

Оценка ресурсного потенциала высокоуглеродистых пород сарайлинской толщи в пределах юго-восточного склона Северо-Татарского свода (Республика Татарстан)

А.Ф. Сафаров¹, Р.Р. Афлятунов², А.А. Лутфуллин², А.М. Калимуллин¹, Р.М. Хабилов²,
К.Д. Шуматбаев², В.Г. Базаревская¹, С.А. Вахрамеев¹, Е.Н. Полудеткина³, А.Г. Калмыков^{3*}

¹Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

²ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

³Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

В работе представлены результаты комплексного исследования керна, отобранного из сарайлинской толщи турнейского яруса, распространенной в пределах Нижнекамского некомпенсированного прогиба. Район исследования приурочен к юго-восточному склону Северо-Татарского свода Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Объектом исследования является сарайлинская толща – комплекс карбонатно-кремнисто-терригенных пород с повышенным содержанием органического вещества, залегающий в интервале от нижней границы турнейского яруса до подошвы перекрывающих турнейских карбонатных пород либо терригенных отложений елховского горизонта.

Исследовались образцы из двух скважин, приуроченных к осевой и бортовой зонам прогиба. Отложения сарайлинской толщи на территории Республики Татарстан впервые охарактеризованы керновым материалом, что позволило выявить их основные литолого-фациальные и геохимические особенности. Пиролитические исследования показали, что отложения сарайлинской толщи в осевой и бортовой частях прогиба являются высокоуглеродистыми, содержат в среднем 3,7–5,3 мас.% органического углерода и относятся в основном к доманикитам и доманикоидам. Органическое вещество представлено керогеном II типа и имеет низкую степень зрелости на уровне ПК₃-МК₁.

Оценка ресурсного потенциала сарайлинской толщи проведена в пределах одной палеофациальной зоны осевой зоны прогиба на основе данных керна. С учетом неоднородного распределения содержания органического вещества и других геохимических характеристик отложений по разрезу выделено пять литолого-геохимических кластеров. На основе полученных данных оценен ресурсный потенциал пород нижней части сарайлинской толщи. Рассчитано количество жидких углеводородов и остаточный генерационный потенциал керогена. Результаты работы способствуют уточнению ресурсного потенциала высокоуглеродистых пород сарайлинской толщи турнейского яруса и расширяют научное представление о перспективах их нефтегазоносности в пределах юго-восточного склона Северо-Татарского свода.

Ключевые слова: Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн, сарайлинская толща, оценка ресурсного потенциала, нефтегазоматеринские породы, пиролиз, Нижнекамский прогиб, Камско-Кинельская система прогибов

Для цитирования: Сафаров А.Ф., Афлятунов Р.Р., Лутфуллин А.А., Калимуллин А.М., Хабилов Р.М., Шуматбаев К.Д., Базаревская В.Г., Вахрамеев С.А., Полудеткина Е.Н., Калмыков А.Г. (2025). Оценка ресурсного потенциала высокоуглеродистых пород сарайлинской толщи в пределах юго-восточного склона Северо-Татарского свода (Республика Татарстан). *Георесурсы*, 27(2), с. 243–254. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.18>

Введение

В Волго-Уральском нефтегазоносном бассейне основной нефтегазоматеринской формацией является доманиковая высокоуглеродистая формация. С ней связана существенная доля нефтеносности палеозойского комплекса (Баженова, 2017). Помимо доманиковых высокоуглеродистых отложений потенциальные нефтегазоматеринские толщи выделяются в рифей-вендских отложениях (Башкова, Белоконов, 2008; Башкова и др.,

* Ответственный автор: Антон Георгиевич Калмыков
e-mail: a.kalmykov@oilmsu.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/>).

2011; Кожанов и др., 2021), глинистых породах среднего девона, терригенных и карбонатных разностях тиманского горизонта, угленосных породах визейского яруса, аргиллитах верейского горизонта и терригенно-карбонатных породах пермской системы (Родионова, Максимов, 1981).

Степень зрелости отложений доманиковой высокоуглеродистой формации на территории Республики Татарстан находится в пределах градаций $ПК_3$ - $МК_1$ (Ананьев, 2010). При этом восточная и юго-восточная части республики характеризуются одной из наибольших плотностей запасов нефти во всем бассейне (Муслимов, 2007; Хисамов и др., 2021).

В Нижнекамском нефтегазоносном районе, расположенном в пределах изучаемой территории, открыты такие месторождения, как Первомайское, Бондюжское, Комаровское, Елабужское и ряд других. Повышенная плотность запасов углеводородов (УВ) в данном районе обуславливает необходимость оценки генерационного потенциала всех возможных нефтегазоматеринских свит. Отдельный интерес вызывают малоизученные отложения сарайлинской толщи турнейского яруса, которые рассматриваются в качестве перспективного объекта для дальнейшего изучения. Данные отложения распространены в пределах осевой и бортовой зон Нижнекамского прогиба, входящего в состав Камско-Кинельской системы прогибов, и могут давать вклад в нефтегазоносность территории.

Отложения сарайлинской толщи содержат нефтематеринские породы в турнейском ярусе на территории Республики Татарстан. По своим свойствам в охарактеризованном керном интервале они являются аналогами верхнефранско-фаменских отложений (Варламов и др., 2017). Однако в рамках принятых в настоящее время методических рекомендаций по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях, утвержденных ФБУ «ГКЗ» 17 ноября 2023 г. (<https://gkz-rf.ru/ets/metodiki#page-accord-923>), отложения не могут относиться к доманиковым продуктивным отложениям ввиду стратиграфической приуроченности к турнейскому ярусу.

Высокая выработанность запасов из высокопористых и высокопроницаемых коллекторов, а также значительная степень изученности недр региона (Хисамов и др., 2021) требуют активного поиска и разведки трудноизвлекаемых углеводородных ресурсов. В этом контексте сарайлинская толща представляет собой перспективный объект для исследований и оценки.

В рамках работы проведены геохимические исследования уникального кернового материала. Проведен анализ распределения геохимических параметров в разрезе двух скважин. Результаты были дополнены данными литолого-фациальных и биоседиментологических исследований. Выявленные взаимосвязи различных исследований позволяют корректно оценить ресурсный потенциал отложений. На основании полученных результатов можно установить их вклад в общую нефтегазоносность юго-восточной части Северо-Татарского свода и сопредельных территорий, а также оценить их ресурсный потенциал в качестве объекта для разработки трудноизвлекаемых ресурсов.

Проводимые в данной работе исследования направлены на:

- изучение геологического строения и геохимических характеристик отложений сарайлинской толщи в осевой части Нижнекамского прогиба;
- оценку ресурсного потенциала изучаемых отложений на основе результатов пиролитических исследований керна из охарактеризованных интервалов.

Полученные данные не только уточняют характеристики сарайлинской толщи, но и создают основу для поиска трудноизвлекаемых ресурсов УВ, связанной с выявлением зон повышенного преобразования органического вещества (ОВ) и оценкой количества сформировавшейся нефти. Для повышения точности оценки ресурсного потенциала сарайлинской толщи требуется разработка новых алгоритмов и методов. Данные методы должны учитывать не только изменчивость литологических и геохимических параметров, но и результаты интеграции данных сейсмических, скважинных и геофизических исследований. Применение таких подходов позволит создать более достоверные модели, повысить точность прогноза и выделить перспективные зоны для дальнейшей разработки трудноизвлекаемых ресурсов УВ.

Геологическое строение

Исследуемая территория в тектоническом отношении приурочена к юго-восточному склону Северо-Татарского свода. В позднефранско-турнейское время на ней сформировался и развивался Нижнекамский прогиб Камско-Кинельской системы прогибов, который наложен на юго-восточный борт Северо-Татарского свода (рис. 1) (Валеева и др., 2016).

