ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ
DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.9
УДК 553.982

Строение, условия формирования и нефтегазоносность отложений доманикоидной высокоуглеродистой формации центральной и юго-восточной частей Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

А.П. Завьялова, М.Ю. Карпушин, А.В. Ступакова, Г.А. Калмыков, В.В. Чупахина, Н.И. Коробова, М.С. Борисова, К.А. Радченко*

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

В статье рассмотрены строение и условия формирования доманикоидной высокоуглеродистой формация (ВУФ) в пределах центральной и юго-восточной частей Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. Результаты проведенного анализа строения, условий формирования и нефтегазоносности доманикоидных отложений являются продолжением цикла исследований доманикоидной ВУФ в пределах Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна, включающего обобщение ранее полученных авторами данных по отдельным регионам и направлениям. Региональная геологическая модель формирования доманикоидного комплекса создана по результатам сейсмостратиграфического и циклостратиграфического анализов. В строении среднефранско-турнейского доманикоидных отложений выделены три области, отличающиеся по составу, строению, мощности и условиям формирования: карбонатная платформа, внутришельфовая впадина и ее склоны. Выявленная цикличность в строении изучаемого комплекса показала, что разрез состоит из четырех крупных циклитов второго порядка, накопление которых происходило на этапе изменения относительного уровня моря. По вещественному составу отложений в пределах каждого крупного циклита выделены различные обстановки осадконакопления и характерные для них толщи, объединяющие литологические пачки. Геохимические и петрофизические исследования пород доманикоидной ВУФ позволили оценить потенциал нефтегазоносности, выделить интервалы, содержащие наибольшее количество органического вещества, и интервалы пород-коллекторов в разрезе изучаемых отложений.

Ключевые слова: доманикоидная высокоуглеродистая формация, Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн, Муханово-Ероховский прогиб, Актаныш-Чишминский прогиб, нефтегазоносность, коллекторы, циклиты, толщи, пачки

Для цитирования: Завьялова А.П., Карпушин М.Ю., Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Чупахина В.В., Коробова Н.И., Борисова М.С., Радченко К.А. (2023). Строение, условия формирования и нефтегазоносность отложений доманикоидной высокоуглеродистой формации центральной и юго-восточной частей Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. *Георесурсы,* 25(2), с. 123–139. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.9

Введение

Строение и условия формирования среднефранско-турнейских отложений Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна определяют перспективы поиска новых залежей углеводородов в пределах доманикоидной высокоуглеродистой формации (ВУФ). Доманикоидная ВУФ представляет собой комплекс генетически связанных карбонатных, карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород, накапливавшихся в условиях относительно глубоководных впадин и их обрамления на шельфе и содержащих прослои богатые органическим веществом (ОВ), способным генерировать углеводороды. Высокоуглеродистая формация представляет интерес не только как нефтегазоматеринская толща, но и как вместилище углеводородов в коллекторах нетрадиционного типа, когда для формирования скоплений углеводородов в ее пределах не требуется наличия структурных ловушек (Ступакова, 2015). Подошва доманикоидной высокоуглеродистой формации отбивается по кровле карбонатно-глинистых отложений тиманского горизонта (D_3tm), а верхняя граница доманикоидной ВУФ связана с кровлей нижнетурнейских карбонатных отложений, перекрытых турнейскими аргиллитами или глинами.

Район проведенного нами исследования охватывает центральную и юго-восточную части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна, включает Южно-Татарский, Башкирский, Восточно-Оренбургский своды, Бузулукскую и Благовещенскую впадины, Сокскую, Бирскую и Шихано-Ишимбайскую седловины, а также структуры Предуральского прогиба и Уральского складчатого сооружения (рис. 1). Развитие изучаемой доманикоидной ВУФ тесно связано с палеоструктурой Камско-Кинельской системой прогибов (ККСП), южная (Муханово-Ероховский прогиб) и центральная (Актаныш-Чишминский прогиб) части которой входят в рассматриваемый район исследования.

* Ответственный автор: Анна Петровна Завьялова
e-mail: a.zavyalova@oilmsu.ru

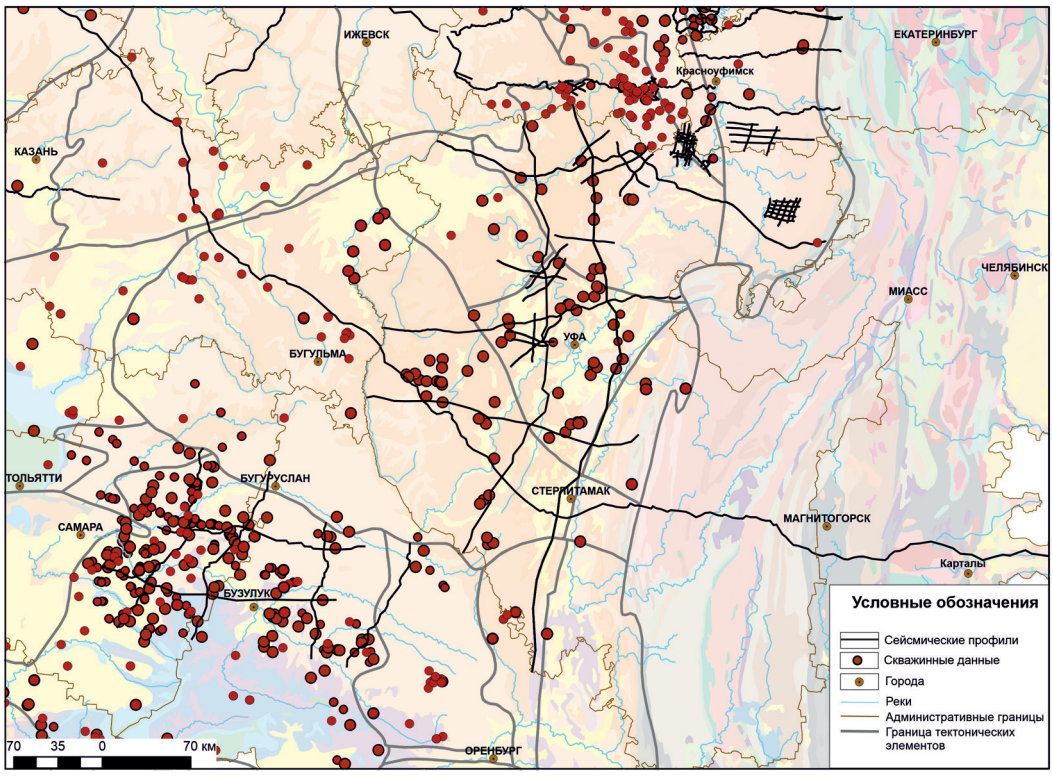

Рис. 1. Карта района исследования и фактического материала

Методика исследований

Методику исследований для создания региональной модели строения среднефранско-турнейских отложений в пределах центральной и юго-восточной частях Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна условно можно разделить на три этапа: 1) построение сейсмогеологических разрезов, иллюстрирующих различные структурно-фациальные зоны, и анализ распределения толщины циклитов в пределах выделенных структурно-фациальных зон; 2) изучение разреза отложений, выделение цикличности осадконакопления в разрезе среднефранско-турнейских отложений с положением интервалов, обогащенных ОВ; 3) исследование потенциала нефтегазоносности и свойств пород-коллекторов для выявления перспектив нефтегазоносности. В основу исследований положено большое количество фактического материала – региональные сейсмические профили 2D, каменный материал по 10 скважинам и геофизические исследования скважин по более чем 500 скважинам. На основании комплексной интерпретации перечисленных данных проведен анализ сейсмофаций, мощностей, цикличности разреза, литофаций и дана оценка нефтегазоносности изучаемого комплекса отложений.

Результаты исследования

Среднефранско-турнейский сейсмостратиграфический комплекс (строение, зональность и мощности).

Верхнедевонско-турнейский сейсмостратиграфический комплекс (ССК) расположен между двумя отражающими горизонтами: тиманским (D_3tm) и турнейским (C_1t). Положение среднефранско-турнейского комплекса показано на региональном композитном профиле, на котором хорошо видны различные строение и мощности комплекса в разных частях бассейна (рис. 2). Толщина среднедевонско-турнейского комплекса отложений меняется от 100 до 1000 м и более, в региональном плане сокращаясь с юга со стороны Бузулукской впадины на север в направлении Башкирского свода. Различия в строении одновозрастного комплекса в пределах одного бассейна говорят о неодинаковых условиях его формирования, что проявляется в разном строении толщи и особенностях ее сейсмической записи.

Сейсмофациальне зоны. В строении комплекса выделяются три сейсмофациальные зоны, центральная зона прогибов, зона склонов и бортовая зона карбонатной платформы. Зона центральной части прогибов характеризуется пониженными значениями толщин комплекса отложений и относительно однородным характером волнового поля как по вертикали, так и по горизонтали. Центральные части прогибов прослеживаются достаточно четко по результатам интерпретации сейсморазведки, однако на некоторых участках наблюдаются разрывы осей синфазности. В целом характер сейсмозаписи субпараллельный (рис. 3). Средние толщины отложений среднедевонско-турнейского комплекса составляют 150–300 м.

Строение зоны прогибов вблизи Уральской системы складчатости отличается от зоны прогибов Камско-Кинельской системы (рис. 4). Осевая зона на волновой картине выделяется нечетко из-за потери корреляции турнейского отражающего горизонта. Далее, восточнее, интерпретация еще больше осложняется из-за нечеткого прослеживания волновой записи до полной ее потери, обусловленной более поздними структурно-тектоническими перестройками региона.

Зона склонов выделяется на времéнных сейсмических разрезах по характерному косослоистому рисунку отражений, присущему клиноформным структурам со стороны прилегающих сводов. Клиновидные пологие тела с небольшими углами наклона и протяженностью до 7–20 км характеризуются отражениями со средней и низкой

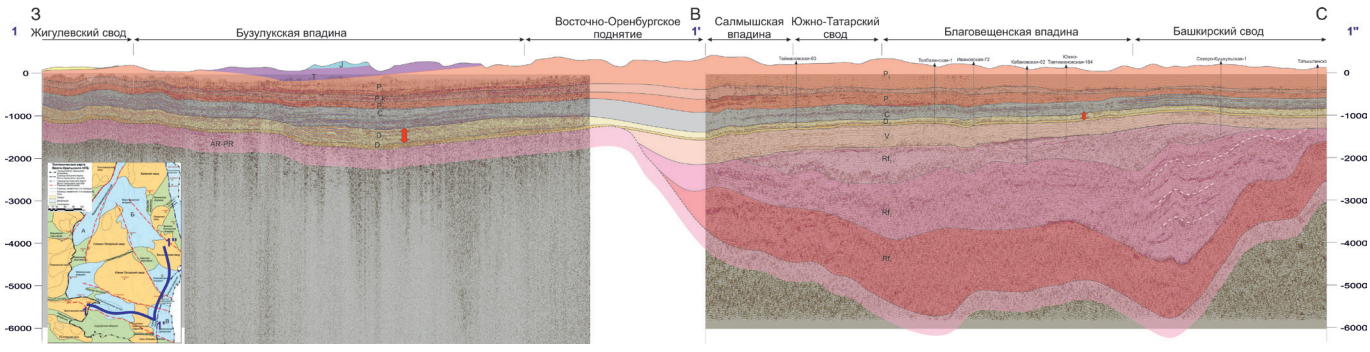

Рис. 2. Выкопировка из сейсмо-геологической модели строения разреза Волго-Уральского бассейна (Ступакова и др., 2019) AR-PR – архей-протерозойский фундамент, $Rf_{1,2,3}$ – нижне-, средне- и верхнерифеские отложения, V – вендские отложения, D_{1-2} – нижне-среднедевонские отложения, D_3 – верхнедевонские отложения, C – каменноугольные отложения, P – пермские отложение, T – триасовые отложение, J – юрские отложение

