

Условия образования и генерационный потенциал нефтегазоматеринских пород Южно-Татарского свода и прилегающих территорий

А.С. Хаюзкин^{1*}, Е.В. Морозова¹, В.П. Морозов¹, Э.А. Королев¹, Д.М. Фаварисова¹,
Ф.М. Газеева², Н.А. Назимов²

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

²ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

В работе рассмотрены литолого-геохимические характеристики нефтегазоматеринских пород осадочного чехла центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с целью реконструкции условий их образования, оценки генерационного потенциала, зрелости органического вещества и перспектив промышленного освоения. Породы исследовались макроскопически, а также методами количественного рентгенофазового анализа, пиролиза по методике Rock-Eval, SARA-анализа и газовой хроматографии – масс-спектрометрии. Установлено, что аргиллиты пашийского, карбонатно-кремнистые породы семилукского (доманикового), аргиллиты и алевролиты бобриковского горизонтов, а также глины верхнеказанского подъяруса формировались в открытых морских условиях в восстановительной осадочной среде. Общее содержание органического углерода в породах составляет от 0,35% до 11,16%. Для глинистых отложений верейского и тиманского горизонтов характерно очень малое количество органического вещества, геохимические характеристики которого корректно оценить не представляется возможным. Глины верхнеказанского подъяруса содержат кероген II/III типа, тогда как в породах пашийского, семилукского (доманикового) и бобриковского горизонтов идентифицируется органическое вещество, представленное керогеном II типа. Полученные данные могут свидетельствовать о единых механизмах накопления сапропелевого органического вещества на территории Волго-Уральского бассейна в условиях позднедевонско-раннекаменноугольных возмущений углеродного цикла планетарного масштаба. Установлено, что изученные отложения находятся на стадиях катагенеза ПК–МК₁, в то время как породы семилукского (доманикового) горизонта обладают наибольшей зрелостью и очень хорошим и отличным генерационным потенциалом. Аналогичным генерационным потенциалом обладают породы бобриковского горизонта.

Ключевые слова: черные сланцы, девон, карбон, доманик, бобриковский горизонт, пашийский горизонт, аргиллиты, биомаркерный анализ, органическое вещество

Для цитирования: Хаюзкин А.С., Морозова Е.В., Морозов В.П., Королев Э.А., Фаварисова Д.М., Газеева Ф.М., Назимов Н.А. (2024). Условия образования и генерационный потенциал нефтегазоматеринских пород Южно-Татарского свода и прилегающих территорий. *Георесурсы*, 26(4), с. 101–115. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.5>

Введение

В связи с истощением традиционных и сравнительно легкоизвлекаемых запасов углеводородов в настоящее время в России всё больше внимания уделяется поиску новых залежей нефти и газа. Решение этой задачи требует глубокого понимания литологических и геохимических характеристик региональных нефтегазоматеринских толщ. Во-первых, такие данные важны при поиске

традиционных залежей углеводородов, поскольку предоставляют ключевые сведения для бассейнового моделирования. Во-вторых, нефтегазоматеринские породы, являясь нетрадиционными породами-коллекторами и вмеща значительные объемы органического вещества (ОВ), при проведении ряда геолого-технических мероприятий (таких, как бурение горизонтального ствола скважины, гидравлический разрыв пласта и др.) способны давать промышленные притоки нефти и газа (Alzahabi et al., 2015).

Согласно общепринятой теории нефтегазообразования (Tissot, Welte, 1978), источником углеводородов является ОВ, в большом количестве содержащееся в нефтегазоматеринских породах. Считается, что нефтегазоматеринскими могут стать различные в литологическом отношении осадки, сформированные в результате

* Ответственный автор: Алексей Сергеевич Хаюзкин
e-mail: alexeykhaiuzkin@mail.ru

© 2024 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/>).

совместного захоронения минерального и органического веществ. Например, значимые концентрации ОВ иногда наблюдаются в кремнистых (диатомовых) породах, а также в водорослевых разностях известняков и доломитов. В то же время наиболее часто органическим веществом обогащены глинистые породы (Хант, 1982).

Известно, что в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) широко распространены породы карбонатно-кремнистого состава, обогащенные сапропелевым ОВ (более 5%) и именуемые в пределах семилуцкого (доманиковского) горизонта доманиковыми отложениями (Ананьев, 2007; Ступакова и др., 2017). По данным (Аверьянова, 2016; Варламов и др., 2017), доманиковые отложения являются региональными нефтегазоматеринскими породами. Площадь их распространения в пределах Русской плиты превышает 500 тыс. км², а мощность меняется от 5 до 60 м. В послемеловое время аналогичные породы, именуемые отложениями доманикового типа, накапливались вплоть до турнейского века в пределах осевых частей Камско-Кинельской системы прогибов (Морозов и др., 2022). По некоторым оценкам (Прищепа, Аверьянова, 2017), отложения доманикового типа в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции вмещают более 6,5 млрд т технически извлекаемой нефти и 3,5 трлн м³ технически извлекаемого газа.

В палеозойском разрезе осадочного чехла Волго-Уральской НГП также широко распространены глинистые породы, которые, как было отмечено выше, могут содержать значимые количества сингенетичного ОВ, что позволяет рассматривать их в качестве нефтегазоматеринских пород и нетрадиционных коллекторов (Ронов, 1993; Ларочкина, 2008). Предполагается, что изучение литолого-геохимических характеристик таких пород позволит получить новые, ранее не учитываемые при бассейновом моделировании данные о региональных нефтегазоматеринских толщах, а также оценить их в качестве нетрадиционных пород-коллекторов. Кроме того, реконструкция условий осадконакопления отложений позволит актуализировать более ранние представления об образовании отложений основных нефтегазоносных комплексов девона, карбона и перми.

Таким образом, целью настоящего исследования является определение условий образования, генерационного потенциала, зрелости ОВ и перспектив освоения глинистых и карбонатно-кремнистых отложений, развитых в пределах осадочного чехла центральной части Волго-Уральской НГП, ограниченной Южно-Татарским сводом и прилегающими территориями.

Материалы и методы

Объектами исследования выступали керновые образцы глин, аргиллитов и карбонатно-кремнистых пород, отобранные в пределах Южно-Татарского свода, Мелекесской впадины и Бирской седловины (рис. 1). Глубины отбора и стратиграфическая привязка образцов приведены в табл. 1.

Породы изучались макроскопически, а также с применением рентгенофазового количественного, пиролитического и SARA-анализа. Биомаркерные исследования



Рис. 1. Схематическая карта центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с указанием точек отбора образцов

№ образца	Тип породы	Глубина отбора, м	Стратиграфическое подразделение
1	Глина	67,2	Верхнеказанский подъярус пермской системы
2	Глина	1015,5	Верейский горизонт московского яруса
3	Глина	1126,8	каменноугольной системы
4	Аргиллит	1402,5	Бобриковский горизонт визейского яруса каменноугольной системы
5	Аргиллит	1162,5	
6	Аргиллит	1398,4	
7	Алеврит	1161,0	
8	Карбонатно-кремнистая порода	1701,9	Семилуцкий (доманиковский) горизонт франского яруса девонской системы
9	Известняк	1721,8	
10	Карбонатно-кремнистая порода	1785,9	
11	Карбонатно-кремнистая порода	1794,7	
12	Микстит	1723,8	
13	Кремнисто-карбонатная порода	1731,2	
14	Аргиллит	1675,5	Тиманский горизонт франского яруса девонской системы
15	Аргиллит	1706,5	Пашийский горизонт франского яруса девонской системы
16	Аргиллит	1862,6	

Табл. 1. Литологическая и стратиграфическая характеристики отобранных образцов

экстрагированного битумоида проводили с помощью газовой хроматографии – масс-спектрометрии (ГХ-МС).

