

ДОМАНИКОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО БАССЕЙНА – ТИПЫ РАЗРЕЗА, УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

*А.В. Ступакова, Г.А. Калмыков, Н.И. Коробова, Н.П. Фадеева, Ю.А. Гатовский,
А.А. Сулова, Р.С. Сауткин, Н.В. Пронина, М.А. Большакова, А.П. Завьялова,
В.В. Чупахина, Н.Н. Петракова, А.А. Мифтахова*
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Доманиковые отложения Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна – это высокоуглеродистая тонкослоистая формация, способная как производить углеводороды собственными нефтегазоматеринскими толщами, так и концентрировать их в отдельных пластах и зонах, выполняющих роль резервуара (Ступакова и др., 2015). Формирование доманиковых отложений происходило в относительно глубоководном бассейне, в процессе заполнения которого осадочным материалом возникало разнообразие обстановок осадконакопления от относительно глубоководных морских до мелководно-морских. Особенность условий образования высокоуглеродистых формаций заключается в повышенном содержании органического вещества, карбонатного материала и свободного кремнезема, источником которого могли служить гидротермы или вулканогенные продукты, создавая особый газовый режим атмосферы Земли в позднедевонское время. Оценка генерационного потенциала доманиковой формации показала, что кремнисто-карбонатные и карбонатно-кремнистые породы, обогащенные морским водорослевым органическим веществом, обладают высоким потенциалом. Наибольшими перспективами нефтеносности обладают прогибы, сформировавшиеся на месте авлакогенов и их склоны, где практически в течение всего позднедевонско-турнейского времени формировались отложения, богатые органическим веществом. Высокими перспективами обладают разрезы склонов поднятий или бортов рифовых тел. Такие разрезы распространены на бортах впадин некомпенсированного погружения и нижних частях склонов прилегающих к ним поднятий. В доманикоидных отложениях, в разрезе которых преобладает карбонатный материал, высокоуглеродистые интервалы развивались вдоль биогермных построек.

Ключевые слова: Доманик, Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн, условия осадконакопления высокоуглеродистых формаций

DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.12>

Для цитирования: Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Фадеева Н.П., Гатовский Ю.А., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Пронина Н.В., Большакова М.А., Завьялова А.П., Чупахина В.В., Петракова Н.Н., Мифтахова А.А. Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности. *Георесурсы*. 2017. Спецвыпуск. Ч. 1. С. 112-124. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.12>

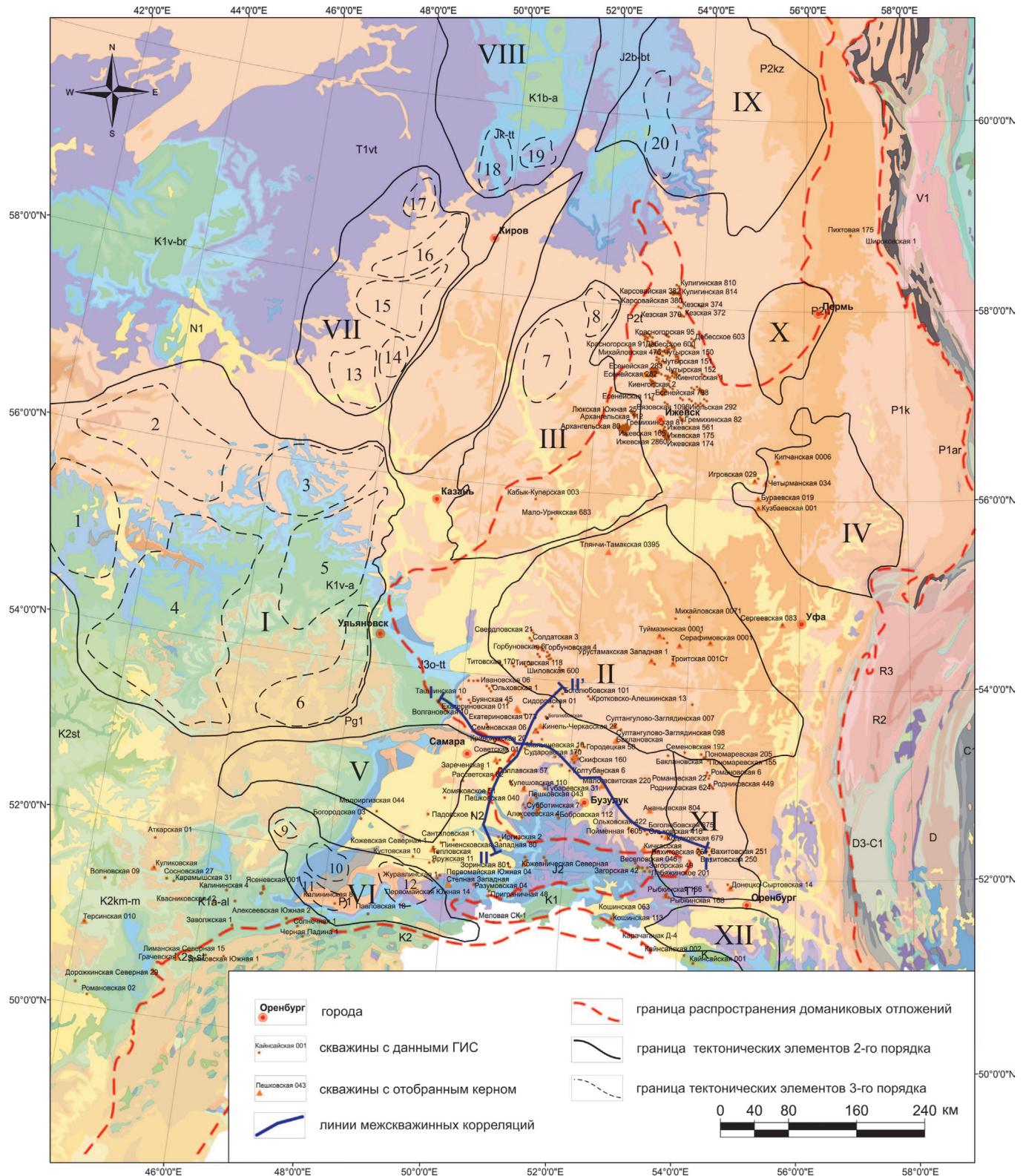
Доманиковые отложения Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна – это тонкослоистая карбонатно-кремнистая формация с повышенным содержанием органического вещества, способная как производить углеводороды собственными нефтегазоматеринскими толщами, так и концентрировать их в отдельных пластах и зонах, выполняющих роль резервуара. Отложения верхнего девона залегают повсеместно как на выступах кристаллического фундамента, так и на подстилающих среднедевонских и рифейских толщах авлакогенов и мелких грабенов (Рис. 1).

Наиболее широко распространенный интервал разреза высокоуглеродистых отложений связывается с доманиковым горизонтом семилукского возраста (среднефранский ярус верхнего девона). Тем не менее, чередование трансгрессивных и регрессивных серий осадконакопления в бассейне позволяет выделять интервалы разреза с повышенным содержанием ОВ вплоть до нижнетурнейского яруса. Несмотря на то, что область распространения в бассейне высокоуглеродистых интервалов вверх по разрезу сокращается, в определенных структурных зонах все породы от семилукского горизонта до нижнетурнейского яруса нижнего карбона рассматриваются как высокоуглеродистые

доманикоидные отложения или как единая «доманиковая толща». Доманиковая толща представлена частым чередованием пород разного минерального состава и содержит выдержанные интервалы разреза с высоким содержанием углеводородов, как в свободном состоянии, так и в матрице породы (Рис. 2).

Условия осадконакопления доманиковых отложений

Высокоуглеродистые формации накапливались в периоды нескольких пиков морской трансгрессии в истории развития Земли в морском бассейне глубиной 100-300 м в условиях иловых впадин и нормального газового режима. Преимущественное отсутствие сероводородного заражения придонных вод обосновывается широким распространением остатков сидячего бентоса (пелициподы, замковые брахиоподы) и нектоннобентических головоногих (гониагитов), чувствительных к недостатку кислорода. Тем не менее, геохимические исследования показывают, что периодически возникали условия сероводородного заражения, так как в ряде образцов обнаружены производные изорениератена – биомаркера сероводородного заражения фотического слоя.



Границы крупных тектонических элементов: I - Токмовский свод, II - Южно-Татарский свод, III - Северо-Татарский свод, IV - Башкирский свод, V - Жигулевский свод, VI - Пугачевский свод, VII - Котельничский погребенный свод, VIII - Сыктывкарский огребенный свод, IX - Камский свод, X - Пермский свод, XI - Восточно-Оренбургское валообразное поднятие, XII - Соль-Илецкий Выступ. Границы средних тектонических элементов: 1 - Темниковская вершина, 2 - Нижегородская вершина, 3 - Сундырская вершина, 4 - Токмовская вершина, 5 - Канашская вершина, 6 - Ульяновская вершина, 7 - Ломикский купол, 8 - Ярский купол, 9 - Терешкинская вершина, 10 - Балаковская вершина, 11 - Марьевская вершина, 12 - Клиновская вершина, 13 - Санчурский выступ, 14 - Яранский выступ, 15 - Парфеновский выступ, 16 - Котельничский выступ, 17 - Даровский выступ, 18 - Летниковский выступ, 19 - Синегорский выступ, 20 - Лойнинский выступ.

