

УДК 553.983(470.56)

Д.Е. Заграновская¹, С.И. Исаева², А.П. Вилесов³, В.А. Шашель⁴,
О.А. Захарова⁵, Е.О. Беляков⁶, В.Ю. Демин⁷, И.Л. Кудин⁸, Г.А. Калмыков⁹

СТРОЕНИЕ ПРОТЯЖЕННЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ОТЛОЖЕНИЙ ДОМАНИКОВОЙ ФОРМАЦИИ И МЕТОДЫ ИХ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ

ООО «Газпромнефть НТЦ», 190000, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, 75–79, литера Д
ООО «ГПН — Технологические Партнерства», 190000, Санкт-Петербург, ул. Декабристов, 24
ФГБОУ ВО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова»,
119991, Москва, ГСП-1, Ленинские Горы, 1

LLC “Gazpromneft STC”, 190000, Saint-Petersburg, Moika River emb, 79–79, bd D
LLC “GPN — Technology Partnerships”, 190000, Saint-Peterburg, Decembrist st, 24
Lomonosov Moscow State University, 119991, Moscow, GSP-1, Leninskiye Gory, 1

Отложения доманиковой формации — сложный объект для прогноза и оценки перспектив нефтегазоносности, что связано с особенностями геологического строения отложений, низкой степенью изученности, а также отсутствием однозначных критериев, определяющих их перспективность. Для определения нефтегазоносного потенциала и разработки технологических решений успешной добычи из доманиковой формации очень важно выявить наиболее перспективные интервалы и оценить количество подвижных запасов и ресурсов до начала разработки. На основе изучения вещественного состава нетрадиционных коллекторов, преобразования органического вещества, а также углеводородов и компонентов нефти рассмотрены генетические особенности образования коллекторов отложений доманиковой формации и изменения структуры порового пространства в результате эпигенеза. На основе литологической и петрофизической интерпретации выполнена литотипизация высокоуглеродистых отложений. По данным геофизических исследований скважин разрез доманиковой формации дифференцирован на пропластки с наличием подвижных углеводородов, а также интервалов, поровый объем которых заполнен неподвижными неуглеводородными компонентами нефти или смолисто-асфальтеновыми веществами.

Ключевые слова: доманиковая толща, интерпретация данных ГИС, нетрадиционный коллектор, битуминозность, смолисто-асфальтеновые вещества, подвижные углеводороды, органическая пористость.

Properties of unconventional prospective deposits are interconnected by the processes of reservoir formation and oil and gas formation. Dispersed dolomite in situ formed during the maturation of TOC from syngenetic magnesium in the rock matrix increases the void space of the rock, thereby forming an unconventional reservoir filled with autochthonous hydrocarbons and oil components. In the process of TOC maturation and hydrocarbon migration, the TOC components are redistributed in the void space, thereby, the released volume of rocks is filled with stationary resinous asphaltene substances, which sharply reduces the reservoir properties of unconventional reservoirs. As a result, the definition of “organic” porosity includes a broader concept than just the porosity of kerogen. This is a more complex physicochemical process of transformation of the organic matter itself and the redistribution of elements within the formation as a result of the maturation of TOC components and hydrocarbon migration. When assessing the oil and gas potential in the section, we distinguish three groups of rocks: unconventional reservoirs with an increased TOC content and the presence of mobile hydrocarbons; bituminous rocks, in which

¹ ООО «Газпромнефть НТЦ», эксперт по оценке запасов нетрадиционных коллекторов, канд. геол.-минер. н.; *e-mail:* Zagranovskaya.DE@gazpromneft-ntc.ru

² ООО «Газпромнефть НТЦ», главный специалист; *e-mail:* Isaeva.SI@gazpromneft-ntc.ru

³ ООО «Газпромнефть НТЦ», эксперт по седиментологии карбонатных резервуаров, канд. геол.-минер. н.; *e-mail:* Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru

⁴ ООО «Газпромнефть НТЦ», заместитель генерального директора по интегрированным решениям, канд. тех. н.; *e-mail:* Shashel.VA@gazpromneft-ntc.ru

⁵ ООО «Газпромнефть НТЦ», руководитель центра регионального и сейсмического моделирования; *e-mail:* Zaharova.OA@gazpromneft-ntc.ru

⁶ ООО «Газпромнефть НТЦ», руководитель по развитию дисциплины петрофизика, канд. геол.-минер. н.; *e-mail:* Belyakov.EO@gazpromneft-ntc.ru

⁷ ООО «ГПН — Технологические Партнерства», главный геолог; *e-mail:* Demin.VY@gazprom-neft.ru

⁸ ООО «ГПН — Технологические Партнерства», руководитель проекта Доманик; *e-mail:* Kudin.IL@gazprom-neft.ru

⁹ Московский государственный университет, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горячих ископаемых, профессор, докт. геол.-минер. н.; *e-mail:* gera64@mail.ru

part of the pore volume is filled with resinous-asphaltene substances and host dense carbonate rocks without organic matter. Also, sporadically developed traditional reservoirs are distinguished throughout the section of the Domanik type of rocks.

Keywords: Domanik Formation, the interpretation well-logging, unconventional reservoir, bituminous, resinous-asphaltene substances, mobile fluids, organic porosity.

Введение. Нетрадиционные резервуары нефтематеринских отложений широко развиты и присутствуют во всех нефтегазоносных бассейнах. Отметим, что перспективы наличия подвижных углеводородов в отложениях с высоким содержанием органического вещества весьма разнообразны. Перспективные нефтематеринские породы (или, как принято в западной терминологии, — «сланцевые» отложения) с содержанием подвижных углеводородов выделяют по набору геолого-геофизических и геохимических параметров, характеризующих перспективные площади (sweet spots) [Вашкевич и др., 2018, 2019]. Так, по геохимическим параметрам в первую очередь определяют количество органического вещества (ТОС), его компонентный состав, зрелость, тип и др. Эффективные толщины интерпретируют по данным исследований керна, ГИС и на качественном уровне по показаниям газового каротажа и геолого-технических исследований при бурении скважины.

Для Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций наиболее представительная по площади и в разрезе нефтематеринская толща — битуминозная доманиковая формация, охватывающая стратиграфический интервал от верхнего девона (средне- и верхнефранский подъярусы и фаменский ярус) до нижней части турнейского яруса (рис. 1).

Рассматриваемые отложения имеют сложное строение и до сих пор представляют собой объект изучения, хотя вскрыты многими глубокими скважинами, пробуренными на нижележащие нефтегазоносные горизонты [Заграновская и др., 2020]. Керна из отложений целенаправленно ранее практически не отбирали, поэтому толща характеризуется в основном с позиции выполненного стандартного комплекса геофизических исследований (ГИС). Для определения нефтегазоносного потенциала отложений и определения эффективных толщин отложений доманиковой формации по ГИС очень важно выявить однозначные критерии, определяющие их перспективность. Необходимо определить концептуальное строение перспективных пластов, выявить вещественно-минералогический состав, структуру порового пространства коллекторов и их генезис, а также геолого-геофизические и геолого-геохимические особенности отложений, влияющие на изменение структуры порового пространства коллекторов.

В статье отражены методы интерпретации ГИС для выделения эффективных нефтенасыщенных толщин в отложениях доманикового типа с учетом геолого-геофизических и геохимических особен-

ностей отложений по данным керна материала. Показаны примеры интерпретации ГИС для скважин старого фонда, в которых отбор керна не производился, с целью достоверной оценки запасов и ресурсного потенциала отложений.

Материалы и методы исследований. Объект исследований. При анализе материалов учитывался более ранний опыт работы с кернами глубоких скважин в Муханово-Ероховском прогибе на участках Малогасвицком, Пешковском, Боголюбовском, Ленинградском. Кроме того, мы в разное время имели возможность познакомиться с депрессионными фазами верхнего девона и турне в доступных разрезах Южного и Среднего Урала, Южного Тимана. В статье представлены материалы изучения керна Савицкой поисково-оценочной скважины, пробу-

Стратиграфия				Структурно-фациальная зона Муханово-Ероховского внутришельфового прогиба (МЭП)	
Система	Ярус	Подъярус	Горизонт		
Каменноугольная	Турнейский	Нижний	Упинский		
			Малевский		
			Гумеровский		
Девонская	Фаменский	Верхний	Зиганский		
			Хованский		
			Озерский		
		Средний	Плавский		
			Оптуховский		
			Лебедянский		
	Нижний	Елецкий			
		Задонский			
		Волгоградский			
	Франский	Верхний	Ливенский		
			Евлановский		
			Воронежский		
Средний		Речицкий			
		Доманиковский			
Саргаевский					



Рис. 1. Стратиграфическое распространение пород доманикитов и доманикоидов в разрезе внутришельфовой Муханово-Ероховской депрессии: 1 — доманикиты и доманикоиды

