

Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доманикоидной высокоуглеродистой формации центральной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

М.Ю. Карпушин*, А.В. Ступакова, А.П. Завьялова, А.А. Сулова, В.В. Чупахина, К.А. Радченко
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

В работе описано строение и условия образования доманикоидной высокоуглеродистой формации (ВУФ) в центральной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. Строение ВУФ зависит от структурной приуроченности и палеогеографических условий позднедевонского периода, где время максимального стояния вод морского бассейна приводило к образованию интервалов разреза с высоким содержанием органического углерода. Структурно-фациальная зональность области распространения ВУФ связана с зоной относительно глубоководных впадин, склонов, поднятий и мелководно-морского шельфа с многочисленными биогермными постройками. Границы зон определялись положением крупных структурных элементов Татарского и Башкирского сводов и впадин Камско-Кинельской системы прогибов. Эти зоны различаются не только распределением мощности отложений ВУФ, но и характером распределения интервалов разреза, обогащенных органическим веществом. Максимальное количество прослоев, обогащенных органическим веществом в толще кремнисто-карбонатных пород, наблюдается в центральной части Камско-Кинельской системы прогибов в разрезе франских и фаменских отложений. Многочисленные нефтепроявления из интервалов ВУФ говорят о том, что есть потенциал для дальнейшего изучения и локализации перспективных зон для поиска трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

Ключевые слова: доманикоидная высокоуглеродистая формация, Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн, нетрадиционный коллектор, геологическое строение, модель формирования

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

Введение

В России одним из перспективных объектов для будущего масштабного освоения является доманикоидная высокоуглеродистая формация (ВУФ), имеющая широкое распространение в пределах Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ).

Доманикоидная ВУФ известна как основная нефтематеринская порода, однако последние 10 лет технологии разработки трудноизвлекаемых запасов из нетрадиционных резервуаров позволили рассмотреть ее не только с позиции ресурса для генерации углеводородов (УВ), но и с позиции замкнутой углеводородной системы, пригодной для поиска и добычи нефти и газа. Интерес к поисковым геологоразведочным работам на трудноизвлекаемые запасы связан с тем, что потенциал традиционных запасов нефти иссякает, и без добычи нефти из трудноизвлекаемых резервуаров поддерживать устойчивый уровень добычи практически невозможно (Варламов и др., 2020)

Волго-Уральский бассейн – известная область развития доманикоидной ВУФ, однако вариации мощности и содержания органического вещества в ней различны, а как следствие, различны и перспективы нефтегазоносности.

Поэтому вопрос о строении и условиях образования ВУФ доманикоидного типа в пределах разных тектонических элементов Волго-Уральского бассейна стоит крайне актуально. В данной работе рассматривается строение позднедевонских отложений центральной части Волго-Уральского бассейна, занимающей восточную часть Татарского свода, Башкирский свод, Восточно-Оренбургское поднятие и разделяющие их впадины и седловины – Благовещенская впадина и Бирская седловина, Бельская и Мраковская депрессии, Шихано-Ишимбайская седловина (рис 1).

Многие исследователи разных направлений занимались изучением среднефранско-турнейских отложений на территории Волго-Уральского бассейна в течение последних лет (Ступакова А.В., Мкртчян О.М., Зейдельсон М.И., Фортунатова Н.К., Беляева Н.В., Варламов А.И., Чижова В.А. и другие). Для изучения строения доманикоидной ВУФ в пределах района исследований были использованы региональные сейсмические профили 2D и данные геофизических исследований скважин (ГИС). В основе исследования разреза среднефранско-турнейского комплекса использовались каротажные данные скважин Республики Башкортостан, Самарской и Оренбургской областей, включающие радиоактивный комплекс ГИС и кривые сопротивления. Кроме того, были задействованы литературные данные с описанием литологического состава пород по результатам изучения керна и выходов среднефранско-турнейского комплекса на дневную поверхность,

* Ответственный автор: Михаил Юрьевич Карпушин
e-mail: m.karpushin@oilmsu

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

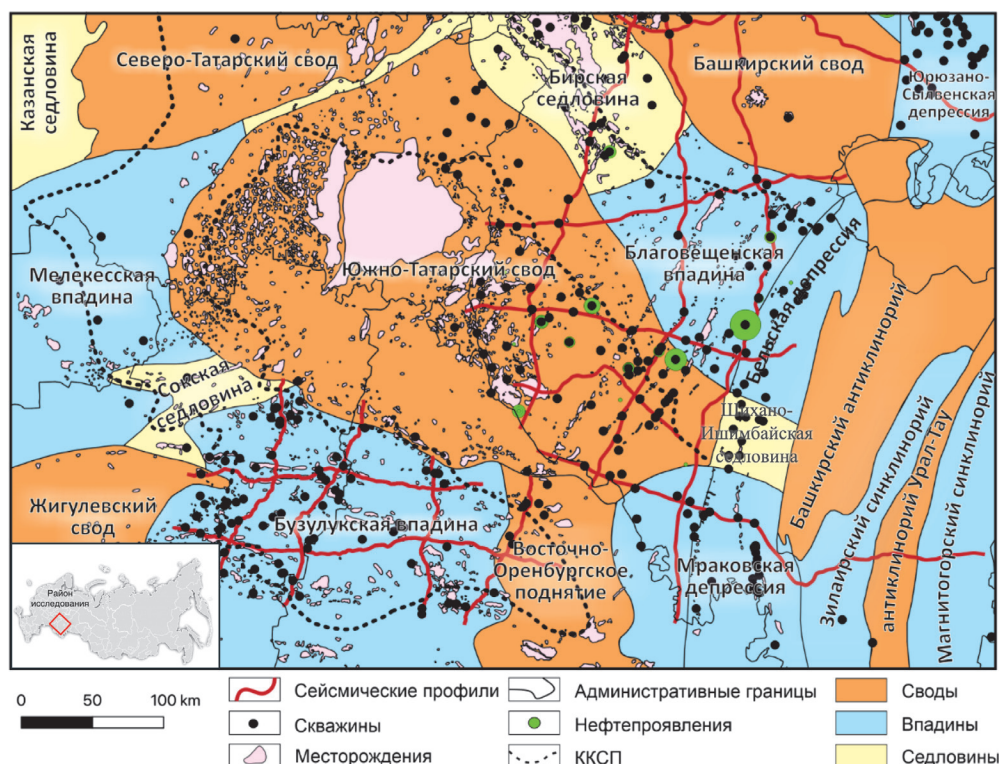


Рис. 1. Структурно-тектоническая карта центральной части Волго-Уральского бассейна с нефтепроявлениями в пределах ВУФ

описанные в публикациях Ступаковой А.В., Завьяловой А.П., Зейдельсоном М.И., Фортунатовой Н.К., Беляевой Н.В., Варламовым А.И. и многими другими (Беляева, 2000; Варламов и др., 2020; Завьялова и др., 2018, 2021; Зейдельсон и др., 1990; Радченко и др., 2019).