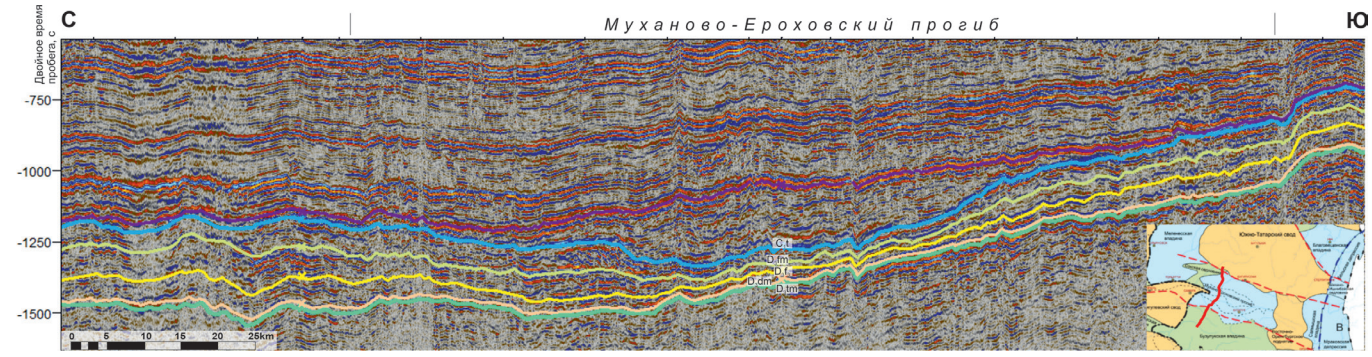

Рис. 3. Строение Муханово-Ероховского прогиба (южной ветки Камско-Кинельской системы прогибов). Отражающие горизонты: C_1t – кровля турнейских отложений, D_3fm – кровля фаменских отложений, D_3f_3 – кровля верхнефранских отложений, D_3dm – кровля среднефранских отложений, D_3tm – кровля тиманского горизонта

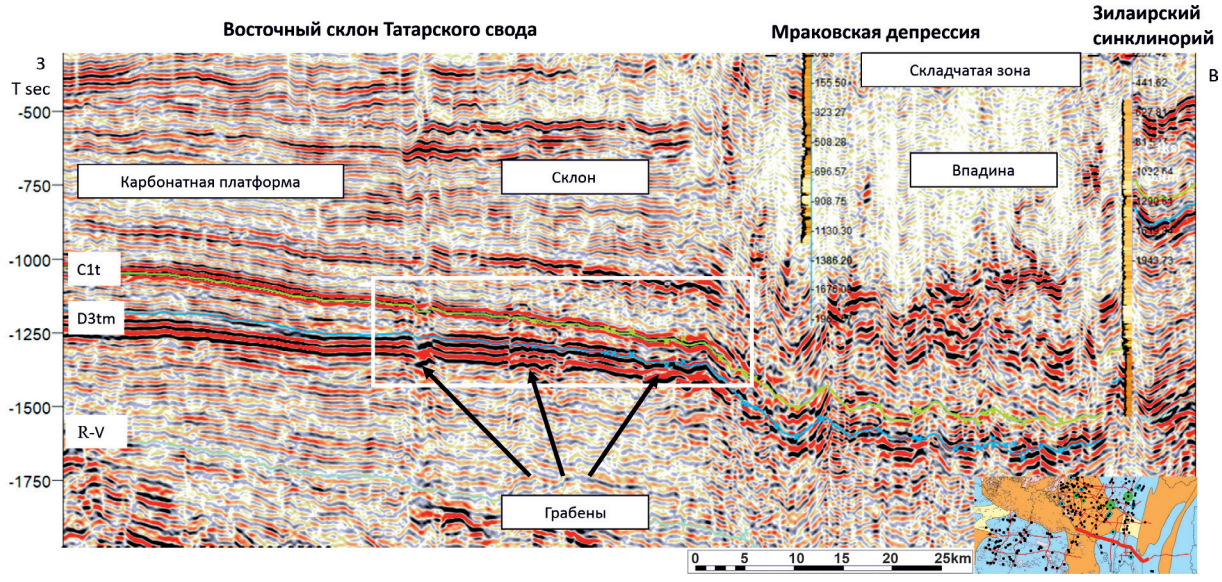

Рис. 4. Строение зоны прогибов вблизи Уральской складчатой системы. Отражающие горизонты: C_1t – кровля турнейских отложений, D_3tm – кровля тиманского горизонта, R-V – кровля верхнепротерозойских отложений

амплитудной выраженностью. Толщина отложений в пределах склонов изменяется от 200 до 500 м.

В Муханово-Ероховском и Актаныш-Чишминском прогибах проградация склона происходила неравномерно, что часто приводило к асимметричному строению впадин и смещению ее оси. Особенно четко асимметричность впадин позднедевонского времени прослеживается между крутым склоном Южно-Татарского свода и пологим склоном Башкирского свода (рис. 5). В склоновой зоне прогибов, протягивающихся вдоль Уральской системы складчатости, вместо ярко выраженного клиноформенного комплекса наблюдается постепенное уменьшение толщины комплекса в восточном направлении.

В бортовой зоне карбонатной платформы суммарная толщина ССК увеличивается до 1000 м и более за счет роста биогермных построек. Небольшие по размерам биогермные постройки, одиночные или объединенные, локализованные на определенных участках в разрезе, характеризуются резким ухудшением динамических характеристик отражения и прекращением прослеживаемости

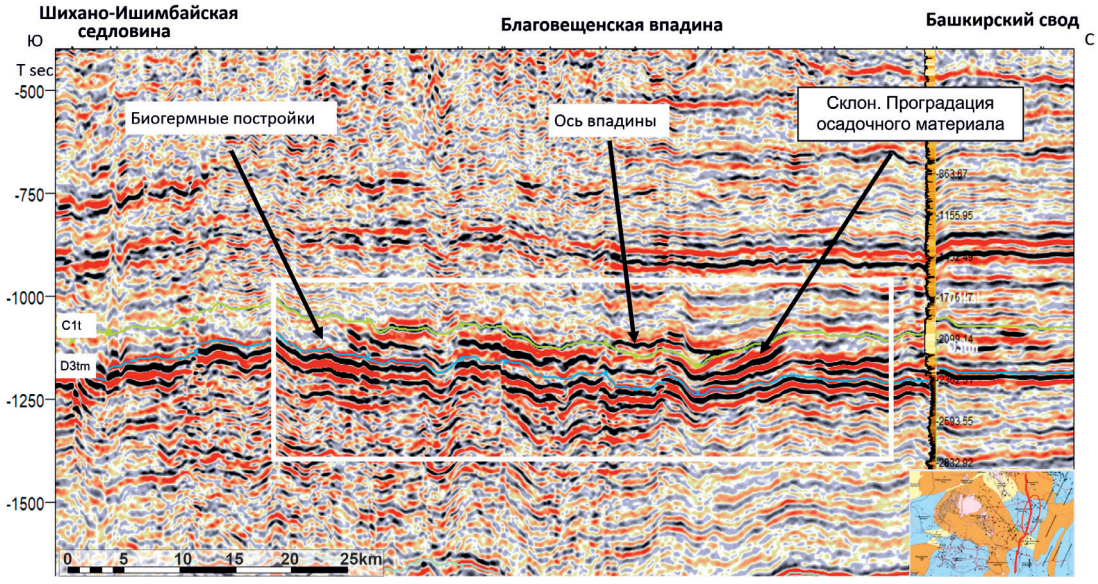

Рис. 5. Строение Актаныш-Чишминского прогиба (центральной ветки Камско-Кинельской системы прогибов). Отражающие горизонты: C_1t – кровля турнейских отложений, D_3tm – кровля тиманского горизонта

в этих местах. Кроме того, отличительной особенностью облика сейсмозаписи являются угловые несогласия между поверхностями облекания построек.

В среднефранско-турнейском ССК выделяют четыре подкомплекса, условно называемые среднефранским (D_3f_2), позднефранским (D_3f_3), фаменским (D_3fm) и турнейским (C_1t). Региональные отражающие горизонты (ОГ) внутри комплекса выделяют по ярким фазам, фиксирующим изменение литологического состава отложений, поэтому границы подкомплексов, выделенных по сейсмопрофилям, могут четко не 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. Заметен также общий тренд погружения подкомплексов в южном направлении – в сторону Бузулукской впадины. Абсолютные отметки глубины кровли среднефранско-турнейского ССК изменяются от –1500 м на севере до –4000 м и более в южной и юго-восточной частях исследуемой территории.

Отложения *среднефранского подкомплекса* характеризуются наименьшими толщинами в сравнении с остальными выше- и нижележащими подкомплексами. Значения толщин здесь в среднем не превышают 40–60 м, редко достигают 80–90 м на востоке и северо-востоке Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) вблизи впадин Уральского передового прогиба. Наименьшие толщины среднефранского подкомплекса имеет зона на юге-востоке Бузулукской впадины, значения толщины подкомплекса составляют первые десятки метров.

Позднефранский подкомплекс имеет больший разброс значений толщин в отличие от нижележащего комплекса: от 40 до 300–400 м. Во впадинах толщины подкомплекса не превышают 40–60 м, тогда как в бортовых частях достигают 200 м и более. Резкое изменение толщин позволяет проследить положение центра впадины. Максимальные значения толщин соответствуют росту биогермных построек на борту карбонатной платформы. Бортовая зона прослеживается со стороны Южно-Татарского свода и Восточно-Оренбургского поднятия, а также в южной и юго-восточной частях района исследования.

Фаменский подкомплекс обладает максимальными толщинами в зонах склона, достигающими 600 м. Зоны с минимальными толщинами 70–100 м имеют вытянутые формы. В целом отложения фаменского подкомплекса имеют унаследованную структурно-фациальную зональность позднефранского подкомплекса с тенденцией к сокращению ширины внутришельфовой впадины. Толщины турнейского подкомплекса варьируют в пределах 70–800 м, где наибольшие значения отмечаются на юго-западе, в районе Муханово-Ероховского прогиба и на севере Южно-Татарского свода.

Строение разреза и фациальная зональность

Литологический состав пород был определен по керну 10 скважин на территории Самарской и Оренбургской областей. В результате исследования образцов керна выявлено, что породы доманикоидных отложений Муханово-Ероховского прогиба в основном состоят из карбонатных и кремнистых минералов, доля глинистых компонентов имеет подчиненное значение (рис. 6).