Рис. 1. Геологическая карта Волго-Уральского бассейна (по материалам ВСЕГЕИ, 2008)

Геохимическая среда осадконакопления представляла собой окислительно-восстановительные обстановки ($Pr/Ph=0,11 \div 0,88 - 1,57 \div 2,24$). В результате сформировались кремнисто-карбонатные или карбонатно-кремнистые отложения с содержанием $C_{орг} > 5\%$ как

в относительно глубоководных, так и в мелководных условиях. Соотношение $DBT/P - Pr/Ph$ в органическом веществе указывает на области накопления мелководных карбонатно-глинистых осадков. Формирование разреза начинается в условиях быстрой морской трансгрессии и

максимально высокого стояния уровня моря, когда формируются отложения с темной окраской, наличием в них значительного количества органики, сильной пиритизацией, окремнением и своеобразным комплексом морской фауны, местами породообразующей. Толщина интервала с максимально высоким содержанием обычно не превышает 20-40 м, лишь в единичных случаях возрастая до 60-80 м.

В процессе заполнения относительно глубоководного бассейна осадочным материалом возникало разнообразие обстановок осадконакопления при сохранении условий относительного погружения. В это время осадки накапливались в нескольких фациальных зонах. Среди них могут быть выделены внутришельфовые впадины, склоны и

зоны мелководно-морского шельфа (Рис. 2). В этих зонах происходило формирование различных типов разрезов с различными фильтрационно-емкостными свойствами. Относительно глубоководные обстановки внутришельфовых впадин унаследовано господствовали на месте древних авлакогенов. Мелководно-морские условия преобладали на древних выступах фундамента.

Состав и типы разрезов доманиковой формации

Доманиковая толща представлена кремнисто-карбонатными породами (Рис. 3). Сумма карбонатных минералов преобладает, и их состав изменяется в зависимости

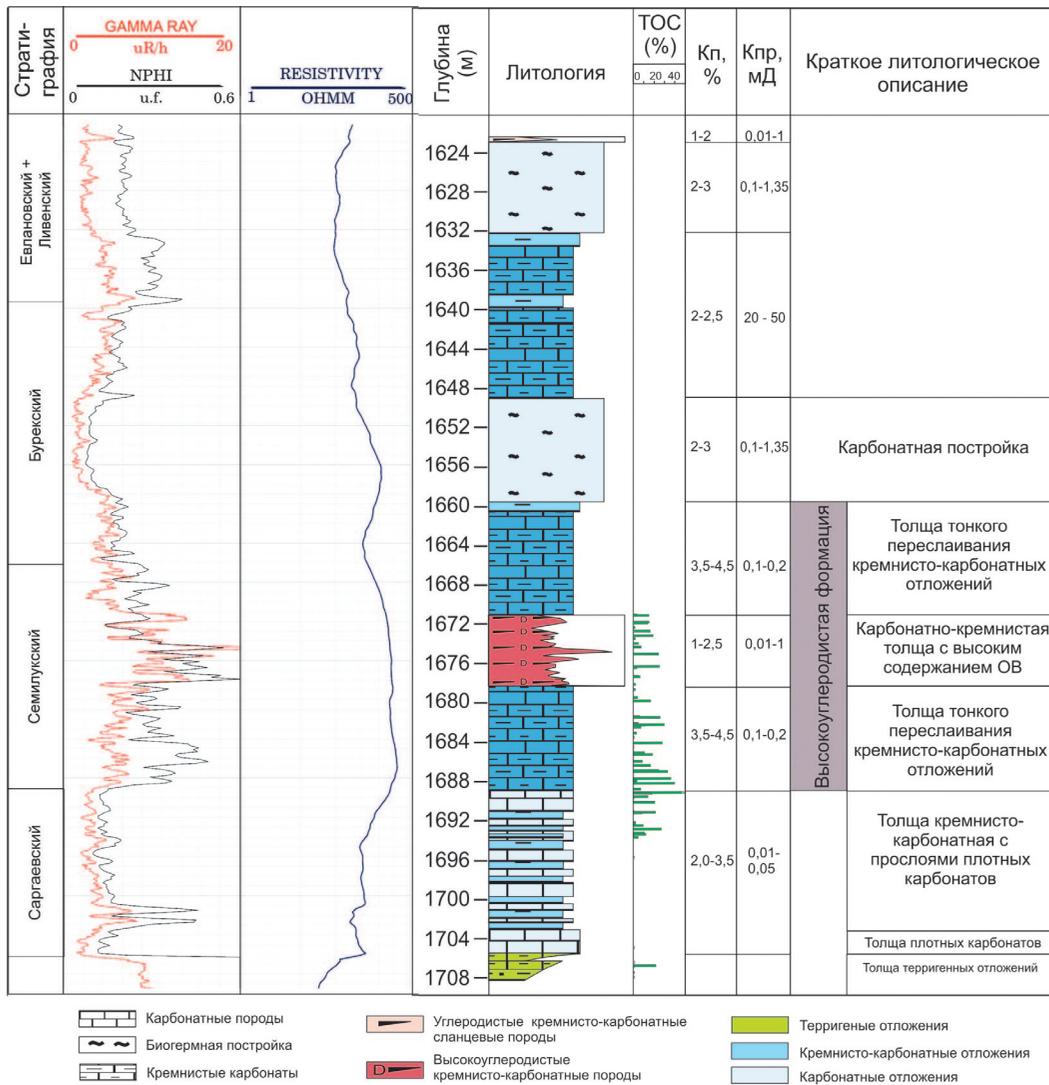


Рис. 2. Принципиальное строение разреза высокоуглеродистой доманиковой формации Волго-Уральского бассейна (идеализированный разрез Волго-Уральского бассейна)

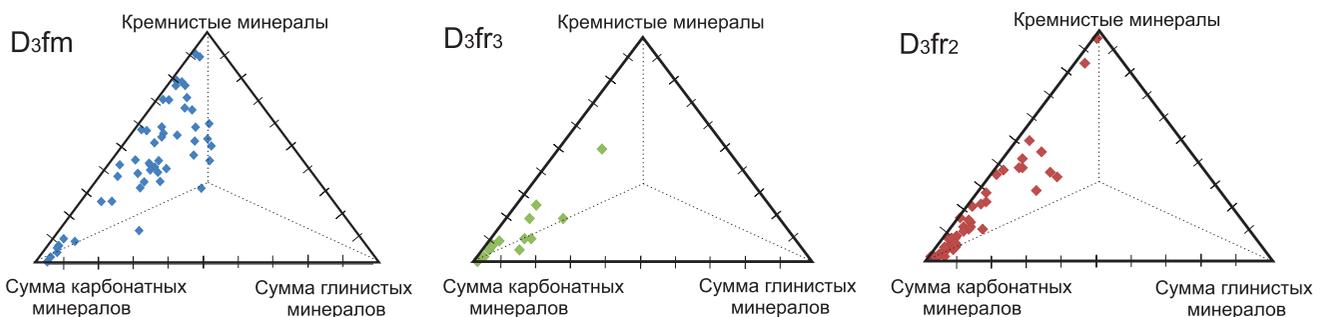


Рис. 3. Треугольники с распределением состава средне-верхнефранского и фаменского интервалов разреза

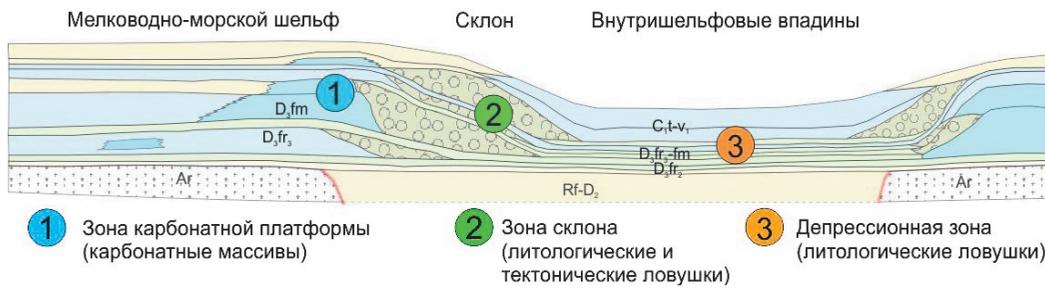


Рис. 4. Типы разрезов и условия формирования формации доманикоидов в позднедевонско-раннекаменноугольное время (Ступакова и др., 2015)

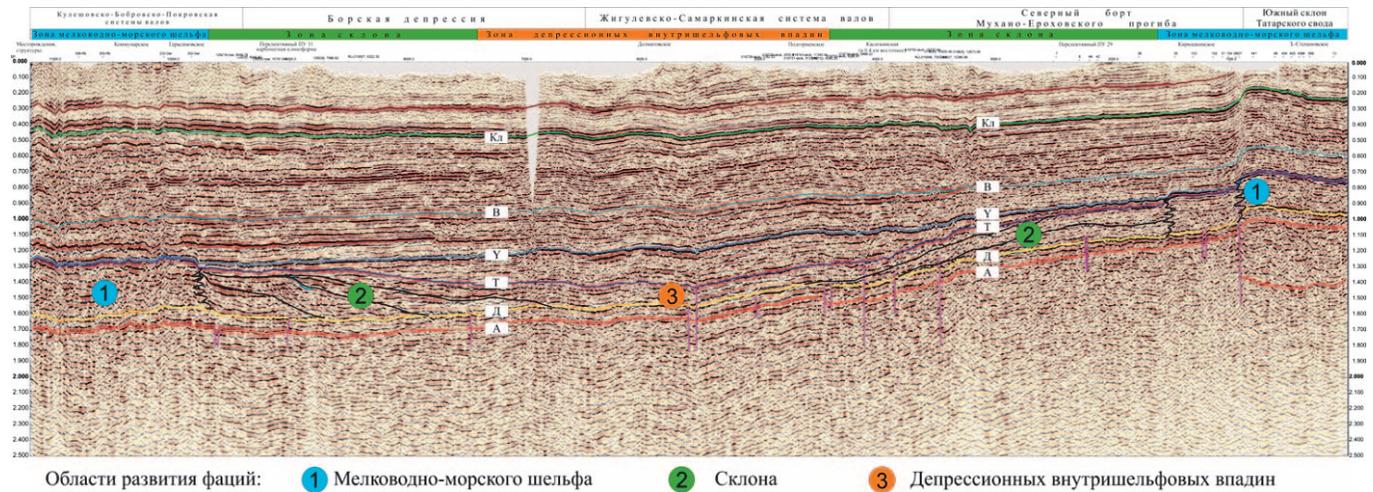


Рис. 5. Временной сейсмический профиль по линии RU211003 (по данным ОАО Удмуртгеофизика, 2013 с изменениями)

от содержания кремнистой составляющей. Глинистые минералы в разрезе практически отсутствуют и их содержание не превышает обычно 1-2%.