Говоря о нефтегазоматеринских толщах (НГМТ), нужно отметить неосценимый вклад, который внес Николай Брониславович Вассоевич. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти связана в первую очередь с проработками вопросов геохимии и нефтяной литологии. Еще в 1954 г. Н.Б. Вассоевич писал о связи катагенеза НГМТ со стадийностью нефтегазообразования. Катагенез связан с термобарическими условиями, которые достигаются на определенной глубине залегания НГМТ. Понимание литологического состава и зависимости катагенеза от глубины являются одними из ключевых факторов успеха для поиска и разработки трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в Волго-Уральском бассейне.

Целью данной работы является выявление особенностей строения ВУФ в пределах территории изучаемого региона, закономерностей распределения и установление связи с нефтегазопроявлениями.

Геологическое строение высокоуглеродистых формаций

На волновой картине регионального сейсмопрофиля (рис. 2) прослеживается ряд реперных региональных отражающих горизонтов, которые разделяют осадочный чехол на несколько сеймостратиграфических комплексов. В данной работе будет рассматриваться только один из них – верхнедевонско-турнейский комплекс (D3tm-C1t).

Верхнедевонско-турнейский сеймостратиграфический терригенно-карбонатный комплекс расположен между соответствующими отражающими горизонтами:

тиманским (D3tm) и турнейским (C1t). Отражающий горизонт D3tm может располагаться на временах от 0,5–5,0 с. на изучаемой территории. Несмотря на большой разброс, отражение является устойчивым и выраженным в пределах практически всей платформенной части бассейна. Корреляция горизонта становится неуверенной в пределах впадин Предуралья краевого прогиба, где наблюдаются зоны структурно-тектонических перестроек. Также нужно отметить, что на временных разрезах отмечается увеличение разрывных нарушений с запада на восток по отражающему горизонту D3tm.

На большей части Бельской и Мраковской депрессий, а также в районе Шихано-Ишимбайской седловины отражающий горизонт D3tm уверенно прослеживается, однако встречаются участки с частичным или почти полным отсутствием отражения, связанные, как уже отмечалось выше, со сложным тектоническим строением.

Камско-Кинельская система прогибов (ККСП) достаточно отчетливо видна на пересекающих ее вкrest простирания профилях. Система прогибов выделяется по значительному уменьшению мощности отложений среднефранско-нижнетурнейского комплекса, по интерпретации сейсмических линий можно выделить основные зоны: платформенная часть, бортовая и осевая зоны. Платформенной части характерно субпараллельное отражение сейсмических фаз. Местами происходит потеря корреляции. Такие участки, особенно если они расположены ближе к бортовой зоне, можно связать с биогенными постройками. Переходя к центру ККСП, на сейсмической картине в пределах выделяемой бортовой зоны наблюдается активное и асимметричное распространение карбонатного клиноформенного комплекса, проградирующего в направлении к осевой зоне прогибов. На рисунке 3 представлен фрагмент регионального сейсмопрофиля

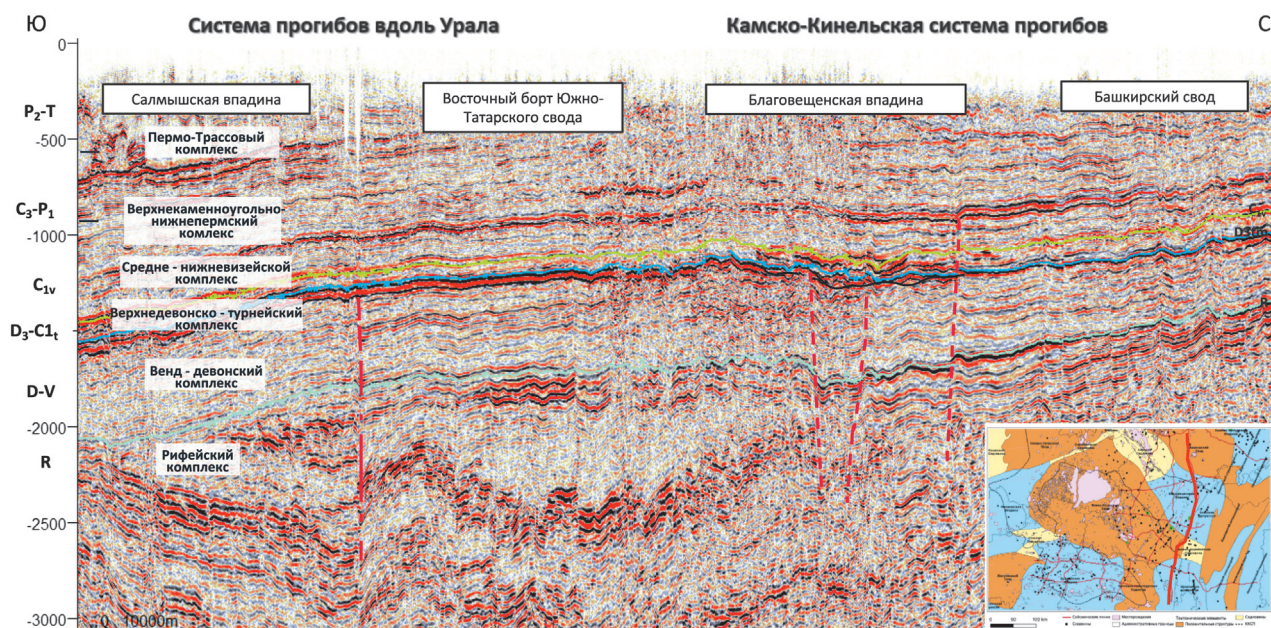


Рис. 2. Сейсмо-геологический разрез вдоль центральной части Волго-Уральского бассейна

по линии 1-1', выровненного на тиманский отражающий горизонт, который иллюстрирует строение ККСП в позднедевонское время в пределах Благовещенской впадины. Осевая часть ККСП – основная некомпенсированная депрессионная зона, где при минимальной мощности среднефранско-турнейского комплекса происходит максимальная концентрация отложений, богатых органическим веществом.