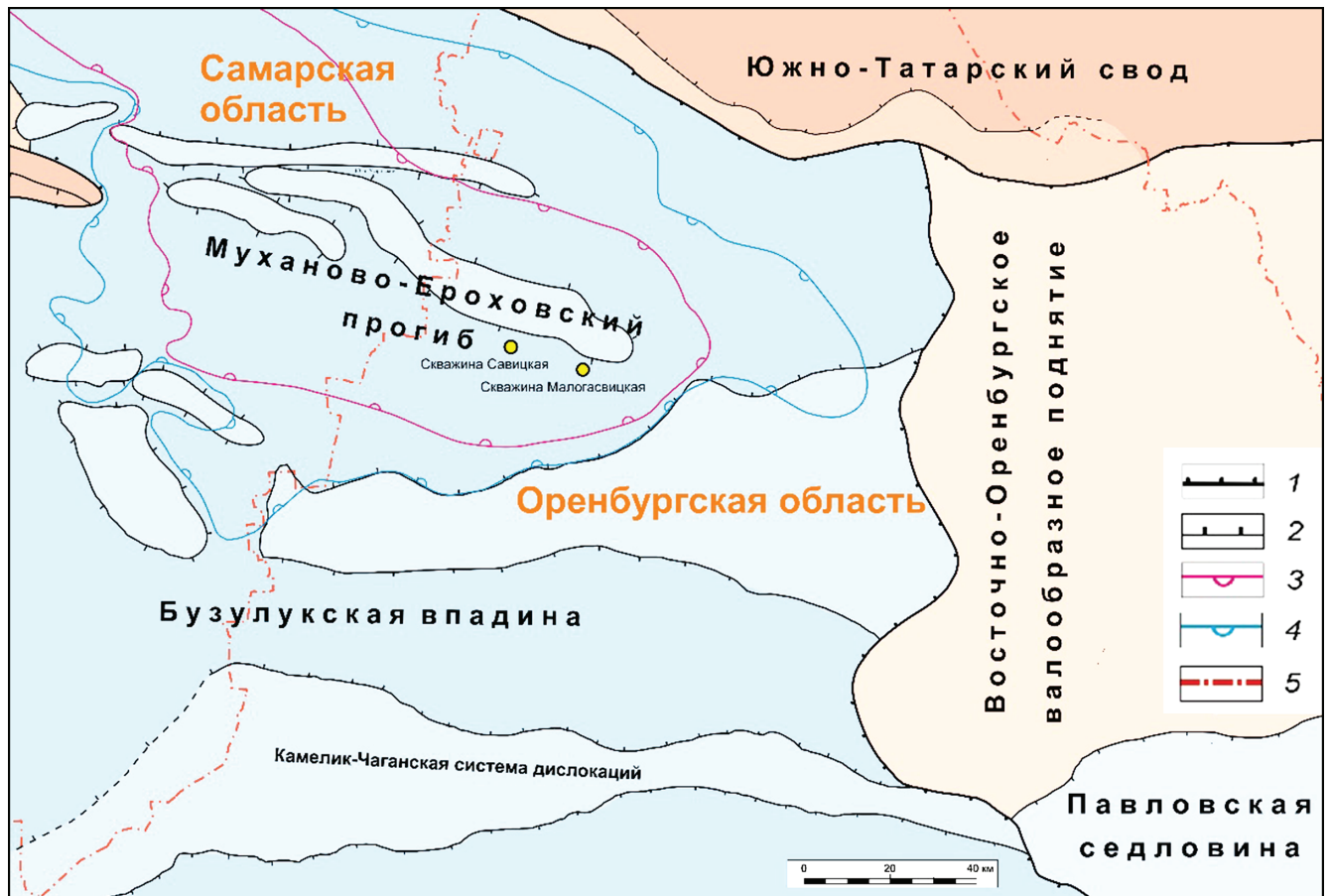


Рис. 2. Тектоническая карта основных элементов центральной части Волго-Уральского бассейна: 1 — границы тектонических элементов 1-го порядка; 2 — границы тектонических элементов 2-го порядка; 3 — границы бортовой зоны Камско-Кинельских впадин по турнейскому ярусу; 4 — границы бортовой зоны Камско-Кинельских впадин по фаменскому ярусу; 5 — административные границы областей

ренной в 2020 г. в центральной части Муханово-Ероховского прогиба (МЭП), из которой отобран керн по всему разрезу отложений доманикового типа, а также выполнен современный комплекс геофизических исследований. Эту скважину можно считать опорной для изучения отложений доманиковой формации в центральной части депрессионного разреза Волго-Уральского бассейна. Также использованы материалы исследований керна и шлифов скважин на Малогасвицкой площади (рис. 2) и опубликованные материалы для данных скважин Кашаевской площади.

Проведены анализ и комплексная интерпретация данных ГИС более 30 скважин в центральной части Муханово-Ероховского прогиба.

Стратиграфия и условия формирования доманиковой формации в Муханово-Ероховском прогибе. Формирование отложений доманиковой формации в Муханово-Ероховском прогибе, входящем в систему Камско-Кинельских внутришельфовых верхнедевонских впадин, охватывает значительный геохронологический интервал от среднего франа до раннего турне включительно. На протяжении этого времени менялись контуры прогиба и условия седиментации в его мелководно-шельфовом обрамлении.

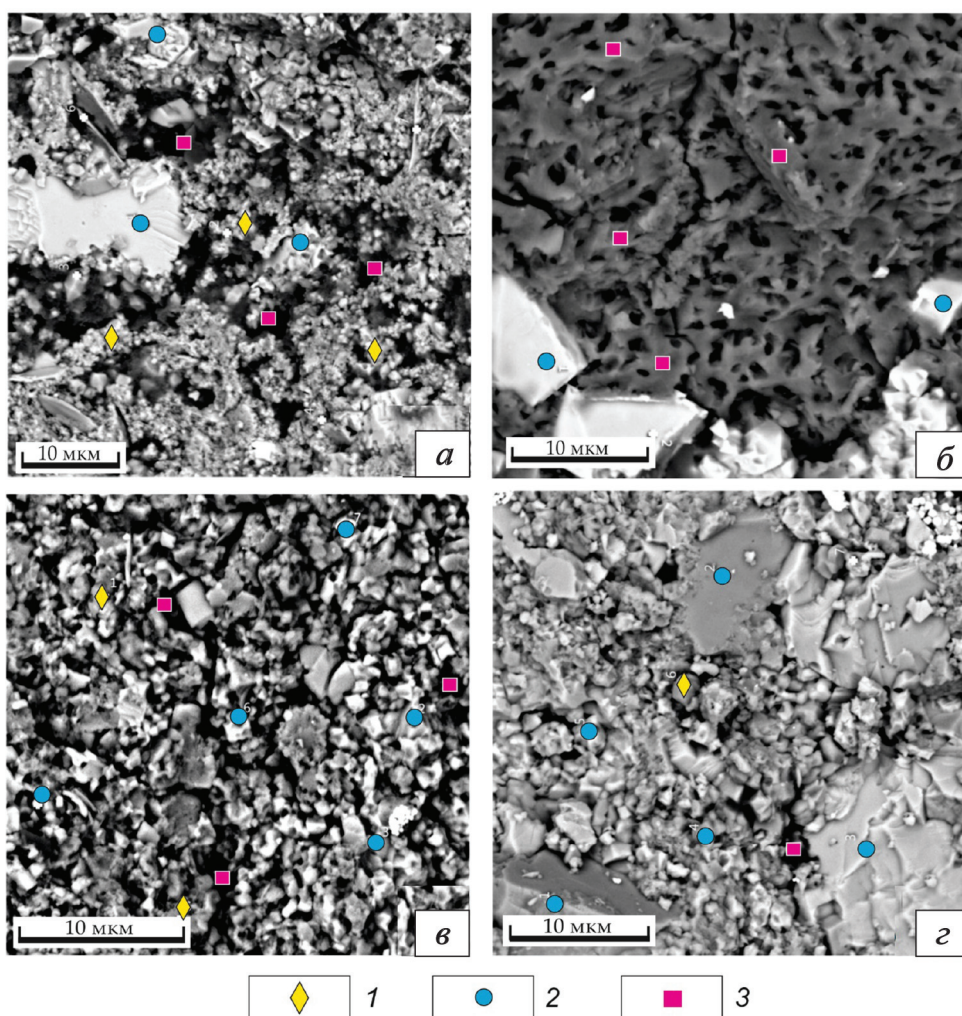
Это отразилось в специфике распределения пород, обогащенных $S_{орг}$, по разрезу конденсированных фаций прогиба.

На первом этапе седиментации, в доманиковое время, в кремнисто-карбонатных отложениях, обогащенных $S_{орг}$, довольно обычны прослои штормовых биокластовых известняков, что свидетельствует об относительно умеренной глубине седиментации — в пределах 50–70 м. Для доманиковых фаций характерен богатый комплекс нектонных макрофоссилий, свидетельствующий о умеренной высоте придонной зоны аноксии. На ряде уровней в разрезе появляются интервалы с признаками биотурбации [Гатовский и др., 2015].