Макроскопическое описание образцов керн

Для определения литологического состава и неоднородности кернового материала, а также для отбора представительных образцов выполнено макроскопическое описание предварительно распиленного керна. Всего описано 45 м керна.

Рентгенофазовый количественный анализ

С целью изучения минерального состава образцов выполнены исследования порошковых препаратов при помощи дифрактометра D2 Phaser (Bruker, Германия). Рентгенографическую съемку проводили в геометрии Брэгга – Брентано с использованием монохроматизированного $\text{CuK}\alpha$ -излучения (λ 1,5406 Å) в режиме шагового сканирования. Режимы измерений и регистрации: напряжение рентгеновской трубки – 30 кВ, ток – 10 мА; шаг сканирования – 0,02°; скорость – 1 град/мин; диапазон углов сканирования в геометрии Брэгга – Брентано – 3–40°. На базе программного обеспечения DIFFRAC plus Evaluation Package EVA 6.1 (Bruker, Германия) проведен качественный анализ доманиковых и глинистых пород. Количественное содержание определяли с помощью полнопрофильного анализа по методу Ритвелда на базе программного обеспечения TOPAS 4.2 (Bruker, Германия).

Диагностику слоистых силикатов в образцах проводили в воздушно-сухих препаратах, которые изготавливали путем растирания образцов пород в агатовой ступке в дистиллированной воде с последующим высушиванием. Затем эти же препараты растирали в среде этиленгликоля для диагностики разбухающих компонентов в составе образцов, далее для проведения съемок из них готовили ориентированные препараты. После получения дифрактограмм образцов, растертых в дистиллированной воде и в среде этиленгликоля, оценивали содержание в них минералов с лабильной структурой (монтмориллонита или смешанослойных минералов) по смещению основного диагностического максимума в диапазоне межплоскостных расстояний 15–10 Å по методике, описанной в монографии «Рентгенография основных типов...» (Франк-Каменецкий, 1983).

Наиболее сложным при идентификации указанных минералов является определение каолинита и хлорита, которые весьма часто встречаются вместе. Качественные отличия хлорита и каолинита определяли по серии базальным отражениям. Так, диагностическими межплоскостными расстояниями для хлорита считаются $d_{001} = 1,42\text{--}1,41$ нм, $d_{002} = 0,715\text{--}0,708$ нм, $d_{003} = 0,48\text{--}0,47$ нм, $d_{004} = 0,354\text{--}0,352$ нм, а для каолинита – $d_{001} = 0,716\text{--}0,715$ нм, $d_{002} = 0,358\text{--}0,357$ нм. На полученных в ходе определения этих минералов дифрактограммах ориентированных препаратов они довольно однозначно идентифицировались по межплоскостным расстояниям в диапазоне 0,358–0,352 нм. В этой области дифрактограмм в случае наличия и каолинита, и хлорита всегда имеются два дифракционных максимума. Первый максимум при 0,358–0,356 нм соответствует каолиниту, а второй при 0,354–0,351 нм – хлориту. Они довольно хорошо видны на полученных дифрактограммах, поэтому

диагностику этих минералов можно считать корректной. Дополнительно проведенные расчеты количественного содержания хлорита и каолинита в программном обеспечении TOPAS 4.2 (<http://algol.fis.uc.pt/jap/TOPAS%204-2%20Users%20Manual.pdf>) всегда подтверждали их присутствие.

Пиролитические исследования

С целью определения качественных и количественных характеристик содержащегося ОБ образцы пород исследовали на пиролитической установке, включающей пиролитическую ячейку EGA/PY-3030D (Frontier Lab, Япония), хроматограф Agilent 7890B (Agilent, США) и масс-селективный детектор Agilent 5977B (Agilent, США). Тонкодисперсный порошок породы помещали в тигель и подвергали разложению в токе гелия по следующей температурной программе печи: ступенчатый нагрев от 100 °C до 300 °C со скоростью 600 °C/мин, от 300 до 650 °C со скоростью 30 °C/мин.

В качестве эталона для калибровки прибора брали стандартный образец нефтематеринской породы IFP 160000. Результаты пиролитических исследований обрабатывали с помощью программного обеспечения Agilent MassHunter B.07.00. Полученные пирограммы и хроматограммы интегрировались в программе MSD ChemStation DA согласно общим правилам интегрирования хроматографических пиков.

Эмпирически получены следующие параметры: S_1 , мг УВ/г породы – содержание свободных углеводородов; S_2 , мг УВ/г породы – содержание связанных углеводородов; S_3 , мг CO_2 /г породы – выход органического диоксида углерода; S_3^{CO} , мг CO /г породы – выход органического оксида углерода, T_{max} , °C – температура максимального образования углеводородов при крекинге керогена при пиролизе; TOC (Total Organic Carbon), вес. % – содержание органического углерода в породе. Дополнительные пиролитические параметры рассчитывались с помощью формул, представленных в табл. 2.

SARA-анализ

Извлечение ОБ проводили методом горячей хлороформенной экстракции в аппарате Сокслета. Экстракт подвергался SARA-анализу. Предварительно взвешенные образцы битумоида растворяли горячим раствором петroleйного эфира в соотношении 1:40 и оставляли на 12 ч с целью более полного растворения мальтенов и осаждения асфальтенов. Асфальтены отделяли на фильтре и смывали хлороформом. Мальтены разделяли на стеклянной колонке, заполненной силикагелем, на насыщенные и ароматические компоненты, смолы гексаном, бензолом, спирто-бензолом соответственно.

Газовая хроматография – масс-спектрометрия

С целью реконструкции условий формирования и преобразования ОБ, а также оценки степени его катагенетической преобразованности алициклические и ароматические компоненты битумоида исследовали на газовом хроматографе «Хроматэк-Кристалл 5000» (Хроматэк, Россия) с масс-селективным детектором ISQ Thermo (Thermo Fisher Scientific, США) с программным обеспечением Xcalibur. Хроматограф снабжен капиллярной

Показатель	Обозначение	Формула
Индекс продуктивности, д. ед.	PI	$PI = \frac{S_2}{S_1 + S_2}$
Водородный индекс, мг УВ / г ТОС	HI	$HI = \frac{S_2}{TOC} \cdot 100$
Кислородный индекс, мг CO ₂ / г ТОС	OI	$OI = \frac{S_3}{TOC} \cdot 100$
Пиролизируемый углерод, %	PC	$PC = \frac{(S_1 + S_2) \cdot 0,83 + S_3 \cdot 0,27 + \frac{S_3^{CO}}{2} \cdot 0,43}{10}$
Остаточный углерод, %	RC	$RC = TOC - PC$
Индекс нефтенасыщенности, мг УВ/г ТОС	OSI	$OSI = \frac{S_1}{TOC} \cdot 100$

Табл. 2. Основные пиролитические показатели и формулы для расчета

колонкой CR-5ms, длиной 30 м, диаметром 0,25 мм, толщина пленки неподвижной жидкой фазы 25 мкм. Условия хроматографирования: скорость потока газа-носителя (гелий) – 1 мл/мин, температура инжектора – 300 °С. Температурная программа термостата – подъем температуры от 100 °С до 150 °С со скоростью 12 °С/мин, от 150 °С до 300 °С со скоростью 3 °С/мин с последующей изотермой до конца анализа. Энергия электронов ионного источника – 70 эВ, температура – 250 °С. Объем вводимой пробы 1 мкл, разбавленной пропорционально количеству образца в 0,2–1,5 мл хлороформа. Режим записи – полный ионный ток (ПИС) в диапазоне m/z (отношения массы иона к его заряду) 45–550.