В строении разрезов участвуют различные типы известняков и высокоуглеродистые кремнисто-карбонатные и карбонатно-кремнистые породы смешанного состава, которые часто формируют тонкие чередования разностей. Каждый тип сложен определенными последовательностями пород, часто формирующими циклические чередования, а также парагенетические ассоциации. По соотношению этих типов пород в разрезах скважин можно выделить

следующие генетические типы отложений: разрезы относительно глубоководных впадин, разрезы склонов поднятий или бортов «рифовых» тел и разрезы мелководно-морского шельфа и впадин, с компенсированным осадконакоплением (Рис. 4, 5, 6).

Разрезы относительно глубоководных впадин, некомпенсированных осадконакоплением. Эти отложения аналогичны тем, которые накапливались на пике трансгрессии морского бассейна и область их распространения ограничена той частью впадины, в которой еще не началось активное осадконакопление. Разрез часто представлен циклическим и неравномерным чередованием тонко-слоистых ритмов керогеново-карбонатно-кремнистого и керогеново-кремнисто-карбонатного состава, а также тентакулитовых известняков (пак-грейнстоунов) (Рис. 7).

Разрезы склонов поднятий или бортов «рифовых» тел. Такие разрезы распространены на бортах впадин некомпенсированного погружения и нижних частях склонов прилегающих к ним поднятий. В доманикоидных отложениях, где в разрезе преобладает карбонатный материал, высокоуглеродистые интервалы разреза развивались вдоль биогермных построек. В основном разрез представлен пачками чередования известняков (мадстоунов и вакстоунов) с прослоями обломочных разностей и высокоуглеродистых кремнистых пород (Рис. 8).

Разрезы мелководно-морского шельфа и впадин, с компенсированным осадконакоплением. В этих условиях сокращается содержание органического вещества, но слоистый характер толщи свидетельствует о преобладании тонкого материала в бассейне осадконакопления. Для этого типа разреза характерна максимальная толщина пачек – до 150 метров, изредка более. По керновым данным

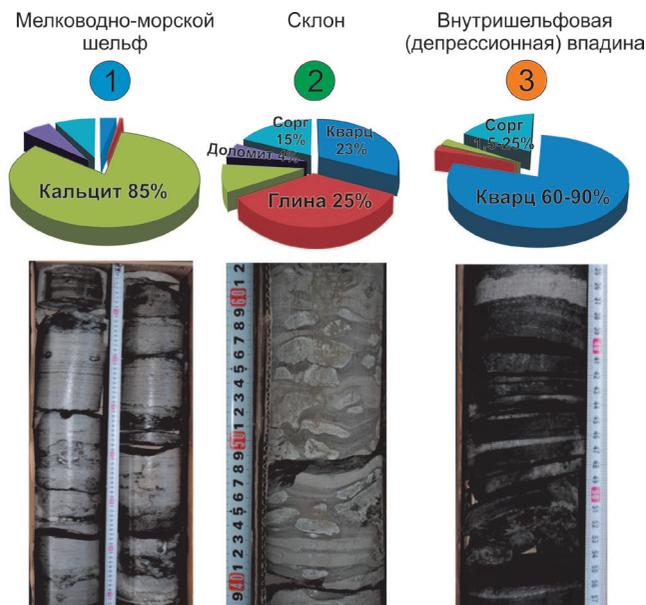
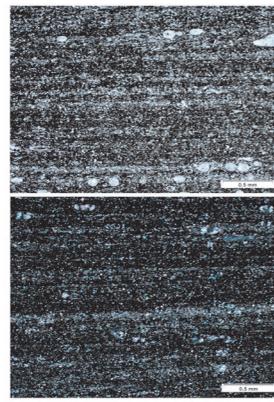
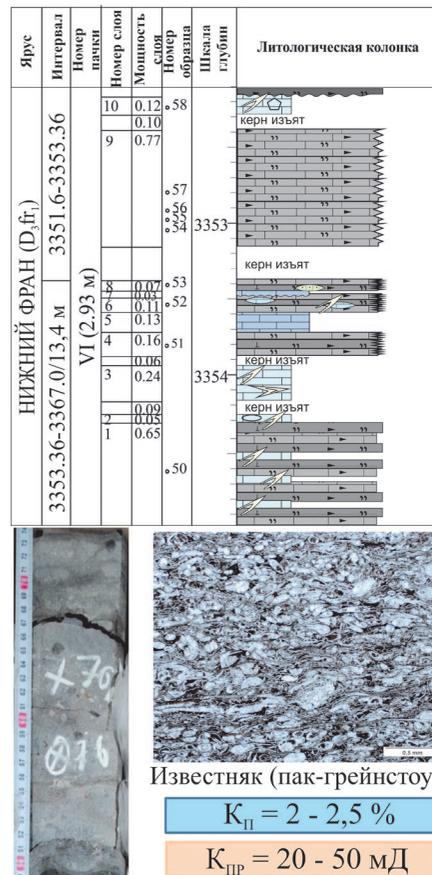


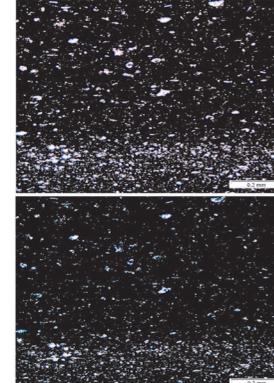
Рис. 6. Типы разрезов и состав отложений позднедевонско-раннекаменноугольного времени



$K_{II} = 2-2,5\%$

$K_{II} = 0,01 - 0,02 \text{ мД}$

Керогеново-кремнисто-карбонатная порода



$K_{II} = 2-3\%$

$K_{II} = 0,01 - 1,35 \text{ мД}$

Керогеново-карбонатно-кремнистая порода



Рис. 7. Отложения относительно глубоководных внутришельфовых впадин

описанных скважин в разрезе преобладают известняки (вакстоуны), интенсивно биотурбированные, и известняки (пакстоуны), часто содержащие биокласты одиночных кораллов. Отмечаются также водорослевые известняки (баундстоуны) (Рис. 9).

Изучение литологических процессов и вторичных изменений пород проводилось с целью выяснения процессов и факторов, влияющих на коллекторские свойства пород. Необходимо сразу отметить, что карбонатные и кремневые породы, слагающие разрез высокоуглеродистой формации, не являются индикаторами стадий литогенеза (как, например, глинистые минералы или обломочные породы). Происходит это по многим причинам: карбонаты легко поддаются процессам растворения, преобразованиям, которые инициируются любыми изменениями концентрации углекислоты, или изменениями других химических свойств растворов. Тем не менее, постседиментационные минерально-структурные ассоциации показывают те процессы, которым подвергались породы в период нахождения на разных стадиях литогенеза.

Многочисленные литогенетические изменения и вторичные преобразования изучаемых пород можно объединить в несколько групп по преобладающему процессу, отвечающему за их формирование. Наиболее

распространенные литологические процессы связаны с аутигенным минералообразованием.

Аутигенное минералообразование проявлено во всех литотипах и связано с образованием окислов железа, пирита, микроконкреций коллофана, цемента в арени-товых разностях. Также широко распространены метасоматические процессы, которые приводят к замещению горной породы с изменением химического состава в твердотельном состоянии. Метасоматические процессы совершаются посредством взаимодействия минералов породы с флюидом, заполняющим поры. Продуктами метасоматоза в изученных отложениях является доломитизация известняков, вплоть до полного их замещения, а также доломитизация других литотипов; и развитие псевдоморфоз пирита по биокластам. Кроме того отмечаются процессы кристаллизации/перекристаллизации, которые приводят к кристаллизации аморфного седиментогенного опала кремневых минералов с полукристаллическими структурами. Отмечены также процессы растворения, которые приводят к формированию каверн. Для доманиковой толщи характерно образование трещин с последующим аутигенным минералообразованием. Этот процесс очень распространенный и часто связан с миграцией флюидов.

