66.

Калмыков Г.А., Балушкина Н.С. Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала. – М.: ГЕОС, 2017, 246 с.

Калмыков Георгий Александрович. Строение баженовского нефтегазоносного комплекса как основа прогноза дифференцированной нефтепродуктивности: диссертация ... доктора Геолого-минералогических наук: 25.00.12. Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, 2016.- 391 с.

Карпова Е.В., Хотылев А.О., Мануилова Е.А., Майоров А.А., Краснова Е.А., Хотылев О.В., Балушкина Н.С., Калмыков Г.А. Гидротермально-метасоматические системы как важнейший фактор формирования элементов нефтегазоносного комплекса в баженовско-абалакских отложениях // Георесурсы. 2021. Т.23. №2. С. 70-78

Карта размещения скоплений нефти в баженовской свите на территории Западно-Сибирской НГП. Министерство энергетики Российской Федерации. Российская Академия Наук.ИгиРГИ. Лаборатория недропользования, аудита запасов и СРП.

Кирюхин А.В., Шадрина С.В., Пузанков М.Ю. Моделирование термогидрогеохимических условий формирования продуктивных резервуаров в вулканогенных породах // Вулканология и сейсмология. 2013. №2. С. 90-104

Кирюхина Т.А., Большакова М.А., Ступакова А.В., Коробова Н.И., Пронина Н.В., Сауткин Р.С., Суслова А.А., Мальцев В.В., Сливко И.Э., Лужбина М.С., Санникова И.А., Пушкарева Д.А., Чупахина В.В., Завьялова А.П. / Литолого-геохимическая характеристика доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна // Георесурсы. – 2015. –Т. 61, № 2. – С. 87–100.

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.

Кислухин И.В. Особенности геологического строения и нефтегазоносность юрско-неокомских отложений полуострова Ямал/; под ред. И.И.Нестерова.- Тюмень: ТюмГНГУ, 2012.- 116с. -6

Кондратьев И.К., Рыжков В.И., Бондаренко М.Т., Рейгасс Е.В., Киссин Ю.М., Данько Д.А. Возможность прогнозирования коллекторов баженовской свиты способами сейсмической инверсии // EAGE Tumen, Expanded Abstracts, 2013

Конторович А.Э., Богородская Л.И., Борисова Л.С., Бурштейн Л.М., Исмагилов З.Р., Ефимова О.С., Костырева Е.А., Лемина Н.М., Рыжкова С.В., Созинов С.А., Фомин А.Н., Лившиц В.Р. Геохимия и катагенетические превращения керогена баженовского горизонта // Геохимия. - 2019. - Т. 64. - №6. - С. 585-593.

Коробов А.Д., Коробова Л.А. Вторичные кварциты и пропилиты Западной Сибири – индикаторы нефтегазоперспективного рифтгенно-осадочного формационного комплекса // Разведка и охрана недр. 2012. №4. С. 30–35

Кремлев А.Н., Стариков Л.Е. Отчет «Оценка перспективы нефтедобычи и формирование концепции разработки пластов баженовской свиты на месторождениях деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз»», Отчет Югорского НИИ ИТ, г. Ханты-Мансийск, 2010г.

Куляпин П.С., Соколова Т.Ф. Прогноз коллекторов в разрезе баженовской свиты по материалам керна и геофизических исследований скважин //Известия Томского политехнического университета. 2015

Латышева М.Г., «Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин» Издание 3, Недра, Москва, 1991 г. Таблицы 19 «Значения dT гл и Кп гл для различной глубины залегания глин», стр. 131)

Леонов М.Г., Пржиялговский Е.С., Лаврушина Е.В. Граниты. Постмагматическая тектоника и углеводородный потенциал // Труды Геологического института, 2018, Вып. 619. 331 с.

Лопатин Н.В., Емец Т.П., Симоненкова О.И., Галушкин Ю.И. Геохимические предпосылки поисков нефти и газа в глубокозалегающих юрских и триасовых отложениях Западной Сибири. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1997. №4. с.2-16.

