

Моделирование карбонатного резервуара сверхвязкой нефти казанского яруса для определения приоритетных направлений освоения

Р.А. Мударисова^{1*}, Р.Г. Лукьянова¹, С.Е. Валеева^{1,2}, Б.В. Успенский¹, Д.И. Петрова¹,
И.И. Мухаматдинов¹

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

²Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан, Казань, Россия

В работе представлен анализ трехмерной геологической модели Горского резервуара сверхвязкой нефти, расположенного на восточном борту Мелекесской впадины (граница Республики Татарстан и Самарской области). Основными продуктивными отложениями являются реликтивно-органогенный известковистый доломит и оолитовый известковистый доломит казанского яруса. Геологическая модель Горского резервуара включала литолого-фациальную и петрофизическую модели и модель насыщения. Литолого-фациальная модель, созданная с целью определения характера пространственного распределения органогенных, оолитовых и других морских образований, применялась для восстановления палеогеографической обстановки осадконакопления и показала, что стратиграфическая последовательность осадконакопления карбонатных отложений представляется в виде восьми этапов. Целью построения петрофизической модели и модели насыщения являлось определение приоритетных направлений освоения карбонатного резервуара сверхвязкой нефти казанского яруса. Выполнена оценка нефтенасыщенных объемов пород, обладающих кондиционной нефтенасыщенностью в пределах основных литотипов. На долю реликтивно-органогенного доломита приходится 60% нефтенасыщенного объема пород, а на долю оолитового доломита – 40%. Несмотря на то, что реликтивно-органогенный доломит более нефтепродуктивен, при этом он обладает худшими коллекторскими свойствами. Для освоения Горской залежи сверхвязкой нефти первоочередными являются участки с улучшенными петрофизическими характеристиками и высоким коэффициентом нефтенасыщенности с применением паротепловых методов.

Ключевые слова: реликтивно-органогенный известковистый доломит, оолитовый известковистый доломит, трехмерная геологическая модель, сверхвязкая нефть, Горское месторождение, освоение залежи, Мелекесская впадина

Для цитирования: Мударисова Р.А., Лукьянова Р.Г., Валеева С.Е., Успенский Б.В., Петрова Д.И., Мухаматдинов И.И. (2025). Моделирование карбонатного резервуара сверхвязкой нефти казанского яруса для определения приоритетных направлений освоения. *Георесурсы*, 27(1), с. 267–274. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.1.12>

Введение

В старых нефтегазоносных провинциях наблюдается тенденция падения темпов добычи традиционных углеводородов (УВ), поэтому поиск и освоение трудноизвлекаемых запасов и нетрадиционных коллекторов становится все актуальнее, а их запасы, к которым относятся и сверхвязкие нефти, служат источником прироста углеводородного сырья в регионе. По геологии, геохимии и освоению отложений нетрадиционных УВ

Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций, сверхвязких нефтей и природных битумов пермской системы Татарстана и прилегающих территорий опубликовано много работ (Хисамов и др., 2022; Прищепа, 2019; Каюкова и др., 2015; Шаргородский, Ахметшин, 2013; Муслимов и др., 2012; и др.).

Целью настоящей работы являлось определение приоритетных направлений освоения месторождений сверхвязкой нефти (СВН) карбонатных отложений казанского яруса в пределах Мелекесской впадины на основе изучения особенностей геологического строения и формирования Горского месторождения СВН, расположенного на границе Республики Татарстан и Самарской области.

Горское месторождение СВН является одним из крупных в камышлинском горизонте казанского яруса на территории северо-восточного борта Мелекесской впадины;

* Ответственный автор: Раушания Айдаровна Мударисова
e-mail: rayshania@mail.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

в настоящее время месторождение недоизучено и не введено в разработку. Отличительной особенностью изучаемого месторождения от разрабатываемых месторождений СВН уфимского яруса является то, что пласт-коллектор сложен двумя основными литотипами – реликтивно-органогенными и оолитовыми известковистыми доломитами (по классификации Р. Данхема (Dunham, 1962) – доломитовым баундстоуном и доломитовым оолитовым пакстоуном), и подвергался длительным постседиментационным преобразованиям (рис. 1), таким как доломитизация, вторичная кальцитизация, сульфатизация. По классификации Н.Р. Джеймса (James, Bourque, 1992) органогенная постройка Горского участка раннеказанского возраста по своей морфологии и особенностям эволюции относится к скелетным холмам. Они отличаются от классических рифов отсутствием типичных массивных каркасных организмов, тыловых и передовых шлейфов, угол наклона слоев составляет менее 40°. Горская структура имеет тектоно-седиментационный генезис, что отражено в работе (Мударисова и др., 2021).

Для анализа нефтеносного потенциала карбонатных пород-коллекторов и выявления закономерностей их распространения в объеме резервуара авторами ранее был проведен обширный ряд лабораторных исследований керна: рентгенофлуоресцентный и изотопный анализы, анализ спектров, полученных методом электронного парамагнитного резонанса, а также фильтрационно-емкостных свойств и характера нефтенасыщения (Мударисова, 2024; Мударисова и др., 2022). Пустотное пространство основных литотипов может быть заполнено как сверхвязкой нефтью, так и кальцитом или сульфатами. Эффективная пористость обусловлена, во-первых, особенностями осадконакопления – первичной межформенной пористостью, образованной за счет пузырьков газа от деятельности водорослей (Королев и др., 2013), а во-вторых, диагенетическими и эпигенетическими преобразованиями пород – каверновой пористостью 2-го типа (Lucia, 1995). Комплексирование результатов петрофизических исследований и палеотектонических реконструкций позволили определить генезис казанского нефтеносного резервуара:

ловушка в пределах Горского участка сформировалась в условиях неглубокого теплого моря и имеет органогенную природу. Очевидно, что в исследуемом районе располагается целый ряд ловушек подобного генезиса (Мударисова, 2024), которым присущи аналогичные закономерности распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) сложного неоднородного карбонатного коллектора.