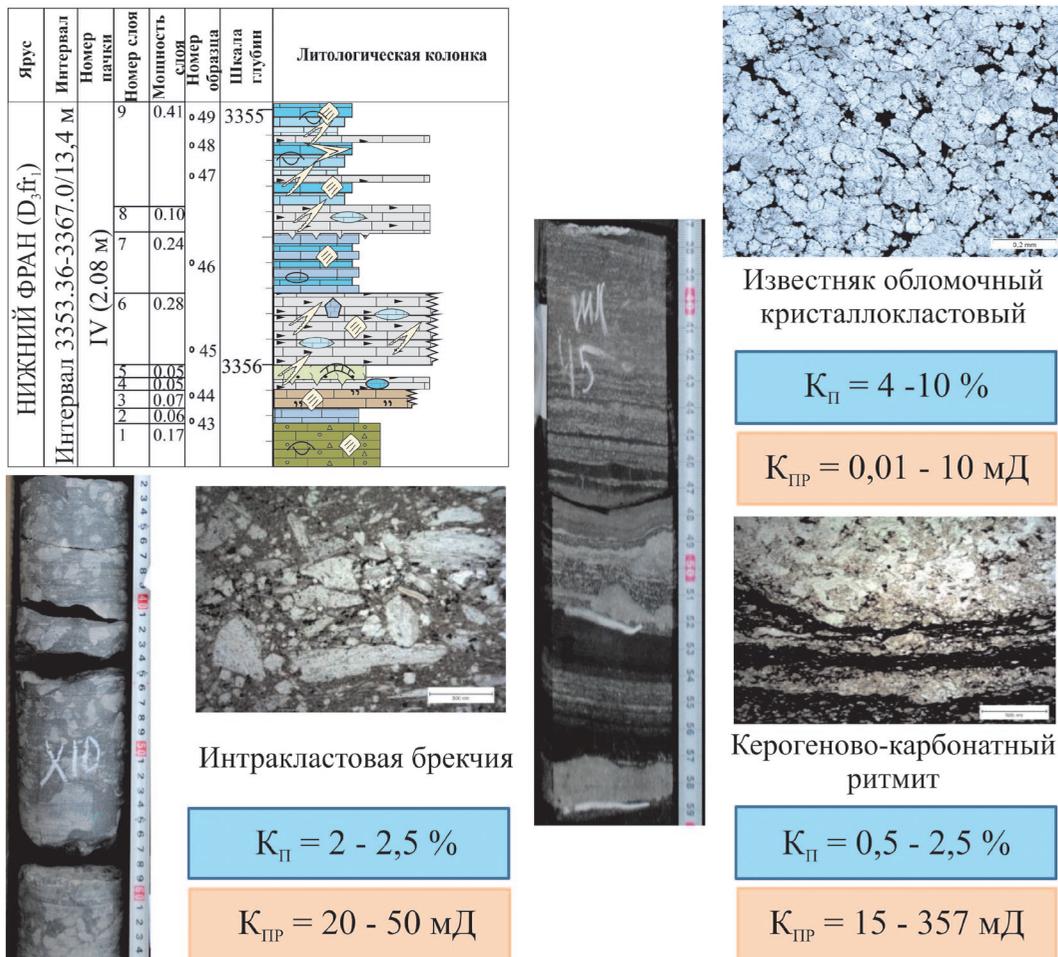


Рис. 8. Отложения склонов внутришельфовых впадин (условные обозначения на Рис. 7)

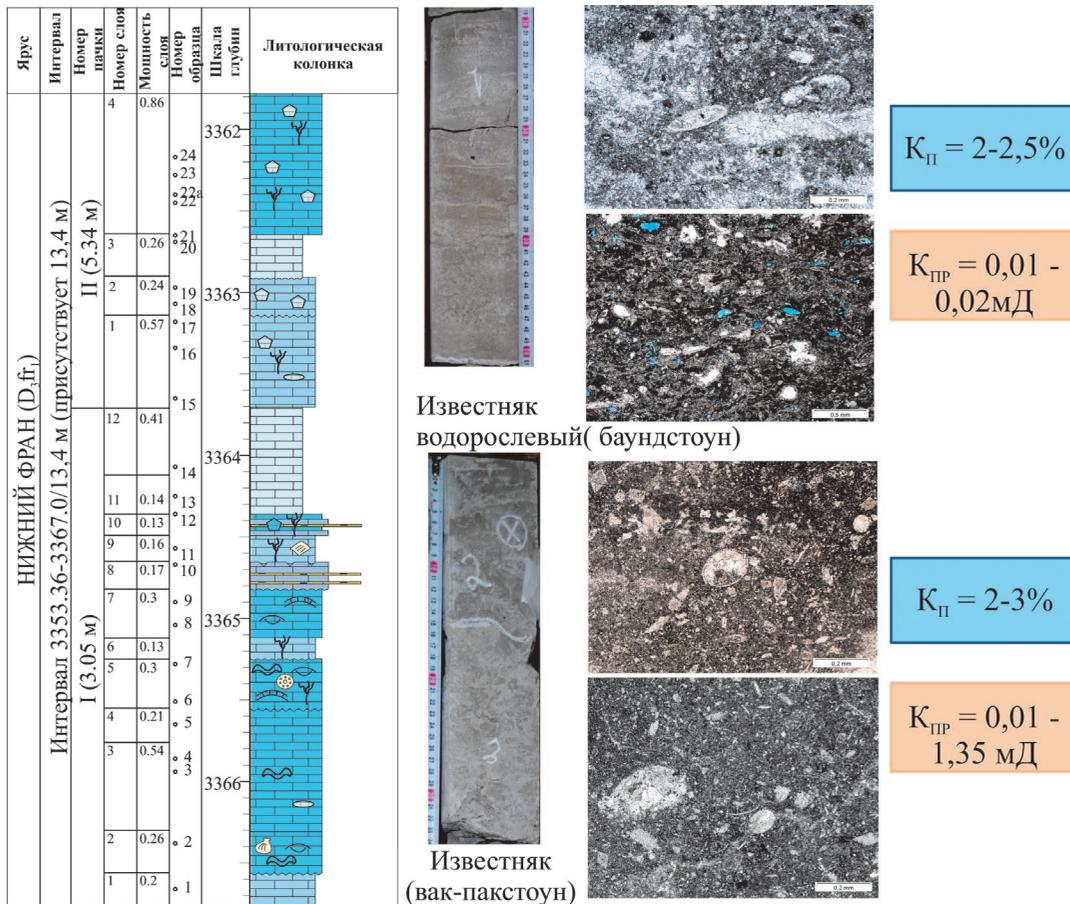


Рис. 9. Отложения мелководного шельфа (условные обозначения на Рис. 7)

Таким образом, улучшение ФЕС изученных пород связано с процессами растворения (растворение раковинного материала, образование микроциллитов и пустот выщелачивания) и образования трещин. Процессы перекристаллизации способствуют отжиманию и перераспределению флюида. Ниже приводится характеристика вторичных минерально-структурных парагенезов по конкретным литотипам отложений.

В результате взаимодействия сложных литологических процессов формируются сложнопостроенные коллектора трещинно-порового, трещинно-каверново-порового, порово-трещинного типов (Рис. 10). Преобладание таких типов коллекторов определяется условиями осадконакопления и генетическими типами пород, фильтрационно-емкостные свойства которых изначально были очень низкими. Появление полезной емкости в таких породах определяется постседиментационными процессами.

Следует отметить, что большинство выделенных типов коллекторов здесь характеризуется затрудненным движением (перемещением) флюидов (Табл. 1).

Расчленение доманикоидного разреза по коротажу

Наибольшие мощности высокоуглеродистой формации (ВУФ) приурочены к центральным частям прогибов, несмотря на то, что общая мощность среднефранско-турнейских отложений может быть практически одинакова (Рис. 10). В направлении к периферии впадин мощность толщ с высоким содержанием ОВ и количество высококоррадиоактивных пачек в них уменьшается, но увеличивается мощность карбонатных интервалов разреза. На бортах впадин часто присутствует только доманиковый (семи-лукский) горизонт, перекрытый карбонатными толщами франско-турнейского возраста.

Шельф карбонатной платформ	Свободный	Поровый, трещинно-поровый	Известняки (вакстоуны)	Кп = 2 - 3% Кпр = 0.10 - 1.35 мД	Межкристаллические поры, иногда межкристаллические и внуриформенные, сообщаемость которых определяется наличием трещин
			Известняки водорослевые (баундстоуны)	Кп = 2 - 2.5% Кпр = 0.01 - 0.02 мД	Внутриформенные поры и межкристаллические в участках перекристаллизации
Внутришельфовые впадины	Затрудненный	Каверново-поровый	Тонкое чередование керогеново-карбонатных, керогеново-карбонатно-кремнистых пород и известняков тентакулитовых	Кп = 3.5 - 4.5% Кпр = 0.1 - 0.2 мД	Поры и микрокаверны, связанные с участками перекристаллизации кремнистого вещества с формированием микрокаверн (пористость "керогена")
		Трещинно-каверново-поровый	Чередование керогеново-карбонатных пород и известняков тентакулитовых (пак-грейнстоунов)	Кп = 3.5 - 4.0% Кпр = 1.0 - 1.5 мД	Полезная емкость определяется наличием вторичных пустот и микрокаверн выщелачивания, сообщаемость которых обеспечивается трещинами
		Трещинно-поровый	Керогеново-карбонатно-кремнистые с переменным содержанием компонентов	Кп = 1.0 - 2.5% Кпр = 0.01 - 1.00 мД	Полезная емкость определяется наличием вторичных пустот выщелачивания, сообщаемость которых обеспечивается трещинами
			Чередование керогеново-кремнисто-карбонатных, керогеново-кремнистых пород и известняков тентакулитовых (пак-грейнстоунов)	Кп = 2.0 - 3.5% Кпр = 0.01 - 0.05 мД	
Склон внутришельфовой впадины	Свободный	Трещинно-каверново-поровый	Вулканомиктово-карбонатно-кремнистые породы и ритмиты	Кп=4 - 10% Кпр=0.1 - 10.0 мД	Полезная емкость связана с участками перекристаллизации кремнистого вещества с формированием микрокаверн (пористость «керогена») и трещинами
		Порово-трещинный	Известняки тентакулитовые (пак-грейнстоуны)	Кп = 2.0 - 2.5% Кпр = 20 - 50 мД	Полезная емкость определяется наличием трещин, к которым приурочены редкие пустоты выщелачивания
		Трещинный	Керогеново-кремнисто-карбонатные и керогеново-карбонатно-кремнистые	Кп = 0.5 - 2.5% Кпр = 15 - 375 мД	Трещины определяют емкостные и фильтрационные свойства пород