Если строение Благовещенской впадины ККСП по сейсмической картине напоминает строение

Муханово-Ероховского прогиба, описанного в работе (Завьялова и др., 2018), то строение некомпенсированных прогибов зоны Предуральского краевого прогиба отличается, что проиллюстрировано на рисунке 3 (разрез по линии 2-2'). В данной бортовой зоне вместо ярко выраженного клиноформенного комплекса наблюдается подошвенное прилегание на тиманский отражающий горизонт среднефранско-турнейского комплекса с уменьшением мощности комплекса в восточном направлении. Осевая зона выделяется на волновой картине нечетко из-за потери

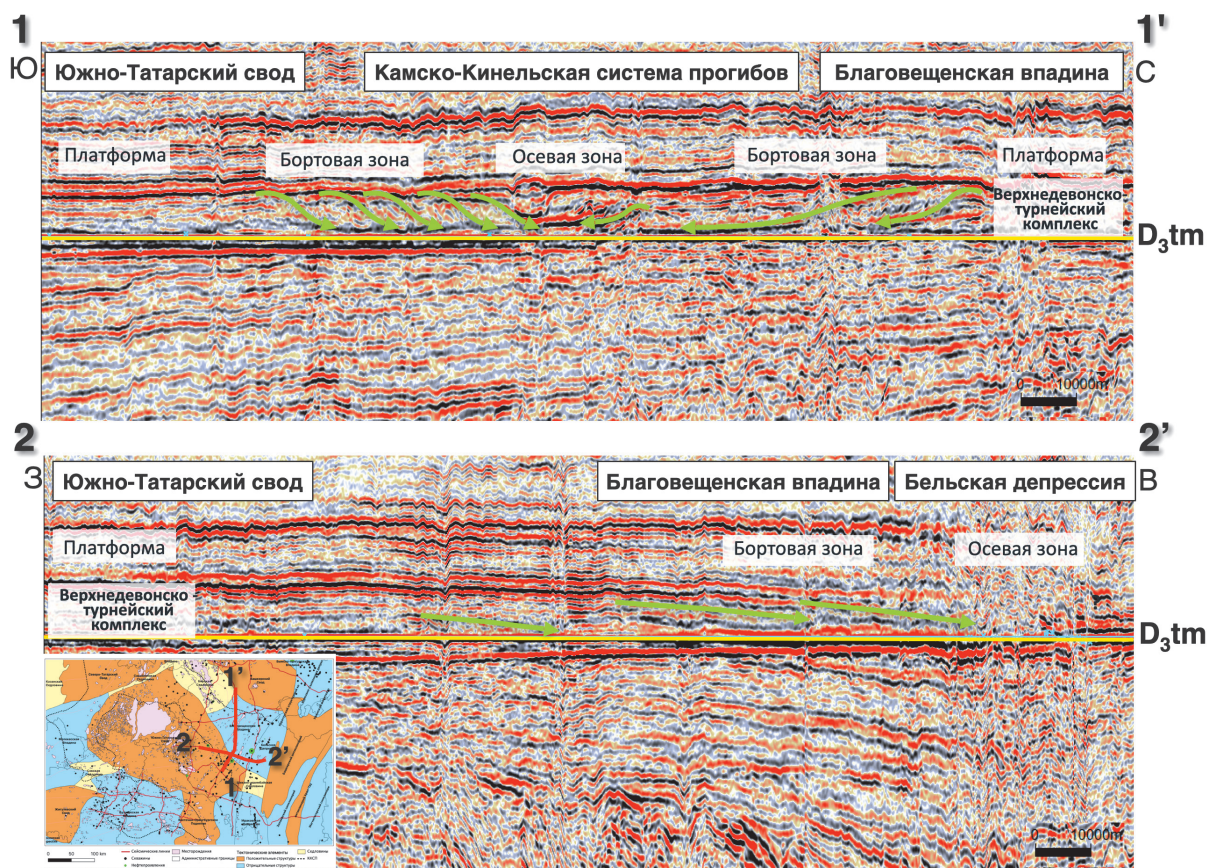


Рис. 3. Сейсмо-геологические разрез через депрессионные области с юга на север (по линии 1-1') и с запада на восток (по линии 2-2')

корреляции турнейского отражающего горизонта. Далее, восточнее, интерпретация еще больше осложняется структурно-тектоническими перестройками региона, местами с полной потерей корреляции отражающих горизонтов.

Условия формирования высокоуглеродистых формаций

Высокоуглеродистые формации накапливались в позднедевонское время в течение нескольких пиков морской трансгрессии в истории развития Земли, в относительно глубоководных условиях (100–300 м глубина моря) с режимом иловых впадин.

По геофизическим данным прослой высокоуглеродистых интервалов разреза отбиваются по резкому увеличению значений гамма-каротажа, сопротивлению и уменьшению значений нейтронно-гамма-каротажа. Границы трансгрессивных и регрессивных циклитов отбиваются по минимальным значениям гамма-каротажа, что соответствует низким точкам положения относительного уровня моря с одной стороны и по поверхности максимального уровня затопления бассейна с другой стороны. Циклы выделяются по смене трансгрессии регрессией.

Маломощный конденсированный пласт, обогащенный органическим веществом (ОВ), представляет максимальный уровень затопления бассейна – максимальная регрессия. Следуя концепции, что увеличение радиоактивности ВУФ соответствует увеличению содержания в них ОВ (Log analysis for unconventional. https://wiki.seg.org/wiki/Log_analysis_for_unconventionals), такие пласты отбиваются по максимальным значениям гамма-каротажа с повышенными значениями сопротивления. Для регрессивной части циклита характерно падение радиоактивности и увеличение карбонатной составляющей вверх по разрезу (рис. 4).

Особенность высокоуглеродистой формации заключается в повышенном содержании карбонатного материала и свободного кремнезема, источником которого могли служить гидротермы или вулканогенные продукты, создавая особый газовый режим атмосферы Земли на данный период времени. Накопление осадков протекало в условиях нормального газового режима. Отсутствие сероводородного заражения придонных вод обосновывается широким распространением остатков сидячего бентоса (пелициподы, замковые брахиоподы) и нектоннобентических головоногих (гониятитов), чувствительных к недостатку кислорода (Беляева, 2000). Геохимическая среда осадконакопления представляла собой восстановительные обстановки. В результате сформировались кремнисто-карбонатные отложения с содержанием $S_{org} > 5\%$.