На Горском месторождении оолитовый и реликтивно-органогенный известковистые доломиты сформировались в различных палеофациальных условиях и претерпевали разные постседиментационные преобразования, при этом в реликтивно-органогенном доломите, из-за большей первичной пустотности, существовали наилучшие условия для проникновения агрессивных вод в тело разрушающейся залежи, поэтому он претерпевал значительные постседиментационные изменения (Мударисова, 2024).

На закономерности локализации сверхвязкой нефти в пределах карбонатных резервуаров в отложениях казанского яруса Мелекесской впадины наибольшее влияние оказали следующие факторы: распределение основных литотипов в ловушках, степень их постседиментационной преобразованности, ухудшающей ФЕС пород (Королев и др., 2013; Сахибгареев, 1989), наличие источников мигрирующих УВ (Успенский, Валеева, 2008), а также биodeградация залежи в процессе гипергенных изменений (Каюкова и др., 2014; Курбский, 1987), вследствие чего ухудшаются и свойства углеводородного флюида. Высокая вязкость и значительное содержание смолисто-асфальтовых соединений затрудняют освоение месторождений СВН на естественном режиме и с использованием заводнения (Shah et al., 2010).

Для определения приоритетных направлений освоения месторождений СВН наиболее важным является изучение ФЕС и кондиционного характера нефтенасыщения пластов-коллекторов. На основе анализа геологической модели карбонатного резервуара можно провести геометризацию органогенных структур и сопутствующих оолитовых отмелей, а также прогнозирование зон с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами и повышенным

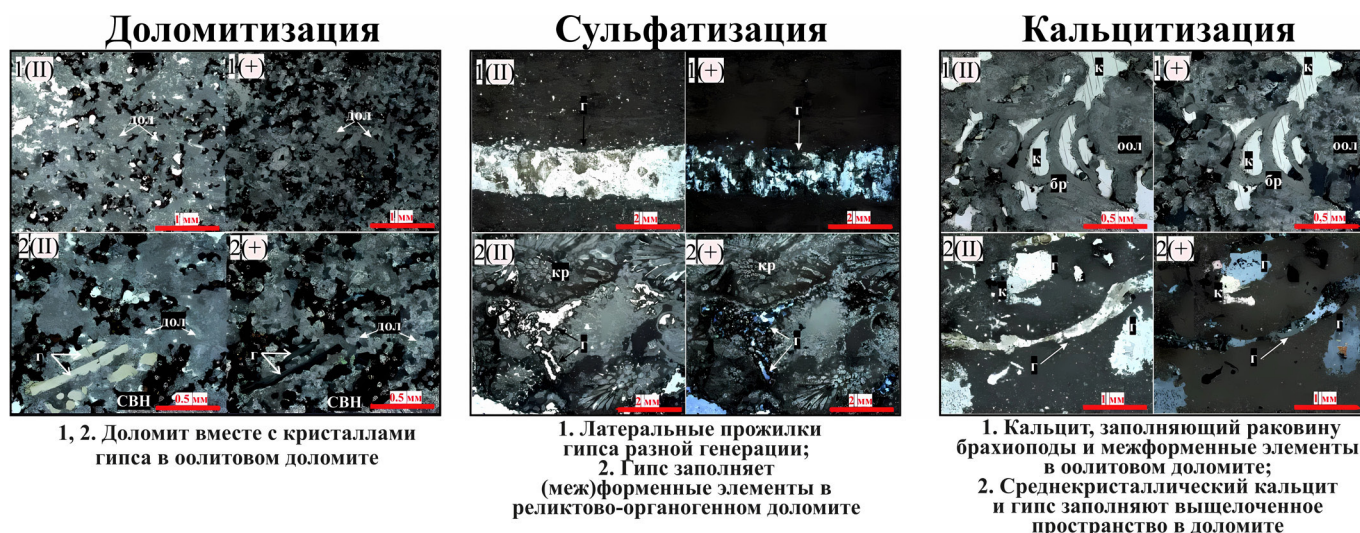


Рис. 1. Виды постседиментационных преобразований пласта-коллектора Горского месторождения СВН (петрографические фотографии шлифов при двух положениях николей || и +): г – гипс, дол – доломит, к – кальцит, оол – оолиты, бр – брахиопода, кр – криноидея, СВН – сверхвязкая нефть

нефтенасыщением. Геологическое моделирование дает возможность обозначить приоритетные участки для разбуривания и освоения месторождения (Lonoу, 2006).

Методика исследований

С целью определения условий формирования осадочных образований авторами проведен фациально-генетический анализ, в основу которого были положены данные о строении и составе карбонатных отложений уфимско-раннеказанского карбонатно-терригенного битуминозного комплекса, изученного ранее в работах Б.В. Успенского, Р.Х. Муслимова, Р.С. Хисамова, Е.Д. Войтовича, С.С. Эллерна, И.М. Акишева и др. (Хисамов и др., 2022; Успенский, Валеева, 2008; Виноходова, Эллерн, 1985; и др.). Фациальный анализ включал в себя первичное определение обстановок осадконакопления и проводился на основе различных атласов и методических пособий (Фортулатова и др., 2005; Морозов, Козина, 2007; Морозов и др., 2008). Его применение позволило определить палеогеографические обстановки осадконакопления отложений, для чего ранее были проведены петрографические описания шлифов, рентгенофлуоресцентный анализ и исследование с помощью электронного парамагнитного резонанса (Мударисова, 2024).

На более чем 1000 образцах керна, отобранных из скважин структурного бурения, определены литотипы пород, коэффициенты открытой пористости, проницаемости и нефтенасыщенности (объемная и по массе), проведена их интерпретация. Вышеперечисленные исследования легли в основу геологической концептуальной 3D модели камышлинского горизонта казанского яруса Горского месторождения СВН, в которой принята соответствующая система осадконакопления.