Палеозойский осадочный чехол представлен терригенными и карбонатными отложениями девонской, каменноугольной и пермской систем. Нефтегазоносный девонский комплекс включает среднефранско-турнейский интервал.

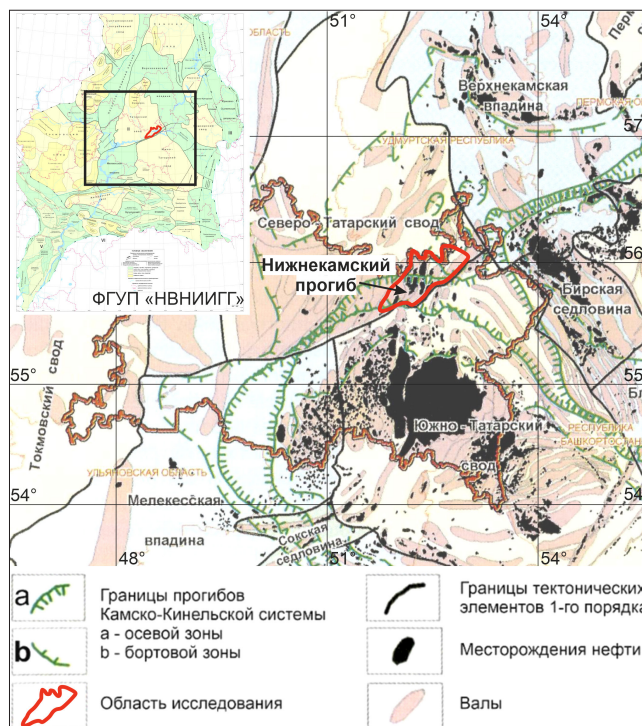


Рис. 1. Обзорно-тектоническая схема центральной части Волго-Уральского НГБ (Хисамов, 2010) с выделенным контуром изучаемой территории.

Доманиковский (ранее – семилукский (Дюнин, Корзун, 2005)) горизонт сложен кероген-кремнисто-карбонатными породами. В последующее речичко-турнейское время заложился и развивался Нижнекамский некомпенсированный прогиб, для которого выделяются палеофациальные зоны мелководно-морского шельфа, склона и депрессионной внутришельфовой впадины. В центральной части существовали относительно глубоководные обстановки, в которых в условиях некомпенсированного осадконакопления продолжалось формирование кероген-карбонатно-кремнистых пород доманиковой высокоуглеродистой формации (Ступакова и др., 2017). С течением времени происходило последовательное заполнение депрессионной части прогиба с бортов. В интервале от нижней границы турнейского яруса до подошвы перекрывающих карбонатных пород кизеловского горизонта либо терригенных отложений другого (посттурнейского) возраста в осевых и бортовых зонах Камско-Кинельской системы прогибов на территории Республики Татарстан выделяются отложения сарайлинской толщи, представленные доманикитами с прослоями глин, алевролитов и известняков, для пород характерно повышенное содержание ОБ (Сафаров и др., 2025). Комплекс терригенных пород визейского яруса является толщей заполнения Нижнекамского прогиба. В казанском веке на юго-восточном склоне Северо-Татарского свода сформировалась система валов (Первомайский, Бондюжский и др.) (Хисамов, 2006, 2010).

Материалы и методы

Исследование отложений сарайлинской толщи, а также подстилающих и перекрывающих пород базируется на значительном объеме фактического материала: данных сейсморазведки, геофизических исследований более 1500 скважин. Выполнен анализ сейсмофаций, определены толщины пластов, параметры цикличности разреза, литофаций и дана интегральная оценка нефтегазоносности изучаемого комплекса. В ходе работ по изучению ресурсного потенциала сарайлинской толщи исследовался керновый материал нижней части разреза, отобранный в последние годы при бурении в осевой (скважина 1) и бортовой (скважина 2) зонах северного борта Нижнекамского некомпенсированного прогиба.

После получения кернового материала из пробуренных скважин проведены литологическое и биоседиментологическое описания, определение элементного и минералогического состава, петрофизические исследования и фациальный анализ. По конодонтам выполнена палеонтологическая стратификация.

Оценка ресурсного потенциала производилась на основании результатов пиролитических исследований, проведенных в трех независимых лабораториях: в лаборатории исследования керна (ЛИК) Института «ТатНИПИнефть» ПАО Татнефть им. В.Д. Шашина, лаборатории Института геологии и нефтегазовых технологий КФУ и лаборатории геохимии горючих ископаемых МГУ им. М.В. Ломоносова. Первыми двумя лабораториями отбирались образцы различных литотипов. Специалисты МГУ производили дополнительный отбор образцов для проведения специальных исследований. Дополнительно отобрано 11 образцов (рис. 2). Всего исследовано 151 образец. Изучаемые интервалы отбора керна в скважинах охарактеризованы в целом равномерно.

Пиролитические исследования неэкстрагированных образцов проводились с использованием различной приборной базы. В КФУ применялась система, состоящая из пиролитической ячейки EGA/PY3030D, хроматографа Agilent 7890B и масс-селективного детектора Agilent 5977B. Навеска составляла 300–500 мкг, разложение компонентов проходило в токе гелия. В печи производился ступенчатый нагрев: на первой ступени со скоростью 600 °C/мин со 100 до 300 °C с регистрацией пика S1, на второй ступени – со скоростью 30 °C /мин с 300 до 650 °C с регистрацией пика S2 и значения Tmax. Система калибровалась по стандартному образцу IFP 160000. Полученные пирохроматограммы проинтегрированы в программе MSD ChemStation DA. Для определения содержания органического углерода использовался элементный CHN-анализатор Perkin Elmer II Series, в образцах предварительно удалялись карбонаты.

Пиролитические исследования в других лабораториях производились по одинаковой стандартной методике Rock-Eval (Espitalié et al., 1977, 1985). Использовался пиролизатор HAWK Resource Workstation (Wildcat Technologies, США), исследовалась навеска массой 30 мг

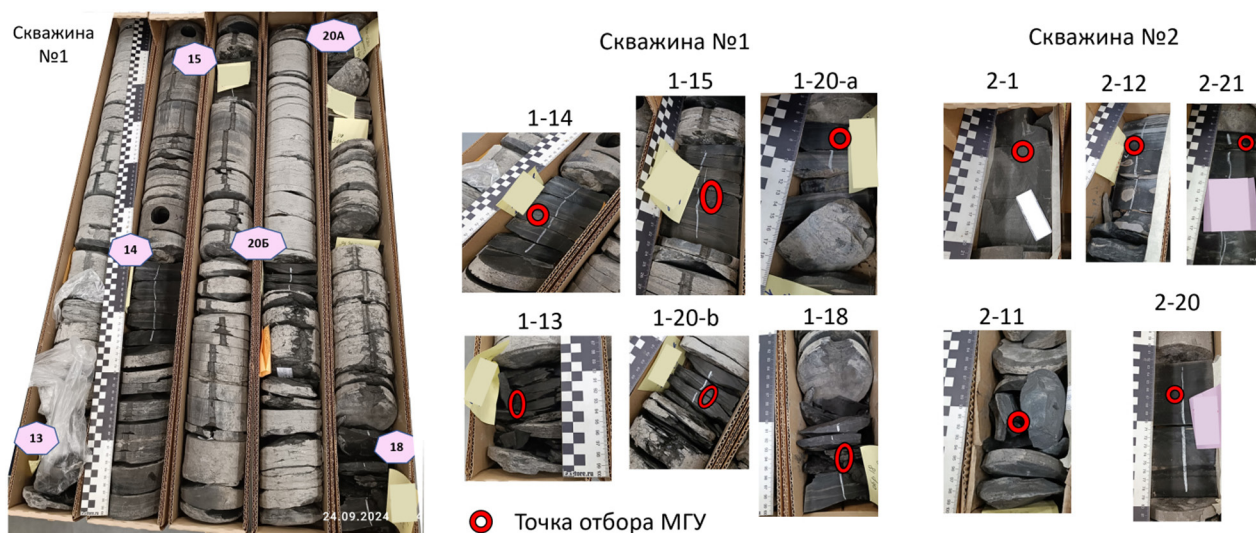


Рис. 2. Точки отбора образцов для проведения специальных исследований в лаборатории МГУ им. М.В. Ломоносова.