Табл. 1. Модели коллекторов доманиковых отложений и их фильтрационно-емкостные свойства

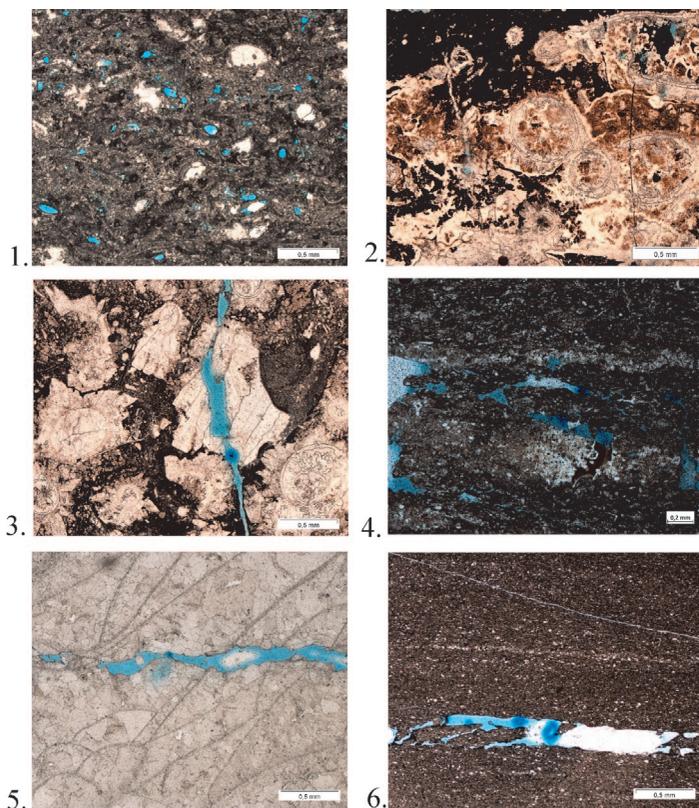


Рис. 10. Типы коллекторов доманиковых отложений: 1 – поровый тип коллектора в известняках вакстоун; 2 – каверно-поровый тип коллектора в керогено-карбонатной породе; 3 – трещино-каверново-поровый тип в керогено-карбонатной породе; 4 – трещино-поровый тип в керогено-карбонатно-кремнистом ритмите; 5 – порово-трещинный тип в известняке тентакулитовом; 6 – трещинный тип в глинисто-карбонатном ритмите

Разрезы скважин были разбиты на литофизические типы. Кровля терригенной части девона выделялась по верхней границе глинистой части разреза, которой соответствует низкое сопротивление, высокие показания гамма-каротажа (ГК), низкие значения нейтронного гамма-каротажа (НГК), значительно увеличенный диаметр скважины по данным кавернометрии. На глинистых отложениях везде залегают пачка карбонатов саргаевского горизонта, которой соответствует низкая радиоактивность, максимальные показания потенциал-зонда (ПЗ) и НГК. Карбонатная пачка не везде однородная, в некоторых скважинах интервал содержит глинистую примесь, что отражается в показаниях всех методов. Выше по высоким показаниям ГК и ПЗ выделялись высокоуглеродистые породы. Нижняя часть толщи с высоким содержанием ОВ представляет собой доманиковый горизонт, который отделяется от вышележащих пород хорошо прослеживаемой пачкой карбонатов мендымского возраста. Выше залегают мощные карбонатные толщи (Рис. 11).

Расчленение разреза проводилось в интервале с доманиковым типом отложений, который сложен почти полностью тремя типами пород: доманикиты, доманикоиды, известняки. Глинистые породы, выделяемые в нижней и верхней частях разреза, отличаются наличием каверн. Доманикитам и доманикоидам соответствует низкое сопротивление, низкие показания НГК и повышенные значения гамма-каротажа. Известняки характеризуются противоположными свойствами: отсутствием каверн, высокими значениями ГК и НГК, низкой радиоактивностью.

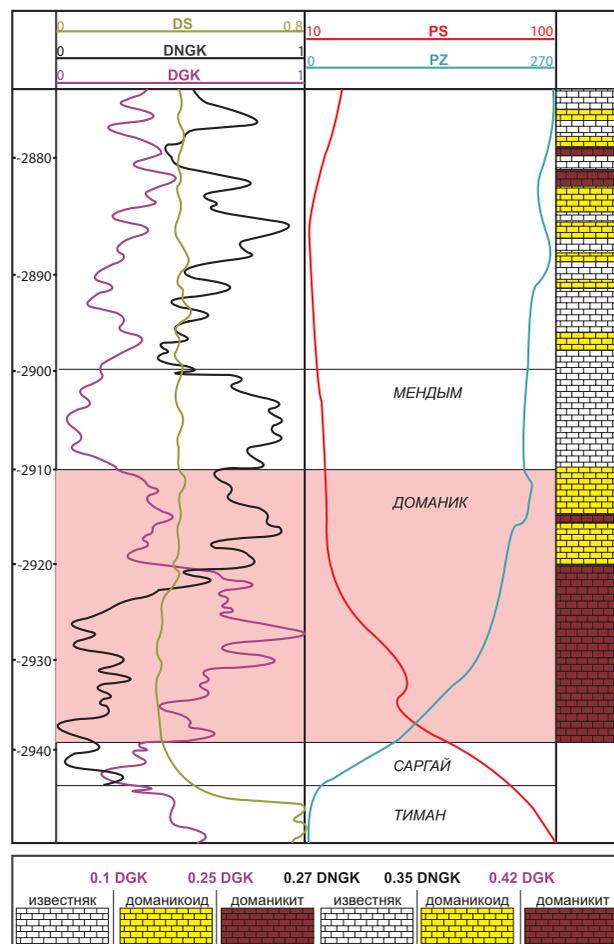


Рис. 11. Литофизические типы пород, выделяемые в разрезе отложений доманикового типа по ГИС

В скважинах с ограниченным комплексом ГИС пористые интервалы, заполненные нефтью (в интервалах ВУФ в поровом пространстве нет воды), отражаются высокими показаниями на кривых сопротивления и низкими – по нейтронному каротажу. Таким же образом указанные методы реагируют на наличие в породе керогена, с той лишь разницей, что водородный индекс керогена примерно на 30% ниже, чем нефти, поэтому при равных их количествах показания НГК будут ниже в интервале коллектора.

Отличить кероген от нефти по физическим свойствам можно при помощи кривой радиоактивности, она имеет высокие показания в первом случае и низкие во втором. Логично предположить что, если на планшете подобрать такие масштабы кривых ГК и перевернутой НГК таким образом, чтобы эти кривые совпали на большей части разреза, в местах, где ГК уменьшится, а количество водорода останется примерно на том же уровне (то есть кривые разойдутся), можно ожидать наличие коллектора.

Пример зависимости приведен на рисунке (Рис. 13). Точки коллекторов выбиваются из общей зависимости, так как при той же радиоактивности обладают повышенным водородным индексом (выделены зеленым цветом). Таким образом, их можно графически отделить, проведя касательную сверху основного облака точек (показано желтым цветом). Чем выше касательной расположена точка на графике, тем больше пористость на соответствующей глубине. По данным кривой ПЗ можно исключить водонасыщенные интервалы с низким сопротивлением.