Нами идентифицированы алканы по m/z 85, стераны – m/z 217, терпаны – m/z 191, дибензотиофены – m/z 184+198, фенатрены – m/z 178+192, моно- и триароматические стероиды – m/z 253 и 231 соответственно. Идентификацию соединений производили по библиотеке масс-спектров NIST'08 (<https://chemdata.nist.gov/mass-spc/ms-search/docs/Ver20Man.pdf>).

Результаты

Макроскопическое описание образцов керна

В результате макроскопического изучения керна и отобранных образцов установлено, что образцы пород пашийского и тиманского горизонтов представлены аргиллитами серыми, темно-серыми, пелитоморфными, тонкогоризонтальнослоистыми за счет неравномерного распределения ОБ.

Образцы пород семилукского (доманикового) горизонта преимущественно представлены карбонатно-кремнистыми породами серыми, черными, тонкозернистыми, горизонтально-слоистыми. В породах часто отмечаются прослои пелитоморфных известняков белых, серых, мощностью от 1 мм до первых сантиметров.

Изученные образцы бобриковского горизонта представлены алевролитами черными, крупноалевритистыми, массивными и аргиллитами темно-серыми, черными, пелитоморфными, тонкогоризонтальнослоистыми за счет неравномерного распределения ОБ в породах.

Образцы пород верейского горизонта и верхнеказанского подъяруса горизонтов представлены глинами

серыми, пелитоморфными, массивными, при этом образцы глин почти не размокают в воде.

В керновом материале образцы глинистых пород были существенно раздроблены, поэтому их структурно-текстурные признаки диагностировались с трудом. Поэтому на рис. 2 приведены только фотографии раздробленных пород, по ним можно оценить окраску пород, обусловленную степенью обогащенности ОБ. Исключением является карбонатно-кремнистая порода (обр. 11), которая, будучи сильно литифицированной, не подвергалась дроблению при бурении.

Рентгенофазовый количественный анализ

Результаты рентгенофазового количественного анализа приведены в табл. 3.

Согласно полученным результатам аргиллиты пашийского горизонта сложены глинистыми минералами до 51%, представленными каолинитом и иллитом, а иногда и хлоритом. Кроме того, в породах установлены кварц, сидерит и калиевые полевые шпаты.

Аргиллиты тиманского горизонта содержат до 56% глинистых минералов, представленных каолинитом, иллитом и смешаннослойным минералом, а также породообразующие кварц и полевые шпаты. В качестве примеси встречается сидерит.

Отложения семилукского (доманикового) горизонта представлены известняками, карбонатно-кремнистыми и кремнисто-карбонатными породами, а также микститами. Под микститами понимаются породы, в которых содержание ни одного из компонентов не достигает 50% (Конторович и др., 2016). Известняки почти нацело сложены кальцитом, в качестве примесных отмечены кварц и доломит. Карбонатно-кремнистые породы и микститы сложены породообразующими кварцем и кальцитом. Иллит может выступать в качестве примесного или породообразующего минерала. В отдельных образцах установлен доломит, содержание которого достигает 7%, а также примесный пирит. Кремнисто-карбонатные породы сложены только породообразующими кварцем и кальцитом.

Аргиллиты бобриковского горизонта сложены глинистыми минералами (до 85%), представленными хлоритом, каолинитом, иллитом и смешаннослойным минералом,

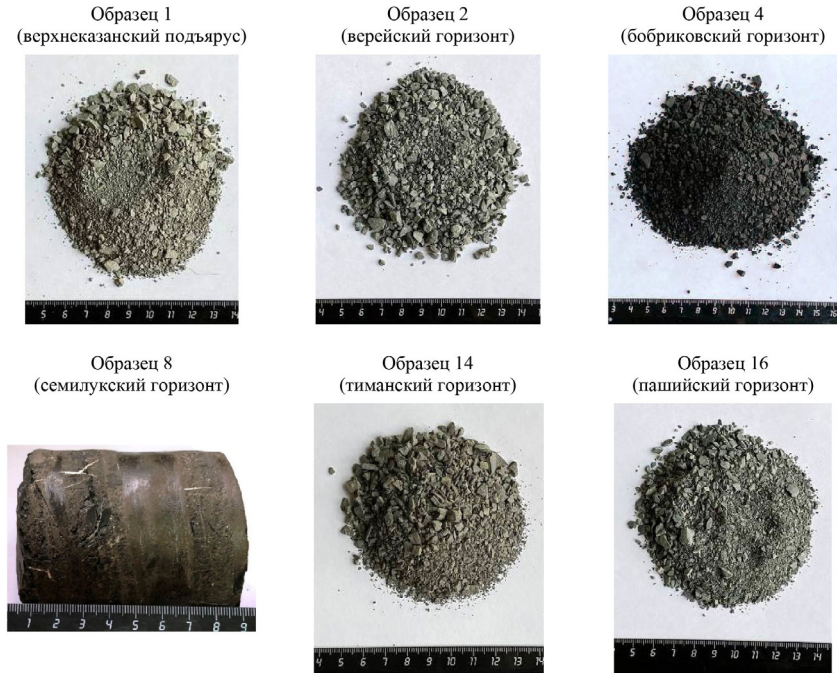


Рис. 2. Фотографии образцов глинистых пород и доманиковых отложений Южно-Татарского свода и прилегающих территорий

№ обр.	Стратиграфическое подразделение	Глубина, м	Кварц	Хлорит	Каолинит	Иллит	См/сл*	Микроклин	Альбит	Кальцит	Доломит	Пирит	Сидерит
1	Верхнеказанский подъярус пермской системы	67,2	18	12		20	12		15	10	12	1	
2	Верейский горизонт	1015,5	23	9		22		20	12	9	4	1	
3	московского яруса каменноугольной системы	1126,8	22	10	4	25		17	12	5	5		
4	Бобриковский горизонт визейского яруса каменноугольной системы	1402,5	13		73	12							2
5		1162,5	21		49	20		8				1	
6		1398,4	24	4	10	16	20	15				11	
7		1161,0	54	3	7	12		21				3	
8	Семилуцкий (доманиковый) горизонт франского яруса девонской системы	1701,9	15			4				72	8	< 1	
9		1721,8	4							95	1		
10		1785,9	34			7				56	2	1	
11		1794,7	12			4				84			
12		1723,8	43			10				46		< 1	
13		1731,2	94							6			
14	Тиманский горизонт франского яруса девонской системы	1675,5	33		17	28	11	8					3
15	Пашийский горизонт франского яруса девонской системы	1706,5	28		19	29						3	21
16	франского яруса девонской системы	1862,6	31	8	17	26		10					8

Табл. 3. Минеральный состав глинистых пород и доманиковых отложений Южно-Татарского свода и прилегающих территорий. Содержание минералов указано в вес. %. * см/сл – смешаннослойный минерал

а также кварцем и полевыми шпатами. В большом количестве имеется пирит, содержание которого может достигать 11%.

Алевролиты бобриковского горизонта сложены кварцем (54%), микроклином (21%), а также глинистыми минералами (22%) – каолинитом, иллитом и примесным хлоритом. В образце встречается пирит.

Глины верейского горизонта, которые практически не размокали в воде, содержат до 39% глинистых минералов, представленных иллитом, хлоритом и каолинитом, до 13% карбонатных минералов (кальцита и доломита), а также кварц и полевые шпаты.

Глины верхнеказанского подъяруса сложены глинистыми минералами (до 44%), представленными хлоритом,

иллитом и смешанослойным минералом, карбонатными минералами – кальцитом и доломитом (до 22%), а также кварцем и альбитом. В качестве примеси содержится пирит (1%).