Максимальная трансгрессия морского бассейна с осадконакоплением ВУФ была достигнута в доманиковое (семилукское) время и охватила практически всю восточную часть Волго-Уральского бассейна. Фации относительно глубоководного шельфа представлены карбонатно-кремнистыми тонкослоистыми породами с миллиметровой слоистостью, обычно горизонтальной, реже линзовидной с многочисленными остатками радиоларий, тентакулит, биокластовых известняков. Эти породы в среднефранское время распространены практически на всей изучаемой территории. Их средняя мощность варьирует от 20 до 40 метров. Увеличение мощности до

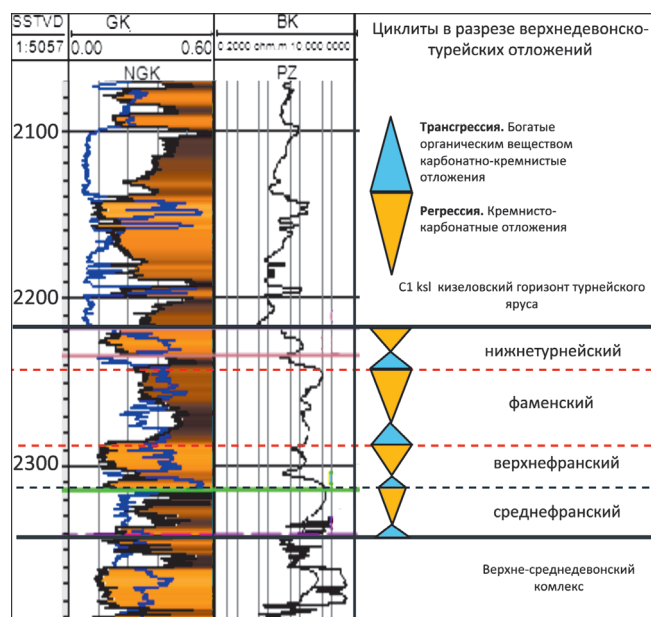


Рис. 4. Циклиты в разрезе верхнедевонско-турнейских отложений

60 метров происходит в небольших палеоморфологических обособленных впадинах. Значительное увеличение мощности во впадинах Предуральского краевого прогиба происходит за счет структурно-надвиговых процессов (рис. 5). Фации мелководно-морского открытого шельфа выделяются в семилукское время на севере Татарского свода и на востоке Башкирского свода, где накапливались преимущественно известняки с примесью глинистого и кремнистого материала.

Позднефранское время знаменует существенную перестройку палеотектонического плана, и на смену относительно глубоководных условий приходят условия мелководного шельфа. Относительно глубоководные условия остаются лишь в прогибах Камско-Кинельской системы, где на территории изучаемого региона выделяются Бельская седловина и Благовещенская впадина, а также на территории впадин Предуральского краевого прогиба, протягивающихся между Татарским сводом и Башкирским мегантиклинорием. В пределах этих прогибов продолжают господствовать относительно глубоководные условия, по сравнению с единым мелководно-морским шельфом и его склоном, где растут отдельные биогермные постройки. Склоны, как правило, ассиметричны, где один является крутым, как например южный и северный склоны Татарского свода, а противоположные склоны пологие, каким является южный склон Башкирского свода. На пологих склонах в позднефранских отложениях выделяются клиноформные структуры, иллюстрирующие снос карбонатно-обломочного материала с карбонатной платформы во впадину (рис. 6). В этой части разреза встречаются обломочные биокластовые известняки, карбонатные брекчии с отдельными интервалами ВУФ и с кремнисто-известковистыми конкрециями.

Таким образом, в позднефранское время на территории Волго-Уральского бассейна всё отчетливее проявлялась тенденция к обособлению палеосводов и палеодепрессий с принципиально различным характером осадконакопления: мелководно-морским, периодически осушаемым на палеосводах, и некомпенсированным в палеодепрессиях.

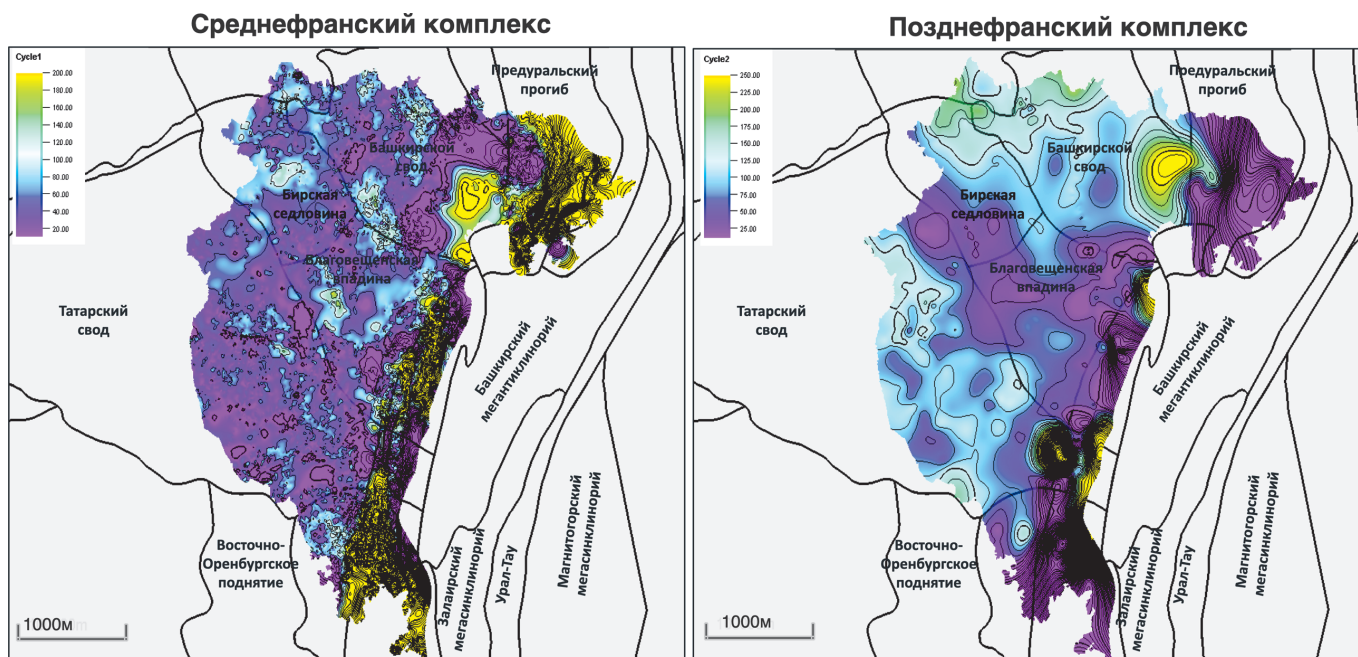


Рис. 5. Карты мощностей отложений среднефранского (цикл 1) и позднефранского (цикл 2) комплексов отложений на территории Республики Башкортостан