В позднефранское время в краевых зонах прогиба появились пачки карбонатных дебритов и карбонатные разнозернистые турбидиты, это признак формирования карбонатных платформ с довольно крутыми склонами в обрамлении прогиба. В разрезе исчезают биокластовые темпеститы, т. е. глубина внутришельфовой впадины начинает превышать базис штормовых волн (более 60–80 м).

В фаменских отложениях разнозернистые турбидиты становятся обычными осадочными отложениями в обрамлении МЭП. Исчезают грубо-

Рис. 3. Фото пород доманиковых фаций Муханово-Ероховского прогиба, полученные при помощи растрового электронного микроскопа: *а* — карбонатно-кремнистая порода с рыхлой упаковкой микрокристаллов матрицы; *б* — включение битума, пронизанное густой сетью микропор; *в* — микрокристаллическая кремнисто-карбонатная порода с включениями органического вещества по межкристаллическим порам; *г* — кремнисто-карбонатная порода с включениями биокластов и органического вещества; 1 — кремнезем; 2 — кальцит; 3 — органическое вещество



обломочные дебриты, что служит свидетельством выполаживания склонов карбонатных платформ. Комплекс макрофоссилий становится крайне бедным. Углубление прогиба привело к увеличению высоты зоны придонной аноксии и формированию безжизненных условий на огромной площади впадины. Источником осадочного материала послужил известковый и кремнистый микропланктон, процветающий в верхнем слое воды, насыщенном светом и кислородом.

В раннем турне произошло интенсивное заполнение прогиба мелкозернистыми и илистыми карбонатными осадками, формировавшимися на обширных мелководьях, лишившихся рифового обрамления. Максимальной мощности достигли разнозернистые карбонатные турбидиты. Соответственно, сократилась и толщина пачек пород-доманикоидов.

Разрез отложения доманиковой формации в депрессионной части площади характеризуется наличием нескольких укрупненных пачек, обогащенных органическим веществом (ОВ), которые разделены тонкодетритовыми известняками серого цвета, в отдельных прослоях — кремнистыми породами со значительно меньшим количеством ОВ или без него.

Результаты исследований и их обсуждение.

Литолого-минералогическая характеристика

отложений, петрофизические типы пород доманиковой формации и их генетические особенности. Отложения доманикового типа представлены кремниво-карбонатными и карбонатно-кремниевыми породами со сланцевой текстурой, с прослоями карбонатных брекчий, известняков и вторичных доломитов, с повышенным содержанием ОВ [Ступакова и др., 2017, 2016, 2015; Фадеева и др., 2015].

Для пород депрессионных фаций МЭП характерны два основных породообразующих минерала — кальцит и кремнезем (рис. 3). Их соотношение в составе пород меняется в диапазоне от слабокремнистого известняка до известковистого кремня [Ступакова и др., 2016]. Примеси других минералов (пирит, полевые шпаты, глинистые минералы) незначительны, чаще характерно низкое содержание глинистых минералов — до 4–8% [Ульмишек и др., 2017]. Исключение составляет доломит, который представлен двумя кристаллическими формами.

Важный компонент пород депрессионных фаций — ОВ, содержание которого варьирует от долей процента до 20–25%. Битуминозность отложений обусловлена присутствием рассеянного органического вещества (РОВ) в матриксе породы, также отмечено наличие битуминозности в стилолитах, внутри раковин тентакулит, в межкристаллических порах,

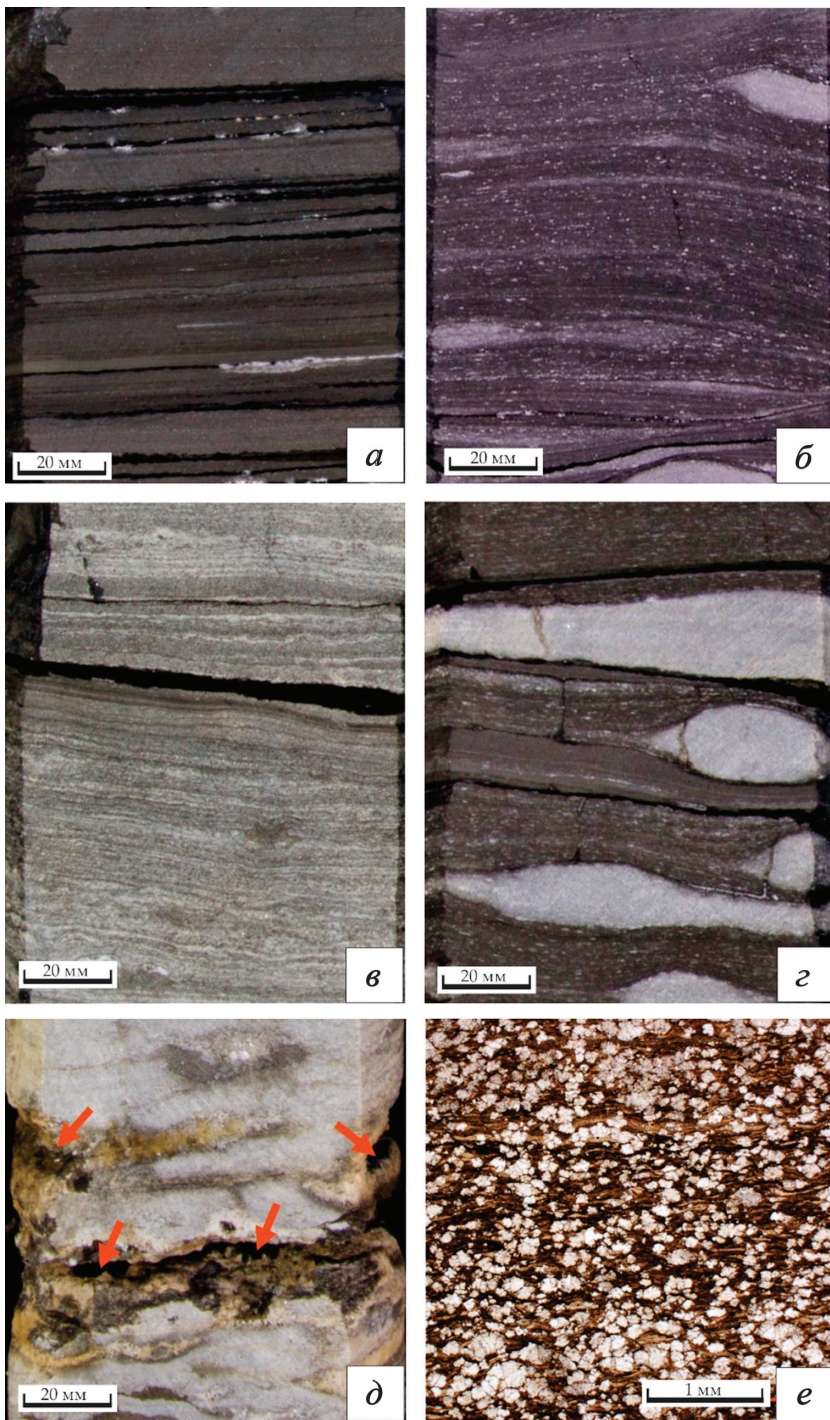


Рис. 4. Горные породы депрессионных фаций верхнего фланга Муханово-Ероховского прогиба, фото вертикальных срезов керна (*a-d*) и шлифа (*e*): *a* — литотип 1, нефтенасыщенная карбонатно-кремнистая порода (доманикит) с микропористым матриксом и высоким содержанием органического вещества; *b* — литотип 2, кремнисто-карбонатная порода с многочисленными раковинами планктонных организмов в микритовом матриксе, содержание органического вещества снижено; *c* — литотип 3, известняк мелкозернистый с плотным микритовым матриксом; *d* — известняк, неравномерно замещенный гидротермальным доломитом с крупными кавернами; *e* — карбонатно-кремнистая порода (доманикит) с прослоями и линзами кремнистого биокластового известняка; *e* — известняк, неравномерно замещенный гидротермальным доломитом с крупными кавернами; *e* — доманикит с интенсивной доломитизацией. Эвгдральные кристаллы диагенетического доломита равномерно распределены в матриксе, содержащем органическое вещество

в отдельных прослоях и прожилках [Горожанин и др., 2019].