Пиролитические исследования

Согласно результатам пиролиза по методу Rock-Eval ОВ изученных пород представлено преимущественно связанными углеводородами (S_2) (табл. 4). $T_{\max}$ меняется от 414 °С до 436 °С и коррелирует с глубиной отбора образцов. Значения водородного (НІ) и кислородного (ОІ) индексов заметно различаются для разных образцов, что указывает на разную природу ОВ.

Общее содержание органического углерода в глинах казанского подъяруса составляет порядка 0,4%, в глинах верейского горизонта достигает 0,16%, в аргиллитах бобриковского горизонта – 8,19%, в карбонатно-кремнистых породах семилукского (доманикового) горизонта – 11,16%, в аргиллитах тиманского горизонта – 0,06%, а в аргиллитах пашийского горизонта – 0,46%. При этом к нефтегазоматеринским, по критерию концентрации ОВ преимущественно сапропелевой природы (Баженова и др., 2004), относятся карбонатные породы с содержанием ОВ больше 0,1%, глинистые и глинисто-алевритовые породы с содержанием ОВ более 0,2%. Кроме того, существуют ограничения применимости пиролитического метода

при оценке генерационного потенциала пород и уровня их термической преобразованности. Считается, что при содержании общего органического углерода (ТОС) менее 0,3% возрастает разброс измеряемых значений, что не позволяет корректно оценить нефтегазогенерационный потенциал пород (Лопатин, Емец, 1987). Оценка пиролитического параметра катагенетической зрелости ($T_{\max}$) также может быть проведена некорректно в случае, если содержание связанных углеводородов (S_2) составляет менее 0,2 мг УВ/г породы (Peters, 1986).

С учетом вышесказанного глины верейского горизонта, а также аргиллиты тиманского горизонта исключены из последующих исследований и обсуждений.

SARA-анализ

На рис. 3 представлены результаты SARA-анализа и хлороформенной экстракции: выход хлороформенного битумоида и относительные содержания насыщенных, ароматических углеводородов, смол и асфальтенов.

В глинистых породах изученных стратиграфических интервалов выход битумоида в среднем составляет 0,1%, в то время как для доманиковых отложений этот показатель порядка 2,3%. При этом относительно высокое содержание асфальтенов установлено в карбонатно-кремнистых породах семилукского (доманикового) горизонта.

№ обр.	Стратиграфическое подразделение	Глубина, м	S_1 , мг УВ/г породы	S_2 , мг УВ/г породы	$T_{\max}$, °С	НІ, мг УВ/г ТОС	ОІ, мг CO_2 /г ТОС	ОІ, мг УВ/г ТОС	PI, д. ед.	PC, %	RC, %	ТОС, %	MINC, %
1	Верхнеказанский подъярус пермской системы	67,2	0,03	0,83	417	210	7,4	6	0,03	0,08	0,32	0,40	2,93
2	Верейский горизонт московского яруса каменноугольной системы	1015,5	0,08	0,19	416	122	3,9	50	0,29	0,02	0,13	0,16	1,47
3	Бобриковский горизонт визейского яруса каменноугольной системы	1126,8	0,05	0,09	419	93	1,7	55	0,37	0,01	0,09	0,10	1,64
4	Бобриковский горизонт визейского яруса	1402,5	0,25	23,42	430	286	0,8	3	0,01	2,00	6,19	8,19	0,09
5	каменноугольной системы	1162,5	0,24	1,24	416	159	7,1	30	0,16	0,12	0,66	0,78	0,05
6		1398,4	0,35	15,80	425	396	3,4	8	0,02	1,36	2,63	3,99	0,06
7		1161,0	0,09	2,26	414	248	3,9	9	0,04	0,20	0,71	0,91	0,06
8	Семилукский (доманиковый) горизонт франского яруса девонской системы	1701,9	1,53	18,32	436	325	4,3	27	0,08	1,67	3,97	5,64	5,65
9		1721,8	2,81	36,32	434	325	0,5	25	0,07	3,27	7,90	11,16	6,23
10		1785,9	0,72	33,46	427	444	17,7	9	0,02	2,92	4,62	7,53	1,10
11		1794,7	0,22	9,62	435	378	39,5	8	0,02	0,85	1,70	2,55	0,53
12		1723,8	1,91	17,49	432	401	25,5	43	0,10	1,65	2,72	4,37	7,47
13		1731,2	1,05	9,71	433	406	28,7	44	0,10	0,92	1,48	2,39	1,25
14	Тиманский горизонт франского яруса девонской системы	1675,5	0,10	0,14	424	229	10,3	162	0,41	0,06	0,00	0,06	0,91
15	Пашийский горизонт франского яруса девонской системы	1706,5	0,17	1,48	425	423	0,00	47	0,10	0,32	0,03	0,35	1,10
16		1862,6	0,12	0,65	419	141	0,00	26	0,16	0,33	0,13	0,46	1,80

Табл. 4. Основные пиролитические параметры глинистых пород и доманиковых отложений Южно-Татарского свода и прилегающих территорий. MINC – содержание минерального углерода в породе, %

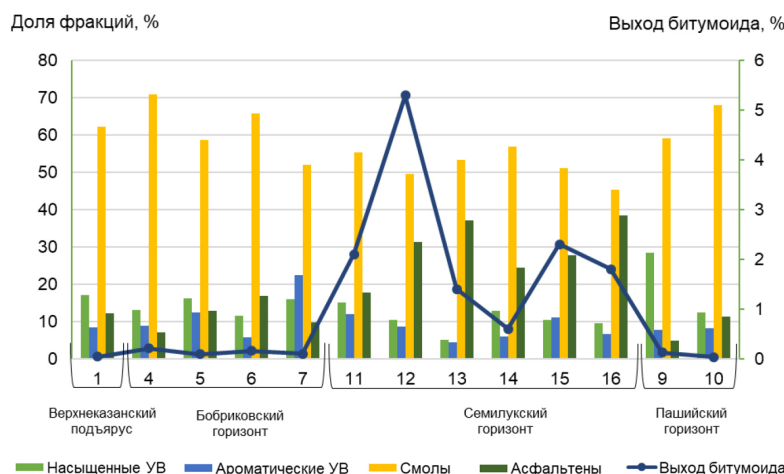


Рис. 3. Распределение компонентов битумоидов глинистых пород и доманиковых отложений Южно-Татарского свода и прилегающих территорий. Цифрами по оси абсцисс обозначены номера образцов

Газовая хроматография – масс-спектрометрия

По результатам ГХ-МС максимум распределения *n*-алканов битумоидов (рис. 4) приходится на низкомолекулярную область (C_{16} – C_{20}), следовательно, ОБ объектов исследования относится к сапропелевому типу. Отношение Pr/Ph для всех изученных образцов меньше 1, что свидетельствует о восстановительных обстановках осадконакопления в палеобассейнах (табл. 5).

Гаммацерановый индекс (GI) меняется от 0,41 до 4,03, максимальные значения соответствуют битумоидам верхнеказанского подъяруса, что, вероятно, указывает на осаждение отложений в наиболее соленом палеобассейне.

Значения индекса нечетности (CPI) лежат в диапазоне 0,92–1,48 для всех образцов (табл. 5). Наблюдается нечетность *n*-алканов в высокомолекулярной области в образце глины верхнеказанского подъяруса. Вместе с неявной бимодальностью это может указывать на низкую степень термической преобразованности.

Максимальные значения изопреноидного коэффициента (K_i) характерны для битумоидов семилукского (доманикового) горизонта, что указывает на их относительно меньшую зрелость.