Для интервалов с содержанием ОВ менее 0,5% характерны кремнисто-карбонатные и преимущественно карбонатные разности. Увеличение доли кремнистой составляющей типично для интервалов с содержанием ОВ от 0,5% до 2,5%. Отмечается также небольшое увеличение глинистой составляющей по мере увеличения содержания органического вещества в составе пород. 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 ОВ в породах неодинаковы и изменяются в разрезе франско-фаменских отложений в зависимости от состава и условий осадконакопления. Среднее содержание ОВ

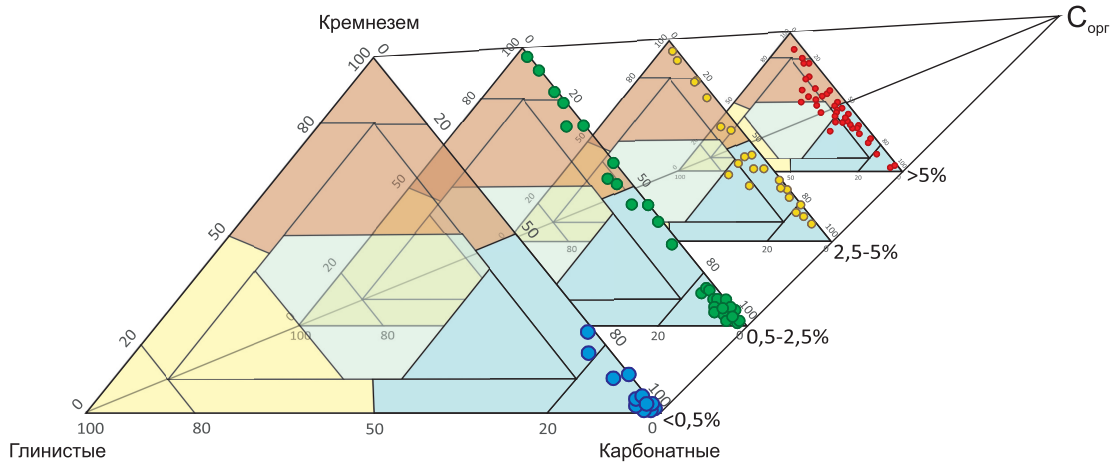

Рис. 6. Четырехкомпонентная номограмма распределения состава пород среднефранско-фаменского возраста Муханово-Ероховского прогиба

в образцах исследуемых скважин в отложениях среднего франа составляет 4,13%, верхнего франа – около 2,2%, а в отложениях фамена не превышает 3,24%.

На основе анализа минерально-компонентного состава с учетом содержания $C_{орг}$, частоты их встречаемости в разрезах и их структурных особенностей, изученных 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, описание которых дано в табл. 1.

Одной из особенностей доманикоидной ВУФ является цикличность в строении ее разреза, характеризующаяся чередованием карбонатных и высокоуглеродистых смешанных пород. Выявление особенностей строения комплекса, связанных с цикличностью, и определение некоторых закономерностей позволяют прогнозировать их изменения как по вертикали (в разрезе), так и по латерали.

Циклиты. Всего было выделено четыре крупных седиментационных циклита, каждый из которых начинался толщей смешанных керогенсодержащих отложений, которые вверх по разрезу сменялись тонким чередованием высокоуглеродистых и карбонатных пород. Завершался циклит пачкой карбонатных пород различной мощности. Накопление отложений циклита происходило на фоне общей регрессии морского бассейна и соответствовало трансгрессивно-регрессивным этапам колебания уровня моря. Границы циклитов совпадают с выделенными на сейсмических времéнных разрезах отражающими горизонтами (рис. 7).

Начало цикла связано с трансгрессией и подъемом уровня моря. Поверхность максимального затопления приурочена к конденсированным отложениям, обогащенным ОВ. Поверхность максимального затопления выделяется на каротажных данных по максимальной радиоактивности в пределах циклита, а на сейсмических данных – в виде яркого и протяженного отражения, что делает ее хорошим сейсмическим репером.

На каротажных кривых, главным образом на диаграммах естественной радиоактивности гамма-каротажа (ГК), в каждом циклите выделяются три толщи, соответствующие периоду относительно максимального уровня моря, периоду относительно подъема или понижения уровня моря и периоду относительно низкого стояния уровня моря. Каждую толщу слагает определенная совокупность пачек, различных по составу. Совокупность пачек для каждой толщи определяется главным образом условиями их формирования.

Толща 1 представлена неравномерным чередованием пачек смешанных пород керогеново-кремнисто-карбонатного и керогеново-карбонатного состава, пачек органогенно-обломочных известняков и пачек смешанных керогеново-карбонатно-кремнистых и керогено-кремнистых пород. Толща 2 является переходной и включает совокупность пачек смешанного состава с преобладанием кремнисто-карбонатных и карбонатно-кремнистых пород, а также пачек карбонатных брекчий и смешанных пород керогеново-карбонатно-кремнистого и керогеново-кремнистого состава. Толща 3 является преимущественно карбонатной и сложена совокупностью пачек известняков органогенных, микрокристаллических и органогенно-обломочных.

Для верхней регрессивной части характерно уменьшение радиоактивности и повышение сопротивления, а кремнисто-карбонатные отложения с повышенным содержанием ОВ сменяются преимущественно кремнисто-карбонатными (толща 2) и карбонатными (толща 3). В целом в пределах циклитов отмечается постепенное уменьшение значений ГК вверх по разрезу.

Анализ мощности и строения циклитов в различных структурно-фациальных зонах в южной части исследуемой области (Самарская и Оренбургская области) показал максимальные суммарные мощности трансгрессивной части циклитов в центре палеопрогибов и постепенное их сокращение к бортам, где они замещаются на склоновые и шельфовые отложения, относящиеся к регрессивной составляющей циклита (рис. 8).

Облик циклитов в центральной части прогиба отличается от облика циклитов в бортовых частях. Строение одного и того же циклита в разных частях исследуемой области различается, что выражается в изменении показаний ГК, нейтронного гамма-каротажа (НГК) и бокового каротажа (БК) и мощности циклитов. Изменения мощности циклитов от периферии к центру особенно видны по третьему и четвертому циклитам, что связано

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 гастороподбокласты 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 форменифер (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-карбонатный изотропный, микрозернистый
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-карбонатный изотропный, микрозернистый насыщен 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	пелитоморфный глинисто-кремнисто-карбонатный, насыщенный 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-халцедоновый изотропный микрокристаллический насыщен 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	криптозернистый халцедоновый и кварцево-халцедоновый
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-халцедоновый пелитоморфный, криптозернистый
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	криптозернистый халцедоновый и кварцево-халцедоновый

Табл. 1. Основные литотипы доманикоидной ВУФ Муханово-Ероховского прогиба (по (Завьялова и др., 2021))

с увеличением карбонатной составляющей в разрезе на бортах прогиба (рис. 9). Выявленные закономерности говорят о том, что в пределах выделенных циклитов менялись условия их формирования от перифирийной части к центральной части разреза.

Корреляция скважин вдоль простирания Камско-Кинельской системы прогибов с запада на восток от Татарского свода к зоне Уральской складчатости показала несколько иную картину строения выделенных циклов (рис. 10). Первый циклит практически выдержан по мощности вдоль всего профиля. Второй характеризуется увеличением карбонатных отложений на склоне Татарского свода и уменьшением внутри Камско-Кинельской системы прогибов. В пределах современных отрицательных структур Предуральского краевого прогиба (Бельская и Мраковская депрессии) развивались обстановки, благоприятные для биопродуктивности планктонных организмов, где активно накапливались карбонатно-кремнистые и кремнисто-карбонатные осадки. Толщины франского циклита, богатого ОВ, составляют около 70–100 м. Третий фаменский и четвертый фаменско-турнейский циклиты сохраняют тенденцию к увеличению регрессивной карбонатной части разреза, а трансгрессивная часть разреза резко сокращается в четвертом циклите (рис. 11).

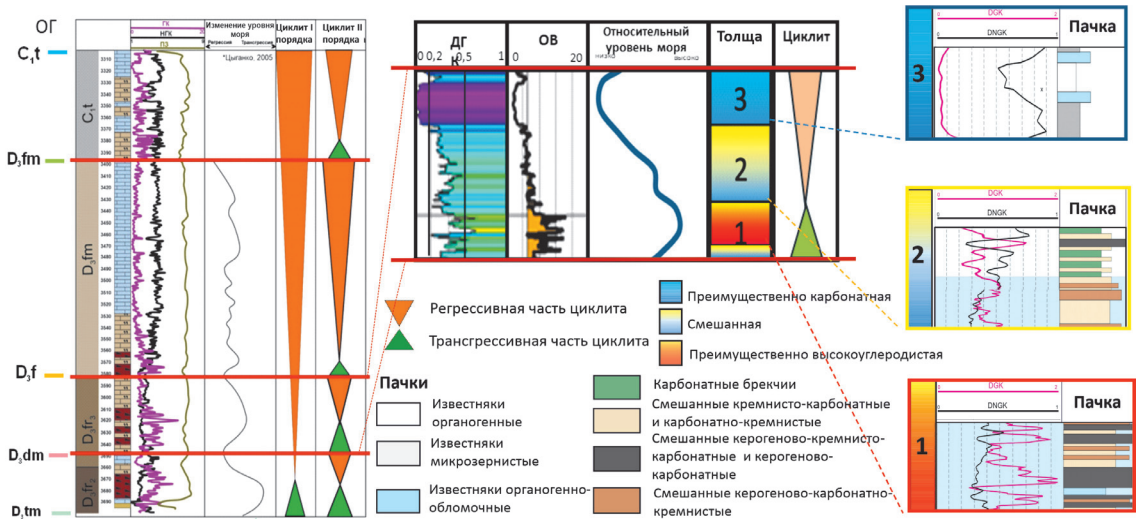

Рис. 7. Принципиальный разрез среднефранско-турнейского комплекса и строение циклитов

Палеогеография: модели и карты

Практически на всей изучаемой территории (центральной часть Волго-Уральского бассейна) среднефранский этап развития характеризуется преобладанием обстановок внутришельфовых впадин, в условиях которых формировался конденсированный разрез смешанного состава с высоким содержанием ОВ. В позднефранский этап формирование конденсированного разреза происходит в условиях изолированного бассейна впадин Камско-Кинельского прогиба. По периферии прогиба с юга (южная часть Бузулукской впадины), а также на востоке развиваются переходные обстановки склонов впадин, которые маркируют более мелководные области, развивающиеся за пределами изучаемой территории (рис. 12).

На рубеже франского и фаменского веков происходит резкое обмеление морского бассейна, и, как следствие, области развития внутришельфовых впадин заметно сужаются. В фаменское время они обрамляют относительно приподнятые участки, где преобладают обстановки мелководного шельфа, существовавшие и на востоке – в пределах современного расположения Башкирского мегантиклинория (Горожанина, 2018).

Башкирский мегантиклинорий ограничивал впадины Камско-Кинельской системы прогибов с востока, что создавало благоприятные условия для накопления ОВ и в пределах восточных впадин, расположенных на месте современного распространения Предуральского прогиба. В переходных областях накапливались склоновые фации.

В фаменское время продолжается дифференциация структурного плана. Области внутришельфовых впадин заметно сужаются вследствие увеличения мелководного шельфа и проградации склонов в сторону впадины. На востоке также происходит расширение области распространения мелководного шельфа, которые охватывают и область современного расположения антиклинория Уралтау. Разделяет эту область узкая зона развития шельфовой впадины, что подтверждается нахождением отложений относительно глубоководного генезиса (Мизенс, 2002).

К концу турнейского века происходит значительное обмеление бассейна, которое приводит к преобладанию практически на всей территории обстановок мелководно-морского шельфа. Области внутришельфовых впадин развиваются в виде узких линейных прогибов, часто разделенных областями локальных поднятий.

В области длительного развития внутришельфовой впадины формируется толща среднефранско-фаменского возраста с максимальным количеством керогеново-карбонатно-кремнистых пачек. Разрезы отложений внутришельфовой впадины имеют схожий характер переслаивания пород, отличаясь только по мощности. В целом мощность сформированных в среднефранско-турнейское время доманикоидного комплекса увеличивается в южной части Камско-Кинельской системы прогибов (рис. 13).