Лопин А.Ф. Отчет «Комплексная интерпретация сейсмических материалов 3D Приобского месторождения» Отчет ООО «РН-УфаНИПИнефть», г.Уфа, 2013г

Макаревич В.Н., Суханов А.А., Макарова И.Р. Перспективы поисков углеводородных скоплений нетрадиционного типа в освоенных регионах Северо-Запада России // Георесурсы. – №6. – 2012. – 48-55 с.

Нежданов А.А., Кулагина С.Ф., Корнев В.А., Хафизов Ф.З. Аномальные разрезы баженовской свиты: взгляд через полвека после обнаружения. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2017;(6):34-42. https://doi.org/10.31660/0445-0108-2017-6-34-42-

Неручев С.Г. Нефтеобразование в отложениях доманикового типа – Л.: Недра. – 1986.

Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. М.: Недра, 1969.

Нуриманова М.О., Хидиятов М.М. Отчет «Построение геологической модели Салымского месторождения», ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, 2019г

Нуриманова М.О., Хидиятов М.М. Отчет «Сейсморазведочные работы МОГТ 3Д на Салымском лицензионном участке (Лемпинская площадь)», ООО «РН-БашНИПИнефть», г.Уфа, 2019г.

Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа (наставление по интерпретации с комплектом палеток) / И.В. Головацкая, Ю.А. Гулин, Ф.Х. Еникеева и др.– Калинин.– ВНИГИК.– 1984.

Основы петрологии магматических и метаморфических процессов: учебное пособие / А.Л. Перчук, О.Г. Сафонов, Л.В. Сазонова, П.Л. Тихомиров, М.Ю. Шур. – М.: КДУ; Университетская книга, 2015. – 472 с.

Пересчет запасов нефти и растворенного газа по продуктивным пластам Ем-Еговского ЛУ Красноленинского месторождения, г.Тюмень, 2015г

Постнова Е.В., Жидовинов С.Н., Яцкевич С.В., и др. Оценка перспектив нефтегазоносности западной части Волго-Уральской НГП на основе обобщения геолого-геофизических данных и реализации бассейнового моделирования по региональным профилям последних лет. Саратовская обл., г. Саратов, ФГУП НВНИИГГ, 2010. – 490 с. – Геол. Фонд по Саратовской обл., инв. № 14590.

Разницин Ю.Н. Геодинамика офиолитов и формирование месторождений углеводородов на шельефе Восточного Сахалина // Геотектоника. 2012. №1. С. 3-18

Рыжков В.И. Данько Д.А. Изучение свойств радиоляритовой пачки в интервале баженовской свиты по сейсмическим данным // Геофизика. 2016. № 3. С. 2-11.

Савельева Г.Н., Разницин Ю.Н., Меркулова М.В. Метаморфизм перидотитов в мантийном клине над зоной субдукции: гидратация литосферной мантии // ДАН. 2016. Т. 486. №1. С. 62–64

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.

Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Фадеева Н.П., Гатовский Ю.А., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Пронина Н.В., Большакова М.А., Завьялова А.П., Чупахина В.В., Петракова Н.Н., Мифтахова А.А. / Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности // Георесурсы. – 2017. –Т. 1. – С. 112–124

Ступакова А.В., Пашали А.А., Волянская В.В., Завьялова А.П. Палеобассейны – новая концепция моделирования истории геологического развития и нефтегазоносности регионов // Георесурсы – 2019. - Т. 21. - №2. - С. 4-12.

Теплоухова Е.Ф. и др. «Обобщение результатов 2D/3D сейсморазведочных работ и актуализация геологической фациальной 3D модели на Ем-Ёговском лицензионном участке Красноленинского месторождения». Отчет ООО «ТННЦ», г. Тюмень, 2018г.

Тихомиров В.Г., Журавлев Б.Я., Федоров Т.О. Структурная геология магматических массивов / Под ред. В.Г. Тихомирова. – М.: Изд-во МГУ, 1992. – 216 с.