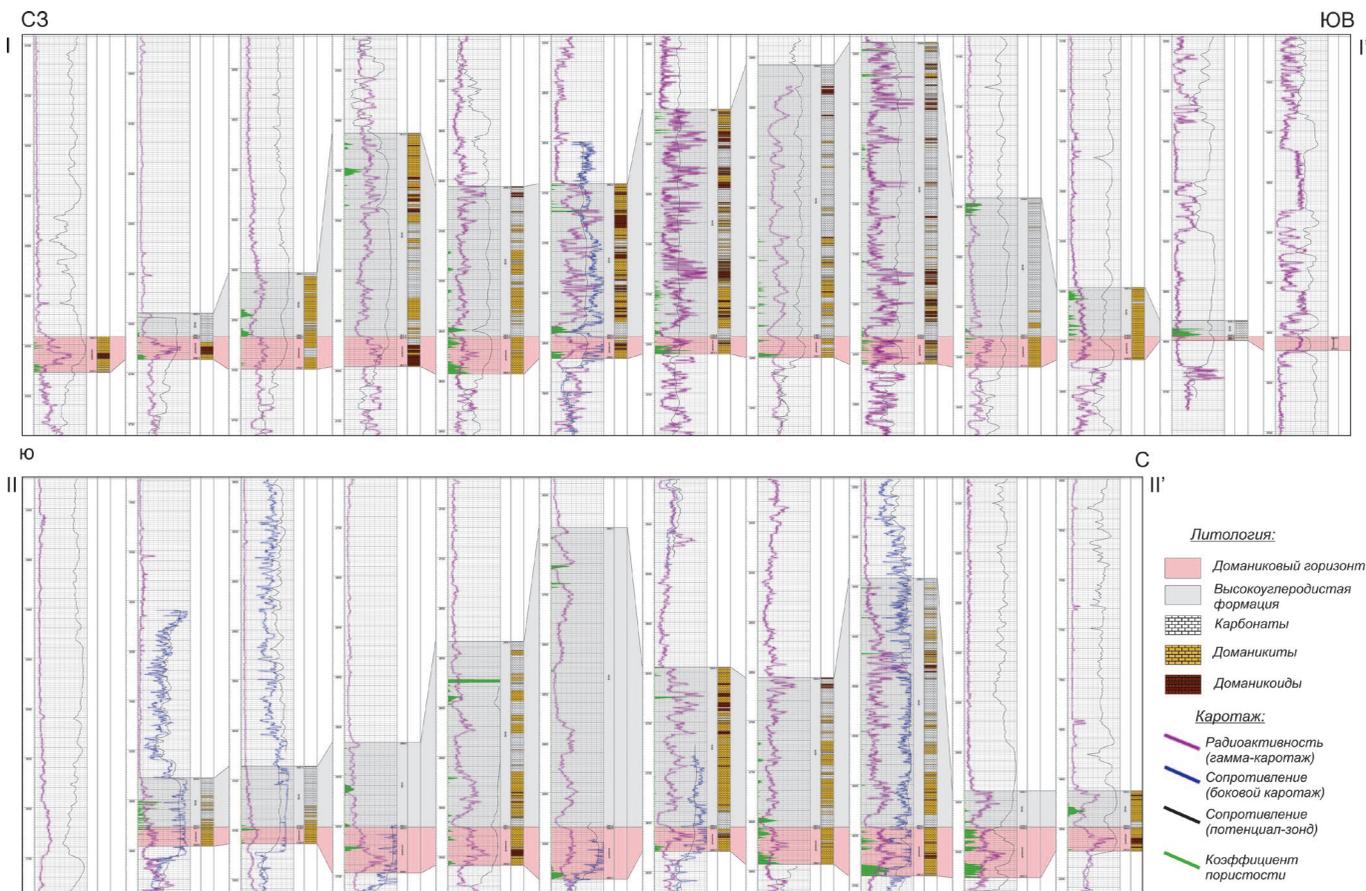


Рис. 12. Схема корреляции по линии скважин I-I' и II-II' (расположение показано на рис. 1)

Геохимическая характеристика нефтематеринских пород доманиковой формации Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

Низкие концентрации органического вещества (ОВ<0,5%) встречаются в глинах алевритистых, известковистых, известняках биокластовых, микритовых, шламowych, накопление которых протекало в мелководных условиях (тиховодный залив, мелководный шельф) в неустойчивом окислительно-восстановительном режиме. Они приурочены к нижней части доманиковой формации и к отдельным прослоям верхнего франа, а также к породам фамена на склонах карбонатных платформ (склоны Татарского свода). Нефтематеринский потенциал этих пород незначительный: (S₁+S₂)=0,11-1,63 мг УВ/г породы, НI=136-370 мг УВ/г ТОС, ОI=124 мг СО₂/г ТОС; Породы характеризуются низким содержанием битумоидов (0,03%) и УВ (0,08 кг УВ/т породы или 2,5% в ОВ); в групповом составе доминируют смолисто-асфальтеновые компоненты (до 65%). Тип керогена III –II (Рис. 14).

Высокие концентрации ОВ (от 0,6 до 49,4%) характерны для темноцветных тонкослоистых карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных ритмов относительно глубоководной зоны бассейна. В составе ритмов выделяются очень тонкие слои шламowych известняков, колломорфное ОВ, многочисленные остатки тентакулит, полости которых выполнены ОВ. Содержание

ОВ в них в среднем составляет 33%, НI=505-635 мг УВ/г породы, ОI=2-8 мг СО₂/г ТОС, (S₁+S₂)=162-299 мг УВ/г породы, коэффициент преобразованности керогена РI (S₁/S₁+S₂)=0,05; тип керогена II. Породы обладают высокой битуминозностью (2,5-4,1%), с преобладанием смолисто-асфальтеновых компонентов (67%), свободные УВ (S₁) до 9 мг /г породы. Наиболее высокий генерационный потенциал свойственен кремнисто-карбонатным породам семилукского и мендымского горизонтов.

В склоновых фациях концентрация ОВ снижается с приближением к мелководным фациям карбонатной платформы от 13% до 2,5% (средние), (S₁+S₂) – от 27-163 до 5-15 кг УВ/т породы, а карбонатные слои, линзы,

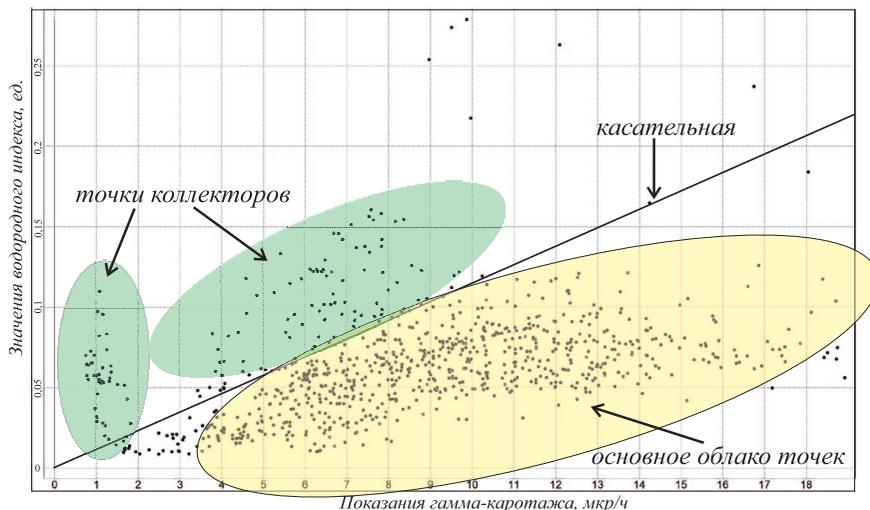


Рис. 13. График зависимости рассчитанного водородного индекса от показаний гамма-картажа

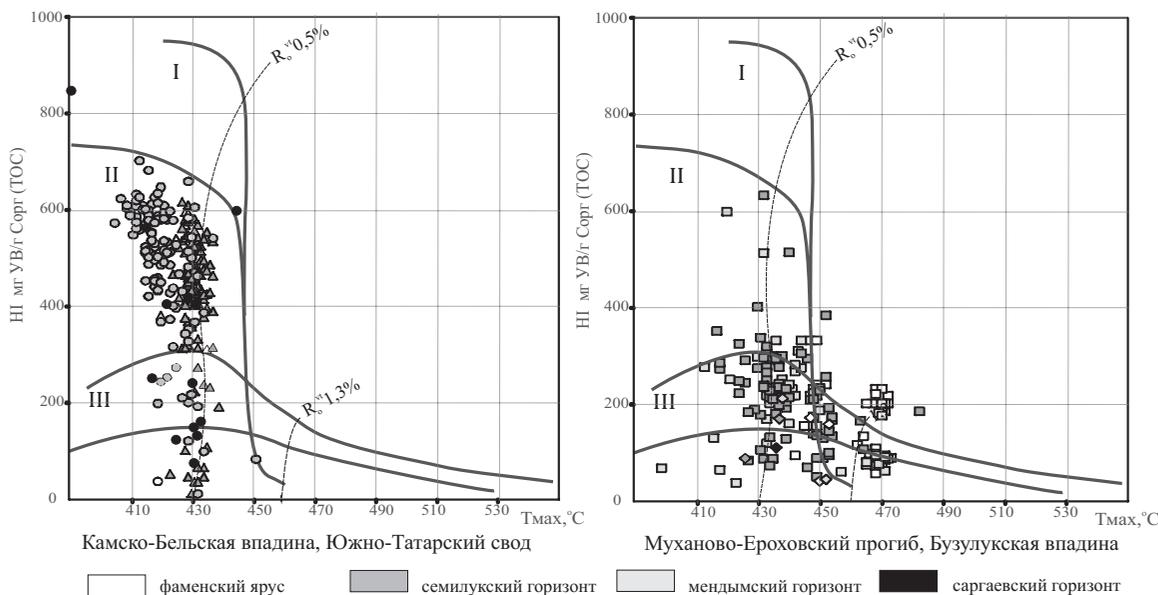


Рис. 14. Типы керогена в породах доманиковой формации



Рис. 15. Палеобстановки накопления ОВ доманиковых отложений по составу алкановых, стерановых и ароматических УВ

содержащие более низкие концентрации ОВ, могут рассматриваться как породы-резервуары. Содержание битумоидов и УВ высокое (0,72-4,2). Свободные УВ (S₁) составляют 0,03-12 мг УВ/г породы. Тип ОВ при этом не меняется.