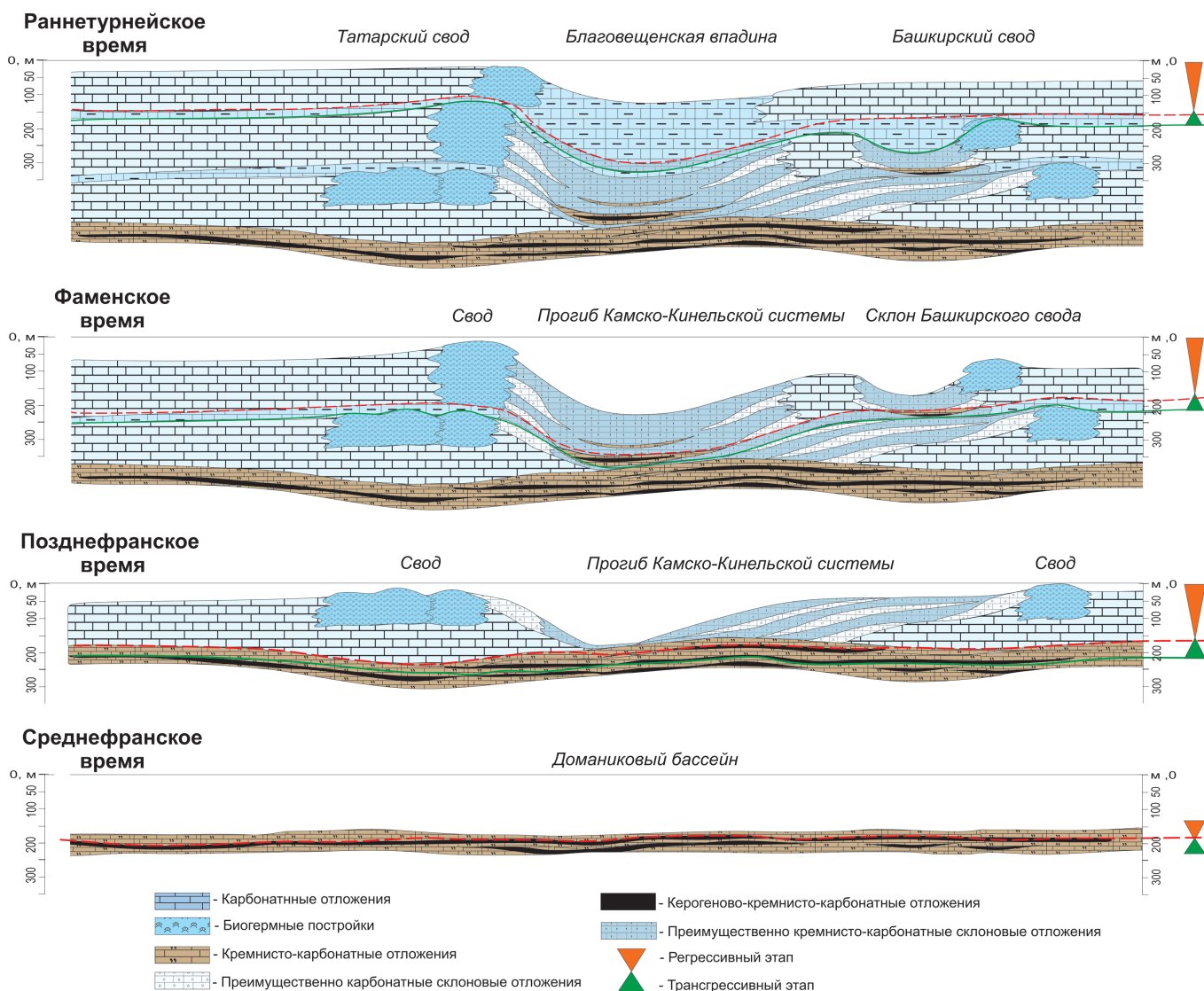


Рис. 6. Модель формирования высокоуглеродистой формации в Благовещенской впадине

В фаменский век, как и в позднефранское время, условия осадконакопления в пределах Волго-Уральского бассейна определялись развитием Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов. Зоны распространения относительно глубоководных фаций по-прежнему контролируются Камско-Кинельской системой некомпенсированных прогибов (мощность фаменских осадков 25–90 м). Однако условия накопления осадков в иловых впадинах, по сравнению с франским временем, изменились. Наряду с кремнисто-глинисто-карбонатными илами накапливались органогенно-детритовые и обломочные известковые осадки, содержащие остатки планктонных и бентосных фораминифер, остракод, сине-зеленых, зеленых и багряных водорослей. Осадки, заполняющие впадину, имели мощность 30–60 м. (рис. 7). Биогермные постройки развивались по склону впадин и могли достигать мощности 200–400 метров. Области Татарского и Башкирского сводов, а также их склоны, вовлечённые в устойчивое погружение, представляли собой обширный мелководный бассейн, видимо, с неспокойным гидродинамическим режимом и нормальной солёностью вод. Здесь, в обширной шельфовой зоне широкое развитие получают водорослево-сферовые и сгустково-комковатые разности известняков (особенно в верхнефаменское время), подтверждающие мелководность бассейна с нормальным солевым и газовым режимом, а также хорошую аэрацию вод.

Турнейский этап знаменует начало раннекаменноугольной эпохи развития территории Волго-Уральского бассейна и характеризуется унаследованностью тектонического режима от позднедевонского времени и сохранением в общих чертах морских условий осадконакопления. Палеоструктурный фактор во многом предопределил характер распределения толщин отложений турнейского яруса. Мощность полных разрезов турнейского яруса в пределах палеосводов колеблется от 20 до 100 м. В осевых частях прогибов мощность нижнетурнейских отложений изменяется от 50 до 150–200 м.

Строение высокоуглеродистой формации в различных палеоструктурных зонах

Строение ВУФ зависит от структурной приуроченности и палеогеографических условий их формирования, что определяет количество интервалов разреза с высоким содержанием органического углерода, фиксирующих периоды максимального стояния вод морского бассейна. По условиям формирования в разрезе высокоуглеродистых формаций выделено три крупных палеогеографических зоны: зона относительно глубоководных впадин, зона склонов поднятий и мелководно-морской шельф с многочисленными биогермными постройками. Границы зон определялись положением крупных структурных элементов Татарского и Башкирского сводов и впадин Камско-Кинельской системы прогибов, а также последовательной регрессивной направленностью развития морского бассейна (рис. 8).

Как следствие, эти зоны различаются не только распределением мощности отложений ВУФ, но и характером распределения интервалов разреза, обогащенных органическим веществом.

Разрезы относительно глубоководных впадин с некомпенсированным осадконакоплением максимально богаты интервалами с высоким содержанием органического вещества на протяжении всего позднедевонского цикла осадконакопления.

Карбонатные прослои накапливаются лишь на завершающей регрессивной стадии развития каждого цикла осадконакопления. В результате, мы имеем преимущественно карбонатно-кремнистый разрез с отдельными прослоями плотных кремнисто-глинисто-карбонатных пород, количество которых увеличивается вверх по разрезу (рис. 9).