Ульмишек Г.Ф., Шаломеенко А.В., Холтон Д.Ю., Дахнова М.В. / Нетрадиционные резервуары нефти в доманиковой толще Оренбургской области // Геология нефти и газа – 2017. - №5 – С. 67-78.

Усманов И.Ш., Куриленкова Г.А., Штепа Е.Г. Геологическое строение и перспективы нефтгезоносности доюрского фундамента северной части Сургутского свода // Нефтяное хозяйство. 2009. №1. С. 24-26

Фортунатова Н.К., Варламов А.И. и др. Отчет по теме «Обоснование перспектив нефтегазоносности высокобитуминозных отложений доманикоидного типа (нетрадиционные источники сланцевой нефти) на основе комплексных геолого-геофизических и геохимических исследований, г.Москва, ФГУБ ВНИГНИ, 2016

Хамидуллин Р.А., Калмыков Г.А., Корост Д.В., Балушкина Н.С., Бакай А.И. фильтрационно-емкостные свойства пород баженовской свиты. //Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2013. № 5. С. 57-64

Хотылев А.О., Майоров А.А., Худолей А.К, Ершова В.Б., Калмыков Г.А., Хубанов В.Б., Червяковская М.В. Гранитоидные массивы Красноленинского свода в Западной Сибири: состав, структура, возраст и условия образования // Геотектоника. 2021. №2. С. 70-93

Хуторской М.Д., Поляк Б.Г. Роль радиогенной теплогенерации в формировании поверхностного теплового потока // Геотектоника. 2016. №2. С. 43-61.

Цимбалюк Т.А. «Отчет о работах Правдинской сейсморазведочной партии 88/00-01 методом трехмерной сейсморазведки на Правдинской площади в полевой сезон 2000-2001гг. ЦАГГИ ОАО «Ханты-Мансийскгеофизика», Тюмень, 2002г

Цыганко В.С. Позднедевонские эвстатические события на территории девонской плиты и их стратиграфическое значение. Вестник института геологии Коми научного центра УрО РАН. – 2005. – №7. – С. 2-4.

Чернова О.В. Отчет «Проведение комплексной интерпретации сейсмических данных 3Д, ГИС и ВСП, их обобщение в пределах Салымского и Приразломного месторождений». ООО «РН-УфаНИПИнефть», «Шлюмберже Лоджелко инк», г.Москва, 2012г.

Шадрина С.В., Азарапина У.Ю., Шадрин А.А., Крицкий И.Л. Формирование пустотного пространства в серпентинитах // Геология нефти и газа. 2019. №6. С. 41-46

Шпильман А.В. и др. Отчет «Создание детальной модели геологического строения нижне-среднеюрских образований Западной Сибири, оценка ресурсного потенциала и обоснование главных направлений поисково-разведочных работ», «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана», 2008

Яковлева Н.П., Мясникова Г.П., Чернова Г.А. Вещественный состав и перспективы нефтегазоносности триасовых и пермско-триасовых отложений на западе территории Ханты-Мансийского автономного округа — Югры // Нефть и газ. 2017. №4. С. 42-50.

Яцканич Е.А. Вулканиты центральных районов Широтного Приобья // Материалы научно-практической конференции «Круглый стол. Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений на территории ХМАО». – Ханты-Мансийк, 2003.

Mark E. Curtis, Brian J. Cardott, Carl H. Sondergeld, Chandra S. Raia Development of organic porosity in the Woodford Shale with increasing thermal maturity. -International Journal of Coal Geology Volume 103, 1 December 2012, Pages 26-31

Passey Q. R., Creaney S. and others. A Practical Model for organic richness from porosity and resistivity logs, December 1990

Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Электронный ресурс http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Объем финансирования темы в 2022 году

Таблица А.1

Источник финансирования	Объем (руб.)	
	Получено	Освоено собственными силами
Денежные средства в виде субсидии на выполнение фундаментальных научных исследований в соответствии с госзаданием МГУ, часть 2 (р. 01 10)	9 843 000,0	9 843 000,0