Обсуждение

Условия образования пород и природа органического вещества

Глинистые отложения пашийского горизонта

Глинистые отложения пашийского горизонта франского яруса на изучаемой территории, по данным некоторых источников, например (Силантьев и др., 2022), образовались в условиях, сравнимых со средним шельфом современных морей. Считается, что для таких условий характерно активное действие течений. По другим данным (Kidder, Worsley, 2010), в пашийское время накопление обогащенных органическим веществом осадков происходило в условиях трансгрессии мирового океана,

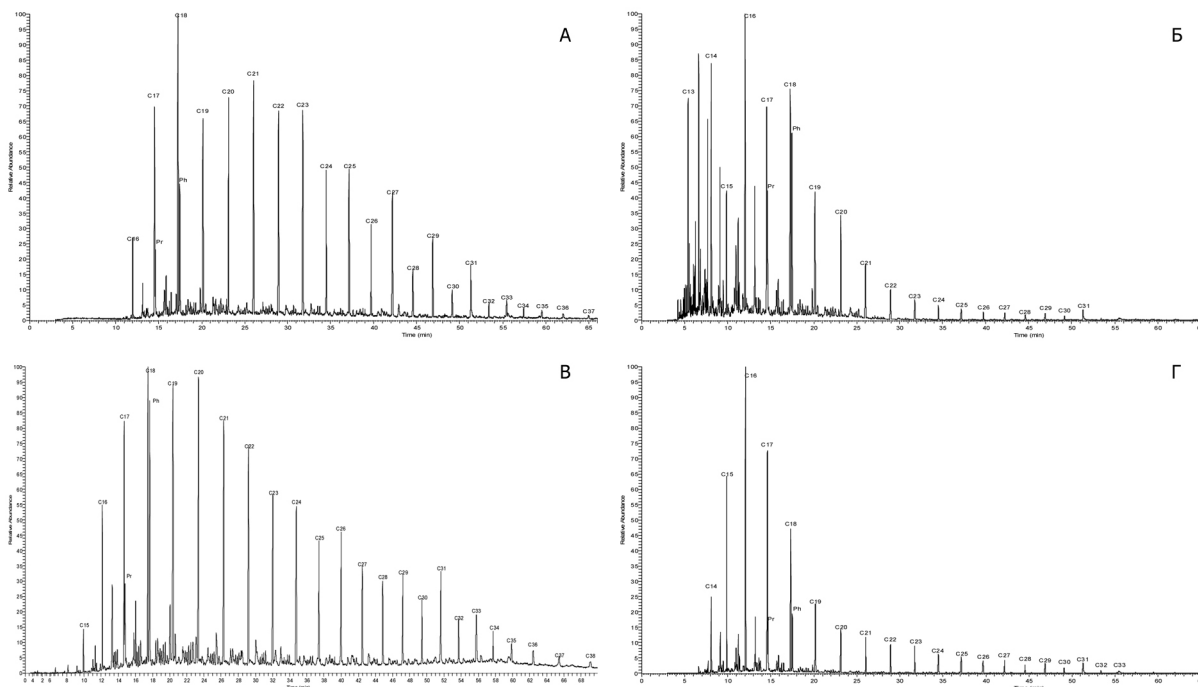


Рис. 4. Хроматограммы масел битумоидов: А) глины верхнеказанского подъяруса (обр. 1); Б) аргиллита бобриковского горизонта (обр. 4); В) карбонатно-кремнистой породы семилукского (доманикового) горизонта (обр. 10); Г) аргиллита пашийского горизонта (обр. 16)

которая привела к отложению позднедевонских черных сланцев на территории многих шельфовых морей палеоконтинентов.

Согласно результатам рентгенофазового анализа аргиллиты пашийского горизонта по составу глинистой компоненты относятся к полиминеральным разностям. Преобладающими глинистыми минералами являются каолинит и иллит. Такая ассоциация глинистых минералов соответствует мелководным прибрежно-морским фациям, формирующимся вдоль береговой линии опресненного эпиконтинентального бассейна седиментации.

По данным ГХ-МС седиментогенез пород проходил в условиях открытого моря (рис. 5). При этом на диаграмме ДБТ (дибензотиофены)/Ф (фенантрен) – Pr/Ph (рис. 6) образцы пород пашийского горизонта попадают в область озерных отложений, лишь ограниченно тяготея к морским глинам, что, по-видимому, связано с восстановительными условиями осадочной среды и подтверждается полученными значениями Pr/Ph (0,6–0,64).

Изученные образцы аргиллитов пашийского горизонта вмещают кероген II и III типа (рис. 7). Значения арилизопреноидного индекса (AIR), используемого для характеристики стабильности фотической зоны (Schwark, Frimmel, 2004), указывают на увеличение биомассы фито- и зоопланктона в условиях перемешивания водной толщи палеобассейна. Аналогичные условия, согласно литературным данным, существовали во многих

эпиконтинентальных морях позднего девона – раннего карбона ((Kabanov, Gouwy, 2020) и библиография в ней).

Отложения семилукского (доманиковского) горизонта

Считается, что породы семилукского (доманиковского) горизонта на изучаемой территории образовались в морском эпиконтинентальном бассейне, на относительно удалении от береговой линии, ниже базиса волнового воздействия. Согласно литературным данным, породы вмещают кероген II и II/III типов, сформированного

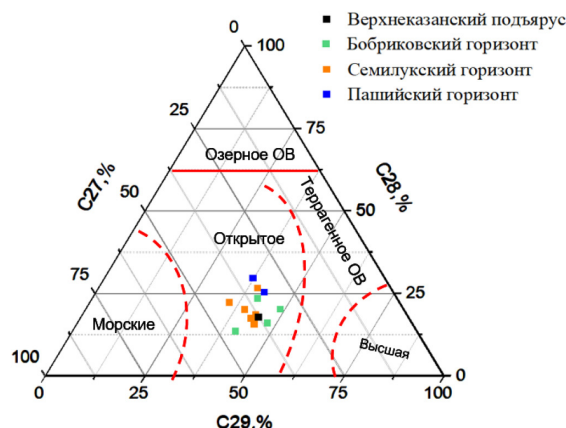


Рис. 5. Треугольная диаграмма стеранов по (Huang, Meinschein, 1979)