Разрезы мелководно-морского шельфа и впадин, с компенсированным осадконакоплением, содержат максимальное количество карбонатного материала. Тонкие прослои карбонатно-кремнистых интервалов разреза характерны только для основания циклита и разделены друг от друга

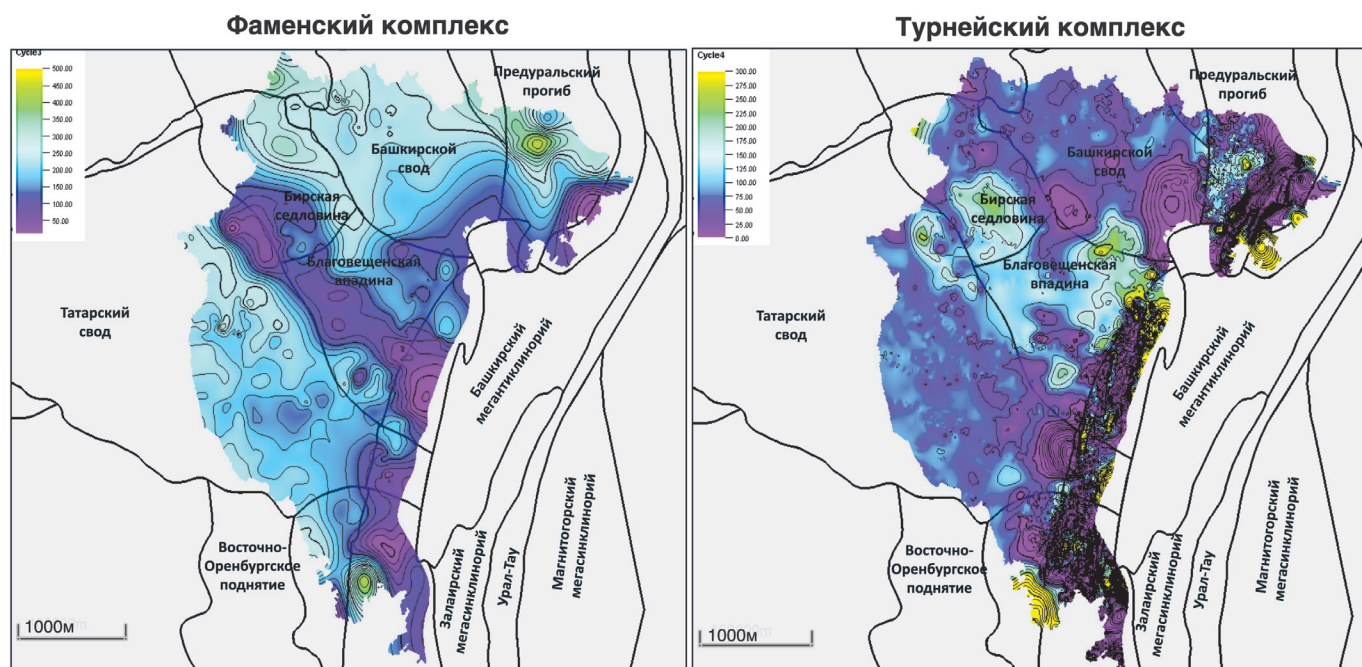


Рис. 7. Карты мощностей отложений фаменского (цикл 3) и турнейского (цикл 4) комплексов отложений

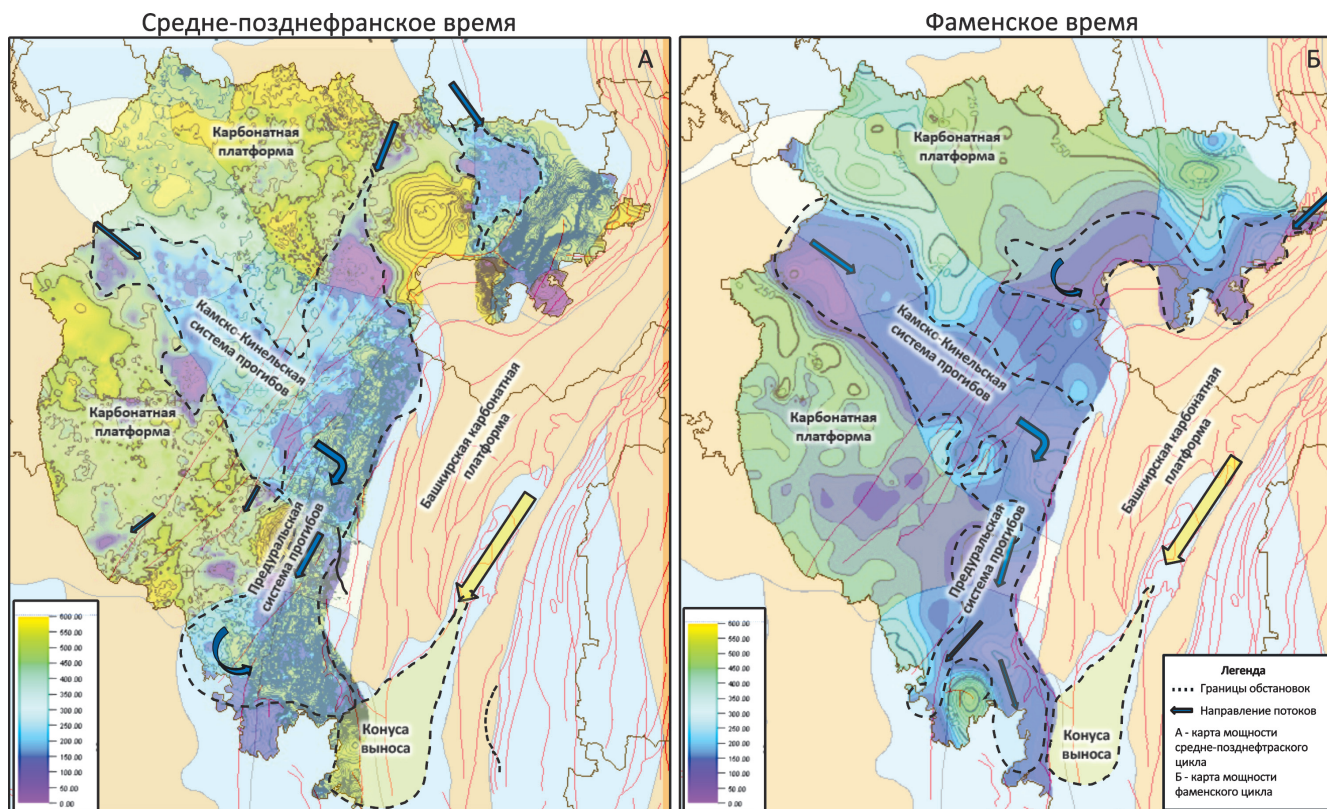


Рис. 8. Обстановки осадконакопления в средне-позднефранское время и фаменское время

мощными пачками карбонатных пород, сформированных за счет активного роста биогермных построек. Для этого типа разреза характерна максимальная толщина пачек – до 150, изредка более.