Параметр	Минимум		Максимум		Среднее арифм.		Медиана	
	Скв. 1	Скв. 2	Скв. 1	Скв. 2	Скв. 1	Скв. 2	Скв. 1	Скв. 2
ТОС, %	0,4	0,2	17,7	15,2	5,3	3,7	4,3	2,1
S ₁ , мг УВ/г породы	0,1	0,05	3,5	3,5	1,3	0,6	1,2	0,2
S ₂ , мг УВ/г породы	1,1	0,6	123	122	30,6	18	23,2	8,9
Tmax, °C	420	418	436	444	428	431	428	432

Табл. 1. Статистические характеристики пиролитических параметров образцов до экстракции.

При сравнении результатов пиролиза до и после экстракции установлено, что экстракция привела к незначительному снижению содержания органического углерода в среднем на 5% от исходного значения (табл. 2). После экстракции почти не фиксируются пики S₀ и S₁. Значения S₂ закономерно снизились у экстрагированных образцов в среднем на 15,7% для образцов скважины 1 и 22,1% для образцов из скважины 2, разница значений обозначалась как параметр ΔS₂. Параметр Tmax для большинства образцов либо остался неизменным, либо возрос на 1–3 градуса.

Поскольку в разрезе варьируют значения водородного индекса, органическое вещество может отличаться по природе. Для проверки этих различий были получены кинетические спектры энергии деструкции связей, которые позволят не только сравнить кероген между собой, но и получить данные для бассейнового моделирования и оценки перспектив изучаемой территории. Кинетические спектры получены для четырех образцов (рис. 4). Частотные факторы кинетических спектров различны и изменяются от $1,7\text{--}3,6 \times 10^{12}$ до $1,9 \times 10^{14} \text{ с}^{-1}$. Однокомпонентные кинетические спектры имеют

близкое к гауссовому распределение энергий активаций, значения изменяются в диапазоне от 43 до 54 ккал/моль. Общая доля разрываемых связей при трёх наиболее эффективных энергиях активации (максимум на спектре), составляет 88–92%. По кинетическим характеристикам керогены можно разделить на две группы: для образцов 2–20 и 1–20-а рассчитанные частотные факторы меньше, чем для других, пики максимумов приходятся на значения энергии активации 48–49 ккал/моль, форма спектров схожа. Для образцов 1–15 и 2–21 характерно смещение распределения в область больших значений энергии активации (максимумы при 52–54 ккал/моль).

Обсуждение результатов

Сравнение результатов, полученных в разных лабораториях, показало, что данные не противоречат друг другу и выстраиваются в общую закономерность изменения пиролитических параметров по разрезу. Нефтегазоматеринскими породами считаются осадочные породы, содержащие ОВ, способные генерировать и выделять в процессе лито-генетической эволюции жидкие и газообразные углеводороды, способные

Скв.	Номер образца	Экстракция	S ₀ , мг УВ/г породы	S ₁ , мг УВ/г породы	S ₂ , мг УВ/г породы	ТОС, мас. %	Tmax, °C	HI, мг УВ/г ТОС	OI, мг CO ₂ /г ТОС	PI, д.е.	GOC, мас. %	NGOC, мас. %
1	20-а	до	0,4	1,2	27,8	6,38	428	435	15	0,06	3,81	6,23
1	20-аEx	после	0,0	0,3	24,0	6,41	429	374	16	0,01	4,24	6,36
1	18	до	0,4	1,2	26,9	5,51	428	487	16	0,05	3,03	5,37
1	18Ex	после	0,0	0,3	22,8	5,12	428	446	28	0,01	3,05	5,07
1	20-б	до	0,3	1,6	22,0	4,49	426	489	21	0,08	2,39	4,31
1	20-бEx	после	0,0	0,3	18,1	4,56	428	396	29	0,02	2,9	4,51
1	15	до	0,8	2,9	67,9	11,17	420	607	11	0,05	4,99	10,84
1	15Ex	после	0,0	0,4	56,3	9,74	423	578	14	0,01	4,81	9,69
1	14	до	0,0	0,5	4,6	1,79	430	258	23	0,11	1,3	1,72
1	14Ex	после	0,0	0,1	3,9	1,92	427	203	32	0,03	1,53	1,89
1	13	до	0,7	2,9	75,2	12,54	423	599	9	0,05	5,74	12,22
1	13Ex	после	0,1	0,6	64,0	11,76	423	543	17	0,01	6,16	11,69
2	21	до	0,5	1,7	36,1	6,67	425	541	16	0,06	3,32	6,47
2	21Ex	после	0,1	0,3	30,0	6,09	424	492	22	0,01	3,42	6,05
2	20	до	0,4	1,0	13,9	2,93	426	474	32	0,09	1,57	2,8
2	20Ex	после	0,0	0,1	10,9	2,6	430	418	36	0,01	1,58	2,56
2	12	до	0,1	0,5	4,4	1,86	433	233	55	0,12	1,37	1,8
2	12Ex	после	0,0	0,1	3,2	1,72	434	186	34	0,03	1,38	1,69
2	11	до	0,1	1,1	19,3	4,30	431	447	26	0,06	2,5	4,19
2	11Ex	после	0,0	0,2	14,9	4	432	371	26	0,01	2,63	3,95
2	1	до	0,1	0,6	2,7	1,28	432	208	66	0,20	0,93	1,2
2	1Ex	после	0,0	0,1	2,1	1,24	431	166	51	0,05	1	1,21

Табл. 2. Результаты пиролитических исследований образцов до и после экстракции.

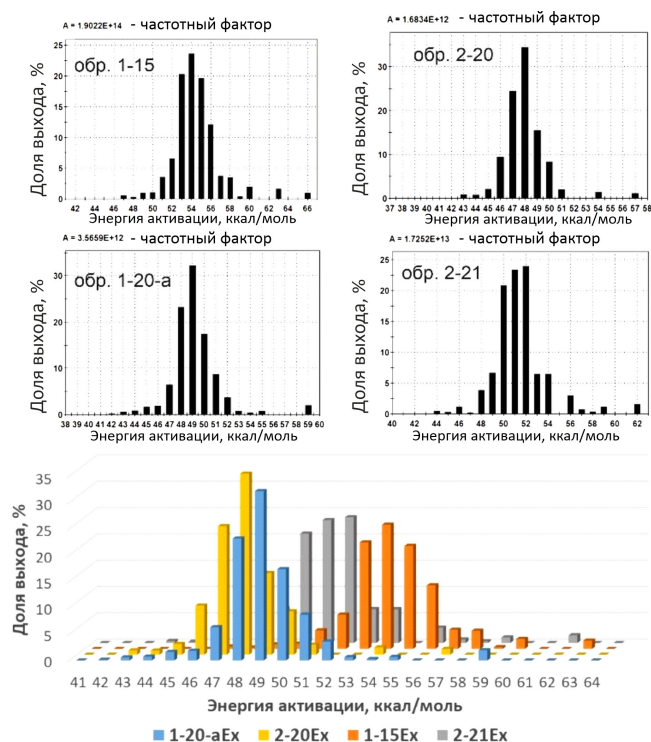


Рис. 4. Кинетические спектры распределения энергий деструкции керогена для образцов из скважин 1 и 2 при нефиксированном частотном факторе.