№ образца	Стратиграфическое подразделение	Глубина, м	Pr/Ph	Pr/C ₁₇	Ph/C ₁₈	Ki	CPI	SterC ₂₇ , %	SterC ₂₈ , %	SterC ₂₉ , %	C ₂₉ SSR	C ₂₉ BBA	Ts/(Ts+Tm)	MOR/HOP	STER/PENT	HOP/C ₂₉ ST	GI	C ₃₅ S/C ₃₄ S	Г ₂₉ /Г ₃₀	C ₃₂ S/(S+R)	ДБТ/Ф	AIR
1	Верхнеказанский подъярус пермской системы	67,2	0,43	0,43	0,66	0,57	1,33	38	18	45	0,18	0,26	0,17	0,41	0,41	0,97	4,03	0,67	0,89	0,54	0,73	0,16
4	Бобриковский горизонт	1402,5	0,38	0,17	0,32	0,26	1,02	35	24	42	0,42	0,34	0,19	0,36	0,19	3,12	1,57	0,55	1,00	0,52	0,89	0,45
5	визейского яруса	1162,5	0,48	0,30	0,68	0,48	1,00	31	20	49	0,58	0,53	0,17	0,31	0,25	1,57	1,56	0,52	1,23	0,60	0,64	0,95
6	каменноугольной системы	1398,4	0,27	0,20	0,48	0,37	1,18	32	25	42	0,38	0,32	0,13	0,45	0,15	2,99	0,41	2,63	1,22	0,42	1,35	0,34
7		1161,0	0,55	0,79	1,21	1,02	0,92	33	30	37	0,42	0,35	0,19	0,28	0,44	1,24	1,75	0,64	0,74	0,53	0,81	2,84
8		1701,9	0,12	0,36	0,98	0,82	1,02	40	20	40	0,51	0,57	0,13	0,08	0,30	2,03	1,24	1,24	1,32	0,62	0,95	0,07
9	Семилукский (доманиковский) горизонт	1721,8	0,26	0,49	1,20	0,92	0,98	39	18	43	0,52	0,57	0,12	0,11	0,40	1,25	1,24	1,03	1,10	0,59	1,26	0,17
10		1785,9	0,35	0,42	0,65	0,57	1,48	38	19	44	0,44	0,52	0,15	0,11	0,26	1,97	1,06	1,09	0,77	0,61	1,09	0,09
11	франского яруса девонской системы	1794,7	0,10	0,35	0,84	0,75	1,08	38	18	44	0,52	0,57	0,11	0,11	0,23	2,44	1,22	0,97	0,67	0,61	0,95	0,02
12		1723,8	0,34	0,47	1,23	0,87	0,97	42	17	41	0,49	0,56	0,13	0,08	0,19	2,80	1,49	1,36	0,85	0,61	1,44	0,54
13		1731,2	0,34	0,45	1,08	0,80	1,01	42	16	43	0,48	0,54	0,11	0,08	0,22	2,23	1,49	1,19	0,78	0,59	1,41	0,20
15	Пашийский горизонт	1706,5	0,64	0,25	0,59	0,39	1,16	40	16	45	0,66	0,65	0,13	0,32	0,25	2,03	1,33	1,03	0,99	0,66	0,27	1,95
16	франского яруса девонской системы	1862,6	0,60	0,36	0,72	0,52	1,12	43	22	35	0,56	0,56	0,30	0,09	0,45	1,68	0,59	0,84	0,80	0,62	0,19	0,43

Табл. 5. Биомаркерные параметры битумоидов глинистых и доманиковых отложений Южно-Татарского свода и прилегающих территорий. Pr/Ph – отношение пристана к фитану; Pr/C₁₇ – отношение пристана к n-алкану C₁₇; Ph/C₁₈ – отношение фитана к n-алкану C₁₈; Ki – изопреноидный индекс, рассчитывается как (Pr+Ph)/(C₁₇+C₁₈); CPI=2*(C₂₁+C₂₃+C₂₅+C₂₇+C₂₉+C₃₁)/(C₂₀+C₂₂+C₂₄+C₂₆+C₂₈+C₃₀)+(C₂₂+C₂₄+C₂₆+C₂₈+C₃₀+C₃₂); SterC₂₇%, SterC₂₈%, SterC₂₉% – относительные содержания регулярных стеранов C₂₇, C₂₈, C₂₉; C₂₉SSR – C₂₉ааа 20Sстеран/(C₂₉ааа 20Sстеран + C₂₉ааа 20Rстеран); C₂₉BBA – C₂₉аbb20Rстеран/(C₂₉аbb 20Rстеран + C₂₉ааа 20Rстеран); MOR/HOP – (C₂₉ 17b 21a-нормостеран + C₃₀ 17b 21a-моретан)/(C₂₉норгопан + C₃₀гопан); STER/PENT – отношение суммы стерановых УВ к сумме пентациклических УВ; HOP/C₂₉ST – C₃₀гопан/C₂₉ааа (20S + 20R) стеран + C₂₉аbb (20S + 22R) стеран; GI – 10*гаммацеран/(гаммацеран + C₃₀гопан); C₃₅S/C₃₄S – отношение гомогопана C₃₅S к C₃₄S; Г₂₉/Г₃₀ – отношение C₂₉ адиянтан/C₃₀гопан; C₃₂S/(S+R) – гомогопан C₃₂S/(C₃₂S + C₃₂R); ДБТ/Ф – дибензотиофен/фенантрен; AIR – алкилбензолы (C₁₃–C₁₇)/(C₁₈–C₂₂) – арилизопреноидный индекс

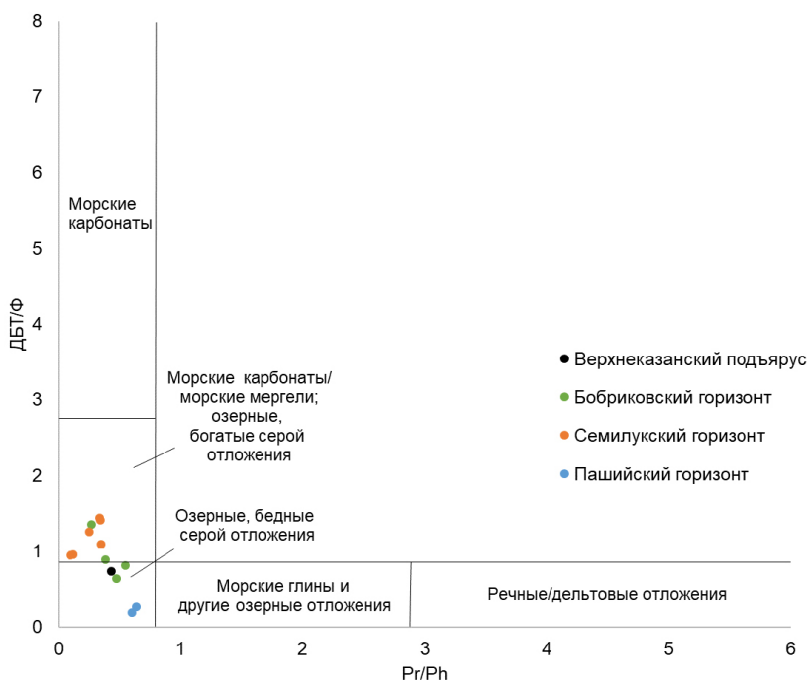


Рис. 6. Диаграмма ДБТ/Φ – Pr/Ph по (Hughes et al., 1995)

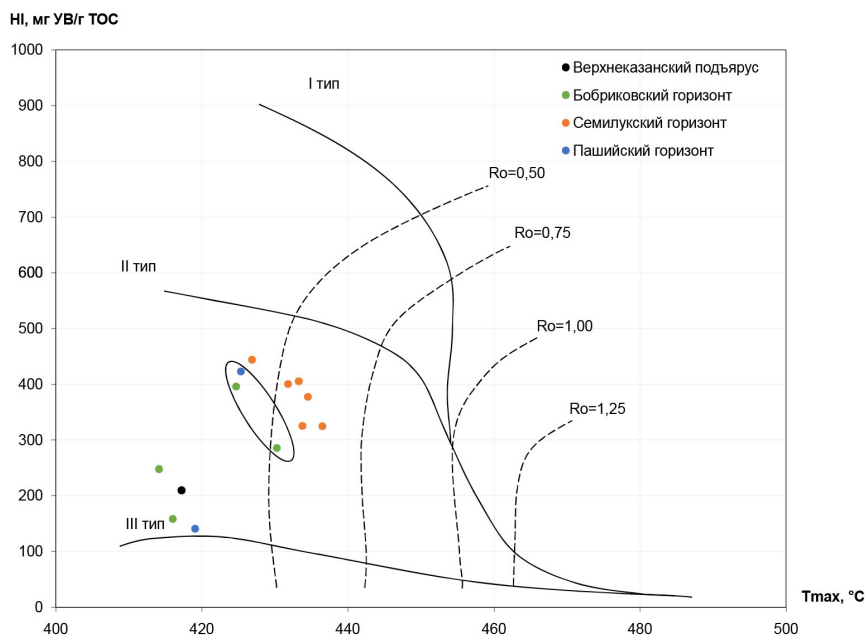


Рис. 7. Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена по результатам пиролитических исследований глинистых пород и доманиковых отложений Южно-Татарского свода и прилегающих территорий

фито- и зоопланктоном, с ограниченным вкладом гумусовой компоненты (Гордадзе, Тихомиров, 2007; Галимов, Камалеева, 2015; Фадеева и др., 2015). По данным углепетрографических исследований в вышележащих франско-турнейских отложениях доманикового типа встречается витринит, указывающий на вклад в ОВ остатков высшей растительности (Saeed et al., 2023).