Сопоставление разрезов по площади позволило установить, что Камско-Кинельская система прогибов в позднедевонское время имела продолжение в юго-восточном направлении (в сторону современных Бельской и Мраковской депрессий), где шло формирование отложений доманикоидной высокоуглеродистой формации. Из распределения толщин отдельных циклитов видно, что прогибы меняли свое положение во времени, а в отдельные периоды позднефранского и фаменского времени их связь осуществлялась по узким линейным зонам, где также можно ожидать формирование отложений доманикового типа.

Впадины часто имели асимметричное строение, где один склон был крутой, а другой пологий. В пределах Благовещенской впадины осевая часть позднедевонской впадины была смещена в сторону Татарского свода и в современных границах находится в его северной части. Склон карбонатной платформы Татарского свода был крутой, а склон Башкирского свода – пологий и представлял собой протяженный рамп карбонатной платформы, погружающийся в сторону впадины. В пределах карбонатного рампа формировались отдельные биогермные постройки, чередующиеся с участками накопления пород, богатых ОВ. В пределах Муханово-Ероховского прогиба асимметричность в строении впадины проявлялась только в позднефранском времени, где склон Татарского свода был более пологим, чем склоны Жигулевско-Пугачевской зоны поднятий (рис. 14).

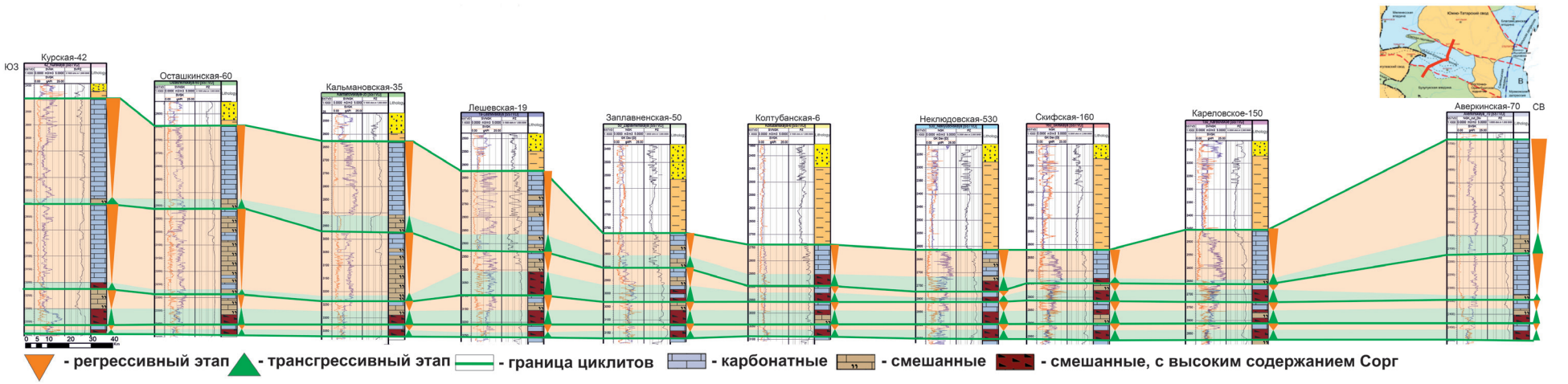

Рис. 8. Схема корреляции циклитов среднефранско-турнейских отложений Муханово-Ероховского прогиба, с север-запада на юго-восток

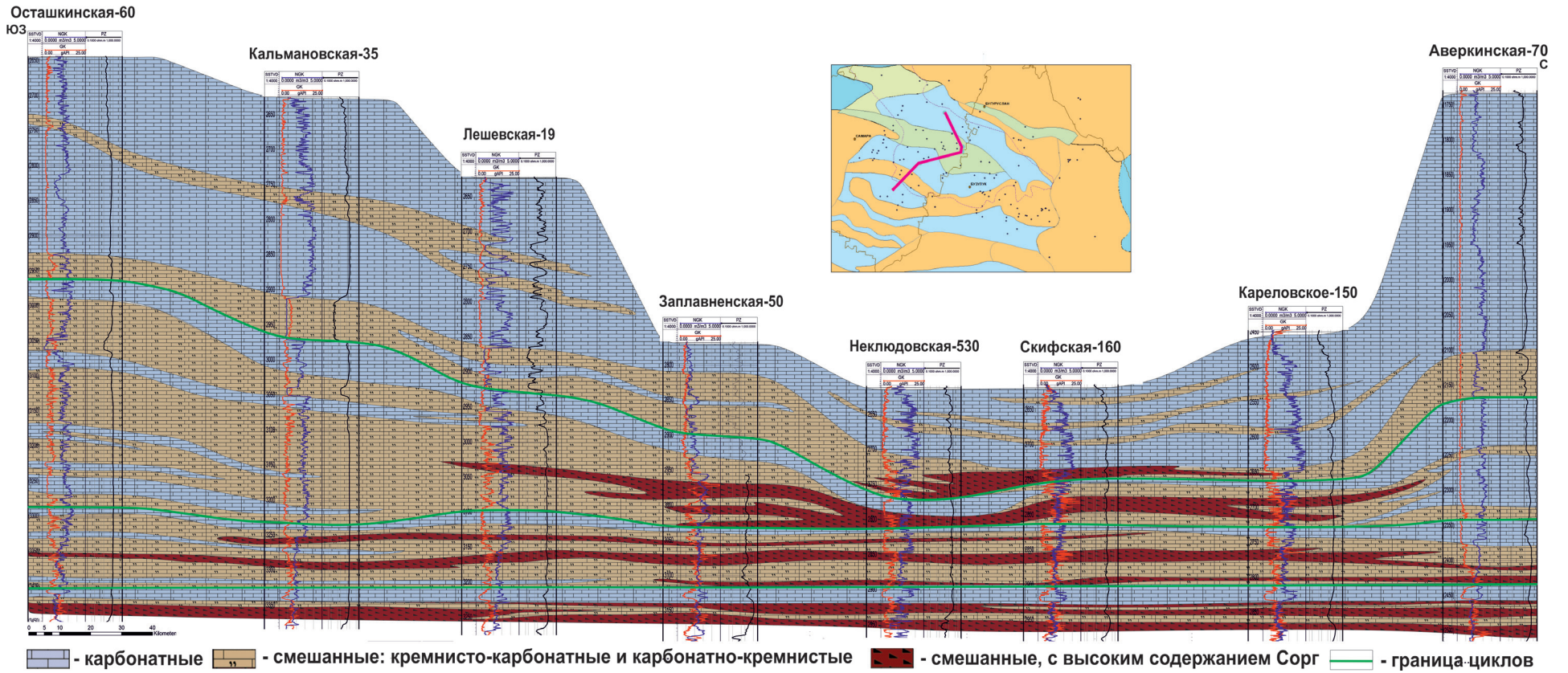

Рис. 9. Концептуальный литофациальный разрез через Муханово-Ероховский прогиб (Завьялова и др, 2021)

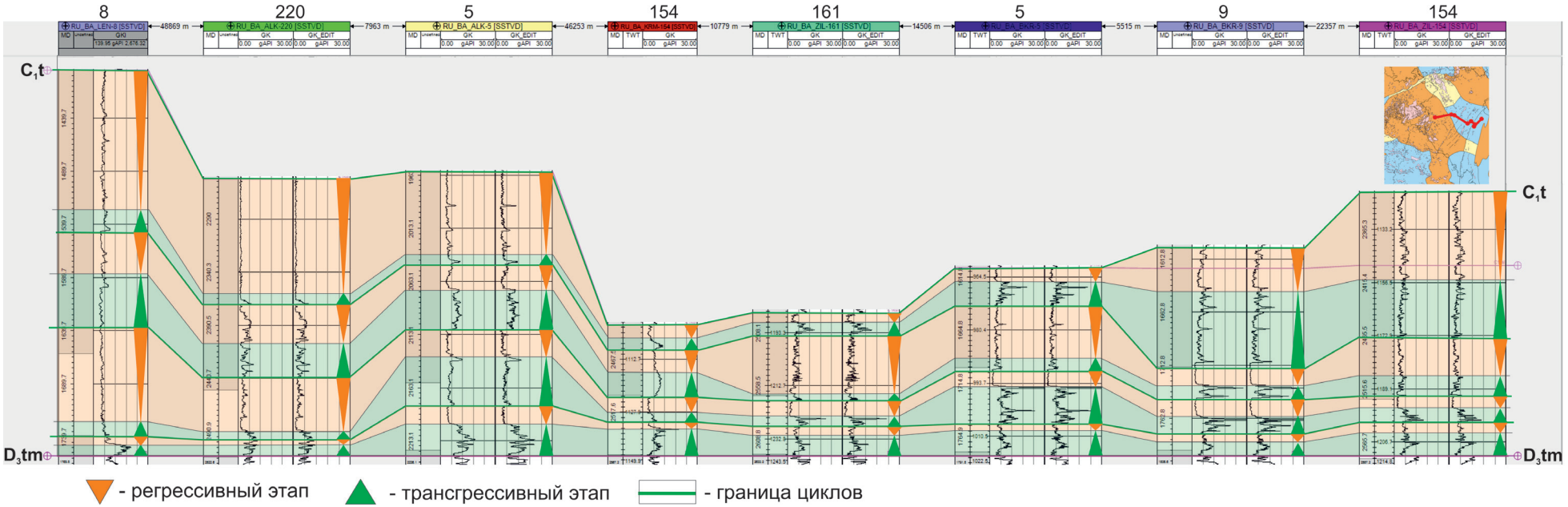

Рис. 10. Схема корреляции циклитов среднефранско-турнейских отложений Актаныш-Чишминского прогиба, с запада на восток