к аккумуляции (Баженова и др., 2012). Для карбонатных нефтегазоматеринских пород значение ТОС должно превышать 0,3, а для терригенных – 0,5% (Тиссо, Вельте, 1981). На основе данных критериев отложения сарайлинской толщи являются нефтегазоматеринскими. При разделении на группы по содержанию ОБ установлено, что в скважине 1 44% образцов сарайлинской толщи относятся к доманикитам ($5 < \text{ТОС} < 25\%$), 54 % к доманикоидам ($0,5 < \text{ТОС} < 5\%$) и лишь 2% к субдоманикоидам ($0,1 < \text{ТОС} < 0,5\%$) (Систематика и классификации..., 1998). В скважине 2 20,5% образцов приходится на доманикиты, 77% на доманикоиды и 2,5% – на субдоманикоиды. Стоит отметить, что на средние значения оказывало влияние количество отобранных образцов из разных интервалов, поэтому соотношение доманикитов и доманикоидов может отличаться от приведённых цифр как в конкретных скважинах, так и по территории.

В ходе литологических, биоседиментологических и геохимических исследований кернового материала, проведенного специалистами КФУ, по двум скважинам установлено, что сарайлинская толща сложена темноокрашенными кероген-кремнисто-карбонатными и терригенными породами с высоким содержанием ОБ, которые чередуются с карбонатными разностями. В разрезах выделяются как интервалы с частой сменой литотипов, так и более мощные интервалы пород одинакового состава мощностью 4–8 м. В составе отложений, охарактеризованных керном, выделяется 9 литологических типов: доманикиты и доманикоиды представлены алевроитовыми, алевро-глинистыми и глинистыми разностями, а также микробальными известняками; карбонатно-терригенные породы, которые характерны для верхних частей интервалов отбора керна, включают алевролиты, глинистые

алевролиты, аргиллитоподобные глины и биокластовые известняки. Литологическим типам пород соответствуют определенные биофации. Алевроитовые и глинистые доманикоидные породы, а также микробальные известняки характеризуют анаэробные биофации. Алевро-глинистые и алевроитовые доманикоидные породы с линзовидными включениями характеризуют дизаэробные (переходные) биофации. Биотурбированные известняки и терригенные породы характеризуют кислородные биофации. Строение разреза обеих скважин свидетельствует о принципиальной схожести разрезов и обстановок осадконакопления. Однако в скважине 1 в интервале сарайлинской толщи больше мощность доманикоидных пород, для которых характерны анаэробные биофации, а в скважине 2 в сарайлинской части разреза больше доля микробальных известняков, доманикоидные породы в равной степени накапливались в анаэробных и дисанаэробных условиях. Данные закономерности объясняют большие концентрации органического углерода в доманикоидных породах сарайлинской толщи в скважине 1.

При анализе пиролитических данных и литологического расчленения разреза установлено, что в скважине 1 повышенные и высокие значения пиролитических параметров ТОС , S_1 , S_2 и HI характерны для алевроитовых и глинистых доманикоидных разностей, относительно пониженные значения – для образцов алевро-глинистых пород. Образцы микробальных известняков характеризуются наименьшим количеством ОБ ($\text{ТОС} < 1\%$), однако их охарактеризованность керновыми исследованиями недостаточна для получения статистически корректного вывода. В скважине 2 выделяется верхняя часть разреза, представленная терригенными породами, для интервала 67–69 м по 20 результатам установлена геохимическая однородность характеристик глинистых алевролитов. В нижележающих доманикоидных породах этой скважины затруднительно установить связь изменения значений в зависимости от литологического типа. Крайне низкие значения ТОС характерны как для микробальных известняков, так и для алевроитовых доманикоидов. Особенности распределения параметров в фаменской части разреза скважины 2, предположительно, связаны с частой сменой аэробных и анаэробных режимов условий осадконакопления и реакцией биоты на данные изменения.

При анализе распределения S_2 от ТОС установлено, что практически все точки укладываются на одной прямой (рис. 5). Это свидетельствует о схожем типе ОБ в пределах исследуемых отложений в охарактеризованном керном разрезе и в различных зонах Нижнекамского прогиба. Отклонение некоторых точек с высокими значениями ТОС , вероятно, обусловлено повышенным содержанием высокомолекулярных УВ соединений либо наличием другого типа керогена.

Значения водородного индекса после экстракции лежат в пределах 370–580 мг УВ/г ТОС . С учётом низких значений параметра T_{max} , свидетельствующих о низкой преобразованности керогена, можно утверждать, что тип керогена преимущественно II, изредка встречаются породы с переходным II–III типом керогена. (рис. 6). Этот вывод подтверждается формой кинетических спектров,

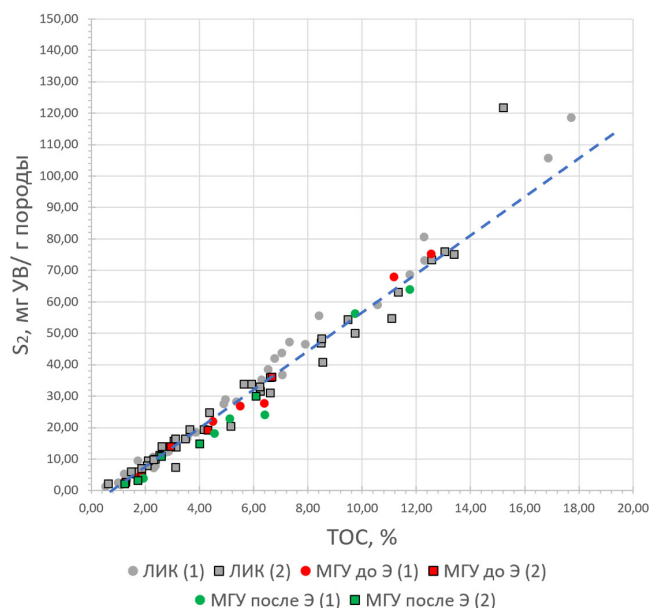


Рис. 5. Диаграмма зависимости параметра S_2 от ТОС для скв. 1 и 2 (указан в скобках), «Э» – экстракция.

характеризующихся симметрией и разделением основного выхода УВ между пятью различными значениями энергии активации.

Степень зрелости ОБ исследуемых пород низкая, показатели $T_{\max}$ экстрагированных образцов не превышают 429 °C в скв. 1 и 434 °C в скв. 2. Отложения в геологическом прошлом лишь начинали входить в главную зону нефтеобразования, а степень катагенеза соответствует грациям $ПК_3$ - $МК_1$ (Espitalie et al., 1977). Данные заключения подтверждаются симметрией кинетического спектра, вероятно, реакции деструкции керогена с низкими энергиями активации не протекали.

Различия свойств для исследованных типов разрезов

В ходе работ по изучению нижнекамменноугольных отложений Нижнекамского прогиба на основе новых геолого-геофизических данных были актуализированы типы разрезов для юго-восточной части Северо-Татарского свода. Выделение типов разреза основано на изменении литологического состава и мощности отложений турнейского возраста в различных зонах Нижнекамского прогиба. Как было отмечено выше, литологически интервал сарайлинской толщи нижнекамменноугольного возраста сложен доманикитами с прослоями глин, алевролитов и известняков (Сафаров и др., 2025). В результате анализа данных и сопоставления с результатами каротажа разрезы классифицированы на пять основных типов: сайтовский, сарайлинский, кабык-куперский 1-й тип, кабык-куперский 2-й тип и переходный (рис. 7). Для кабык-куперского 1-го типа характерно преобладание отложений сарайлинской толщи, выше перекрываемых карбонатными породами турнейского яруса. Данный тип приурочен к бортовой зоне прогиба, ему соответствует разрез скважины 2. Для кабык-куперского 2-го типа характерно сокращение толщины отложений сарайлинской толщи и перекрывающих карбонатных отложений, при этом значительно возрастает толщина радаевско-елховских отложений. В пределах изучаемой территории скважина 1 располагается

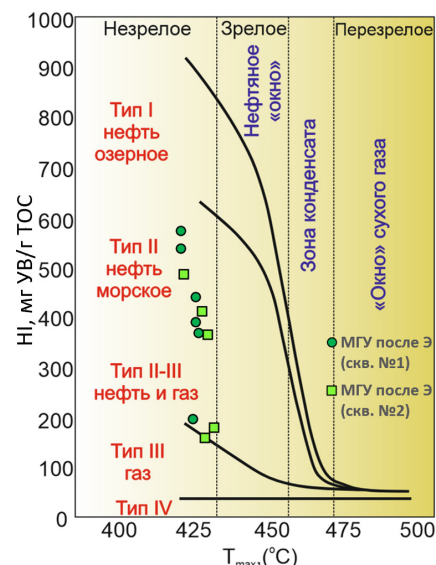


Рис. 6. Диаграмма Эспиталье с нанесенными значениями пиролитических данных образцов после экстракции.