Однако существуют различные взгляды на геохимические условия в бассейне осадконакопления. Так, согласно данным (Liang et al., 2020), доманиковое море характеризовалось нормальной соленостью и нормальным кислородным режимом, что дало возможность развития донной фауны на границе осадка и воды. По другим данным (Бушнев и др., 2016), палеобассейн характеризовался

аноксией фотической зоны с ее периодическим сероводородным заражением.

По полученным данным рентгенофазового анализа в составе изученных образцов пород семилукского (доманикового) горизонта преобладают кварц и кальцит. Считается, что данные минералы имеют аутигенный генезис и образовались за счет внутренних ресурсов Мирового океана (Khayuzkin et al., 2020). В породах отмечается небольшое количество глинистых минералов, что свидетельствует о незначительном привносе в область карбонатно-кремнистой аккумуляции терригенного материала с ближайшего континента.

По данным ГХ-МС обогащенные ОВ карбонатно-кремнистые породы формировались в стратифицированном

открытом море, в то время как осадочная среда характеризовалась восстановительными условиями. На это указывают соотношение стеранов состава $C_{27}:C_{28}:C_{29}$ (рис. 5), значения Pr/Ph , изменяющиеся в пределах 0,1–0,35, а также арилизопреноидный индекс. На диаграмме ДБТ/Ф – Pr/Ph изученные образцы пород соответствуют морским карбонатным, богатым серой отложениям (рис. 6).

Согласно результатам пиролитических исследований породы семилукского (доманиковского) горизонта Южно-Татарского вмещают кероген II типа (рис. 7). Отсутствие в образцах пород керогена II/III типа, идентифицируемого многими исследователями, согласуется с более ранними исследованиями (Морозов и др., 2022) и объясняется удаленностью береговой линии от района изучения.

Глинистые отложения бобриковского горизонта

Отложения бобриковского горизонта визейского яруса на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции формировались в аллювиальных, переходных и морских условиях осадконакопления (Алиев и др., 1975). Основным регулятором осадконакопления в это время выступала сама среда и неустойчивые процессы седиментации на фоне общего медленного погружения бассейна в ранневизейское время (Астаркин и др., 2017). Область отбора изученных образцов, согласно некоторым палеогеографическим реконструкциям (Познер и др., 1957), попадает в область прибрежно-морских или мелководно-морских условий.

По данным рентгенофазового анализа в составе аргиллитов бобриковского горизонта среди глинистых минералов преобладает иллит-каолинитовая ассоциация, в отдельных образцах с примесью хлорита. Подобный минеральный состав характерен для глинистых пород, сложенных продуктами переноса и вторичной аккумуляции разрушающихся кор выветривания. Преобладание каолинита и присутствие в составе аргиллитов бобриковского горизонта кварца и микроклина указывают, что древние коры выветривания развивались по породам кислого состава. Интенсивному протеканию процессов гидролиза минералов кислых пород способствовал теплый влажный гумидный климат в начале визейского века.

Соотношение стеранов состава $C_{27}:C_{28}:C_{29}$ (рис. 5) указывает на морские условия осадконакопления пород бобриковского горизонта. На диаграмме ДБТ/Ф – Pr/Ph изученные образцы попадают в область пород морского и озерного генезиса (рис. 6), что подтверждает вклад в ОВ некоторых образцов гумусовой компоненты, не образующей дибензотиофены (Конторович и др., 2004). Значения отношения Pr/Ph и арилизопреноидного индекса соответствуют восстановительным условиям среды осадконакопления и непостоянным гидрологическим режимом палеобассейна.

Согласно данным пиролитического анализа породы бобриковского горизонта содержат значимое количество ОВ (до 8,19%), представленного керогеном II, смешанного II/III и III типов (рис. 7). При этом образцы пород, ОВ которых сформировано фито-, зоопланктоном и микроорганизмами (кероген II типа), содержат наибольшее количество ОВ. По-видимому, захоронение остатков высшей растительности происходило на протяжении всего времени существования средневизейского моря, вместе

с тем палеобассейн характеризовался периодическим развитием событий, повышающих первичную биопродуктивность и биомассу фито- и зоопланктона, что привело к захоронению большого количества сапропелевого ОВ в породах бобриковского горизонта.

Представленные ранее результаты изучения пород пашийского, семилукского (доманиковского) и бобриковского горизонтов могут свидетельствовать о единых механизмах накопления ОВ на территории Волго-Уральского бассейна с пашийского по бобриковское время. Данный временной интервал охватывает порядка 30 млн лет и хронологически совпадает с позднедевонскими и раннекаменноугольными бескислородными событиями и возмущениями углеродного цикла планетарного масштаба (Kabanov et al., 2023).

Глинистые отложения верхнеказанского подъяруса

Считается, что в казанском веке территория Волго-Уральского бассейна представляла собой единый седиментационный бассейн, в который со стороны Мезенской впадины ингрессировало море, а с окружающих участков суши поступали продукты эрозии (Буров, 2003; Нургалиева и др., 2008).

Согласно ассоциации идентифицированных минералов глинистые породы формировались в морском эпиконтинентальном бассейне седиментации с несколько повышенной соленостью, где господствовали спокойные гидродинамические условия водной среды. При этом на суше господствовал теплый и влажный климат, контролировавший процесс преобразования эффузивных обломков горных пород и минералов в иллит и иллит-монтмориллонит.

Согласно результатам ГХ-МС глины верхнеказанского подъяруса образовались в условиях открытого моря (рис. 5) со стратификацией водной толщи. Хотя на диаграмме ДБТ/Ф – Pr/Ph (рис. 6) изученные породы соответствуют озерным, бедным серой отложениям, что является следствием ограниченности палеобассейна, вклада гумусовой компоненты в состав ОВ, а также восстановительной осадочной среды ($Pr/Ph = 0,43$).

Полученные результаты согласуются с рядом палеогеографических карт и представлений об условиях осадконакопления в казанском море, которые указывают на ограниченность морского бассейна (Семеновский, 1973; Нургалиева и др., 2012; Морозов и др., 2016). Изученные образцы вмещают кероген II/III типа (рис. 7), который формировался при участии фито-, зоопланктона и микроорганизмов, а также высшей растительности.

Оценка зрелости и генерационного потенциала пород

Для изученных горизонтов показатель T_{max} меняется от 414 °С до 436 °С, и соответствует стадиям протокатагенеза – мезокатагенеза (ПК–МК₁) (Вассоевич, 1986). По показателю T_{max} органическое вещество карбонатно-кремнистых пород семилукского (доманиковского) горизонта определяется как ранней зрелости – зрелое, остальных горизонтов – незрелое. Характер распределения точек на диаграмме Ван-Кревелена (рис. 7), по-видимому, указывает на термическую зрелость и частичную генерацию углеводородов доманиковыми отложениями (Zumberge et al., 2016).

Кроме пиролитических исследований, для оценки степени термической преобразованности нефтей и органического вещества пород широко применяются параметры стеранов и терпанов, которые основаны на эпимерных превращениях биологических форм в геологические.