В России нефтематеринские породы с высоким содержанием $C_{орг}$ традиционно делятся на доманикиты (Domanik-rocks) и доманикоиды (Domanikoid-rocks). Горные породы с высоким содержанием керогена относятся традиционно к доманикоидам (до 5% ОВ) и доманикитам (5–25% ОВ). При высоком содержании керогена он становится значимым компонентом пород. В ходе генерации углеводородов (УВ) в структуре керогена формируется вторичная микропористость, с которой в значительной степени связана потенциальная продуктивность сланцевых коллекторов. Внешне доманикиты и доманикоиды представлены тонкослоистой (сланцеватой) породой темно-серого и почти черного цвета. На рис. 4, *a* приведена фотография вертикального среза таких пород. Для них характерен интенсивный запах УВ, близкий к бензиновому. Структура породы микрокристаллическая и микроагрегатная: кальцит представлен очень мелкими кристаллами микритовой размерности — от нескольких микрометров до 10–15 мкм, а кремнезем — микроагрегатами различной формы с размером несколько микронов. Упаковка кристаллов и микроагрегатов относительно рыхлая.

Межкристаллическое и межагрегатное пространство формирует первый уровень пор и поровых каналов размером несколько микронов (рис. 3, *a*). Оно неравномерно заполнено включениями дисперсного зрелого ОВ различного размера. Как показывают исследования РЭМ высокого разрешения, второй уровень пор сформировался уже в самом ОВ [Ульмишек и др., 2017]. Размеры этих пор преимущественно не превышают 1 мкм, обычно значительно меньше. Поры ОВ хорошо связаны между собой поровыми каналами, соразмерными диаметру пор. Пример поровой системы ОВ приведен на рис. 3, *b*. При проявлении аутигенной доломитизации, которая представлена в виде правильных субромбических кристаллов доломита, рассеянных в керогеново-кальцитово-кремнистом матриксе (рис. 4, *e*), вещественный со-

став доманикитов усложняется, а общая пористость увеличивается.

Описанный тип пород депрессионных фаций наиболее важен для изучения, так как представляет собой нетрадиционный микропоровый коллектор доманиковой толщи МЭП. В разрезах депрессионной зоны первый тип пород выделяется в верхнефранском подъярусе, фаменских и нижнетурнейских отложениях. Двухуровневая поровая система (нанопоры+микропоры) в них полностью заполнена сингенетичными УВ и не содержит воды.

Второй петрофизический тип пород внешне похож на первый — они тоже темно-серые и почти черные, тонкослоистые, плитчатые (рис. 4, б). Однако содержание керогена в них снижается (до перехода в доманикоиды) и, соответственно, увеличивается содержание кальцитовой (преимущественно) и кремнистой составляющих. В структуре пород преобладает микрокристаллический кальцит, который имеет более плотную упаковку кристаллов. Поровая система представлена слабо связанными микропорами (рис. 3, в). Породы второго типа практически не имеют признаков насыщения УВ. Они обычны в интервале среднего франа, периодически встречаются и выше по разрезу. Образуют парагенез с породами первого типа.

Третий тип пород депрессионной зоны представлен известняками и кремнистыми известняками (рис. 4, в). Для них характерна плотная тонко-микрокристаллическая кальцитовая матрица с мелкими биокластовыми зернами (структура преимущественно вакстоун), реже с крупными остатками фосилий (флаутстоуны). На рис. 3, г приведена фотография микроструктуры такой породы. Кремнезем в виде микроагрегатов рассеян в микрокристаллической кальцитовой массе или замещает биокласты. Органического вещества немного, оно отмечено в виде включений, в том числе по раковинам планктонных организмов. Такие породы встречаются во франских и фаменских отложениях, но значительное увеличение их доли в разрезе произошло в турне, где в составе пород повышается количество и разнообразие зерен, а структура сменяется на пак-вакстоун и пакстоун с высоким содержанием микрита. Третий тип пород практически не содержит пор либо они редкие, изолированные. Этот тип пород, как и породы второго типа, не представляет интереса как потенциальный коллектор.

Особую группу пород-коллекторов в депрессионной зоне прогиба представляют вторичные гидротермальные доломиты (рис. 4, д), сформированные в результате воздействия высокомагнезиальных термальных глубинных вод на проницаемые прослойки конденсированных пород. В Оренбургской области модель гидротермальной доломитизации описана и доказана для карбонатных толщ среднего девона и франа [Вилесов и др., 2014]. В зонах гидротермальной проработки породы представлены грубокристаллическими доломитами с характер-

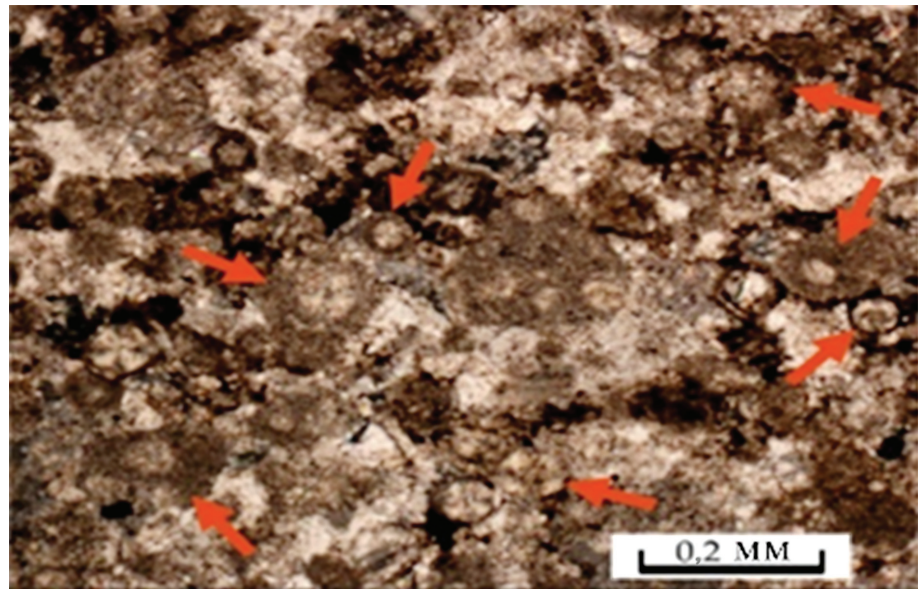
ной грубой размерностью кристаллов седловидной формы. Пустотное пространство, сформированное в результате выщелачивания и замещения, можно охарактеризовать как трещинно-каверново-полостное. В интервалах развития гидротермальных доломитов породы имеют наиболее высокие фильтрационно-емкостные характеристики. Такие породы относятся к естественным коллекторам (ЕК) и развиты по площади спорадически. Процессы, аналогичные гидротермальной рассеянной доломитизации, наблюдаются в отложениях баженовского горизонта, что указывает на общность генезиса нетрадиционных коллекторов [Вашкевич и др., 2018].

Таким образом, и в доманикитах, и в доманикоидах могут содержаться подвижные углеводороды в коллекторах с разными видами пустотности, поэтому деление на доманикиты и доманикоиды мы используем для выделения литотипов с разным содержанием ОВ в разрезе и для более удобной литотипизации пород.

Генетические особенности перспективных отложений доманиковой формации. Для отложений доманиковой формации, в основном в депрессионной части разреза, характерна закрытая система нефтегазоаккумуляции, где главные процессы происходят в результате перераспределения вещества внутри комплекса при диа- и катагенезе, т. е. без привноса и выноса вещества по системе разломов, секущих объект [Вашкевич и др., 2018, 2019]. В ранних публикациях других авторов отмечено, что отложения доманиковой формации, представленные кремнисто-карбонатными и карбонатно-кремнистыми породами, обогащенными морским водорослевым органическим веществом, обладают высоким генерационным потенциалом [Ступакова и др., 2016].

В нетрадиционных коллекторах в результате эпигенетических процессов и созревания ОВ происходило перераспределение вещества. Высвободившейся объем породы заполнялся углеводородами, а сингенетичный магний из водорослей образовал по матриксу породы рассеянный доломит *in situ* (доломитизацию) (рис. 4, е). Если количество магния в хлорофилле составляет 2,7%, то концентрирование Mg в комплексах по сравнению с целыми клетками повышается в 10 раз [Бойченко и др., 1968] и достигает 27%. Планктонные водоросли — один из основных источников альгосапропелевого ОВ и как следствие основной поставщик сингенетичного магния для формирования доломита, контролирующей вторичную эпигенетичную пористость. Как правило, планктонные водоросли захороняются в виде ОВ, так как не имеют минерального скелета, поэтому их трудно увидеть в шлифах. Фактически микрослоистые отложения доманикового типа и прожилки ОВ будут спрессованными остатками планктонных водорослей и водорослей-макрофитов (рис. 5). В шлифах сланцевых коллекторов часто наблюдается картина «звездного неба» с рассеянным доломитом *in situ* (рис. 4, е) [Заграновская и др., 2021]. Отметим,

Рис. 5. Фото тонкого среза шлифа известняка биокластово-сферопеллоидного средне-мелкозернистого со структурой пакстоун, с перекристаллизованным микритовым матриксом и многочисленными включениями ОВ по межзерновым порам. Кальцисферы представлены преимущественно цистами водорослей; фаменский ярус депрессионной зоны. Никели параллельные



что нефть сланцевых коллекторов часто характеризуется зеленым оттенком, который придают нефти продукты преобразования хлорофилла, что может косвенно указывать на источник ОВ.