1. Карбонатные породы камышлинского горизонта несогласно залегают на размытой поверхности сакмарского яруса.

2. Основными продуктивными литотипами являются реликтивно-органогенный и оолитовый известковистые доломиты.

3. Верхняя граница продуктивной толщи литологически проводится по смене карбонатных пород

камышлинского горизонта на плотные разности терригенных пород красной яры горизонт казанского яруса (Мударисова, 2024; Судаков и др., 2024; Чемоданов и др., 2017; Успенский, Валеева, 2008).

Геологическая 3D модель Горского месторождения СВН включает в себя литолого-фациальную, петрофизическую модели и модель насыщения, построение которой проводилось в программном комплексе «Petrel».

Построение литолого-фациальной модели помогает провести оценку системы осадконакопления по аналогии с похожими условиями в мировых практиках (например, Fagerstrom, 1987; Riding, 2002; Handford, 1988; Martin et al., 2017; и др.). Ориентация и геометрия являются ключевыми диагностическими признаками при идентификации отложений органогенных и оолитовых мелководных фаций.

Результаты

1. *Литолого-фациальная модель.* Закономерности размещения органогенных, оолитовых и других морских фаций в камышлинское время в пределах Горского участка установлены на основе выделения кубов литологических типов карбонатов. Комплексирование литолого-фациальной модели с вышеописанными исследованиями кернавого материала (Мударисова и др., 2022; Мударисова, 2024) на основе литолого-палеогеографических построений В.И. Игнатъева (Игнатъев, 1976) позволили провести восстановление палеогеографической обстановки в изучаемое время. Стратиграфическая последовательность осадконакопления карбонатных отложений представляется в виде восьми этапов (Мударисова, 2024). Заключительный этап представлен на рис. 2.

2. *Петрофизическая модель* представлена моделью открытой пористости и двумя моделями проницаемости (вдоль и поперек напластования).

По результатам обработки лабораторных исследований (Мударисова, 2024) для основных литотипов коллекторов Горского месторождения СВН получены уравнения корреляционных зависимостей коэффициентов открытой пористости от проницаемости, которые представлены на рис. 3 и учтены при построении петрофизической модели.

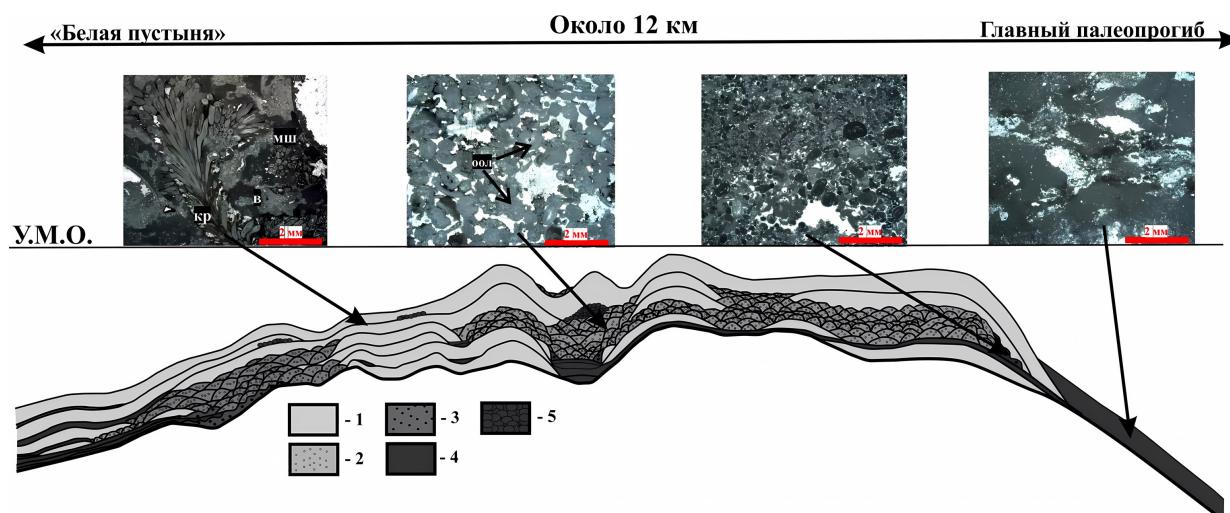


Рис. 2. Условная иллюстрация заключительного этапа осадконакопления карбонатных отложений к концу камышлинского времени: 1 – органогенные фации, 2 – оолитовые мелководные фации, 3 – фации открытого шельфа, 4 – глубоководные фации, 5 – брекчии. УМО – уровень мирового океана. Остальные условные обозначения см. на рис. 1.

Модель насыщения (по массе) строилась с выделением пропластков, обладающих нефтенасыщенностью выше и ниже кондиционной, за кондицию принято значение 4,5% (Успенский и др., 2008). Коэффициент нефтенасыщенности (по массе) определялся по результатам изменения массы размолотых экстрагированных образцов с учетом их объема.

Обсуждение результатов

Геологическое 3D моделирование позволило не только представить основные особенности геологического строения Горской ловушки, но и определить тип залежи нефти камышлинского горизонта казанского яруса: несмотря на то, что резервуаром является органогенная ловушка, залежь нефти имеет вид линзы и относится к литологически ограниченному типу. Водонефтяной контакт залежи отсутствует, нефтенасыщение на периферии линзовидного тела уменьшается и сходится на нет. В плане залежь имеет почти изометричную форму с размерами 7×11 км, нефтенасыщенные толщины составляют 2–16 м.

В целом по изучаемым карбонатным отложениям казанского яруса установлено, что ФЕС и значение нефтенасыщенности у оолитового доломита выше, чем у реликтово-органогенного доломита (Мударисова, 2024).