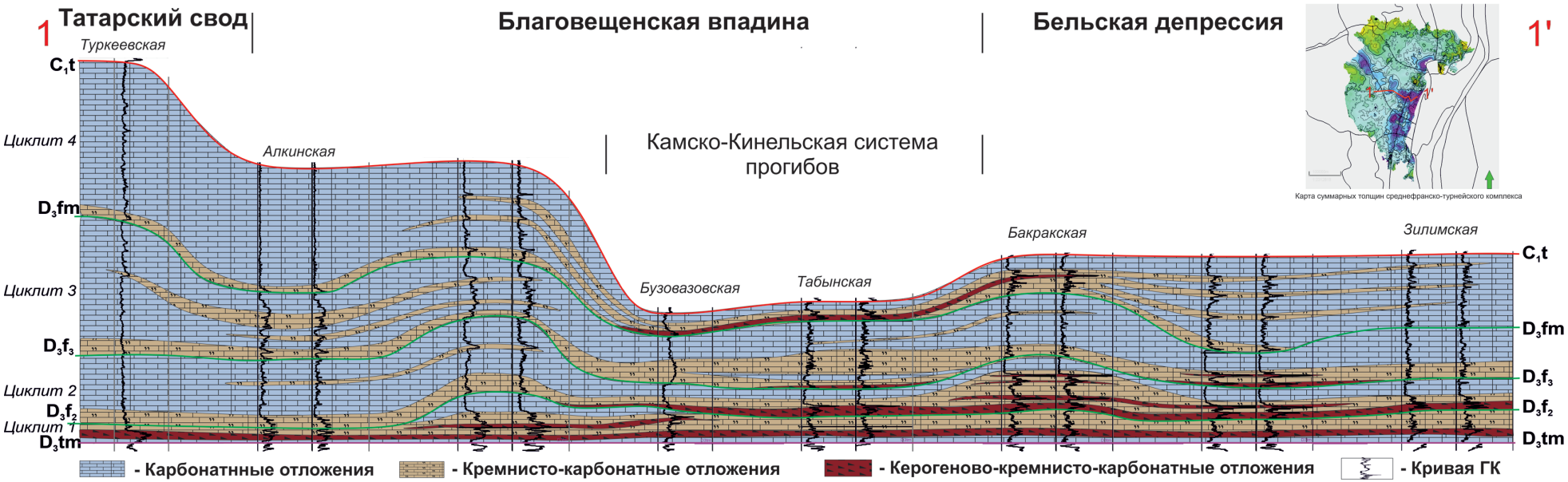

Рис. 11. Концептуальный литофациальный разрез через Актаныш-Чишминский прогиб

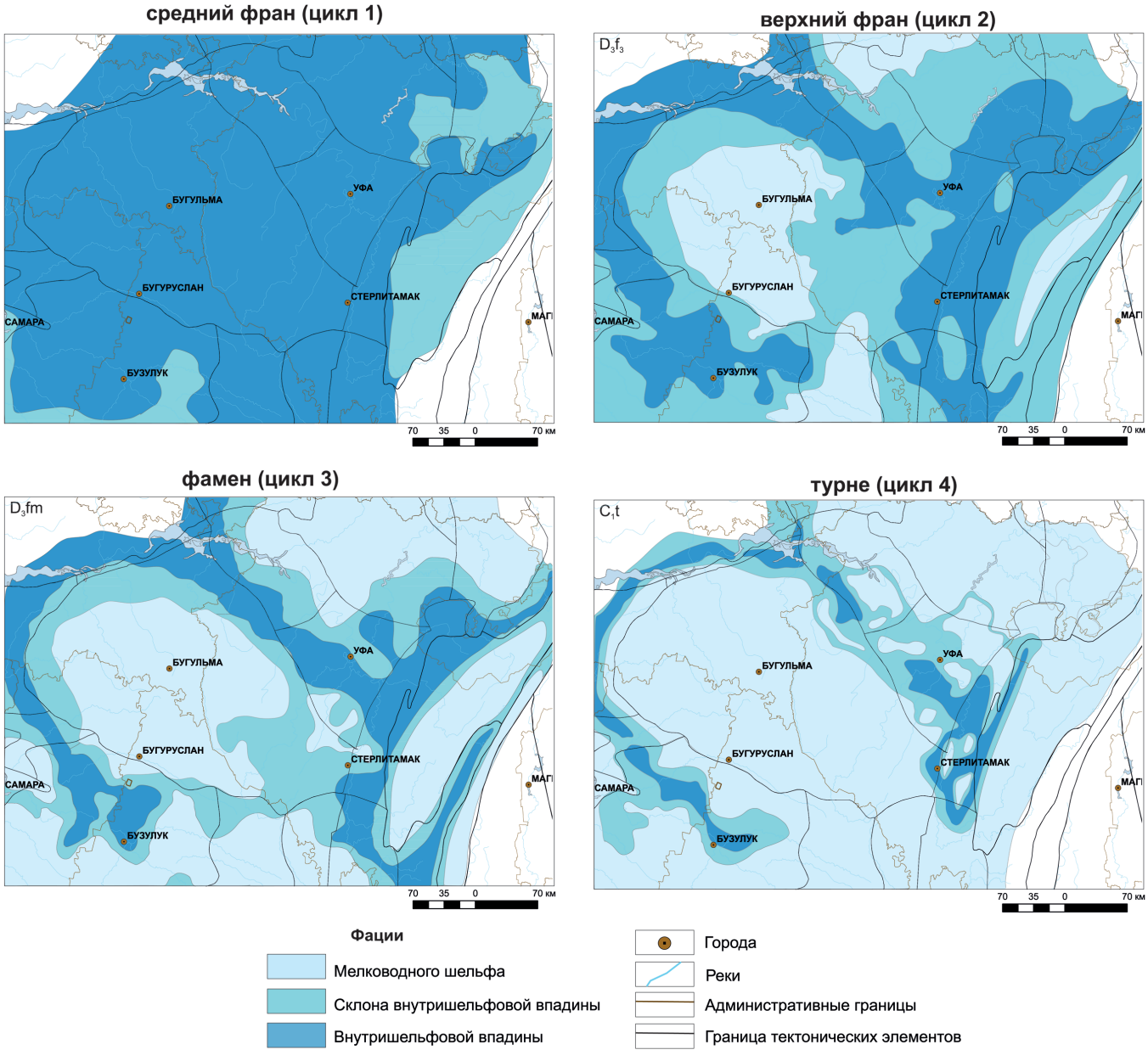

Рис. 12. Условия формирования доманикоидной ВУФ в юго-восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

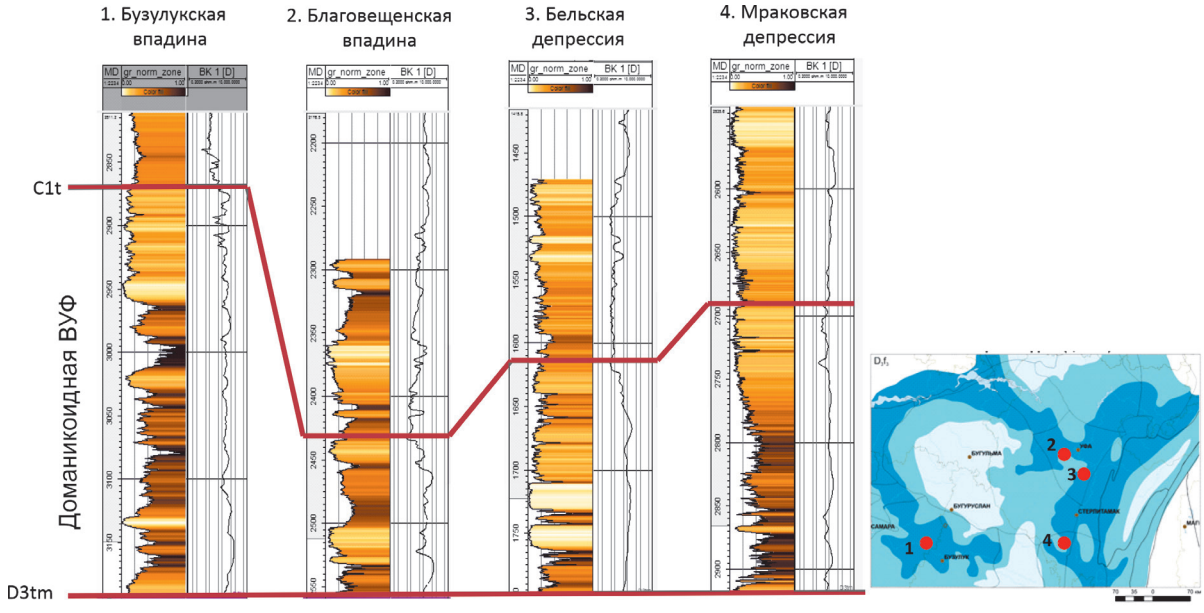

Рис. 13. Принципиальное сходство строения доманикоидной высокоуглеродистой формации в пределах Камско-Кинельской системы прогибов

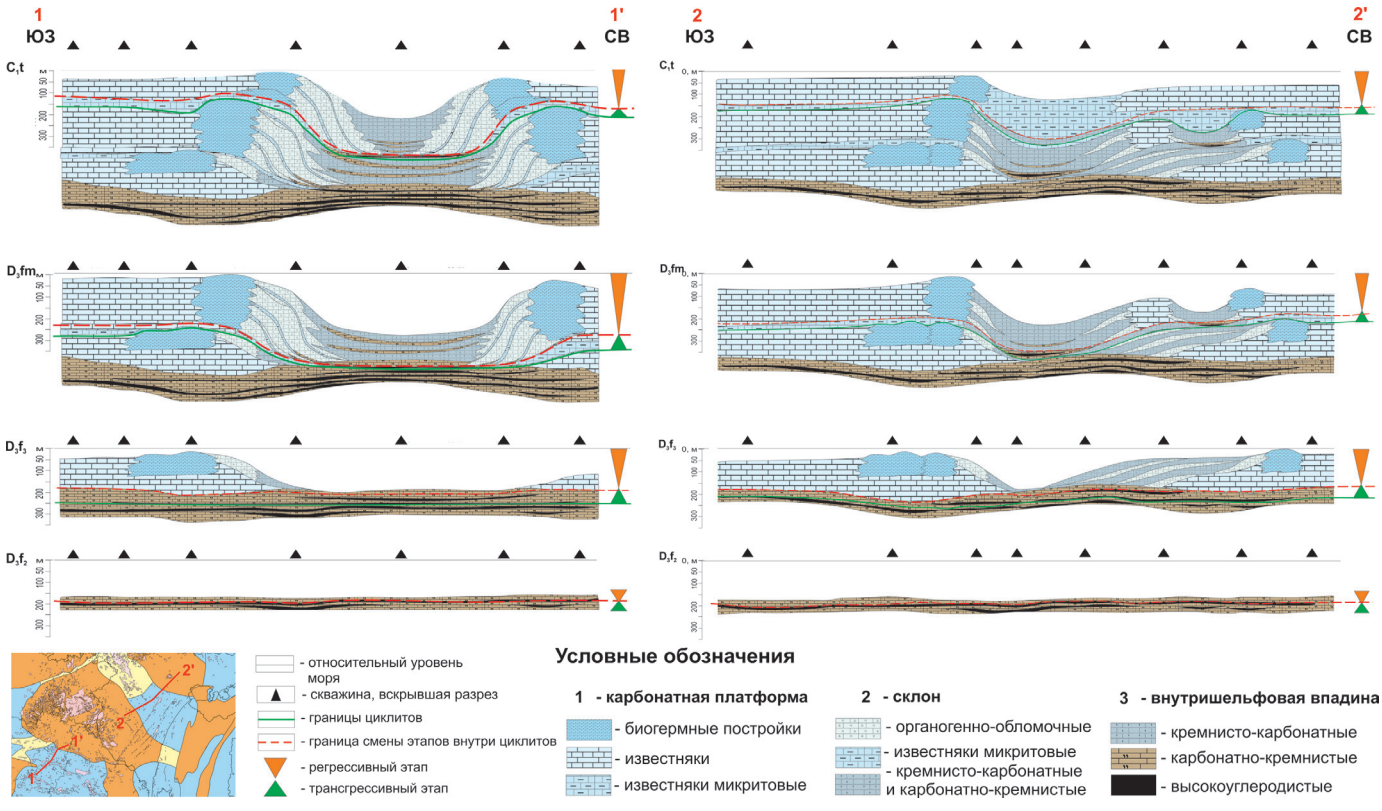

Рис. 14. Модель осадконакопления доманикоидной ВУФ в пределах Муханово-Ероховского прогиба (слева) и Актаныш-Чишминского прогиба (справа)

Нефтегазоносность: обзор НГМТ и коллекторов

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

Нефтегазоносность рассматриваемых отложений доказана результатами опробования скважин. Так, на территории Оренбургской области получены промышленные притоки из верхнефранских кремнисто-карбонатных пород, обогащенных ОВ, а именно на Троицком месторождении, где приток нефти составляет 70 м^3/сут (Ульмишек, 2017). Позднее притоки нефти (130 м^3/сут) были получены также на Красногорском месторождении, соседнем с Троицким. На сегодняшний день открыты две нефтяные залежи и в Самарской области: на Южно-Неприковском (приток нефти 184 м^3/сут) и Лещевском (приток нефти 21 м^3/сут) месторождениях (Варламов и др., 2020).