Исследования керн показали, что основную часть в структуре порового пространства в отложениях доманиковой формации занимают битумоиды с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых веществ, количество которых достигает 15 вес.% от объема породы. Распределение битуминозности в породах доманикового типа показано ниже в шлифах (рис. 6, 7).

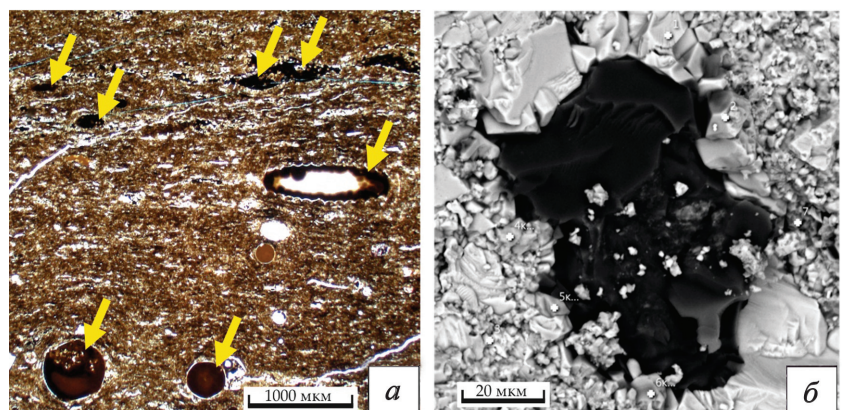
Органическое вещество в отложениях доманиковой формации можно охарактеризовать наличием максимального количества следующих компонентов: кероген (в наименьшем количестве), УВ (насыщенная и ароматическая фракции) и неуглеводородные компоненты нефти — смолисто-асфальтеновые вещества (САВ). С процессами генерации в ОВ непрерывно перераспределяются компоненты, это ключевой фактор в формировании потенциала извлечения УВ. При миграции УВ за пределы нефтематеринских пород происходит фракционирование состава и преимущественное перемещение насыщенных и ароматических УВ с небольшой частью растворенных гетероатомных соединений. Смолисто-асфальтеновые вещества перенасыщают систему, так как лишь частично растворяются насыщенными и ароматическими УВ и в результате высокой молекулярной массы влияют на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород, закупоривая пустотное пространство,

а также увеличивают плотность и вязкость флюида, препятствуя его извлечению. Таким образом, в разрезе отложений доманикового типа необходимо вычлнять пропластки с содержанием САВ, которые снижают коллекторские свойства.

Интерпретация данных ГИС. Отложения доманиковой формации, обогащенные органическим веществом, выделяются в разрезе франского, фаменского ярусов и нижней части турнейского яруса среди плотных карбонатно-кремнистых пород. Такие породы являются нефтематеринскими и могут содержать как подвижные (или легкие) углеводороды (ЛУВ), так и неподвижные смолисто-асфальтеновые вещества.

Первоначальный этап при интерпретации данных ГИС — обоснование граничного значения содержания органического вещества (ТОС) для разделения отложений доманиковой формации и вмещающих пород. Граничное значение концентрации ОВ связано с погрешностью измерения на пиролитических приборах с программируемым нагревом. Образцы пород с $ТОС < 1,5\%$ не имеют четко выраженных площадей, регистрируемых S-пиков, а следовательно, не могут давать количественные параметры состава и свойств ОВ [Вашкевич и др., 2019]. Выделение пород доманикового типа в сква-

Рис. 6. Распределение битуминозности в породах доманикового типа семилукского горизонта (средний фран) Муханово-Ероховского прогиба: а — раковины тентакулит и остракод с включениями тяжелых углеводородов или смолисто-асфальтенового вещества (фото тонкого среза кремнистого известняка, никели параллельные); б — включение тяжелых углеводородов или смолисто-асфальтенового вещества в полости перекристаллизованной раковины остракоды (фото с электронного сканирующего микроскопа)



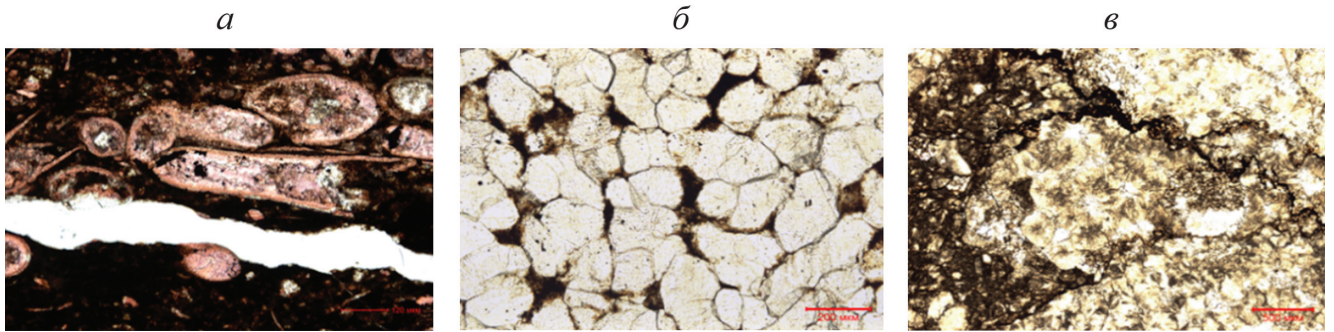


Рис. 7. Распределение битуминозности в породах доманикового типа (шлифы): *а* — интракластово-кристаллический доломитистый известняк, матрикс биоморфно-кристаллический с битумом; *б* — кристаллический известняк, битуминозность в межкуристаллическом пространстве; *в* — интракластовый (обломки водородослевого известняка) полибиодетритово-микритовый доломитистый известняк, коричневая битуминозность в межкуристаллическом пространстве и по стилолитам

жинах реализуется по граничному значению общего содержания в породе ТОС, равному 1,5%.

Критериями оценки качества проведенных пиролизических исследований должны служить корреляционные зависимости $S2b — T_{maxb}$ либо данные дополнительных измерений $C_{орг}$ на анализаторе (метод прямого анализа концентрации ОВ).

Следующий этап интерпретации — расчет ТОС по ГИС. Для этого необходимо от керновых исследований перейти к методам ГИС, которые позволят оценить ТОС в скважинах, где нет геохимических исследований керна и шлама. Оценку содержания ОВ предлагается проводить любым из предложенных ниже способов:

- 1) при наличии представительной выборки по керну путем установления устойчивой связи с урановой составляющей спектрометрии;
- 2) при наличии представительной выборки по керну путем установления устойчивой связи с двойным разностным параметром $\Delta J_{ГК}$;
- 3) определение ТОС с использованием связей типа керн ТОС — керн теплофизические исследования — ГИС;

В качестве дополнительного метода предлагается использовать бесконтактные теплофизические ис-

следования керна. Результаты этих исследований — высокоразрешающие профили теплопроводности вдоль скважины, определенные методом оптического сканирования и преобразуемые в непрерывные профили ТОС (патент РФ 2720582 от 12.05.2020) [Попов и др., 2017]. Высокая эффективность этого метода подтверждается хорошим соответствием оценки ТОС по данным теплофизического профилирования на керне с результатами оценки ТОС при помощи пиролиза (рис. 8) [Богданович и др., 2009], а также тесной связью ТОС (по теплофизике) и двойного разностного параметра $\Delta J_{ГК}$ (при определении $\Delta J_{ГК}$ по данным гамма-каротажа) после попластового осреднения результатов определения каждого из этих параметров (рис. 9). Выявленные связи характеризуются высокими значениями коэффициента корреляции.

Для перехода от установленной по керну величины ТОС, граничной к данным ГИС, рекомендовано использовать граничные значения, полученные по урановой составляющей ГК-С, акустическому каротажу и водородосодержанию (рис. 10).

Отложения доманиковой формации включают в себя пропластки с подвижными легкими УВ и пропластки с неподвижными УВ смолисто-асфальтеновыми веществами (рис. 6, 7).