В алкановых УВ максимум приходится на область C₁₆-C₂₂, преобладают четные УВ (C₁₆-C₂₀), которые доминируют и в более высокомолекулярной области C₂₄-C₃₀. Среди терпанов доминирует трициклический t₂₃ и гопан H₃₀, отмечается присутствие моретана, гаммацера, тетрациклана T24, H₂₉/H₃₀=0,32±0,85, в группе гомогопанов преобладает H₃₅ (H₃₅/H₃₄=1,19±1,52); в незначительных количествах присутствуют диастераны, что говорит о низком содержании глинистых минералов в матрице нефтепроизводящей и нефтесодержащей породы.

Изучение углеводородного состава ОВ методами газожидкостной хроматографии и масс-спектрометрии подтвердило, что ОВ накапливалось в морском бассейне, преимущественно глубоководном (150-200 м), иногда – в мелководном, в условиях смешанной глинисто-кремнисто-карбонатной седиментации (Рис. 15).

Перспективы нефтегазоносности высокоуглеродистой доманиковой формации

Оценка перспектив нефтегазоносности доманиковых отложений Волго-Уральского бассейна была проведена на основе полученных результатов данного исследования.

При этом учитывались закономерности распространения доманиковой высокоуглеродистой формации, ее фациальный состав, содержание органического вещества и степень его катагенетической преобразованности. Кроме того, выделялись зоны, наиболее благоприятные для формирования пустотного пространства как в карбонатно-кремнистых породах, так и в самом органическом веществе этих пород.

Доманиковые отложения являются доказанной высокопродуктивной нефтематеринской толщей, которая сгенерировала углеводороды для большинства залежей в карбонатных постройках Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов. Вместе с тем, доманиковый горизонт сам содержит значительное количество углеводородов, еще не эмигрированных. Это дает право рассматривать доманиковую толщу как единую неструктурную залежь углеводородов, из которой часть УВ ушла и мигрировала в структурные ловушки, а большая часть осталась и представляет собой недоразведанные ресурсы углеводородов.

Ранжирование зон по степени перспективности основано на нескольких критериях, из которых наиболее важным является степень зрелости органического вещества. Можно предположить, что на большей части Волго-Уральского бассейна производящие толщи доманиковой высокоуглеродистой формации находятся на стадии катагенеза, соответствующей начальному (ПК₃)

или раннему (ПК₃-МК₁) этапу нефтеобразования. Лишь в Бузулукской впадине они в полном объеме вошли в главную зону нефтегазообразования. Доманикоидные отложения северного склона Прикаспийской впадины находятся в главной зоне газообразования.

Вторым важным критерием оценки перспектив нефтегазоносности является мощность высокоуглеродистой нефтепроизводящей толщи, которая зависит от длительности погружения бассейна в позднедевонско-турнейское время. В одних зонах высокоуглеродистая толща формировалась только в средне-позднефранское время (сводовые поднятия, такие как Татарский свод, Башкирский свод, Жигулевский свод, Пугачевский свод, Оренбургское поднятие) и там мощность нефтематеринской толщи составляет 40-50 м. В остальное время существовали условия карбонатной платформы на мелководно-морском шельфе, где нефтематеринские отложения отсутствуют. В других тектонических условиях, таких как наложенные на древние рифтовые структуры впадины и прогибы, к которым относится Камско-Кинельская система прогибов, условия, благоприятные для накопления высокоуглеродистой формации сохранялись в течение всего позднедевонско-турнейского времени. В этих структурах мощность высокоуглеродистой формации достигает 300 и более метров. При этом мощность нефтепроизводящей толщи может составлять 60-100 метров. На склонах поднятий и рифовых массивов мощность высокоуглеродистой толщи может достигать 100 и более метров при мощности нефтепроизводящей толщи около 30 м.

Третьим важным критерием оценки перспектив нефтегазоносности высокоуглеродистой формации является наличие пустотного пространства для аккумуляции подвижных углеводородов. Пустотное пространство, как показало исследование, формируется преимущественно за счет трещин и каверн, так как первичная пористость разреза мала и составляет 1-2 процента. Тем не менее, вторичные процессы в породах обуславливают формирование резервуаров с общим объемом пустотного пространства, достигающим 6 и более процентов. При этом, наиболее благоприятные условия для формирования пустотного пространства в породах возникают на склонах впадин и поднятий, где накапливаются органогенно-обломочные породы. Такие зоны выделяются на западном склоне Татарского свода в Мелекесской впадине, на севере Татарского свода и в центральной части Мухано-Ероховского прогиба. В этих отложениях возможно развитие пористости в карбонатных разностях до 6-8 и более процентов при средней пористости карбонатных разностей высокоуглеродистой формации в несколько процентов.

Эти три основных параметра легли в основу выделения зон разной перспективности высокоуглеродистой формации на территории Волго-Уральского бассейна. Подсчет ресурсов углеводородов, оставшихся в пределах высокоуглеродистой доманиковой формации, проводился как объемным, так и объемно-геохимическим методами. Результаты оценки ресурсов углеводородов в разных зонах Волго-Уральского бассейна показали, что максимальная плотность ресурсов характерна для области наилучшего развития коллекторов на склонах прогибов Камско-Кинельской системы, где она достигает 540 тыс. тонн на кв. км. Для центральной части прогибов

плотность ресурсов достигает более 360 тыс. т условного топлива. К перспективным также относятся доманиковые отложения сводовых поднятий, там, где они вошли в главную зону нефтегазообразования. Вблизи сводов плотность нетрадиционных ресурсов углеводородов высокоуглеродистой доманиковой формации достигает 90-100 тыс. тонн на квадратный километр.

Литература

- Вассоевич Н.Б. Генетическая природа нефти в свете данных органической геохимии. В кн.: *Генезис нефти и газа*. М: Наука, 1968.
- Гатовский Ю.А., Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Калмыков Д.Г. Новые данные по биостратиграфии и фаціальным типам разрезов доманиковых отложений (верхний девон) Волго-Уральского бассейна. *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*. 2015. 5. С. 86-99.
- Кириухина Т.А., Большакова М.А., Ступакова А.В., Коробова Н.И., Пронина Н.В., Сауткин Р.С., Сулова А.А., Мальцев В.В., Сливко И.Э., Лужбина М.С., Санникова И.А., Пушкарева Д.А., Чупахина В.В., Завьялова А.П. Литолого-геохимическая характеристика доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна. *Георесурсы*. 2015. № 2 (61). С. 87-100.
- Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов. Ред. В.Н. Шванов. СПб: Недра. 1998. 352 с.
- Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Фадеева Н.П., Богомолов А.Х., Кириухина Т.А., Коробова Н.И., Мальцев В.В., Пронина Н.В., Сауткин Р.С., Сулова А.А., Шарданова Т.А. К оценке ресурсов и запасов сланцевой нефти. *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*. 2015. 3. С. 3-10.
- Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., Богомолов А.Х., Кириухина Т.А., Коробова Н.И., Шарданова Т.А., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Полудеткина Е.Н., Козлова Е.В., Митронов Д.В., Коркоц Ф.В. Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна. *Георесурсы*. 2015. № 2 (61). С. 77-86.
- Хисамов Р.С., Фадеева Н.П., Гилязетдинова Д.Р., Корост Д.В., Козлова Е.В., Полудеткина Е.Н. Исследование органического вещества и факторов, способствующих трансформации пустотного пространства отложений карбонатного девона Южно-Татарского свода. Сб. трудов: *Перспективы увеличения ресурсной базы разрабатываемых месторождений, в том числе из доманиковых отложений*. ПАО Татнефть, Альметьевск. 2015. С. 52-64.
- Хисамов Р.С., Шарданова Т.А., Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Хомяк А.Н., Базаревская В.Г. Литологическая типизация пород высокоуглеродистых комплексов. Сб. трудов: *Перспективы увеличения ресурсной базы разрабатываемых месторождений, в том числе из доманиковых отложений*. ПАО Татнефть, Альметьевск. 2015. С. 45-52.
- Fadeeva N.P., Kozlova E.V., Poludetkina E.N., Shardanova T.A., Pronina N.V., Stupakova A.V., Kalmykov G.A., and Khomyak A.N. The hydrocarbon generation potential of the domanik formation in the Volga-Ural petroliferous basin. *Moscow University Geology Bulletin*. 2015. 70(6). Pp. 521-529.
- Fadeeva Natalia P., Shardanova Tatiana A., Smirnov Mikhail B., Poludetkina Elena N., Mulenкова Alexandra E.N., Peculiarities of Domanik formation organic matter within the South-Tatar arch. *27th Int. Meeting on Organic Geochemistry: book of abstracts*. Prague, Czech Republic. 2015. Pp. 285-287
- Pronina N.V., Fadeeva N.P., Bolshakova M.A., Luzhina M.S., Tarasenko I.V. Organic matter of the Domanic deposits in the Timano-Pechora and Volga-Ural Basins, Russia. *SDGG – 67th Annual Meeting of the Int. Committee for Coal and Organic Petrology: book of abstracts*. Potsdam, Germany. 2015. Pp. 137-137.
- Stupakova A.V., Kalmykov G.A., Fadeeva N.P., Bogomolov A.Kh., Kiryukhina T.A., Korobova N.I., Maltsev V.V., Pronina N.V., Sautkin R.S., Suslova A.A., and Shardanova T.A. On the estimation of shale-oil resources and reserves. *Moscow University Geology Bulletin*. 2015. 70(3). Pp. 183-190.