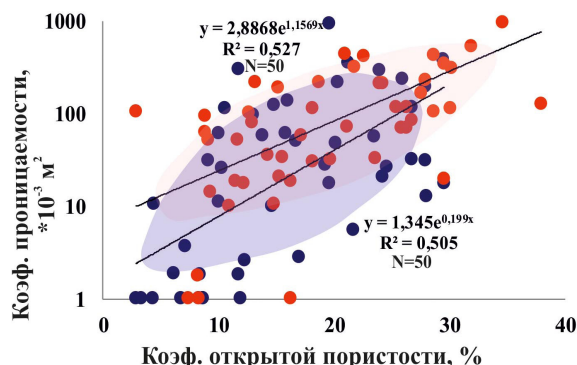


Рис. 3. Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента открытой пористости (Мударисова, 2024). Синие круги – реликтово-органогенный доломит, красные – оолитовый доломит

Наиболее высокими значениями петрофизических свойств и коэффициента нефтенасыщенности, согласно геологической модели, характеризуются участки залежи, пространственно приуроченные к склоновым частям структуры и занимающие преимущественно центральную часть разреза камышлинского горизонта (рис. 4). В сводовой и подошвенной частях камышлинского горизонта казанского яруса отмечается некоторая тенденция ухудшения коллекторских свойств карбонатного резервуара. Причиной этого являются процессы сульфатизации, вторичной кальцитизации и уплотнение карбонатных пород (Сахибгареев, 1989).

В рамках геологического моделирования определялась эффективная нефтенасыщенная толщина пропластков с коэффициентом нефтенасыщенности по массе породы более 4,5% (рис. 5-1, 5-3) (кондиционное значение нефтенасыщенности). Для обоих изучаемых продуктивных литотипов отмечается схожая тенденция: максимальная нефтенасыщенная толщина достигает 12–16 м, минимальная – 2–4 м. При этом пониженные эффективные нефтенасыщенные толщины наблюдаются на наиболее крутых склонах структуры.

Для обоих продуктивных литотипов проводилось построение карт открытой пористости также для пропластков с коэффициентом нефтенасыщенности по массе породы более 4,5% (рис. 5-2, 5-4). И для реликтово-органогенного доломита, и для оолитового доломита при сравнении карт эффективных нефтенасыщенных толщин и открытой пористости участки с высокими значениями параметров не совпадают друг с другом (рис. 5). Низкая корреляционная зависимость между открытой пористостью и нефтенасыщенностью для обоих литотипов объясняется вариативной концентрацией СВН в коллекторах Горского месторождения (Мударисова, 2024).

Освоение биодegradированных залежей сверхвязкой нефти, в условиях постседиментационных преобразований пород-коллекторов и вариативной нефтенасыщенности, характеризующихся аномальной вязкостью УВ и повышенным содержанием смолисто-асфальтеновых соединений, по аналогии с залежами уфимского яруса может проводиться при помощи технологии каталитического

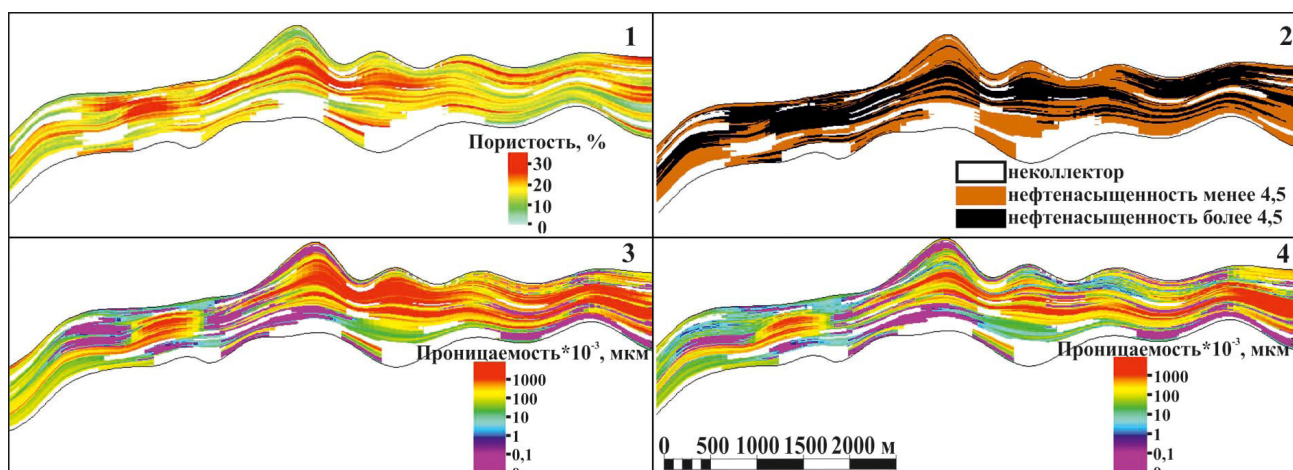


Рис. 4. Геологические разрезы (линия профиля представлена на рисунке 5) из петрофизической модели и модели насыщения (Мударисова, 2024): Куб пористости (1); Куб характера насыщения (2); Куб проницаемости параллельной напластованию (3); Куб проницаемости, перпендикулярной напластованию (4)