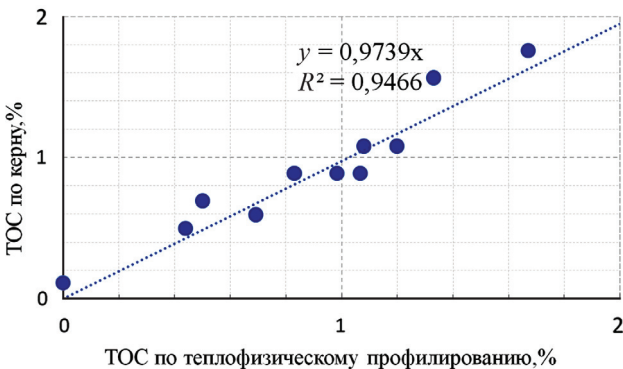


Рис. 8. Сопоставление содержания ОВ по керну, полученного по результатам пиролиза, и содержания органического вещества, определенного по результатам теплофизического профилирования на керне, после попластового осреднения результатов по каждому параметру, Балеikinская площадь

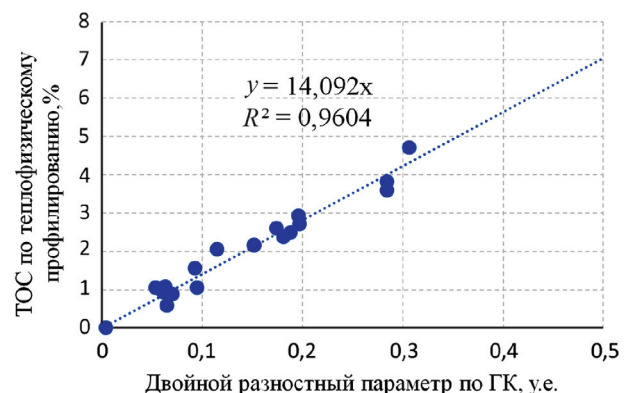


Рис. 9. Зависимость содержания ОВ по теплофизическому профилированию и двойного разностного параметра после попластового осреднения результатов по каждому параметру, Балеikinская площадь

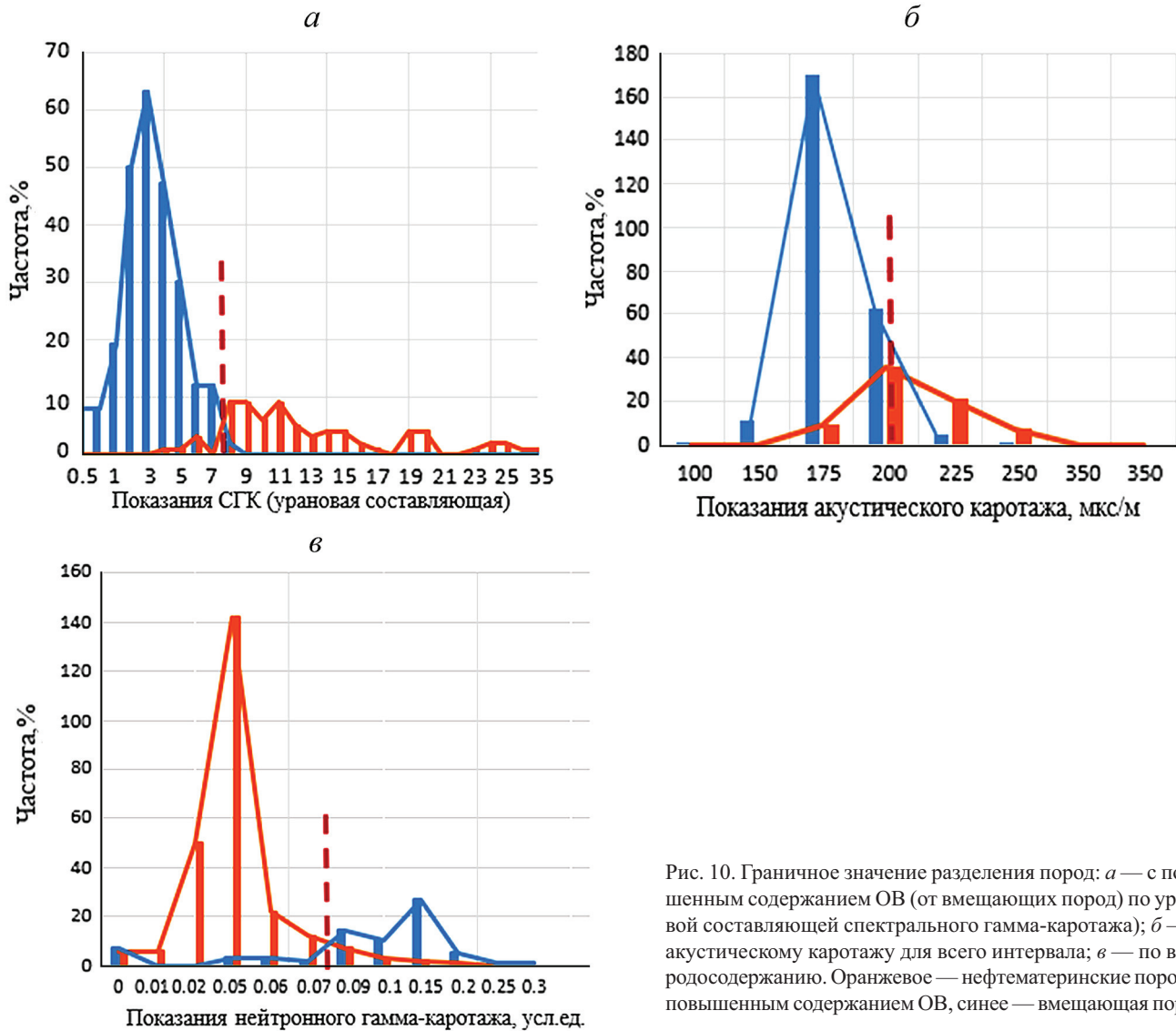


Рис. 10. Граничное значение разделения пород: *a* — с повышенным содержанием ОБ (от вмещающих пород) по урановой составляющей спектрального гамма-каротажа; *b* — по акустическому каротажу для всего интервала; *v* — по водородосодержанию. Оранжевое — нефтематеринские породы с повышенным содержанием ОБ, синее — вмещающая порода

Смолисто-асфальтеновые вещества заполняют пустотное пространство, что значительно ухудшает коллекторские свойства. Радиоактивность таких отложений обусловлена присутствием рассеянного ОБ (РОВО) в матрице породы и наличием смолисто-асфальтеновых веществ в стилолитах, внутри раковин тентакулит, в межкристаллической пустотности, в отдельных прослоях и в прожилках [Заграновская и др., 2021; Горожанин и др., 2019]. Поэтому в разрезе необходимо идентифицировать породы по групповому составу с различными насыщающими их углеводородами, определяющими их подвижность. Для этого предлагается использовать данные электрического каротажа (БК). Пропластки с подвижными УВ будут характеризоваться более низкими значениями удельного электрического сопротивления (в зависимости от изучаемой площади до 1000 Ом·м), чем пропластки, содержащие смолисто-асфальтеновые вещества. На примере скважин Бузулукской впадины для отложений доманиковой формации приводятся граничные значения для разделения пропластков с наличием подвижных УВ и

пропластков с наличием смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) (рис. 11).

Следует отметить, что кероген является частью ОБ, и в зависимости от зрелости органического вещества может содержать свободный флюид в поровом пространстве и идентифицироваться как пропласток с наличием пористости. Керогеносодержащие пропластки с незрелым ОБ входят в выборку с плотными породами, содержащими САВ, а керогеносодержащие пропластки с наличием зрелого ОБ будут интерпретироваться как пропластки с органической пористостью. Отдельно выделять керогеносодержащие пропластки по данным ГИС не рекомендуется, так как при разных геолого-геохимических условиях преобразования пород они будут охарактеризованы различными емкостными параметрами, физические свойства которых не отразятся в полном объеме при интерпретации данных ГИС. По данным геохимических исследований скважин отмечается низкое содержание керогена в отложениях доманиковой формации, что не отражается на результатах интерпретации.

По вещественному составу пород и наличию подвижных УВ можно выделить в высокорadioактивном разрезе линзовидный, спорадически развитый естественный коллектор (ЕК) не коррелируемый по площади [Вашкевич и др., 2018; Вашкевич и др., 2019; Заграновская и др., 2021].

Естественным коллектором называется порода, способная вмещать флюид и отдавать его в любом, даже незначительном количестве без стимуляции коллектора. ЕК характеризуется наличием прямых признаков по каротажу (радиальный градиент сопротивления, измеренного зондами с разной глубиной исследований, и сужение диаметра скважин, зафиксированное на кривой кавернометрии), однако в разрезе фаменских и франских отложений часто отсутствуют прямые признаки, что значительно усложняет выделение коллектора. В таких случаях ЕК выделяется по наличию разуплотнения по методам акустического каротажа и плотности, пониженным показаниям гамма-каротажа и нейтронных методов, с граничным значением коэффициента пористости выше 4,5%, а также с повышенными газопоказаниями.

По минералогическому составу ЕК характеризуется наличием в матриксе пород кремнистых минералов, вторичных доломитов и может как содержать, так и не содержать ОВ.

Часто ЕК подтверждается аномалией по газовому каротажу [Петерсилье и др., 2003]. Однако аномалия, выделенная по газовому каротажу, носит косвенный характер и однозначно требует уточнения границ выделяемых коллекторов.