в центральной части распространения кабык-куперского 2-го типа разреза, который, в свою очередь, приурочен к депрессионной части северного борта Нижнекамского прогиба.

В соответствии с результатами геолого-геохимических исследований определено, что в депрессионной части породы сарайлинской толщи по сравнению с бортовой обладают большими перспективами для генерации и аккумуляции нефти. В разрезах депрессионной части больше доля доманикитов. Отложения из первой скважины имеют повышенные значения S_1 и S_2 , тем самым с учетом повышенного содержания ТОС обладают большим ресурсным потенциалом по сравнению с отложениями нижней части сарайлинской толщи в северной бортовой зоне Нижнекамского прогиба.

Оценка ресурсного потенциала сарайлинской толщи для кабык-куперского 2-го типа разреза

На основании полученных пиролитических данных из нижней части разреза, а также выделенных закономерностей связи геохимических параметров с литологическими типами оценен линейный ресурсный потенциал пород сарайлинской толщи на исследуемой территории в охарактеризованном kernom интервале для кабык-куперского 2-го типа разреза в пределах северной бортовой части Нижнекамского прогиба.

Распределение литологических типов в разрезе требует уточнения, однако на основе данных сейсморазведки и каротажа толщина отложений изменяется незначительно, возрастая в направлении бортовой зоны. Предполагается общая схожесть литологического наполнения в пределах одной палеофациальной зоны. Благодаря сочетанию вышеописанных фактов возможно производить распространение определенных для скважины параметров в пределах полигона расчета. При отборе дополнительного kernom материала станет возможным уточнить изменчивость ресурсного потенциала пород по площади.

Для оценки линейных ресурсов ввиду неоднородности распределения геохимических свойств на основе

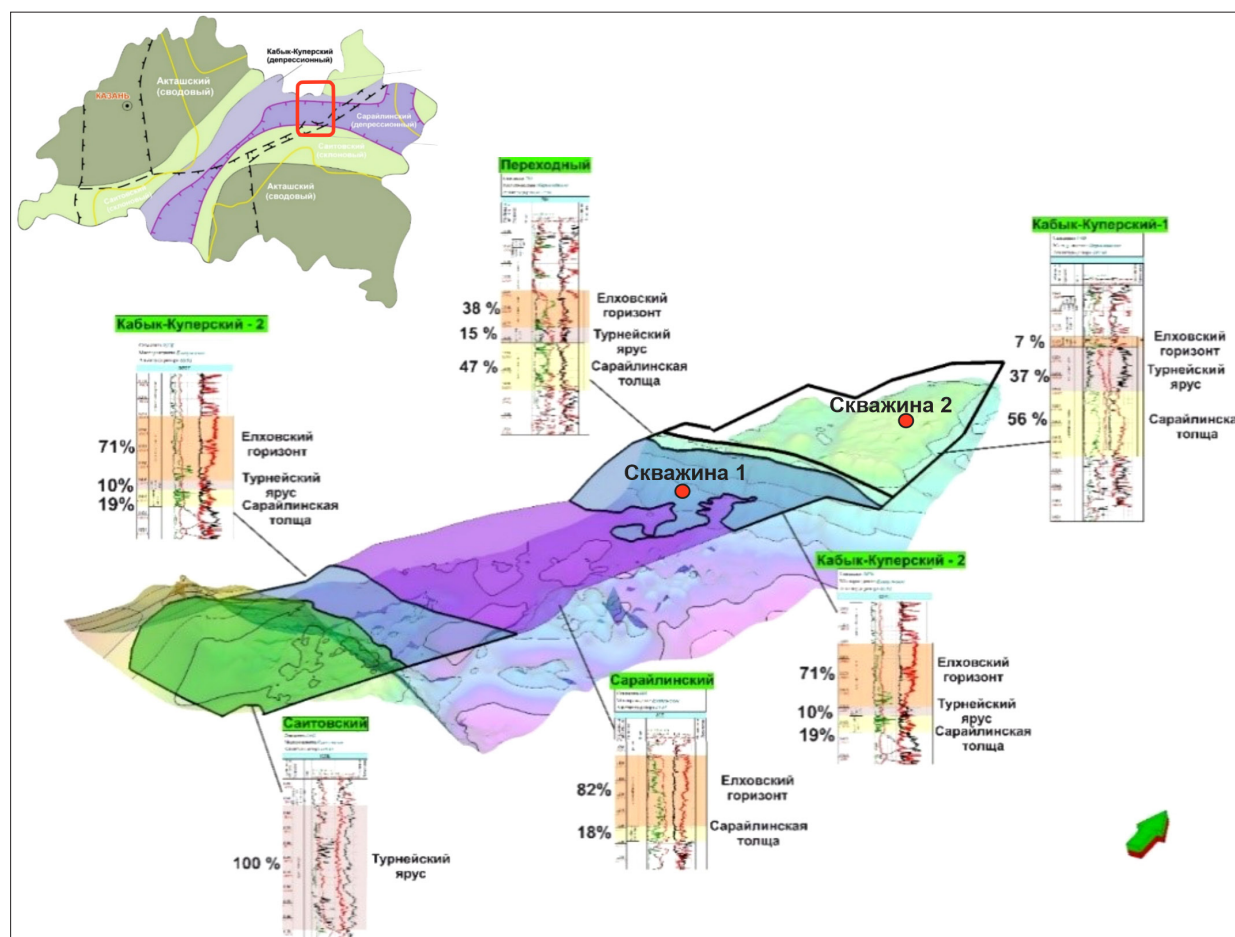


Рис. 7. Структурная поверхность по кровле турнейского яруса с положением исследуемых скважин с выделенными границами различных типов разрывов и эталонные планшеты к ним (Сафаров и др., 2025).

литологического состава и результатов пиролиза была проведена кластеризация разреза. В интервале сарайлинской толщи, охарактеризованном керном, выделено 5 кластеров (рис. 8). Первый кластер представлен аргиллитоподобными глинами с включениями алевролитовых доманикоидных пород, для них характерны низкие значения TOC , S_1 , S_2 . Второй кластер представлен на 87% чередующимися доманикоидными породами и на 13% микробальными известняками, для доманикоидов характерны средние относительно всего разреза пиролитические параметры, а для микробальных известняков – наименьшие. Третий кластер сложен чередующимися алевритовыми и алевро-глинистыми доманикоидными породами примерно в равных долях, для пород кластера характерны высокие и очень высокие относительно разреза значения TOC , S_1 и S_2 . Четвертый кластер практически всецело состоит из алеврито-глинистых доманикоидных пород, для которых характерны низкие значения пиролитических параметров. Пятый кластер включает 4 литотипа: алевритовые (44%), глинистые (31%) и алеврито-глинистые (7%) доманикоиды, а также разделяющие их микробальные известняки (18%). Для первых двух литотипов характерны высокие и очень высокие значения пиролитических параметров, для алеврито-глинистых доманикоидов – пониженные, а для микробальных известняков – низкие значения.