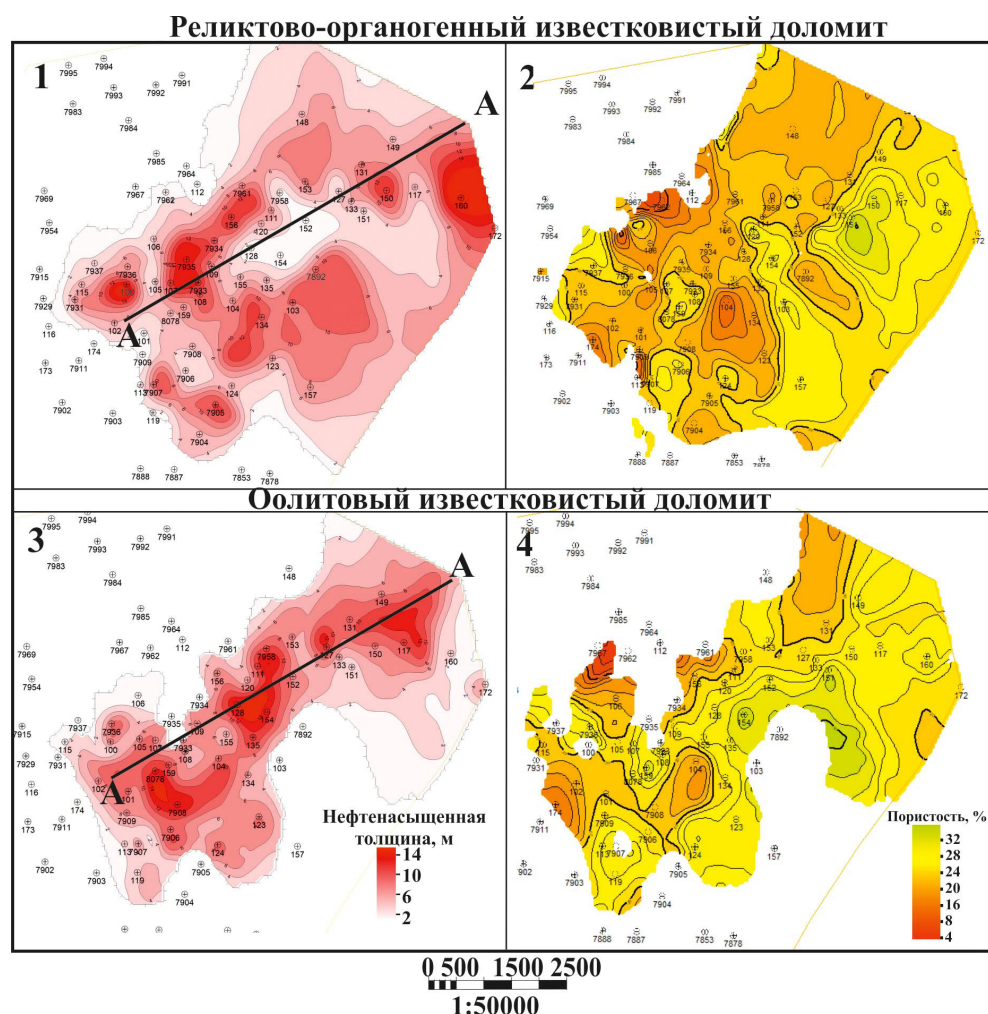


Рис. 5. Карты эффективных нефтенасыщенных толщин отложений камышлинского горизонта казанского яруса (1, 3). Карты открытой пористости (2, 4) (Мударисова, 2024).

акватермолиза. Применение прекурсоров катализаторов совместно с паротепловым воздействием на пласт создаст условия для облагораживания сверхвязкой нефти *in situ* (частичной переработки тяжелых фракций в пласте) и таким образом позволит снизить вязкость добываемой нефти, улучшив при этом ее качественный состав. Это позволяет увеличить дебит нефти и снизить паронефтяной фактор (Falebina et al., 2022).

С использованием трехмерного геологического моделирования выполнена оценка нефтенасыщенных объемов пород, обладающих кондиционной нефтенасыщенностью, в пределах основных литотипов коллекторов. На долю реликтивно-органогенного известковистого доломита приходится 60% нефтенасыщенного объема пород, а на долю оолитового известковистого доломита – 40%. При этом, в пределах Горского месторождения реликтивно-органогенный известковистый доломит имеет более широкое распространение, хотя обладает худшими коллекторскими свойствами.

Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод, что выделить отдельный литотип, как приоритетный объект для опытно-промышленного освоения залежи СВН, не представляется возможным. Однако для разработки Горского месторождения СВН первоочередными являются участки с улучшенными петрофизическими характеристиками и высоким коэффициентом нефтенасыщенности

с применением паротепловых методов. Такие участки преимущественно локализованы на пологих склонах структур и в центральной части разреза камышлинского горизонта (рис. 4).

Закключение

Осадконакопление в раннеказанское время в пределах Горского участка происходило в условиях мелководного морского бассейна с образованием органогенных построек и оолитовых отмелей. Согласно построенной литолого-фациальной модели Горского месторождения СВН, на основе интерпретации лабораторных данных и изучения истории осадконакопления, авторами выявлена стратиграфическая последовательность, представленная в виде восьми этапов.

Первоочередными для разработки Горской залежи СВН и подобных ей залежей Мелекесской впадины, продуктивный пласт которых представлен органогенными и оолитовыми разностями, являются участки с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами и повышенной нефтенасыщенностью, расположенные преимущественно на пологих склонах структур и в центральной части карбонатного резервуара казанского яруса. Освоение залежей сверхвязкой нефти рекомендуется проводить с применением паротепловых методов добычи.

Финансирование

Работа выполнена за счет гранта Республики Татарстан, предоставленного молодым ученым и молодежным научным коллективам на проведение научных исследований в наиболее перспективных и значимых для развития Республики Татарстан областях.

Литература

Виноходова Г.В., Эллен С.С. (1985). О строении нижней части казанского яруса востока Мелекесской впадины и особенности распределения битумов. *Геология и геохимия нефтей и природных битумов*. Казань: Казан. ун-т, с. 8–25.

Игнатьев В.И. (1976). Формирование Волго-Уральской антеклизы в пермский период. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 256 с.

Каюкова Г.П., Петров С.М., Успенский Б.В. (2015). Свойства тяжелых нефтей и битумов пермских отложений Татарстана в природных и техногенных процессах. Москва: ГЕОС, 343 с.

Королев Э.А., Хузин И.А., Галеев А.А., Леонова Л.В. (2013). Особенности эпигенетических преобразований доломитов Сюлеевского месторождения битумов. *Нефтяное хозяйство*, 6, с. 16–18.

Курбский Г.П. (1987). Геохимия нефтей Татарии. Москва: Издательство «Наука», 168 с.