Сведения об авторах

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1
Тел: +7(495)939 55 76, e-mail: a.stupakova@oilmsu.ru

Георгий Александрович Калмыков – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1
Тел: +7(495)930 81 73, e-mail: gega64@mail.ru

Наталья Ивановна Коробова – ассистент, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Наталья Петровна Фадеева – кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Юрий Артурович Гатовский – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, кафедра палеонтологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Анна Анатольевна Сулова – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Наталья Владимировна Пронина – доцент, кандидат геолого-минералогических наук, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Мария Александровна Большакова – кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Анна Петровна Завьялова – аспирант, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

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

Наталья Николаевна Петракова – инженер, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Адель Аскатовна Мифтахова – инженер, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Статья поступила в редакцию 30.03.2017

Принята к публикации 19.04.2017

Опубликована 20.05.2017

Domanic deposits of the Volga-Ural basin – types of section, formation conditions and prospects of oil and gas potential

A.V. Stoupakova, G.A. Kalmykov, N.I. Korobova, N.P. Fadeeva, Yu.A. Gatovskii, A.A. Suslova, R.S. Sautkin, N.V. Pronina, M.A. Bolshakova, A.P. Zavyalova, V.V. Chupakhina, N.N. Petrakova, A.A. Miftahova
Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

Abstract. The Domanic deposits of the Volga-Ural oil and gas basin are a high-carbon thin-bedded formation capable of both producing hydrocarbons with its own oil and gas bearing strata and concentrating them in separate reservoirs and zones (Stoupakova et al., 2015). Formation of the Domanic deposits occurred in a relatively deep basin, during the filling of which a variety of sedimentation environments arose from relatively deep sea to shallow-marine. The peculiarity of the formation conditions of high-carbon strata is the increased content of organic matter, carbonate material and free silica, the source of which could be hydrotherms or volcanogenic products, creating a special gas regime of the Earth's atmosphere in the late Devonian.

Evaluation of the generation potential of the Domanic formation showed that siliceous-carbonate and carbonate-siliceous rocks enriched with marine algal organic matter have a high potential. The greatest prospects of oil bearing are the deflections formed on the site of the avlakogen and their slopes, where deposits, rich in organic matter,

were formed practically throughout the late Devonian-Tournaisian. High prospects have slopes of uplifts or sides of reef bodies. Such incisions are distributed on the sides of troughs of uncompensated immersion and the lower parts of uplift slopes adjacent to them. In the domanicoid deposits, in which the carbonate material predominates, the high-carbon intervals developed along the biohermic structures.

Keywords: the Domanic deposits, Volga-Ural oil and gas basin, formation conditions of high-carbon strata

For citation: Stoupakova A.V., Kalmykov G.A., Korobova N.I., Fadeeva N.P., Gatovskii Yu.A., Suslova A.A., Sautkin R.S., Pronina N.V., Bolshakova M.A., Zavyalova A.P., Chupakhina V.V., Petrakova N.N., Miftakhova A.A. Oil-Domanic deposits of the Volga-Ural basin – types of section, formation conditions and prospects of oil and gas potential. *Georesursy = Georesources*. 2017. Special Issue. Part 1. Pp. 112-124. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.12>

References

Fadeeva N.P., Kozlova E.V., Poludetkina E.N., Shardanova T.A., Pronina N.V., Stoupakova A.V., Kalmykov G.A., and Khomyak A.N. The hydrocarbon generation potential of the domanik formation in the Volga-Ural petroliferous basin. *Moscow University Geology Bulletin*. 2015. 70(6). Pp. 521-529.

Fadeeva Natalia P., Shardanova Tatiana A., Smirnov Mikhail B., Poludetkina Elena N., Mulenkova Alexandra. *Peculiarities of Domanik formation organic matter within the South-Tatar arch. 27th Int. Meeting on Organic Geochemistry: book of abstracts*. Prague, Czech Republic. 2015. Pp. 285-287

Gatovskii Yu.A., Stoupakova A.V., Kalmykov G.A., Korobova N.I., Suslova A.A., Sautkin R.S., Kalmykov D.G. New data on biostratigraphy and facial types of sections of the Domanik deposits (Upper Devonian) of the Volga-Ural Basin. *Moscow University Geology Bulletin*. 2015. 5. Pp. 86-99. (In Russ.)

Khisamov R.S., Fadeeva N.P., Gilyazetdinova D.R., Korost D.V., Kozlova E.V., Poludetkina E.N. Study of organic matter and factors contributing to the transformation of the void space of sediments of the carbonate Devonian of the South Tatar arch. *Sb. trudov: Perspektivy uvelicheniya resursnoi bazy razrabatyvaemykh mestorozhdenii, v tom chisle iz domanikovykh otlozhenii* [Coll. papers: Prospects for increasing the resource base of the producing fields, including those from the domanik deposits]. PAO Tatneft, Almet'yevsk. 2015. Pp. 52-64. (In Russ.)

Khisamov R.S., Shardanova T.A., Stoupakova A.V., Fadeeva N.P., Khomyak A.N., Bazarevskaya V.G. Lithological typification of rocks of high-carbon complexes. *Sb. trudov: Perspektivy uvelicheniya resursnoi bazy razrabatyvaemykh mestorozhdenii, v tom chisle iz domanikovykh otlozhenii* [Coll. papers: Prospects for increasing the resource base of the producing fields, including those from the domanik deposits]. PAO Tatneft, Almet'yevsk. 2015. Pp. 45-52. (In Russ.)

Kiryukhina T.A., Bol'shakova M.A., Stoupakova A.V., Korobova N.I., Pronina N.V., Sautkin R.S., Suslova A.A., Mal'tsev V.V., Slivko I.E., Luzhbina M.C., Sannikova I.A., Pushkareva D.A., Chupakhina V.V., Zav'yalova A.P. Lithological and geochemical characteristics of domanic deposits of Timan-Pechora Basin. *Georesursy = Georesources*. 2015. No. 2(61). Pp. 87-100.

Pronina N.V., Fadeeva N.P., Bolshakova M.A., Luzhbina M.S., Tarasenko I.V. Organic matter of the Domanic deposits in the Timano-Pechora and Volga-Ural Basins, Russia. *SDGG – 67th Annual Meeting of the Int. Committee for Coal and Organic Petrology: book of abstracts*. Potsdam, Germany. 2015. Pp. 137-137.

Sistematika i klassifikatsiya osadochnykh porod i ikh analogov [Systematics and classification of sedimentary rocks and their analogues]. Ed. V.N. Shvanov. St.Petersburg: Nedra Publ. 1998. 352 p. (In Russ.)

Stoupakova 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. Criteria for oil and gas search in domanic deposits of the Volga-Ural basin. *Georesursy = Georesources*. 2015. No. 2(61). Pp. 77-86.

Stoupakova A.V., Kalmykov G.A., Fadeeva N.P., Bogomolov A.Kh., Kiryukhina T.A., Korobova N.I., Mal'tsev V.V., Pronina N.V., Sautkin R.S., Suslova A.A., Shardanova T.A. On the assessment of resources and reserves of shale oil. *Moscow University Geology Bulletin*. 2015. 3. Pp. 3-10. (In Russ.)

Stoupakova A.V., Kalmykov G.A., Fadeeva N.P., Bogomolov A.Kh., Kiryukhina T.A., Korobova N.I., Maltsev V.V., Pronina N.V., Sautkin R.S., Suslova A.A., and Shardanova T.A. On the estimation of shale-oil resources and reserves. *Moscow University Geology Bulletin*. 2015. 70(3). Pp. 183-190.

Vasoevich N.B. The genetic nature of oil in the light of the data of organic geochemistry. V kn.: *Genesis nefi i gaza* [In the book: The Genesis of Oil and Gas]. Moscow: Nauka Publ. 1968. (In Russ.)

About the Authors

Antonina V. Stoupakova – DSc in Geology and Mineralogy, Professor, Head of the Petroleum Geology Department Lomonosov Moscow State University Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1 Phone: +7(495)939 55 76, e-mail: a.stoupakova@oilmsu.ru

Georgii A. Kalmykov – Engineer of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1 Phone: +7(495)930 81 73, e-mail: gera64@mail.ru

Nataliya I. Korobova – Assistant, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

Nataliya P. Fadeeva – PhD in Geology and Mineralogy, Leading Researcher of the Petroleum Geology Department Lomonosov Moscow State University Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

Yurii A. Gatovskii – PhD in Geology and Mineralogy, Senior Researcher of the Petroleum Geology Department Lomonosov Moscow State University Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

Anna A. Suslova – PhD in Geology and Mineralogy, Senior Researcher of the Petroleum Geology Department Lomonosov Moscow State University Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

Roman S. Sautkin – PhD in Geology and Mineralogy, Researcher of the Petroleum Geology Department Lomonosov Moscow State University Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

Nataliya V. Pronina – Associate professor, PhD in Geology and Mineralogy, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

Maria A. Bolshakova – PhD in Geology and Mineralogy, Researcher of the Petroleum Geology Department Lomonosov Moscow State University Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

Anna P. Zavyalova – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

Vitaliya V. Chupakhina – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

Nataliya N. Petrakova – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

Adel A. Miftakhova – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

*Manuscript received 30 March 2017;
Accepted 19 April 2017; Published 20 May 2017*