На территории Республики Башкортостан отложения доманикоидного комплекса были также протестированы, наиболее высокие дебиты были получены на площадях Бельской депрессии (максимальные 100 т/сут, средние около 10 т/сут). Опробования скважин на Башкирском своде дали приток нефти (с небольшими дебитами 3–3.5 м^3/сут) на пяти площадях: Татышлинской, Тепляковской, Казанчинской, Кушкульской и Янбаевской (Зайдельсон, 1990). В восточной части Благовещенской впадины, на Бекетовской и Благовещенской площадях притоки нефти достигают 30–60 т/сут.

Нефтегазоматеринские свойства пород доманикоидной ВУФ

Содержание ОВ в породах рассматриваемого комплекса широко варьирует: от 0,07% на сводах до 20% во впадинах (рис. 15). Распределение содержания ОВ крайне неоднородно: значения 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 более карбонатных прослоев, менее обогащенных ОВ, и наоборот.

Среднефранские отложения имеют высокие концентрации ОВ (5–14% и более). В верхнефранских и фаменских отложениях встречаются в основном породы с концентрациями $C_{орг}$ 2,5–5%. Высокие показатели $C_{орг}$ (8–12% и более) характерны также для отложений внутришельфовых впадин и отмечены на территориях Муханово-Ероховского, Усть-Черемшанского и Актаныш-Чишминского палеопрогибов. Породы с меньшим содержанием ОВ встречаются в разрезах склонов внутришельфовых впадин и их бортов (рис. 16).

Степень преобразованности ОВ в породах доманикоидной высокоуглеродистой формации также различна, не всегда изменение преобразованности пород зависит от глубины их залегания. Общий тренд погружения пород среднефранско-турнейского комплекса прослеживается

преимущественно в южном и восточном направлениях. Органическое вещество пород средне-верхнефранского возраста в пределах Бельской, Благовещенской, Мраковской и Бузулукской впадин в полном объеме достигло условий главной зоны нефтеообразования. Образцы Тлянчи-Тамакской и Мензелино-Актанышской скважин на севере Южно-Татарского свода характеризуются средними значениями параметра T_{max} 430–440 °С, что соответствует градации катагенеза $МК_1$ – $МК_2$. В центральной части Южно-Татарского свода ОВ в образцах незрелое, максимальные значения температуры не превышают 410 °С.

Породы Благовещенской впадины находятся только на начальной стадии катагенеза $ПК_3$ и еще не начали активно генерировать углеводороды. Активная генерация и эмиграция углеводородов в нетрадиционный коллектор возможна в Бельской впадине и Мраковской депрессии, где породы находятся на глубинах и при температурах, достаточных для формирования промышленных скоплений нефти и газа.

Органическое вещество отложений доманикового типа смешанное и отвечает керогену II типа, но со смещением в более низкую область энергии активации (50 ккал/моль). Это означает, что доманикоидная высокоуглеродистая формация может генерировать углеводороды на более ранних стадиях, чем главная фаза нефтегазообразования. (Ступакова, 2015). Уже на градациях $ПК_3$ – $МК_1$ в кремнисто-карбонатных породах содержится 0,7–7% автохтонного хлороформенного битумоида и наряду с генерацией углеводородов начинается процесс их эмиграции в пустотное пространство ВУФ. С увеличением катагенеза возрастает и объем генерируемых углеводородов, который достигает максимума на градациях катагенеза $МК_3$ – $МК_4$. Сходство состава автохтонного и миграционного битумоидов в породах ВУФ подтверждает вывод о том, что доманикоидные отложения генерируют

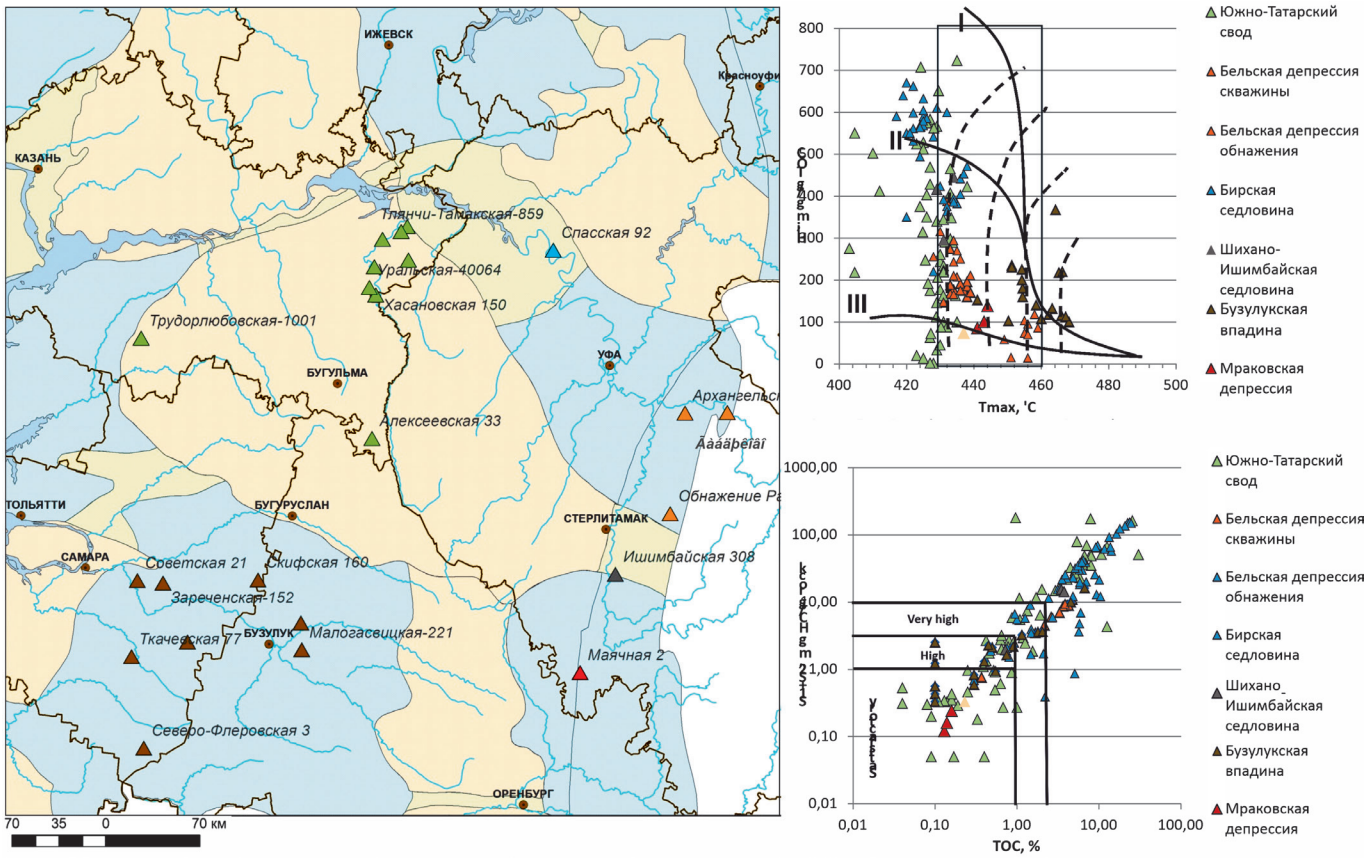

Рис. 15. Тип и зрелость органического вещества по результатам пиролитических исследований для пород средне-верхнефранского возраста юго-восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

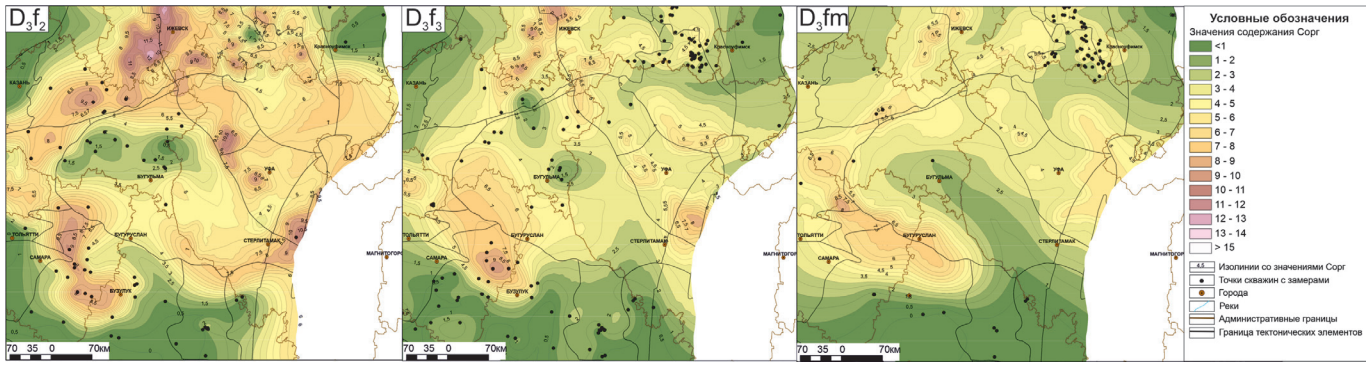

Рис. 16. Карты распределения значений $C_{орг}$ для пород среднефранского, верхнефранского и фаменского циклитов

и вмещают углеводороды, вплоть до образования залежей внутри нетрадиционного коллектора.

Коллекторские свойства пород доманикоидной ВУФ

Породы доманикоидной высокоуглеродистой формации в целом характеризуются низкими коллекторскими свойствами. Пористость пород редко превышает 5–6%, в среднем составляя 2–3%, а проницаемость редко превышает 1 мД. Тем не менее нефтенасыщенные породы могут отдавать углеводороды в случае применения гидроразрыва пласта. В некоторых случаях при достаточной емкости пород, сформированной порами, кавернами и трещинами, можно получить углеводороды без применения гидроразрыва пласта.

Распределение коллекторов в разрезе доманикоидной формации зависит от характера переслаивания пачек различного литологического состава в пределах разновозрастных циклитов. Понимание особенностей строения разреза позволяет спрогнозировать зоны и интервалы, наиболее благоприятные для формирования пород-коллекторов. Для наиболее успешного прогнозирования коллекторов необходимо применение комплексного подхода с увязкой разномасштабных методов, который включает исследование керна, анализ фациальной зональности разреза и распределения мощностей и физических свойств пород.

В формировании пустотного пространства пород ключевую роль играют вещественный состав пород и постседиментационные процессы, такие как перекристаллизация, выщелачивания, метасоматоз, трещинообразование и др. Выделение различных коллекторов в разрезе определяется соотношением межкристаллических и внутриформенных пор, пустот растворения, трещин и микротрещин (Чупахина, 2022). Анализ типов пустотного пространства доманикоидных отложений и количественных замеров их фильтрационно-емкостных свойств позволяет определить качество коллекторов в различных типах разреза.

Породы ВУФ среднефранско-нижнетурнейского возраста можно классифицировать по емкостным характеристикам на несколько типов: весьма низкоемкий, низкоемкий, емкий и высокоемкий по преобладающему типу пустотного пространства и значению пористости пород (табл. 2).

Наихудшими коллекторскими свойствами обладают плотные микрокристаллическими известняки, пустотное пространство в которых практически отсутствует. Такие породы подвержены процессам перекристаллизации, спаритизации и доломитизации. Коэффициент открытой пористости для таких пород редко достигает 1%, а проницаемость меньше 0.01 мД, и они относятся к классу весьма низкоемких пород.

Породы смешанного состава с высоким содержанием ОВ (керогеново-карбонатные, керогеново-кремнисто-карбонатные породы), преобладающие в разрезе ВУФ, относятся к классу низкоемких ($K_п$ = 1–2%, $K_{пр}$ 0.01–1 мД). Кроме того, к низкоемким породам относятся пачки известняков органогенно-обломочных, карбонатных брекчий, а также пачки смешанных пород с преобладанием керогеново-кремнисто-карбонатных и керогеново-карбонатных пород. Для этих пачек характерны низкие значения $K_п$ от 1% до 2% и $K_{пр}$ от 0,01 до 1 мД, а пустотное пространство является трещинно-поровым типом.