В разрезах склонов отмечается более частое переслаивание карбонатных и карбонатно-кремнистых интервалов, и появляются клиноформные структуры, в которых отмечается наличие как глинисто-кремнистых интервалов, так и глинисто-карбонатных.

Нефтепроявления ВУФ в центральной части Волго-Уральского бассейна

На изучаемой территории доманикоидная ВУФ вскрыта бурением и хорошо изучена. Об этом свидетельствует объем работ по опробованию и испытанию более 60 скважин. Получены результаты, в которых чаще всего дебиты составляют от первых единиц до 10 т/сут, однако имеются и высокие дебиты со значениями более 100 т/сут, полученные на площадях Бельской депрессии (рис. 1) (Зайдельсон и др., 1990). Без стимуляции резервуара хорошие дебиты могут быть получены только в коллекторах с большой трещиноватостью или сильной локальной доломитизацией. Причем только редкие скважины дали в притоках долю воды.

Нужно также отметить, что было получено много опробований и с отрицательными результатами, вероятнее всего, по причине неправильного выбора интервала перфорации и отсутствия стимуляции пласта. Поэтому к результатам опробования нужно подходить очень аккуратно и детально рассматривать каждый случай отдельно. При всех многочисленных опробованиях нефтеносность франско-фаменских отложений установлена в Бельской впадине на Табынской и Архангельской площадях.

Нефтеносные породы представлены глинистыми доломитизированными, местами окремненными известняками и перекрыты аргиллитами. Карбонатная пачка характеризуется высокой трещиноватостью. Нефтенасыщенность связана с коллекторами трещиноватого типа.

В целом доказанная нефтеносность ВУФ на изучаемой территории связана с тремя основными типами резервуаров: глинисто-кремнисто-битуминозными породами средне-верхнефранского возраста, осветленными кремнисто-карбонатными породами верхнефранского возраста и карбонатно-кремнисто-битуминозными породами в пределах осевых частей некомпенсированных депрессий как ККСП, так и зоны Предуральских прогибов. Также установлены нефтепроявления, связанные с биогенными фациями в комплексах бортовых зон верхнефранско-фаменского возраста.

Испытаниями скважин доказано, что в пределах доманикоидной ВУФ присутствуют подвижные углеводороды, которые возможно извлечь с применением современных подходов стимуляции резервуара (Shaw et al., 2021).

Заключение

Строение и перспективы нефтегазоносности доманикоидной высокоуглеродистой формации центральной части Волго-Уральского бассейна определяются палеоструктурным планом и количеством интервалов с высоким содержанием органического вещества. На территории района работ выделены три крупные палеогеографические зоны: зона относительно глубоководных впадин, занимающих прогибы Камско-Кинельской системы позднедевонского времени и прогибы передовой части Уральской системы, зона склонов поднятий Татарского и Башкирского сводов и мелководно-морской

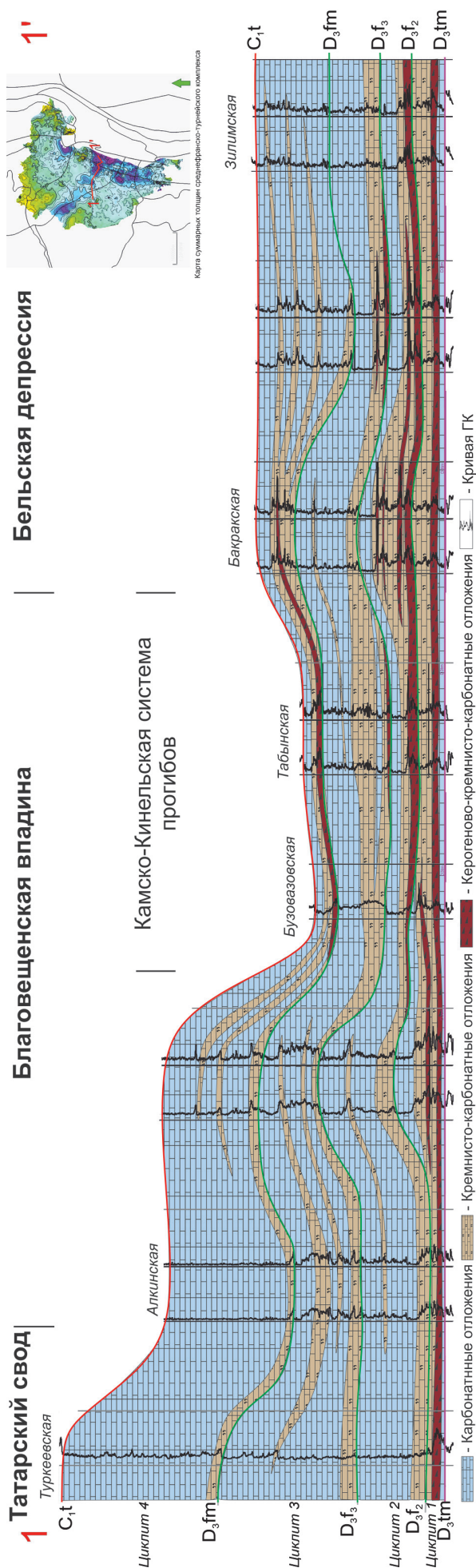


Рис. 9. Принципиальный разрез строения верхнедевонской высокоуглеродистой формации

шельф с многочисленными биогермными постройками, занимавший сводовые части поднятий.

Структурно-фациальные зоны позднедевонского времени различаются не только распределением мощности отложений ВУФ, но и характером распределения интервалов разреза, обогащенных органическим веществом. Разрезы относительно глубоководных впадин, с некомпенсированным осадконакоплением, максимально богаты интервалами разреза с высоким содержанием органического вещества, которые накапливались на протяжении всего позднедевонского цикла осадконакопления. Разрезы мелководно-морского шельфа и впадин, с компенсированным осадконакоплением, содержат максимальное количество карбонатного материала. Тонкие прослои карбонатно-кремнистых интервалов разреза характерны только для основания циклита и разделены друг от друга мощными пачками карбонатных пород. В разрезах склонов отмечается более частое переслаивание карбонатных и карбонатно-кремнистых интервалов, и появляются клиноформные структуры, в которых отмечается наличие как глинисто-кремнистых интервалов, так и глинисто-карбонатных.

Доказанная нефтеносность ВУФ на изучаемой территории связана с тремя основными типами резервуаров: глинисто-кремнисто-битуминозными породами средневерхнефранского возраста, осветленными кремнисто-карбонатными породами верхнефранского возраста и карбонатно-кремнисто-битуминозными породами в пределах осевых частей некомпенсированных депрессий как ККСП, так и зоны Предуральских прогибов. Установлены нефтепроявления, связанные с биогенными фациями в комплексах бортовых зон верхнефранско-фаменского возраста.