В изучаемых породах фиксируется взаимосвязь пиролитических параметров и литотипов, это учитывалось при расчете средних значений. Для оценки ресурсного

потенциала определялись среднеарифметические значения параметра для каждого литотипа в кластере, затем рассчитывались средневзвешенные значения параметра в кластере на основании вычисленных средних параметров для литотипов и их долей в разрезе кластера. Вычисленные средние и средневзвешенные параметры TOC , S_1 , S_2 и HI для каждого кластера представлены на геолого-геохимическом планшете скважины 1 (рис. 8).

Для оценки общего ресурсного потенциала пород использовались данные пиролиза. На их основе для каждого кластера были рассчитаны ресурсы лёгких жидких УВ соединений по параметру S_1 и ресурсы свех битумоидов в породе по сумме параметров S_1 и ΔS_2 . Ввиду низкой степени катагенетической преобразованности пород сарайлинской толщи по параметру S_2 после экстракции оценены ресурсы остаточного генерационного потенциала пород. После чего вычисленные значения ресурсов каждого кластера суммировались.

На основании определенных значений произведенный расчет ресурсов. Установлено, что в кластерах 1 и 4 количество лёгких углеводородов самое низкое и не превышает 1 кг/т. Количество тяжёлых углеводородных соединений в разрезе может достигать максимального значения ~12 кг на тонну породы. Преобладание значений ΔS_2 над S_1 свидетельствует о значительной доле высокомолекулярных соединений в составе жидких углеводородов.

Породы характеризуются высоким остаточным генерационным потенциалом керогена, для реализации которого

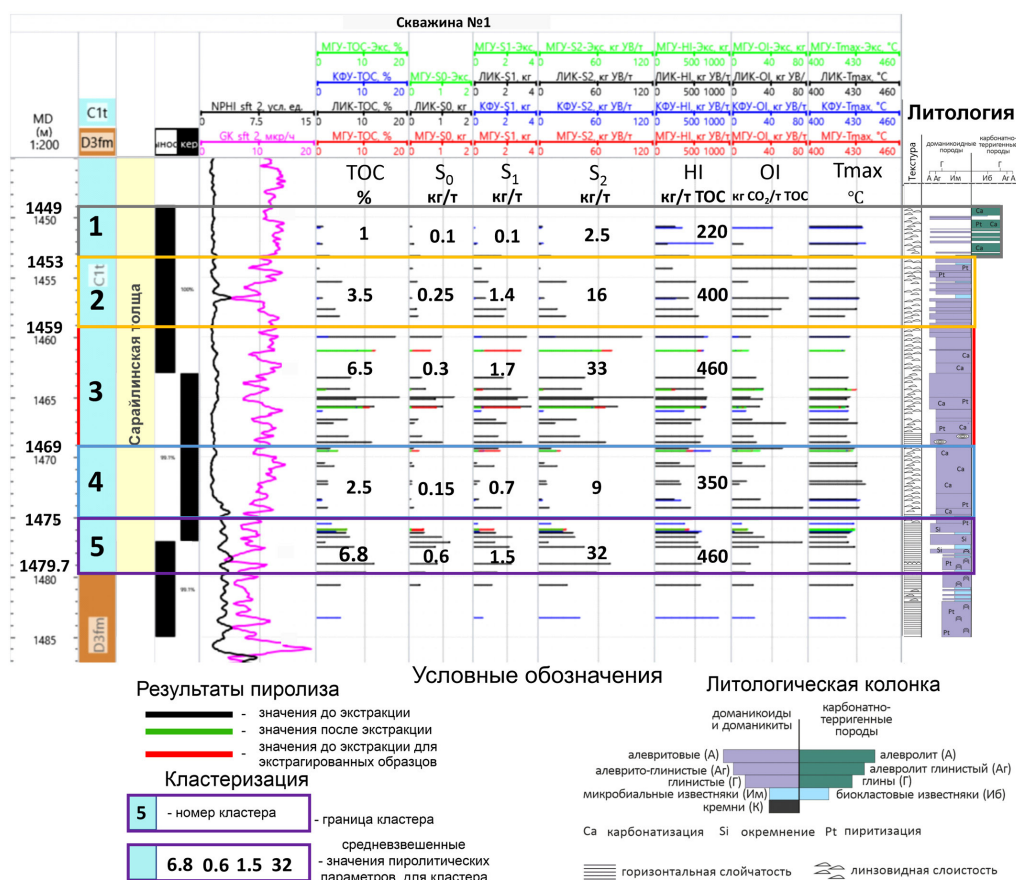


Рис. 8. Геолого-геохимический планшет скважины 1 с выделенными в разрезе сарайлинской толщи кластерами и средневзвешенные по толщине литологических типов значения пиролитических параметров каждого кластера.

необходимо применение технологий внутрипластового синтеза УВ. Наиболее высокие значения установлены для кластеров 3 и 5, значения достигают 460 кг/т ТОС. Наименее перспективным является кластер 1, который не будет рассматриваться как целевой ни для добычи имеющихся в породе углеводородных соединений, ни для специального воздействия на пласт.

Заключение

Проведенный комплекс исследований уникального кернового материала сарайлинской толщи, отобранного в двух скважинах из депрессионной и бортовой зон Нижнекамского прогиба, позволил выявить особенности литологического и фациального состава отложений. На основании пиролитических данных определены геохимические параметры пород и оценен ресурсный потенциал высокоуглеродистых отложений сарайлинской толщи.

В результате работы получены следующие основные выводы.

- Отложения сарайлинской толщи в осевой и бортовой частях прогиба в охарактеризованных керном интервалах представлены высокоуглеродистыми породами, преимущественно доманикитами и доманикоидами. На основе литологических, геохимических и петрофизических критериев их возможно определить как доманиковые продуктивные отложения.
- Установлено, что кероген пород сарайлинской толщи относится преимущественно ко II типу, в редких случаях к смешанному II–III типам. Степень преобразованности соответствует преимущественно ПК₃, изредка к МК₁.

• От бортовой к депрессионной зоне в северной части Нижнекамского некомпенсированного прогиба возрастает толщина доманикитов и доманикоидов, а также увеличивается содержание ОБ.

• Определена связь геохимических параметров с литологическими типами в разрезах. Алевроитовые и глинистые доманикиты, накапливавшиеся в анаэробных условиях, характеризуются наибольшим содержанием ОБ.

• Установлена изменчивость свойств пород по вертикали, поэтому была предложена кластеризация разреза на основе литологии и геохимических характеристик. Оценку ресурсного потенциала проводили для каждого кластера по отдельности, основываясь на средневзвешенных по толщине литотипов значениях параметров ТОС, S₁, S₂, и HI.

• Оценен ресурсный потенциал сарайлинской толщи для кабык-куперского 2-го типа разреза. Отложения содержат углеводородные соединения в количестве до 14 кг/т и характеризуются высоким остаточным генерационным потенциалом керогена около 460 кг/т ТОС в 3 и 5 кластерах.

Литература

- Ананьев В.В. (2010). Качественная оценка нефтематеринского потенциала семилукско-речичских отложений в пределах Татарстана. *Георесурсы*, 3(35), с. 30–33.
- Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. (2012). *Геология и геохимия нефти и газа*. М.: Изд-во МГУ, 384 с.
- Баженова Т.К. (2017). Оценка ресурсов УВ битуминозных толщ нефтегазоносных бассейнов России. *Геология нефти и газа*, 5, с. 37–50.

Башкова С.Е., Белоконов А.В. (2008). Прогноз нефтегазоносности рифейских и вендских отложений Волго-уральской НГП на основе общей модели формирования месторождений УВ. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 9, с. 11–20.