Морозов В.П., Королев Э.А., Кольчугин А.Н. (2008). Карбонатные породы визейского, серпуховского и башкирского ярусов нижнего и среднего карбона. Казань: ПФ «ГАРТ», 182 с.

Морозов В.П., Козина Е.А. (2007). Карбонатные породы турнейского яруса нижнего карбона. Казань: ПФ «ГАРТ», 201 с.

Мударисова Р.А., Лукьянова Р.Г., Успенский Б.В. (2021). Палеотектонические реконструкции условий формирования Горского месторождения сверхвязких нефтей. *Нефтяное хозяйство*, 6, с. 27–31, <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-6-27-31>

Мударисова Р.А., Волков Ю.В., Хасанова Н.М., Успенский Б.В. (2022). Характеристика карбонатных пород-коллекторов раннеказанского возраста Горского месторождения сверхвязкой нефти, изученных методом электронного парамагнитного резонанса. *Георесурсы*, 24(3), с. 90–98. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.8>

Мударисова Р.А. (2024). Условия образования среднепермского карбонатного резервуара Горского месторождения сверхвязкой нефти Мелекесской впадины. *Дис.канд. геол.-минерал. наук*. Казань, 169 с.

Муслимов Р.Х., Романов Г.В., Каюкова Г.П. (2012). Комплексное освоение тяжелых нефтей и природных битумов пермской системы в республике Татарстан Казань: Издательство «Фэн», 396 с.

Прищепа О.М. (2019). Состояние сырьевой базы и добычи трудноизвлекаемых запасов нефти в России Минеральные ресурсы России. *Экономика и управление*, 5(168), с. 14–20.

Сахибгареев Р.С. (1989). Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей Ленинград: Недра, 260 с.

Судаков В.А., Валидов М.В., Делёв А.Н., Новикова С.П. (2024). Особенности геологического моделирования залежей сверхвязких нефтей пермских отложений на Юго-Востоке Республики Татарстан. *Сборник тезисов докладов научно-практической конференции «БайкалGeo24»*, Иркутск, с. 171–176.

Успенский Б.В., Валеева И.Ф. (2008). Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан Казань: Изд-во ПФ «ГАРТ», 347 с.

Фортулатова Н.К., Карцева О.А., Баранова А.В., Агафонова Г.В., Офман И.П. (2005). *Атлас структурных компонентов карбонатных пород*. М.: ВНИГНИ, 440 с.

Хисамов Р.С., Бачков А.П., Войтович С.Е., Ахметшин А.З., Сухов К.А. (2022). Геологические основы поисков и разведки месторождений сверхвязкой нефти в центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции Казань: Издательство «Наследие нашего народа», 184 с.

Чемоданов А.Е., Судаков В.А., Усманов С.А., Хайртдинов Р.К., Ахмадуллин Р.Р. (2017). Применение геохимической модели для мониторинга разработки месторождений сверхвязкой нефти с использованием паротепловых методов. *Нефтяное хозяйство*, 9, с. 104–107. doi: 10.24887/0028-2448-2017-9-104-107

Шаргородский И.Е., Ахметшин А.З. (2013). Нефтеносность пермских отложений в северной части Оренбургской области. *Георесурсы*, 1(51), с. 36–39. <https://doi.org/10.18599/grs.51.1.9>

Dunham R.J. (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional texture Classification of carbonate rock. *American Association of Petroleum Geologists Memoir*, pp. 108–121. <https://doi.org/10.1306/M1357>

Fagerstrom J.A. (1987). The evolution of reef communities. New York: Wiley, 15, 600 p.

Falebita O.A., Koul S., Taylor I.W. (2022). Unconventional energy resources: a system dynamics evaluation of social, environment and economic aspects. *Int J Energy Environ Eng.*, 13, pp. 483–98. <https://doi.org/10.1007/s40095-021-00448-3>

Handford C.R. (1988). Review of carbonate sand-belt deposition of ooid grainstones and application to Mississippian reservoir, Damme Field, Southwestern Kansas. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.* 6 72(10), pp. 1184–1199. <https://doi.org/10.1306/703C9974-1707-11D7-8645000102C1865D>

James N.P., Bourque P.A. (1992). Reef and mounds Facies Models: Response to Sea Level Change: Geological association of Canada, pp. 323–347.

Lonoy A. (2006). Making sense of carbonate pore systems. *AAPG Bull.*, 90(9), pp. 1381–1405. <https://doi.org/10.1306/03130605104>

Lucia F.J. (1995). Rock-fabric / petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization. *AAPG Bull.*, 79 (9), pp. 1275–1300. <https://doi.org/10.1306/7834D4A4-1721-11D7-8645000102C1865D>

Martin K.G., Totten M.W., Raef A. (2017). Characterization of a reservoir ooid shoal complex and Artificial Neural Networks application in lithofacies prediction: Mississippian St. Louis formation, Lakin fields, western Kansas. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 150, pp. 1–12. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.11.028>

Riding R. (2002). Structure and composition of organic reefs and carbonate mud mounds: concepts and categories. *Earth-Science Reviews*, 58 (1–2), pp. 163–231. [https://doi.org/10.1016/S0012-8252\(01\)00089-7](https://doi.org/10.1016/S0012-8252(01)00089-7)

Shah A., Fishwick R., Wood J., Leeke G., Rigby S., Greaves M. (2010). A review of novel techniques for heavy oil and bitumen extraction and upgrading. *Energy Environ. Sci.*, 3, pp. 700–714. DOI: 10.1039/b918960b

Сведения об авторах

Раушания Айдаровна Мударисова – кандидат геол.-минерал. наук, старший преподаватель кафедры геологии нефти и газа им. акад. А.А. Трофимука Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

e-mail: rayshania@mail.ru

Резеда Габдрашитовна Лукьянова – кандидат геол.-минерал. наук, доцент кафедры геологии нефти и газа им. акад. А.А. Трофимука Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

e-mail: rezeda-1@yandex.ru

Светлана Евгеньевна Валеева – старший преподаватель кафедры геологии нефти и газа им. акад. А.А. Трофимука Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет; старший научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования, Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан

Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

e-mail: ssalun@mail.ru

Борис Вадимович Успенский – доктор геол.-минерал. наук, заведующий кафедрой геологии нефти и газа им. акад. А.А. Трофимука Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

e-mail: borvadus@rambler.ru

Дарья Ивановна Петрова – кандидат геол.-минерал. наук, старший преподаватель кафедры разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5
e-mail: DaIPetrova@kpfu.ru

Ирек Изаилович Мухаматдинов – кандидат техн. наук, старший научный сотрудник НИЛ «Внутрипластовое горение» Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420111, Казань, ул. Лобачевского, д. 1/29
e-mail: mc-gross@mail.ru

Статья поступила в редакцию 25.10.2024;
Принята к публикации 21.02.2025; Опубликована 30.03.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Modeling of a Carbonate Reservoir of Ultraviscous Oil of the Kazanian Stage to Determine Priority Areas for Development

R.A. Mudarisova^{1*}, R.G. Lukyanova¹, S.E. Valeeva^{1,2}, B.V. Uspensky¹, D.I. Petrova¹,
I.I. Mukhamatdinov¹

¹Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russian Federation

²Research Institute for Problems of Ecology and Mineral Wealth Use of Tatarstan Academy of Sciences, Kazan, Russian Federation

*Corresponding author: Raushania A. Mudarisova, e-mail: rayshania@mail.ru

Abstract. The presented analysis of the three-dimensional geological model of the Gorsky ultraviscous oil reservoir, located on the eastern side of the Melekess Depression (the border of the Republic of Tatarstan and the Samara region). The main productive proposals are relict-organogenic calcareous dolomite and oolitic calcareous dolomite of the Kazanian Stage. The geological model of the Gorsky reservoir included three models: lithologic-facies and petrophysical models and a saturation model. A lithofacies model, created to determine the nature of the spatial distribution of organogenic, oolitic and other marine formations, was used to reconstruct the paleogeographic sedimentation environment and showed that the stratigraphic sequence of carbonate sedimentation is represented in the form of eight stages. The purpose of constructing a petrophysical model and a saturation model was to determine priority directions for the development of the carbonate reservoir of ultraviscous oil of the Kazanian Stage. The authors assessed the oil-saturated volumes of rocks that have standard oil saturation within the main lithotypes. The share of relict-organogenic dolomite accounts for 60% of the oil-saturated volume of rocks, and the share of oolitic dolomite – 40%. Despite the fact that relict-organogenic dolomite is more oil-productive, it has worse reservoir properties. For the development of the Gorsky ultraviscous oil deposit, the priority areas are areas with improved petrophysical characteristics and a high oil saturation coefficient in combination with the use of steam-heat methods.

Keywords: relict-organogenic calcareous dolomite, oolitic calcareous dolomite, geological three-dimensional model, ultraviscous oil, Gorsky field, reservoir development.

Acknowledgements

The work was carried out at the expense of a grant from the Republic of Tatarstan, provided to young scientists and youth research teams to conduct scientific research in the most promising and significant areas for the development of the Republic of Tatarstan.

Recommended citation: Mudarisova R.A., Lukyanova R.G., Valeeva S.E., Uspensky B.V., Petrova D.I., Mukhamatdinov I.I. (2025). Modeling of a Carbonate Reservoir of Ultraviscous Oil of the Kazanian Stage to Determine Priority Areas for Development. *Georesursy = Georesources*, 27(1), pp. 267–274. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.1.12>

References

- Chemodanov A.E., Sudakov V.A., Usmanov S.A., Khayrtudinov R.K., Akhmadullin R.R. (2017). Application of a geochemical model for monitoring the development of ultra-viscous oil fields using thermal steam methods. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 9, pp. 104–107. (In Russ.) doi: 10.24887/0028-2448-2017-9-104-107
- Dunham R.J. (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional texture Classification of carbonate rock. *American Association of Petroleum Geologists Memoir*, pp. 108–121. <https://doi.org/10.1306/M1357>
- Fagerstrom J.A. (1987). The evolution of reef communities. New York: Wiley, 15, 600 p.
- Falebita O.A., Koul S., Taylor I.W. (2022). Unconventional energy resources: a system dynamics evaluation of social, environment and economic aspects. *Int J Energy Environ Eng.*, 13, pp. 483–98. <https://doi.org/10.1007/s40095-021-00448-3>
- Fortunatova N.K., Kartseva O.A., Baranova A.V., Agafonova G.V., Ofman I.P. (2005). Atlas of structural components of carbonate rocks. Moscow: VNIGNI, 440 p. (In Russ.)
- Handford C.R. (1988). Review of carbonate sand-belt deposition of ooid grainstones and application to Mississippian reservoir, Damme Field, Southwestern Kansas. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.* 6 72(10), pp. 1184–1199. <https://doi.org/10.1306/703C9974-1707-11D7-8645000102C1865D>
- Ignatiev V.I. (1976). Formation of the Volga-Ural anticline in the Permian period. Kazan: Kazan University, 256 p. (In Russ.)
- James N.P., Bourque P.A. (1992). Reef and mounds Facies Models: Response to Sea Level Change: Geological association of Canada, pp. 323–347.
- Kayukova G.P., Petrov S.M., Uspensky B.V. (2015). Properties of heavy oils and bitumen of the Permian deposits of Tatarstan in natural and technogenic processes. Moscow: GEOS, 343 p. (In Russ.)
- Khisamov R.S., Bachkov A.P., Voitovich S.E., Akhmetshin A.Z., Sukhov K.A. (2022). Geological foundations of searches and exploration of super-viscous oil deposits in the central part of the Volga-Ural oil and gas province Kazan: Publishing House “Heritage of Our People”, 184 p. (In Russ.)
- Korolev E.A., Khuzin I.A., Galeev A.A., Leonova L.V. (2013). Features of epigenetic transformations of dolomites from the Syukeevskoe bitumen deposit. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 6, pp. 16–18. (In Russ.)