Литература

Беляева Н.В. (2000). Модель седиментации франско-турнейских отложений на северо-востоке европейской платформы. *Дисс. доктора геол.-мин. наук.*

Варламов А.И., Мельников П.Н., Пороскуп В.И., Фортунатова Н.К., Петерилье 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.

Завьялова А.П., Ступакова А.В. (2021). Перспективы нефтегазоносности доманикоидной высокоуглеродистой формации Муханово-Ероховского прогиба. *Нефтяное хозяйство*, 1169, с. 34–39. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-3-34-39>

Завьялова А.П., Чупахина В.В., Ступакова А.В., Гатовский Ю.А., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Сусллова А.А., Большакова М.А., Санникова И.А., Калмыков А.Г. (2018). Сравнение разрезов доманиковых отложений Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов в местах их естественного выхода на дневную поверхность. *Вестник Московского Университета. Серия 4. Геология*, с. 57–73. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2018-6-57-73>

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

Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В. и др. (2013). Доманиковые отложения Тимано-печорского и Волго-Уральского бассейнов. *Геология нефти и газа*, 3, с. 76–87.

Радченко К.А., Коробова Н.И., Большакова М.А., Ступакова А.В., Завьялова А.П., Чупахина В.В. (2019). Литолого-геохимическая характеристика естественных выходов доманиковых отложений в районах Предуральского краевого прогиба Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, 4, с. 28–33. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2019-4-28-33>

Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И. и др. (2017). Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности. *Георесурсы*, с. 112–124. <http://doi.org/10.18599/grs.19.12>

Shaw Kevin, Randolph Theodore, Anthony William, Harkrider John D., Gendelman Igor. (2021). Delineating the Multi-Stacked Domanik Play in the Volga-Urals Basin, Russia. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2118/206407-MS>

Сведения об авторах

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

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геол.-мин. наук, профессор, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Анна Петровна Завьялова – кандидат геол.-мин. наук, инженер, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Виталия Валерьевна Чупахина – сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Анна Анатольевна Сулова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Кристина Андреевна Радченко – сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 16.03.2022;

Принята к публикации 04.05.2022;

Опубликована 16.05.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Geological structure and oil and gas potential of Domanik deposits in the central part of the Volga-Ural oil and gas basin

*M. Yu. Karpushin**, *A. V. Stoupakova*, *A. P. Zavyalova*, *A. A. Suslova*, *V. V. Chupakhina*, *K. A. Radchenko*

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: *Mikhail Yu. Karpushin*, e-mail: m.karpushin@oilmsu.ru

Abstract. The paper describes the structure and depositional conditions of a domanicoid high-carbon formation (HCF) in the central part of the Volga-Ural oil and gas basin. The structure of the HCF depends on the structural relatedness and paleogeographic conditions of the Late Devonian period, where the time of maximum sea level standing within the basin led to deposition of high organic carbon content intervals. The structural-facies zonation of the HCF distribution area is associated with the zone of relatively deep-water depressions, the zone of slopes, highs and the shallow water shelf with numerous bioherm buildups. The boundaries of the zones were determined by the position of large structural elements of the Tatar and Bashkir arches and depressions of the Kama-Kinel system of troughs. These zones differ not only in the distribution of the thickness of HCF deposits, but also in the nature of the distribution of intervals of the section enriched in organic matter. The maximum number of interlayers enriched by organic matter of the siliceous-carbonate rocks is observed in the section of the Frasnian and Famennian deposits within the central part of the Kama-Kinel system of troughs. Numerous of oil shows from the HCF intervals indicate the potential for further study and spotting of promising areas for hard-to-recover hydrocarbon reserves exploration.

Keywords: domanicoid high-carbon formation, Volga-Ural oil and gas basin, unconventional reservoir, geological structure, formation model

Recommended citation: Karpushin M. Yu., Stoupakova A. V., Zavyalova A. P., Suslova A. A., Chupakhina V. V., Radchenko K. A. (2022). Geological structure and oil and gas potential of Domanik deposits in the central part of the Volga-Ural oil and gas basin. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 129–138. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.13>

References

Belyaeva N. V. (2000). Sedimentation model of the Frasnian-Tournaisian deposits in the northeast of the European platform. *Dr. geol. and min. sci. diss.* (In Russ.)

Kiryukhina T. A., Fadeeva N. P., Stoupakova A. V. et al. (2013). Domanik deposits of the Timan-Pechora and Volga-Ural basins. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 3, pp. 76–87. (In Russ.)

Radchenko K. A., Korobova N. I., Bolshakova M. A., Stoupakova A. V., Zavyalovova A. P., Chupakhina V. V. (2019). Lithological-geochemical characteristics of natural outcrops of the Domani sediments in the areas of the Pre-Urals regional trough of the Volga-Ural oil and gas basin. *Bulletin of Moscow University. Series 4. Geology*, 4, pp. 28–33. (In Russ.) <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2019-4-28-33>

Stoupakova A. V., Kalmykov G. A., Korobova N. I. et al. (2017). Domanic deposits of the Volga-Ural basin – types of section, formation conditions and prospects of oil and gas potential. *Georesursy = Georesources*, pp. 112–124. (In Russ.) <http://doi.org/10.18599/grs.19.12>

Shaw Kevin, Randolph Theodore, Anthony William, Harkrider John D., Gendelman Igor. (2021). Delineating the Multi-Stacked Domanik Play in the Volga-Urals Basin, Russia. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2118/206407-MS>

Varlamov A. I., Melnikov P. N., Poroskun V. I., Fortunatova N. K., Petersilie V. I., Iutina M. M., Dakhnova M. V., Vichenovsky M. Yu., 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. *Geologiya nefi i gaza = 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., Stoupakova A.V. (2021). Oil and gas potential of the domanicoid 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>

Zavyalova A.P., Chupakhina V.V., Stoupakova A.V., Gatovsky Yu.A., Kalmykov G.A., Korobova N.I., Suslova A.A., Bolshakova M.A., Sannikova I. A., Kalmykov A.G. (2018). Comparison of sections of Domanic deposits of the Volga-Ural and Timan-Pechora basins in the places of their natural exposure to the day surface. *Bulletin of Moscow University. Series 4. Geology*, 6, pp. 57–73. (In Russ.) <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2018-6-57-73>

About the Authors

Mikhail Yu. Karpushin – Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Antonina V. Stoupakova – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna P. Zavyalova – PhD (Geology and Mineralogy), Engineer, Petroleum Geology Department
Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Vitalia V. Chupakhina – Engineer, Petroleum Geology Department
Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna A. Suslova – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department
Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

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

Manuscript received 16 March 2022;

Accepted 4 May 2022;

Published 16 May 2022