Башкова С.Е., Субботина Н.Б., Карасева Т.В. (2011). Закономерности строения рифейских и вендских отложений волго-уральского нефтегазоносного бассейна. *Вестник Пермского университета. Геология*, 3, с. 8–17.

Валеева И.Ф., Анисимов Г.А., Анисимова Л.З., Новикова С.П. (2016). Геологические предпосылки дальнейших поисков нефти в Нижнекамском прогибе. *Георесурсы*, 18(3), с. 198–206. <https://doi.org/10.18599/grs.18.3.9>

Варламов А.И., Петерилье В.И., Пороскун В. И. Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швец-Тэнэга-Гурий А.Г. (2017). Методика оценки запасов нефти в отложениях доманикового типа. *Геология нефти и газа*, 5, с. 51–65.

Дюнин В.И., Корзун А.В. (2005). Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов. М.: Науч. мир, 524 с

Кожанов Д.Д., Большакова М.А., Хопта И.С., Мордасова А.В., Ступакова А.В., Заглядин Я.А., Борисова М.С., Завьялова А.П., Чупахина В.В., Сахабов Т.Р. (2021). Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности рифей-вендских отложений северной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. *Георесурсы*, 23(2), с. 73–86. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.7>

Методические рекомендации по подсчету запасов в доманиковых продуктивных отложениях (2023). ФБУ «ГКЗ», 20 с.

Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений (2007). Под ред. проф. Р.Х. Муслимова. Т.1. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 316 с.

Родионова К.Ф., Максимов С.П. (1981). Геохимия органического вещества и нефтематеринские породы фанерозоя. М.: Недра, 367 с.

Сафаров А.Ф., Лутфуллин А.А., Хабилов Р.М., Шуматбаев К.Д., Базаревская В.Г., Калимуллин А.М., Абусалимова Р.Р., Хайдарова А.И., Иксанова А.Ф., Базарбаева Г.Р., Валидов М.Ф., Кольчугин А.Н. (2025). Уточнение типов разрезов нижнекамменноугольных отложений юго-восточного склона Северо-Татарского свода. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 34–39. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-1-34-39>

Справочник по геохимии нефти и газа (1998). СПб.: Недра, Санкт-Петербургский ф-л, 575 с.

Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Фадеева Н.П., Гатовский Ю.А., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Пронина Н.В., Большакова М.А., Завьялова А.П., Чупахина В.В., Петракова Н.Н., Мифтахова А.А. (2017). Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разрезов, условия формирования и перспективы нефтегазоносности. *Георесурсы*, Спецвып., с. 112–124. <http://doi.org/10.18599/grs.19.12>

Тиссо Б., Вельте Д. (1981). Образование и распространение нефти. Н.Б. Вассоевич (ред.), Р.Б. Сейфул-Мулюков (ред.). М.: Мир, 503 с.

Хисамов Р.С. (ред.) (2006). Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана. Казань: Фэн, 328 с.

Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Галлямова Л.А., Тимирова А.М. (2021). Воспроизводство запасов и сырьевая база ПАО «Татнефть». *Сборник научных трудов ТатНИПИнефть*, вып. 89. М.: Нефтяное хозяйство, с. 8–13.

Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Тарасов Е.А., Екименко В.А., Войтович С.Е., Либерман В.Б. (2010). Геологоразведочные работы в регионах с высокой опоскованностью недр. Казань: Фэн, 276 с.

Espitalie J., Laporte J.L., Madec M., Marquis F., Leplat P., Poulet J., Boutefeu A. (1977). Rapid method for source rock characterization, and for determination of their petroleum potential and degree of evolution. *Rev. Inst. Fr. Pet.*, 31, pp. 23–42. <https://doi.org/10.2516/ogst:1977002>

Сведения об авторах

Альберт Феликсович Сафаров – заместитель начальника отдела, отдел поисковой и разведочной геологии, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423452, Альметьевск, ул. Советская, д. 186 А
e-mail: safarov@tatnipi.ru

Ринат Ракинович Афлятунов – главный геолог – заместитель генерального директора, ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75
e-mail: AfljatunovRR@tatneft.ru

Азат Абузарович Лутфуллин – кандидат тех. наук, доцент, заместитель начальника Департамента разработки месторождений, ПАО «Татнефть»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75
e-mail: LutfullinAA@tatneft.ru

Алмаз Маратович Калимуллин – заведующий лабораторией подсчета запасов и оценки ресурсов нефти, отдел поисковой и разведочной геологии, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423452, Альметьевск, ул. Советская, д. 186 А
e-mail: KalimullinAlmazM@tatnipi.ru

Ришат Минехарисович Хабилов – начальник отдела мониторинга разработки месторождений и недропользования, Департамент разработки месторождений, «Татнефть-Добыча», ПАО «Татнефть»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75
e-mail: HabipovRM@tatneft.ru

Кирилл Дмитриевич Шуматбаев – кандидат геол.-минерал. наук, главный эксперт по петрофизическим исследованиям, Департамент разработки месторождений, ПАО «Татнефть»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75
e-mail: Shumatbaevkd@tatneft.ru

Венера Гильмеахметовна Базаревская – кандидат геол.-минерал. наук, заместитель директора по научной работе в области геологии трудноизвлекаемых запасов, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423452, Альметьевск, ул. Советская, д. 186 А
e-mail: bazarevskaya@tatnipi.ru

Сергей Александрович Вахромеев – техник, отдел поисковой и разведочной геологии, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423452, Альметьевск, ул. Советская, д. 186 А
e-mail: vakhrameevsa@tatneft.tatar

Елена Николаевна Полудеткина – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1
e-mail: poludetkinaelena@mail.ru

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

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

Статья поступила в редакцию 30.01.2025;
Принята к публикации 28.05.2025; Опубликована 30.06.2025

Evaluation of the Resource Potential of High-Carbon Rocks of the Saraylin Series Within the Southeastern Slope of North Tatar Arch in the Republic of Tatarstan

A.F. Safarov¹, R.R. Aflyatunov², A.A. Lutfullin², A.M. Kalimullin¹, R.M. Khabipov², K.D. Shumatbaev², V.G. Bazarevskaya¹, S.A. Vakhrameev¹, E.N. Poludetkina³, A.G. Kalmykov^{3*}

¹TatNIPneft Institute Tatneft PJSC, Almet'yevsk, Russian Federation

²Tatneft PJSC, Almet'yevsk, Russian Federation

³Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Anton G. Kalmykov, e-mail: a.kalmykov@oilmsu.ru

Abstract. The paper presents results of comprehensive study of core samples collected from Tournaisian sediments of the Saraylin Series within the Nizhnekamsk Uncompensated Trough. The survey region covers the southeastern slope of North Tatar Arch in the Republic of Tatarstan. The study is targeted at the Saraylin Series, a complex of carbonate-siliceous-terrigenous rocks with increased organic matter content, confined to the interval from the lower boundary of the Tournaisian Stage to the bottom of overlying Tournaisian carbonate rocks or terrigenous sediments of another (post-Tournaisian) age.

Samples from two wells confined to axial and flank regions of the trough were investigated. For the first time ever, the Saraylin sediments of the Republic of Tatarstan were characterized by core data to enable identification of the main lithofacial and geochemical features.

Results of pyrolysis studies of the entire coring interval were analyzed. Vertical and horizontal variations of pyrolytic parameters of the sediments within the section were established. It has been established, that the Saraylin sediments in the axial and flank regions of the trough are high-carbon, predominantly domanicites and domanicoids. Organic matter is represented by type II kerogen and has low maturity at PK₃-MK₁ level.

The resource potential of Saraylin sediments was evaluated within one paleofacial zone of axial region of the trough based on core data. Five lithologic and geochemical clusters were identified considering nonuniform distribution of organic matter content and other geochemical characteristics of the sediments through the section.