Резюмируя, отметим, что в отложениях доманиковой формации выделяются три вида пород, которые содержат как подвижные, так и неподвижные УВ, и характеризуются следующими параметрами:

- породы с содержанием ТОС > 1,5%, сопротивлением до 1000 Ом·м (в зависимости от изучаемой площади), наличием пористости, содержат кероген и легкие подвижные УВ;

- отложения доманиковой формации (ТОС > 1,5%) с высоким сопротивлением (до 10 000 Ом·м), в поровом пространстве которых содержатся неподвижные УВ (смолисто-асфальтеновые вещества);

- естественный коллектор с коэффициентом пористости (K_p) выше 4,5%, наличие прямых признаков либо их отсутствие. В зависимости от содержания ТОС естественный коллектор может быть охарактеризован как содержащий ТОС > 1,5%, так и без ТОС. Результаты интерпретации приведены на рис. 12.

Результаты анализа литолого-минералогического, вещественного исследования доманиковой формации и выявления их генетических особенностей. Нефть в отложениях доманиковой формации, как и в баженовском горизонте, образуется за счет собственного ОВ. Подвижность углеводородов зависит от связанности пустотного пространства и зрелости ОВ, а также от компонентного состава ОВ. Область аккумуляции подвижных УВ — кремниевые



Рис. 11. Пример определения граничного значения удельного электрического сопротивления для разделения пород, содержащих легкие углеводороды, и пород с неподвижными углеводородами (смолисто-асфальтеновые вещества). Оранжевым показаны пропластки доманикового типа с подвижными углеводородами, синим — плотные пропластки с содержанием неподвижных углеводородов (смолисто-асфальтеновые вещества)

и доломитизированные карбонатные пропластки с наличием остатков характерной фауны, водорослей, образующие чередующиеся прослои мощностью по 0,2–0,5 м [Вашкевич и др., 2018., 2019].

Пустотное пространство в отложениях доманиковой формации формируется в результате эпигенетических процессов и представлено трещинами, кавернами, межзерновой, межкристаллической пористостью и органической пористостью. Наблюдается повышение пористости с увеличением количества $C_{орг}$ в кремнистых [Заграновская и др., 2017] и доломитизированных пропластках [Вашкевич и др., 2018, 2019; Ульмишек и др., 2017; Заграновская и др., 2020, 2021]. В.Б. Татарский (1939) впервые обратил внимание на формирование нефтеносных доломитов в присутствии значительного количества ОВ.

В отложениях доманиковой формации доломитизация чаще проявлена послойно, выражена в развитии кристаллов доломита по битуминозному матриксу. Поэтому в определение «органическая пористость» вкладывается более широкое понятие, чем просто пористость керогена. Это более сложный физико-химический процесс преобразования ОВ и перераспределения элементов внутри пласта в результате его созревания. Степень доломитизации варьирует от частичной до полной, а форма выделений доломита указывает на проявленный эпигенетический процесс [Вашкевич и др., 2018]. В результате вторичных процессов на разных этапах преобразования и созревания ОВ происходило перераспределение компонентов в породе. А доломитизация косвенно указывает на изменение коллекторских свойств в сторону их увеличения.

С процессами генерации в ОВ непрерывно перераспределяются компоненты, это ключевой фактор в формировании потенциала извлечения УВ. Неподвижные смолисто-асфальтеновые вещества перенасыщают систему и влияют на фильтрацион-

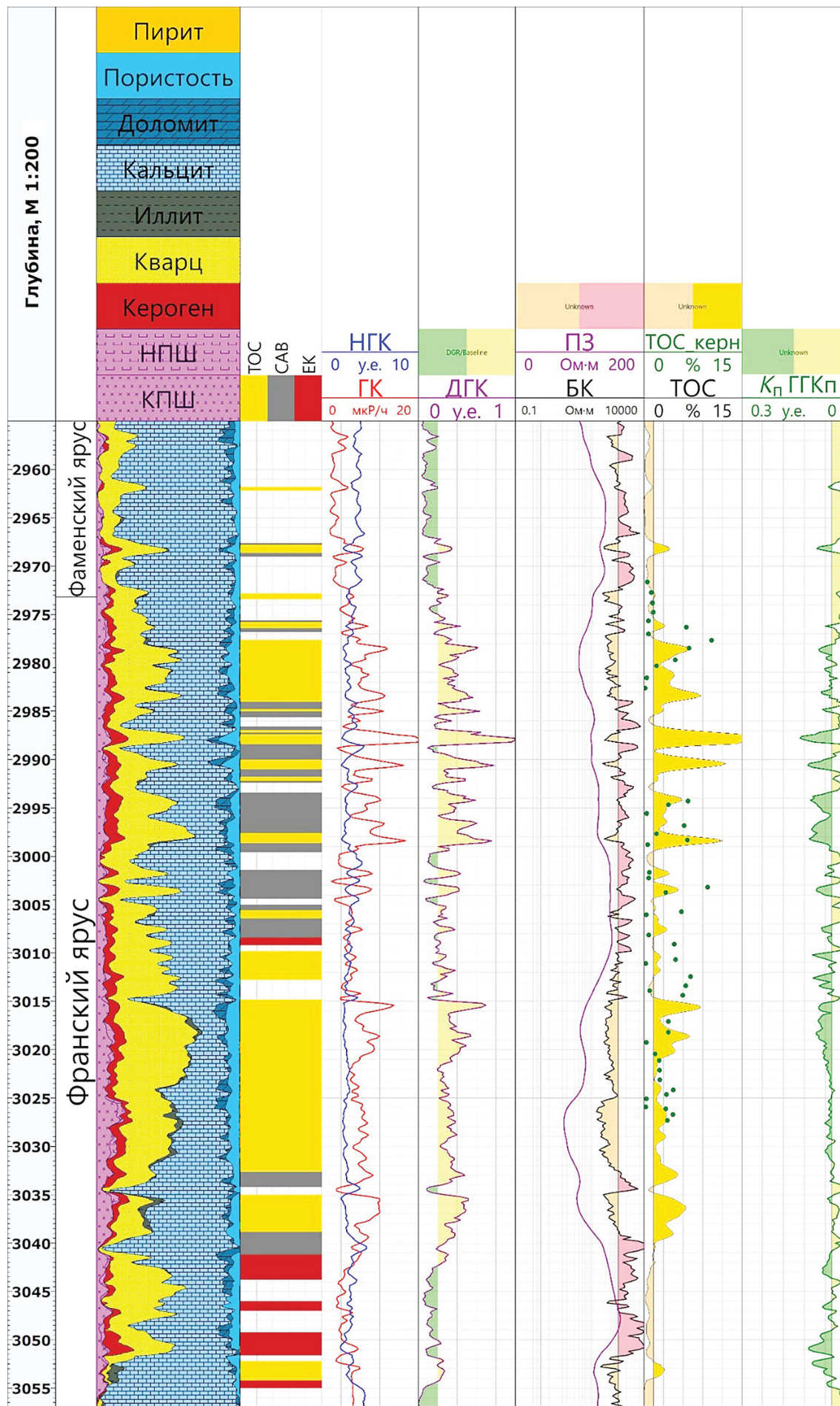


Рис. 12. Пример выделения продуктивной части разреза отложений доломитового типа. ТОС — общее органическое вещество, САВ — смолисто-асфальтеновые вещества, ЕК — естественный коллектор, НГК — показание нейтронного каротажа, ГК — показание гамма-каротажа, ДГК — двойной разностный параметр ГК, БК — показание бокового каротажа, ПЗ — показание потенциала-зонда, К_п ГГК_п — пористость по плотностному каротажу

но-емкостные свойства (ФЕС) пород, закупоривая пустотное пространство, поэтому пропластки с высоким содержанием САВ снижают коллекторские свойства резервуара.

Результаты интерпретации ГИС отложений доманиковой формации. Основы интерпретации данных ГИС при выделении эффективных нефтенасыщенных слоев обоснованы по выявленным геолого-геофизическим и геохимическим особенностям отложений.

В разрезе от вмещающих кремнисто-карбонатных пород отделены нефтематеринские породы (НМП), в которых выделяются пропластки, содержащие смолисто-асфальтеновые вещества и естественные коллекторы, спорадически развитые по всему разрезу.

Установлены граничные значения данных ГИС для разделения отложений доманиковой формации на пропластки с содержанием УВ с разной подвижностью, они могут варьировать в зависимости от изучаемой площади.

Уточнение корреляционных связей между содержанием ОВ в керне и данными ГИС будет получено только при применении непрерывного теплофизического профилирования на керне.

Эффективная часть разреза для отложений доманиковой формации выделяется по следующим граничным критериями по данным геофизических исследований скважин:

- урановая составляющая (по ГК-С) $\geq 5,3\%$;
- акустическая плотность (по акустическому каротажу) ≥ 190 мкс/м;
- водородосодержание (по нейтронному каротажу) $\geq 6,3\%$;

Граничное значение сопротивления для разделения пропластков с учетом группового состава УВ и их подвижности (САВ и нефть) по БК составляет 870 Ом·м.