Наилучшими коллекторскими свойствами (емкие и высокоемкие трещинно-поровые коллекторы $K_п$ > 3%, $K_{пр}$ > 1 мД) обладают керогеново-карбонатно-кремнистые породы, выделяемые в толще переслаивания карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород

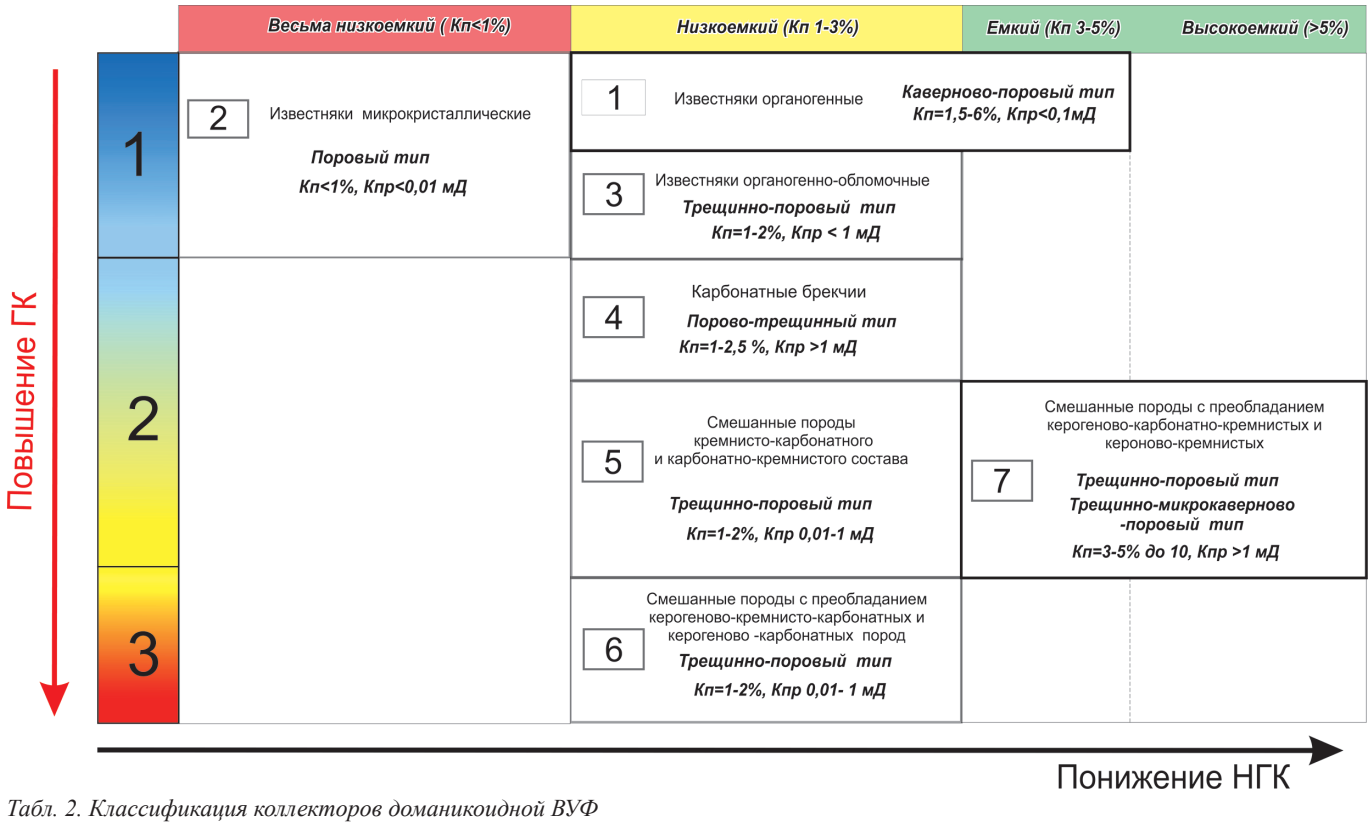

Табл. 2. Классификация коллекторов доманикоидной ВУФ

и распространенные в пределах внутришельфовых впадин и подножий их склонов. Наибольшие значения коэффициента пористости (до 10%) приурочены к прослоям, обогащенным раковинами радиолярий и вулканомиктовым материалом, в которых развивается трещинно-микрокавернoво-поровый тип пустотного пространства. Распространены такие коллектора в разрезах внутришельфовых впадин, из них получены промышленные притоки нефти (более 100 м^3/сут) в пределах Муханово-Ероховского прогиба и Бельской депрессии.

Закономерность распределения коллекторов в разрезе обусловлена изменением фациальной зональности и типом разреза вдоль профиля седиментации. Для распространение свойств емкостного пространства пачек, объединенных в толщи, были использованы зависимости распределения пористости по данным ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) от водородного индекса по данным НГК для каждой толщи. Для каждого типа разреза характерна различная частота встречаемости наиболее емких пачек доманикоидной ВУФ. Так, для типа разреза внутришельфовой впадины нахождение коллекторов толщи 2 отмечается в пределах среднефранского, верхнефранского и фаменского циклитов, тогда как для бортового типа разреза встречаемость аналогичных породы-коллекторов заметно уменьшается вверх по разрезу (рис. 17).

На примере профиля, построенного по скважинам в крест Муханово-Ероховского прогиба, заметно смещение зоны развития коллекторов с улучшенными свойствами вверх по разрезу от первого циклита к третьему в центральной части впадины, где преобладающими являются фации внутришельфовых впадин (рис. 18). При этом мощность емких и высокоемких коллекторов в разрезе второго циклита верхнефранского возраста достигает 50% от суммарной мощности циклита. Для фаменского циклита долевое участие коллекторов в разрезе значительно ниже и не превышает 20–30% от общей мощности. Подобное распределение коллекторов по разрезу доманикоидного комплекса можно ожидать по всему разрезу Камско-Кинельской системы прогибов, о чем свидетельствует сходство строения и состава отложений в пределах области распространения ВУФ. Результаты испытания скважин подтверждают полученные выводы о возможности пород доманикиодного комплекса содержать залежи углеводородов в емких и высокоемких коллекторах

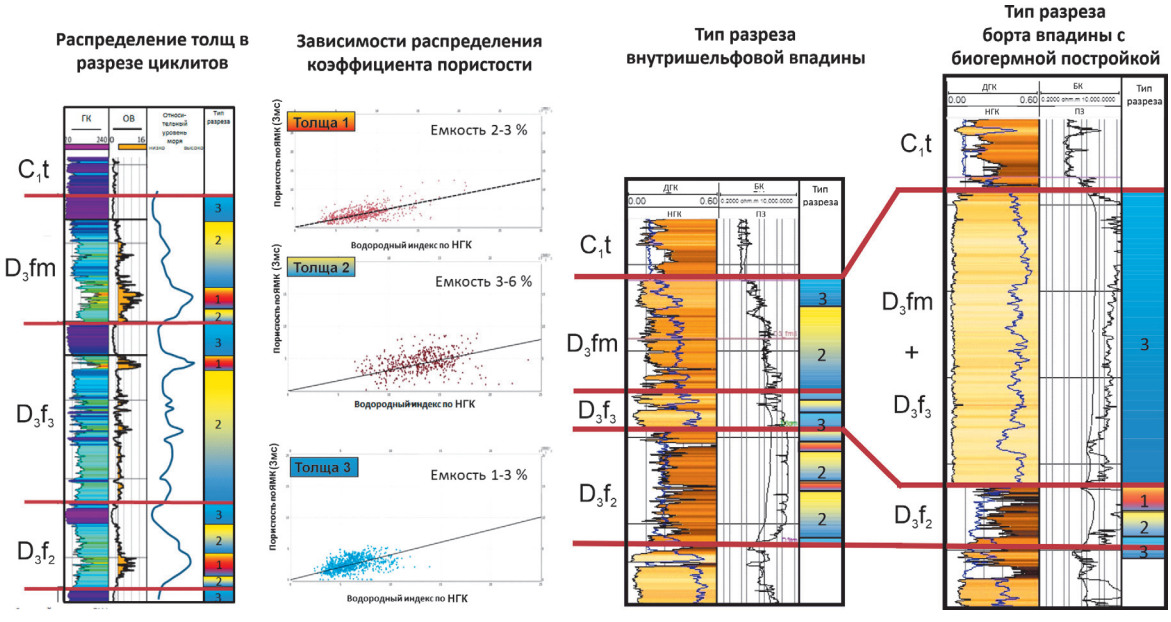

Рис. 17. Распределение коллекторов в разрезе доманикоидной формации

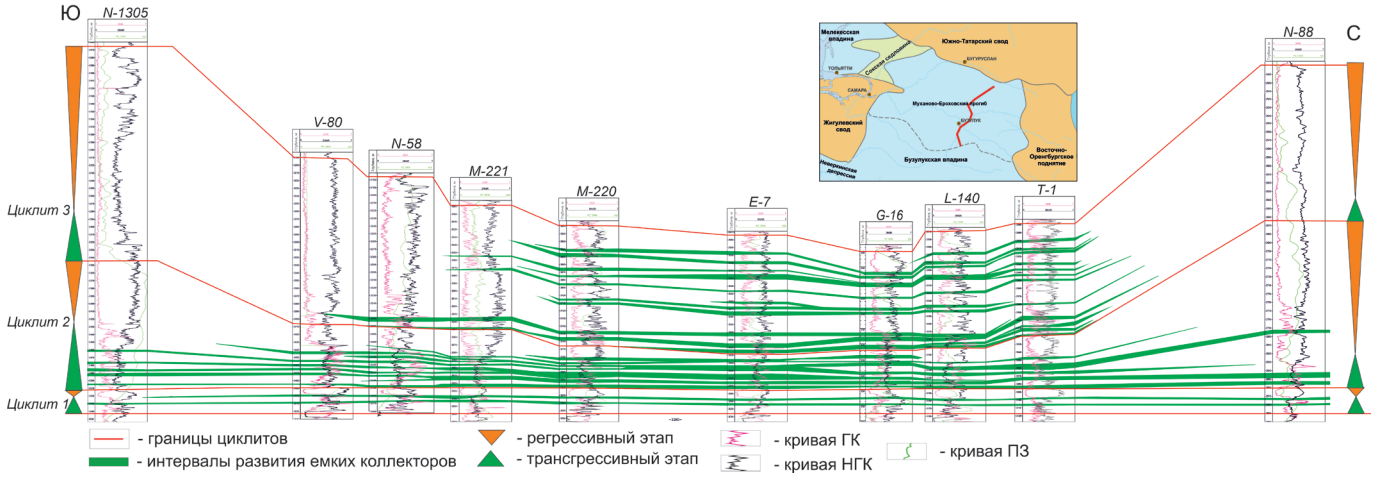

Рис. 18. Межскважинная корреляция с выделением интервалов коллекторов с улучшенными свойствами в пределах средне-, верхнефранского и фаменского циклитов Муханово-Ероховского прогиба

в разрезе отложений внутришельфовых впадин и подножий их склонов.