Based on the resulting data, the resource potential of the rocks in the lower portion of the Saraylin Series was estimated. The amount of liquid hydrocarbons, mobile petroleum reserves and residual kerogen generation potential were estimated. Results of the present research efforts enable refinement of the resource potential of high-carbon Tournaisian rocks of the Saraylin Series and provide improved understanding of their oil and gas potential within the southeastern slope of North Tatar Arch.

Keywords: Volga-Ural oil and gas basin, Saraylin Series, evaluation of resource potential, petroleum source rocks, pyrolysis, Nizhnekamsk Trough, Kamsko-Kinel Troughs System

Recommended citation: Safarov A.F., Aflyatunov R.R., Lutfullin A.A., Kalimullin A.M., Khabipov R.M., Shumatbaev K.D., Bazarevskaya V.G., Vakhrameev S.A., Poludetkina E.N., Kalmykov A.G. (2025). Evaluation of the Resource Potential of High-Carbon Rocks of the Saraylin Series Within the Southeastern Slope of North Tatar Arch in the Republic of Tatarstan. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 243–254. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.18>

References

- Ananiev V.V. (2010). Quality estimation of Semiluk and Rechitskiy source rocks potential of Tatarstan. *Georesursy = Georesources*, 3(35), pp. 30–33. (In Russ.)
- Bashkova S.E., Belokon A.V. (2008). Forecast of the oil and gas potential of the Riphean and Vendian deposits of the Volga-Ural NGP based on the general model of formation of hydrocarbon deposits. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdenij = Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 9, pp. 11–20. (In Russ.)
- Bashkova S.E., Subbotina N.B., Karaseva T.V. (2011). Patterns of structure of the Riphean and Vendian deposits of the Volga-Ural oil and gas basin. *Vestnik Permskogo universiteta. Bulletin of Perm University. Geology (Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya)*, 3, pp. 8–17. (In Russ.)
- Bazhenova O. K., Burlin Yu. K., Sokolov B. A., Khain V. E. (2012). *Geology and geochemistry of oil and gas*. Moscow: Moscow State University Publ., 384 p. (In Russ.)
- Bazhenova T.K. (2017). HC resource estimation of bituminous formations of Russian oil and gas bearing basins. *Geologiya Nefti i Gaza = Oil and Gas Geology*, 5, pp. 37–50. (In Russ.)
- Dunin V.I., Korzun A.V. (2005). *Hydrogeodynamics of oil and gas basins*. Moscow: Nauch. Mir, 524 p. (In Russ.)
- Espitalie J., Laporte J.L., Madec M., Marquis F., Leplat P., Poulet J., Boutefeu A. (1977). Rapid method for source rock characterization, and for determination of their petroleum potential and degree of evolution. *Rev. Inst. Fr. Pet.*, 31, pp. 23–42. <https://doi.org/10.2516/ogst:1977002>
- Khisamov R.S. (2006). Tectonic and petroleum geological zonation of the territory of Tatarstan. *Kazan: Fen Publ.*, 328 p. (In Russ.)
- Khisamov R.S. (2010). Geological prospecting in regions with high extent of exploration coverage. *Kazan: Fen Publ.*, 274 p. (In Russ.)
- Khisamov R.S., Bazarevskaya V.G., Galliamova L.A., Timirova A.M. (2021). Relacement of reserves and resource portfolio of PJSC Tatneft. *Collection of research papers of TatNIPneft Institute*, Vol. LXXXIX. Moscow: Neftyanoe Khozaistvo Publ., pp. 8–13. (In Russ.)
- Kozhanov D.D., Bolshakova M.A., Khopta I.S. et al. (2021). Geology and geochemistry of Riphean-Vendian petroleum system (the Northern part of the Volga-Ural Basin). *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 73–86. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.7>
- Methodological recommendations for estimation of reserves in productive Domanic sediments (supplement to the current methodological recommendations for the application of the Reserves Classification approved by the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation as of 01 February, 2016). (2023). Federal State-Funded Institution State committee for Reserves. (In Russ.)

Muslimov R. Kh. (2007). Oil and gas potential of the Republic of Tatarstan. Geology and development of oil fields. Vol.1. Kazan: Fen Publ, 316 p. (In Russ.)

Rodionova K.F., Maksimov S.P. (1981). Geochemistry of organic matter and petroleum source rocks of the Phanerozoic. Moscow: Nedra Publ., 367 p. (In Russ.)

Safarov A.F., Lutfullin A.A., Khabipov R.M., Shumatbaev K.D., Bazarevskaya V.G., Kalimullin A.M., Abusalimova R.R., Khaidarova A.I., Iksanova A.F., Bazarbayeva G.R., Validov M.F., Kolchugin A.N. (2025). Clarification of the types of sections of the lower carboniferous deposits of the southeastern slope of the North Tatar arch. *Neftyanoe Khozyajstvo = Oil Industry*, 1, pp. 34–39. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-1-34-39>

Shvanov V.N., Frolov V.T., Sergeeva E.I. et al. (1998). Systematics and classification of sedimentary rocks and their analogs. Saint Petersburg: Nedra Publ., 350 p. (In Russ.)

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

Tissot B.P., Welte D.H. (1978). Petroleum formation and occurrence. Berlin-Heidelberg-New York: Springer-Verlag, 538 p.

Valeeva I.F., Anisimov G.A., Anisimova L.Z., Novikova S.P. (2016). Geological background of the further exploration of oil in the Nizhnekamsk deflection. *Georesursy = Georesources*, 3, pp. 198–206. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.18.3.9>

Varlamov A.I., Petersillier V.I., Poroskun V. I. Fortunatova N.K., Komar N.V., Shvets-Teneta-Guriy A.G. (2017). Technique of oil reserves estimation in domanic deposits. *Geologiya Nefti i Gaza = Oil and Gas Geology*, 5, pp. 51–65. (In Russ.)

About the Authors

Albert F. Safarov – Deputy Head of the Prospecting and Exploration Geology Department, TatNIPIneft Institute Tatneft PJSC

186 A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423452, Russian Federation

e-mail: safarov@tatnipi.ru

Rinat R. Aflyatunov – Chief Geologist – Deputy General Director, Tatneft PJSC

75 Lenina st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

e-mail: AflyatunovRR@tatneft.ru

Azat A. Lutfullin — Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Deputy Head of the Field Development Department, Tatneft PJSC

75 Lenina st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

e-mail: LutfullinAA@tatneft.ru

Almaz M. Kalimullin – Head of the Laboratory for Calculation of Reserves and Evaluation of Oil Resources, Department of Prospecting and Exploration Geology, TatNIPIneft Institute Tatneft PJSC

186 A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423452, Russian Federation

e-mail: KalimullinAlmazM@tatnipi.ru

Rishat M. Khabipov – Head of the Department for Monitoring Field Development and Subsoil Use, Department of Field Development, Tatneft-Dobycha, Tatneft PJSC

75 Lenina st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

e-mail: KhabipovRM@tatneft.ru

Kirill D. Shumatbaev – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Chief Expert in Petrophysical Research, Field Development Department, Tatneft PJSC

75 Lenina st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

e-mail: Shumatbaevkd@tatneft.ru

Venera G. Bazarevskaya – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Deputy Director for Research in the Field of Geology of Hard-to-Recover Reserves, TatNIPIneft Institute Tatneft PJSC

186 A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423452, Russian Federation

e-mail: bazarevskaya@tatnipi.ru

Sergey A. Vakhrameev – Technician, Department of Prospecting and Exploration Geology, TatNIPIneft Institute Tatneft PJSC

186 A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423452, Russian Federation

e-mail: vakhrameevsa@tatneft.tatar

Elena N. Poludetkina – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

e-mail: poludetkinaelena@mail.ru

Anton G. Kalmykov – Cand. Sci. (Chemistry), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

e-mail: a.kalmykov@oilmsu.ru

Manuscript received 30 January 2025;
Accepted 28 May 2025; Published 30 June 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/>)