Выделение спорадически развитого естественного коллектора характеризуется:

- минимальными показаниями плотностного каротажа;
- максимальными показаниями акустического каротажа;
- граничным коэффициентом пористости, равным 4%;
- подтверждением по результатам испытаний и аномальных значений по газовому каротажу.

Литологические и генетические особенности, влияющие на изменение коллекторских свойств доманиковой формации. Нефтеносность и свойства нетрадиционных перспективных отложений взаимосвязаны с процессами формирования коллекторов и нефтегазообразования.

Для доманиковой формации, в основном в депрессионной части разреза, характерна закрытая система нефтегазоаккумуляции, где основные процессы происходили в результате перераспределения вещества внутри комплекса при диа- и катагенезе, т. е. без привноса и выноса вещества по системе

секущих разломов. Объем и связанность пустотного пространства в нетрадиционных коллекторах сформировались в результате эпигенетических процессов и созревания ОВ. Сингенетичные УВ заполняли высвободившееся пустотное пространство и перераспределяли сингенетичный магний альгосапропелевого ОВ, образуя рассеянные кристаллы доломита по матриксу породы *in situ*. Рассеянный доломит *in situ* в матриксе породы увеличивает долю межкристаллических пор, тем самым образуя нетрадиционный микропоровый коллектор, заполненный автохтонными УВ и компонентами нефти.

В процессе созревания ОВ и миграции УВ происходило перераспределение компонентов ОВ в пустотном пространстве, поэтому высвободившееся пустотное пространство пород могло постепенно заполняться смолисто-асфальтеновыми веществами, что резко снижало коллекторские свойства нетрадиционных коллекторов. Смолисто-асфальтеновые вещества перенасыщают систему, так как лишь частично растворяются насыщенными и ароматическими УВ и в результате высокой молекулярной массы влияют на ФЕС пород, закупоривая пустотное пространство, а также увеличивают плотность и вязкость флюида, препятствуя его извлечению. Таким образом, при интерпретации необходимо вычленять в разрезе пропластки с содержанием САВ, которые снижают коллекторские свойства пласта.

Определение «органическая пористость» включает более широкое понятие, чем просто пористость керогена. Это более сложное физико-химическое явление для нетрадиционного коллектора, обусловленное процессами преобразования ОВ и перераспределением элементов внутри пласта в результате его созревания, а также перераспределением компонентов ОВ и миграцией УВ.

Рекомендации по интерпретации ГИС для отложений доманиковой формации. В отложениях доманиковой формации по данным ГИС выделяются пропластки с содержанием смолисто-асфальтеновых веществ, нефтематеринские породы и спорадически развитые естественные коллекторы.

Выделение эффективной части разреза основано на граничных критериях по данным геофизических исследований скважин, которые могут варьировать и уточняться в зависимости от изучаемой площади и изменения литологического состава пород.

Для уточнения петрофизической модели, минералогического состава и пустотного пространства рекомендуется применение специальных методов ГИС (диэлектрические методы, литосканер, СО-каротаж, акустические и плотностные методы с высоким качеством записи).

Направление дальнейших исследований. Отложения доманиковой формации в центральной части Муханово-Ероховского прогиба высокоперспективны. Исследование этих отложений планомерно продолжается. В результате поисково-оценочного бурения планируется отбор кернового материала. Расширенная программа исследований включает

изучение фильтрационно-емкостных свойств пород, детальное изучение минералогического состава, теплофизических характеристик, геохимических параметров, проведение изотопных исследований карбонатов и ОВ.

Для получения надежных зависимостей керн-ГИС при интерпретации эффективных толщин в проектных скважинах планируется выполнить расширенный комплекс геофизических исследований, включающий ЯМК, FMI, СО-каротаж.

Заключение. В результате исследований разработаны методические подходы выделения эффективных толщин для отложений доманиковой формации по данным ГИС с целью достоверной оценки запасов и ресурсного потенциала.

В условиях большого количества пробуренных скважин, но в отсутствие кернового материала проблема очень актуальна для Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Богданович Н.Н., Десяткин А.С., Добрынин В.М. и др. Геофизические исследования скважин. Вологда: Инфра-Инженерия, 2009. 960 с.

Бойченко Е.А., Саенко Г.Н., Удельнова Т.Н. Эволюция концентрационной функции растений в биосфере // Геохимия. 1968. № 10. С. 1260–1264.

Вашкевич А.А., Стрижнев К.В., Шашель В.А. и др. Прогноз перспективных зон для отложений доманикового типа на территории Волго-Уральской НПП // Нефтяное хозяйство. 2018. № 12. С. 14–17.

Вашкевич А.А., Стрижнев К.В., Шашель В.А. и др. Геолого-геофизические особенности строения отложений доманикового типа, влияющие на оценку запасов и ресурсного потенциала УВ // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 16–20.

Вилесов А.П., Чертина К.Н., Воронцов И.П. и др. Генезис доломитовых коллекторов бийско-афонинской карбонатной толщи Оренбургской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 11. С. 25–34.

Гатовский Ю.А., Ступакова А.В., Калмыков Г.А. и др. Новые данные о биостратиграфии и фациальных типах разрезов доманиковых отложений (верхний девон) Волго-Уральского бассейна // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4: Геология. 2015. № 5. С. 86–99.

Горожанин В.М., Горожанина Е.Н., Артюшкова О.В. и др. Вторичное минералообразование в породах доманикового горизонта // Фациальный анализ в литологии: теория и практика. М.: МАКС Пресс, 2019. С. 38–40.

Заграновская Д.Е., Исаева С.И., Захарова О.А. Основы интерпретации ГИС для выделения перспективных отложений доманикового типа франско-фаменского возраста // Изв. вузов. Геология и разведка. 2020. № 2. С. 61–72.

Заграновская Д.Е., Исаева С.И., Вилесов А.П. и др. Особенности строения нетрадиционных коллекторов пород доманикового типа // Мат-лы совместного семинара EAGE/SPE 2021. Сланцевая наука: новые вызовы. Москва, Россия, 5–6 апреля 2021.

Заграновская Д.Е., Коробов А.Д., Стрижнев К.В. и др. Определение генезиса нетрадиционных коллекторов с целью картирования перспективных площадей свободной нефти в отложениях баженовского горизонта на примере

Выявлена тесная связь содержания ОВ при определении ТОС технологией «ТОС (теплофизика) — двойной разностный параметр $\Delta J_{\text{ГК}}$ » (при определении $\Delta J_{\text{ГК}}$ по данным гамма-каротажа) после попластового осреднения результатов определения каждого из этих параметров, связи которых характеризуются высокими значениями коэффициента корреляции.

В итоге при оценке нефтегазоносного потенциала в разрезе по данным ГИС выделены три группы пород: нетрадиционные коллекторы с повышенным содержанием ОВ и наличием подвижных УВ; битуминозные породы, в которых часть порового пространства заполнена смолисто-асфальтовыми веществами; вмещающие плотные карбонатные и кремнисто-карбонатные породы без содержания ОВ. Также по всему разрезу отложений доманикового типа выделяются спорадически развитые традиционные коллекторы.

Пальяновской площади Краснотенского месторождения // Недропользование XXI век. 2017. № 1. С. 24–35.

Петерсилье В.И., Порожков В.И., Яценко Г.Г. Методические Рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. М.: ВНИГНИ, НПЦ Тверьгеофизика, 2003. 258 с.

Попов Ю.А., Попов Е.Ю., Чехонин Е.М. и др. Исследование баженовской свиты с применением непрерывного профилирования тепловых свойств на керне // Нефтяное хозяйство. 2017. № 3. С. 22–27.

Спасенных М.Ю., Чехонин Е.М., Попов Ю.А. Связь теплопроводности и естественной радиоактивности пород баженовской свиты по данным гамма-каротажа, гамма-спектрометрии и теплофизического каротажа на керне // Мат-лы конференции EAGE «Геомодель-2016», Геленджик, 12–16 сентября, 2016.

Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И. и др. 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>

Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И. и др. Резервуары нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна // Науч.-тех. Вестн. ОАО «НК «Роснефть». 2016. № 2. С. 46–52.

Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А. и др. Поиск критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна // Георесурсы. 2015. № 2 (61). С. 77–86.

Ульмишек Г.Ф., Шаломеенко А.В., Холтон Д.Ю. и др. Нетрадиционные резервуары нефти в доманиковой толще Оренбургской области // Геология нефти и газа. 2017. № 5. С. 67–77.

Фадеева Н.П., Козлова Е.В., Полудеткина Е.Н. и др. Генерационный потенциал пород доманиковой формации Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2015. № 6. С. 44–52.

Поступила в редакцию 27.06.2021

Поступила после доработки 30.06.2021

Принята к публикации 13.12.2021