Заключение

Состав и строение доманикоидной ВУФ неоднородно, и контролируется сменой палеоструктурного плана и обстановок осадконакопления. Ветки Камско-Кинельской системы прогибов имели схожее строение, однако в сравнении с Муханово-Ероховским прогибом Актаныш-Чишминский прогиб был менее глубоким и имел асимметричное строение, центральная его ось проходила на месте современного Татарского свода, а большая часть Башкирского свода представляла собой пологий склон. Камско-Кинельская система прогибов, вероятно, имела продолжение в восточную и юго-восточную части исследуемого региона с захватом современных Бельскую и Мраковскую депрессий.

Изменение условий осадконакопления от относительно глубоководных до мелководно-морских происходило как по площади, так и во времени. Периодическое изменение относительного уровня моря отражается в циклическом чередовании фациальных ассоциаций и соответствующих им толщ с набором литологических пачек пород. В разрезе доманикоидной ВУФ выделяется четыре крупных циклита: среднефранский, верхнефранский, фаменский и турнейский. Каждый циклит состоит из трех различных по составу толщ, каждая из которых, в свою очередь, объединяет совокупность литологических пачек от известняков до смешанных с преобладанием керогеново-карбонатно-кремнистых пород.

В разрезе доманикоидной ВУФ преобладают низкоемкие породы с пористостью не более 1–3%. К относительно емким коллекторам с пористостью от 3–6% до 10% можно отнести породы смешанного керогеново-карбонатно-кремнистого и карбонатно-кремнистого состава. Эти породы максимально присутствуют в переходных толщах, сформированных в период смены условий осадконакопления от относительно глубоководных к относительно мелководным.

Перспективные отложения доманикоидного франско-турнейского комплекса связаны с областью распространения позднедевонской относительно глубоководной впадины на шельфе, благоприятной для накопления ОВ, способного генерировать углеводороды и отдавать его в пустотное пространство нетрадиционного коллектора. Максимальное количество прослоев пород-коллекторов доманикоидной ВУФ наблюдается в центральных частях Камско-Кинельской системы прогибов.

Благодарности

Авторы выражают большую благодарность рецензенту за ценные замечания и рекомендации, которые способствовали улучшению статьи.

Литература

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. (2020). Результаты изучения и перспективы освоения нетрадиционных залежей нефти в высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых отложениях доманиковой формации Волго-Уральской провинции. *Геология нефти и газа*, (6), с. 33–52. https://elibrary.ru/item.asp?id=44524713

Горожанина Е.Н., Пазухин В.Н., Горожанин В.М. (2018). Палеофациальная модель осадконакопления нижнекаменноугольных отложений на Южном Урале. *Мат. XII Межрегион. конф*. Уфа: ИГ УФИЦ РАН, с. 12–21. http://ig.ufaras.ru/File/PubTxt/CARBON_2009/01_02_09.pdf

Завьялова А.П., Ступакова А.В. (2021). Перспективы нефтегазоносности доманикоидной высокоуглеродистой формации Муханово-Ероховского прогиба. *Нефтяное хозяйство*, (3), с. 34–39. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-3-34-39

Зайдельсон М.И., Вайнбаум С.Я., Копрова Н.П. (1990). Формирование и нефтегазоносность доманикоидных формаций. М.: Наука, 79 с.

Карпушин М.Ю., Ступакова А.В., Завьялова А.П., Суслова А.А., Чупахина В.В., Радченко К.А. (2022). Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доманикоидной высокоуглеродистой формации центральной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. *Георесурсы*, 24(2), с. 129–138. https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.13

Мизенс Г.А. (2002). Седиментационные бассейны и геодинамические обстановки в позднем девоне-ранней перми юга Урала. Екатеринбург: ИГиГ УрО РАН, 191 с.

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. (2017). Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности. *Георесурсы*, Спецвыпуск, с. 112–124. http://doi.org/10.18599/grs.19.12

Ступакова А.В., Пашали А.А., Волянская В.В., Завьялова А.П. (2019). Палеобассейны – новая концепция моделирования истории геологического развития и нефтегазоносности регионов. *Георесурсы*, 21(2), с. 4–12. https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.4-12

Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., Богомолов А.Х., Кирюхина Т.А., Коробова Н.И., Шарданова Т.А., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Полудеткина Е.Н., Козлова Е.В., Митронов Д.В., Коркоц Ф.В. (2015). Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна. *Георесурсы*, 2(61), с. 77–86. http://doi.org/10.18599/grs.61.2.7

Ульмишек Г.Ф., Шаломеенко А.В., Холтон Д.Ю., Дахнова М.В. (2017). Нетрадиционные резервуары нефти в доманиковой толще Оренбургской области. *Геология нефти и газа*, (5), с. 67–77. https://elibrary.ru/item.asp?id=32260521

Чупахина В.В., Коробова Н.И., Калмыков Г.А., Завьялова А.П., Карпушин М.Ю., Радченко К.А. (2022). Генетическая обусловленность различных типов пустотного пространства и оценка качества нетрадиционных коллекторов отложений верхендевонского доманикоидного комплекса Муханово-Ероховского прогиба. *Георесурсы*, 24(2), с. 139–149. https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.14

Сведения об авторах

Анна Петровна Завьялова – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский Государственный Университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1
e-mail: a.zavyalova@oilmsu.ru

Михаил Юрьевич Карпушин – ведущий специалист, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геол.-мин. наук, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, директор Института перспективных исследований нефти и газа, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Антон Георгиевич Калмыков – кандидат хим. наук, старший научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Виталия Валерьевна Чупахина – инженер, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Наталия Ивановна Коробова – ассистент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Мария Сергеевна Борисова – магистрант, кафедра кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Кристина Андреевна Радченко – инженер, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Статья поступила в редакцию 05.04.2023;
Принята к публикации 19.06.2023; Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Structure, formation conditions, oil and gas potential of Domanicoid high-carbon formation in the Central and South-Eastern Parts of the Volga-Ural basin

A.P. Zavyalova, M.Yu. Karpushin, A.V. Stupakova, G.A. Kalmykov, V.V. Chupakhina, N.I. Korobova, M.S. Borisova, K.A. Radchenko*
Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation
**Corresponding author: Anna P. Zavyalova, e-mail: a.zavyalova@oilmsu.ru*

Abstract. The article discusses the structure and formation conditions of the domanicoid high-carbon formation (VUF) within the central and southeastern parts of the Volga-Ural basin. The presented results of the analysis of the structure, conditions of formation and oil and gas content of domanicoid deposits are a generalization of the accumulated knowledge obtained during the research of the authors in certain regions and areas. The regional geological model of the formation of the domanicoid complex was created based on the results of seismostratigraphic and cyclostratigraphic analyzes. In the structure of the Middle Frasnian – Tournaisian domanicoid deposits, three different areas are distinguished, differing in composition, structure, thickness, and formation conditions – the carbonate platform, the intrashelf depression and its slopes. The revealed cyclicity in the structure of the complex showed that the section consists of 4 large cyclites, the accumulation of which occurred at the stage of changes in the relative sea level. An analysis of the material composition of the deposits made it possible to identify various sedimentation environments and their characteristic strata, which unite lithological units, within each large cyclite. Geochemical and petrophysical studies of the rocks of the domanicoid VUF made it possible to assess the oil and gas potential, identify the intervals containing the largest amount of organic matter, and intervals of reservoir rocks in the context of the studied deposits.

Keywords: domanicoid high-carbon formation, Volga-Ural, Mukhanovo-Erokhovskiy trough, Aktanysh-Chishminsky trough, oil and gas potential, reservoirs, cyclites, strata, lithologic units

Recommended citation: Zavyalova A.P., Karpushin M. Yu., Stupakova A.V., Kalmykov G.A., Chupakhina V.V., Korobova N.I., Borisova M.S., Radchenko K.A. (2023). Structure, formation conditions, oil and gas potential of Domanicoid high-carbon formation in the Central and South-Eastern Parts of the Volga-Ural basin. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 123–139. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.9

References

Chupakhina V.V., Korobova N.I., Kalmykov G.A., Zavyalova A.P., Karpushin M.Yu., Radchenko K.A. (2022). Genetic conditionality of various types of void space and assessment of the quality of unconventional reservoirs of deposits of the Upper Devonian domanicoid complex of the Mukhanovo-Erokhov trough. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 139–149. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.14

Gorozhanina E. N., Pazukhin V. N., Gorozhanin V. M. (2018). Paleofacies sedimentation model of the Lower Carboniferous deposits in the Southern Urals. *Proc. XII Interregional Conference*, IG UFITs RAS, pp. 12–21. (In Russ.)

Karpushin M.Yu., Stupakova A.V., Zavyalova A.P., Suslova A.A., Chupakhina V.V., Radchenko K.A. (2022). Geological structure and oil and gas potential of the domanicoid high-carbon formation in the central part of the Volga-Ural oil and gas basin. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 129–138. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.13

Mizens G.A. (2002). Sedimentation Basins and Geodynamic Settings in the Late Devonian-Early Permian of the Southern Urals. Yekaterinburg: IGG UrO RAN, 191 p. (In Russ.)

Stupakova A.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A., Bogomolov A.Kh., Kiryukhina T.A., Korobova N.I., Shardanova T.A., Suslova A.A., Sautkin R.S., Poludetkina E.N., Kozlova E.V., Mitronov D.V., Korkots F.V. (2015). Search criteria for oil and gas in the Domanic deposits of the Volga-Ural basin. *Georesursy = Georesources*, 2(61), pp. 77–86. (In Russ.) http://dx.doi.org/10.18599/grs.61.2.7

Stupakova A.V., Kalmykov G.A., Korobova N.I. et al. (2017). Domanik deposits of the Volga-Ural basin - types of section, conditions of formation and prospects for oil and gas potential. *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 112–124. (In Russ.)

Stupakova A.V., Pashali A.A., Volyanskaya V.V., Zavyalova A.P. (2019). Paleobasins – a new concept for modeling the history of geological development and oil and gas potential of regions. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 4–12. (In Russ.)

Ulmishek G.F., Shalomeenko A.V., Holton D.Yu., Dakhnova M.V. (2017). Unconventional oil reservoirs in the Domanik formation of the Orenburg region. *Russian oil and gas geology*, (5), pp. 67–77. (In Russ.)

Varlamov A. I., Melnikov P. N., Poroskun V. I., Fortunatova N. K., Petersil'e V. I.,. Iutina M. M, Dakhnova M. V., Vitsenovsky M.Y., Kanev A.S., Soboleva E.N., Shalomeenko A.V. (2020). Results of the study and prospects for the development of unconventional oil deposits in high-carbon carbonate-siliceous deposits of the Domanik formation of the Volga-Urals province. *Russian oil and gas geology*, (6), pp. 33–52. (In Russ.)

Zaidelson M.I., Weinbaum S.Ya., Koprova N.P. (1990). Formation and oil and gas potential of domanicoid formations. Moscow: Nauka. (In Russ.)

Zavyalova A.P., Stupakova A.V. (2021). Prospects for the oil and gas potential of the domanikoid high-carbon formation of the Mukhanovo-Erokhov trough. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 1169, pp. 34–39. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-3-34-39

About the authors

Anna P. Zavyalova – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: a.zavyalova@oilmsu.ru

Mikhail Yu. Karpushin – Leading Specialist, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Antonina V. Stoupakova – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Head of the Petroleum Research Institute, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anton G. Kalmykov – PhD (Chemistry), Senior Researcher, Petroleum Geology Department
Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Vitaliya V. Chupakhina – Engineer, Petroleum Geology Department
Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Nataliya I. Korobova – Assistant of the Petroleum Geology Department
Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Mariya S. Borisova – Graduate student, Petroleum Geology Department
Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Kristina A. Radchenko – Engineer, Petroleum Geology Department
Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 5 April 2023;
Accepted 19 June 2023;
Published 30 June 2023