- Kurbsky G.P. (1987). Geochemistry of oils of Tatarstan. Moscow: Nauka, 168 p. (In Russ.)
- Lonoy A. (2006). Making sense of carbonate pore systems. *AAPG Bull.*, 90(9), pp. 1381–1405. <https://doi.org/10.1306/03130605104>.
- Lucia F.J. (1995). Rock-fabric / petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization. *AAPG Bull.*, 79 (9), pp. 1275–1300. <https://doi.org/10.1306/7834D4A4-1721-11D7-8645000102C1865D>
- Martin K.G., Totten M.W., Raef A. (2017). Characterization of a reservoir ooid shoal complex and Artificial Neural Networks application in lithofacies prediction: Mississippian St. Louis formation, Lakin fields, western Kansas. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 150, pp. 1–12. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.11.028>.
- Morozov V.P., Korolev E.A., Kolchugin A.N. (2008). Carbonate rocks of the Visean, Serpukhovian and Bashkirian stages of the Lower and Middle Carboniferous. Kazan: GART, 182 p. (In Russ.)
- Morozov V.P., Kozina E.A. (2007). Carbonate rocks of the Tournaisian stage of the Lower Carboniferous. Kazan: GART, 201 p. (In Russ.)
- Mударисова Р.А., Лукьянова Р.Г., Успенский Б.В. (2021). Paleotectonic reconstructions of the conditions for the formation of the Gorsky superviscous oil field. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 6, pp. 27–31. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-6-27-31>
- Mударисова Р.А., Volkov Yu.V., Khasanova N.M., Uspensky B.V. (2022). Characteristics of carbonate reservoir rocks of the Early Kazanian age of the Gorskoye super-viscous oil field, studied by electron paramagnetic resonance. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 90–98. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.8>
- Mударисова Р.А. (2024). Conditions for the formation of the Middle Permian carbonate reservoir of the Gorskoe super-viscous oil field of the Melekess depression. Cand. geol.-mineral. sci. diss. Kazan, 169 p. (In Russ.)
- Muslimov R.Kh., Romanov G.V., Kayukova G.P. (2012). Integrated development of heavy oils and natural bitumens of the Permian system in the Republic of Tatarstan Kazan: Fen, 396 p. (In Russ.)
- Prishchepa O.M. (2019). State of the resource base and production of hard-to-recover oil reserves in Russia Mineral resources of Russia. *Economics and Management*, 5(168), pp. 14–20. (In Russ.)
- Riding R. (2002). Structure and composition of organic reefs and carbonate mud mounds: concepts and categories. *Earth-Science Reviews*, 58 (1–2), pp. 163–231. [https://doi.org/10.1016/S0012-8252\(01\)00089-7](https://doi.org/10.1016/S0012-8252(01)00089-7)
- Sakhibgareev R.S. (1989). Secondary changes in reservoirs in the process of formation and destruction of oil deposits. Leningrad: Nedra, 260 p. (In Russ.)
- Sudakov V.A., Validov M.V., Delev A.N., Novikova S.P. (2024). Features of geological modeling of super-viscous oil deposits of the Permian sediments in the South-East of the Republic of Tatarstan. *Proc. scientific and practical conference "BaikalGeo24"*, Irkutsk, pp. 171–176. (In Russ.)
- Sharogorodsky I.E., Akhmetshin A.Z. (2013). Oil content of Permian deposits in the northern part of the Orenburg region. *Georesursy = Georesources*, 1(51), pp. 36–39. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.51.1.9>
- Shah A., Fishwick R., Wood J., Leeke G., Rigby S., Greaves M. (2010). A review of novel techniques for heavy oil and bitumen extraction and upgrading. *Energy Environ. Sci.*, 3, pp. 700–714. DOI: 10.1039/b918960b
- Uspensky B.V., Valeeva I.F. (2008). Geology of natural bitumen deposits of the Republic of Tatarstan Kazan: GART, 347 p. (In Russ.)

Vinokhodova G.V., Ellern S.S. (1985). On the structure of the lower part of the Kazanian stage in the east of the Melekess depression and the features of the distribution of bitumen. *Geology and geochemistry of oils and natural bitumen*. Kazan: Kazan. university, pp. 8–25. (In Russ.)

About the Authors

Raushania A. Mudarisova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior lecturer, Department of geology of oil and gas, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan (Volga Region) Federal University
4/5 Kremlin st., Kazan, 420111, Russian Federation
e-mail: raysхания@mail.ru

Rezeda G. Lukyanova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor of the department oil and gas geology named A.A. Trofimuk, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan (Volga Region) Federal University
4/5 Kremlin st., Kazan, 420111, Russian Federation

Svetlana E. Valeeva – Senior lecturer, Department of geology of oil and gas, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan (Volga Region) Federal University
4/5 Kremlin st., Kazan, 420111, Russian Federation

Boris V. Uspensky – Doctor. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the department oil and gas geology named A.A. Trofimuk, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan (Volga Region) Federal University
4/5 Kremlin st., Kazan, 420111, Russian Federation

Daria I. Petrova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior lecturer, Department of development and operation of birthplaces of hard-to-recover hydrocarbons, Institute of Geology and and Petroleum Technologies, Kazan (Volga Region) Federal University
4/5 Kremlin st., Kazan, 420111, Russian Federation

Irek I. Mukhamatdinov – Cand. Sci. (Engineering), Senior Researcher, Kazan Federal University
1/29 Lobachevsky st., Kazan, 420111, Russian Federation

*Manuscript received 25 October 2024;
Accepted 21 February 2025;
Published 30 March 2025*

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)