Как по стерановым параметрам зрелости (рис. 8), так и по параметру $C_{32}S/(S+R)$ (рис. 9) образцы семилукского (доманиковского), пашийского и частично бобриковского горизонтов достигли равновесия эпимерных форм. Только образцы верхнеказанского подъяруса и частично бобриковских отложений являются относительно непреобразованными. Однако по отношению моретан/гопан (MOR/HOP) отмечается большая катагенетическая преобразованность ОБ карбонатно-кремнистых пород семилукского (доманиковского) горизонта, где MOR/HOP в среднем составляет 0,1. В отложениях других стратиграфических подразделений значение MOR/HOP больше 0,25, что указывает на меньшие градации катагенеза пород.

Генерационный потенциал аргиллитов пашийского горизонта, отдельных образцов бобриковского горизонта и глин казанского подъяруса оценивается как бедный и удовлетворительный. В то же время часть образцов пород бобриковского горизонта, а также образцы пород семилукского (доманиковского) горизонта, содержащие сапропелевое ОБ, обладают отличным и очень хорошим генерационным потенциалом (рис. 10), что позволяет рассматривать их в качестве значимых региональных нефтегазоматеринских пород.

Оценка пород в качестве потенциальных объектов разработки

Присутствие в нефтегазоматеринской толще миграционноспособных углеводородов следует считать одним из факторов успешной разработки нефтегазоматеринской толщи (Katz et al., 2021). Количественное содержание миграционноспособных углеводородов в нефтегазоматеринской породе можно оценить по значению индекса нефтенасыщенности (OSI) (Hu et al., 2021). Индекс нефтенасыщенности нефтегазоматеринской породы рассчитывается как умноженное на 100 отношение свободных углеводородов (S_f) к общему содержанию органического углерода (TOC) (табл. 2). Считается, что для интервалов, способных давать промышленные притоки нефти при гидравлическом разрыве пласта, OSI должен иметь значения больше 100 мг УВ/г TOC (Ульмишек и др., 2017).

Значения OSI для всех изученных образцов меньше 100 мг УВ/г TOC, что говорит об отсутствии перспектив разработки пород без предварительной обработки ОБ термическими методами.

Минеральный состав отложений, как еще одно из условий возможности разработки нефтегазоматеринских пород, определяется главным образом хрупкостью породообразующих минералов (Alzahabi et al., 2015). Так, при применении технологий гидроразрыва пласта углеводороды лучше извлекаются из тех сланцевых толщ, которые образованы в основном хрупкими минералами, представленными кальцитом, кварцем и доломитом. Напротив, сланцы, богатые глинистыми минералами, требуют больше стадий ГРП и представляют собой более сложный объект разработки.

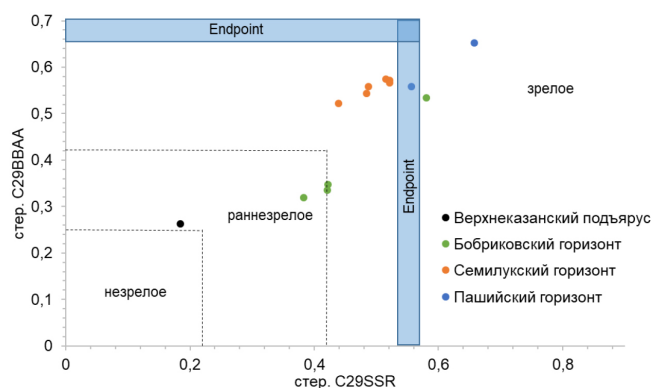


Рис. 8. Диаграмма отношений гео- и биостеранов

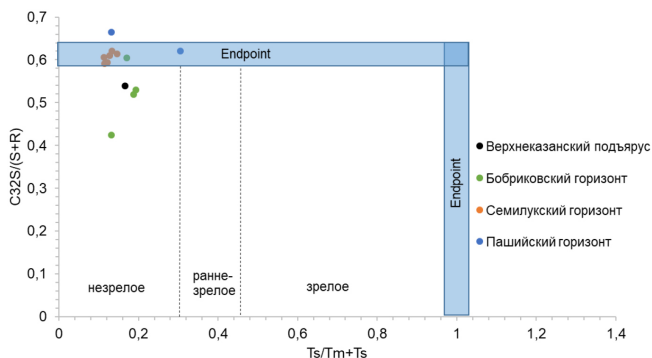


Рис. 9. Зрелость органического вещества по параметрам терпанов

Породы пашийского и бобриковского горизонтов, а также верхнеказанского подъяруса преимущественно сложены глинистыми минералами, представленными хлоритом, каолинитом и смешаннослойным минералом. Исключением является образец алевролита бобриковского горизонта, однако и в нем содержание глинистых минералов достигает больших значений (22%). Поэтому наиболее перспективными объектами разработки являются породы семилукского (доманиковского) горизонта в случае применения технологий обработки ОБ термическими методами.

Заключение

В результате комплексного изучения литолого-геохимических характеристик нефтегазоматеринских пород центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции можно сделать следующие выводы.

Аргиллиты пашийского горизонта франского яруса содержат от 0,35% до 0,46% органического углерода, в том числе кероген II и III типа. Отложения формировались в мелководных прибрежно-морских условиях, в восстановительной осадочной среде. Нестабильная фотическая зона и циркуляция водных масс приводили к увеличению биомассы фито- и зоопланктона в палеобассейне и накоплению сапропелевого ОБ.

Породы семилукского (доманиковского) горизонта франского яруса содержат до 11,16% органического углерода и кероген II типа. Доманиковые отложения образовались в морском стратифицированном палеобассейне, в восстановительной осадочной среде, на значительном удалении от береговой линии в условиях ограниченности терригенных потоков, а также при повышенной первичной биопродуктивности палеобассейна.

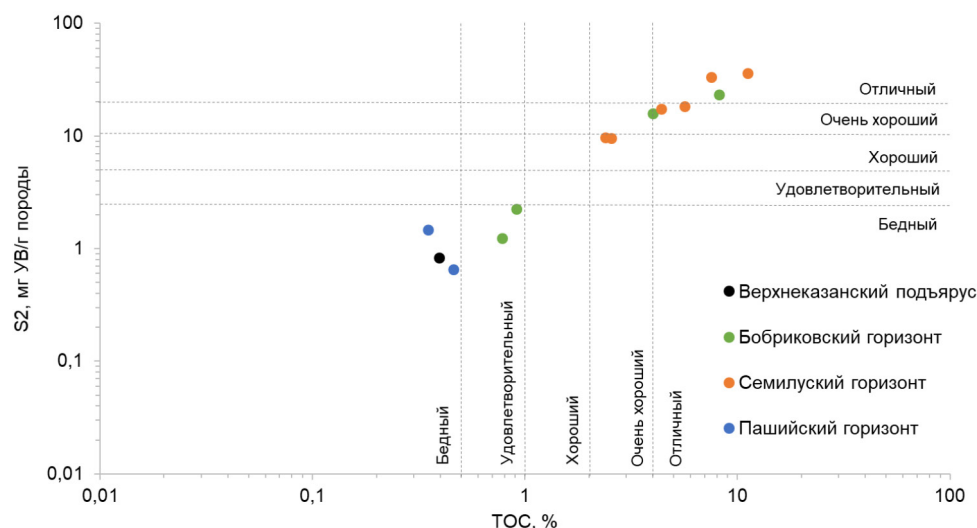


Рис. 10. Генерационный потенциал органического вещества глинистых и доманиковых отложений Южно-Татарского свода и прилегающих территорий

Аргиллиты и алевролиты бобриковского горизонта визейского яруса содержат от 0,78% до 8,19% органического углерода. Органическое вещество представлено керогеном II, II/III и III типов. Отложения формировались в морских условиях, в восстановительной осадочной среде. Палеобассейн характеризовался преимущественно стабильной фотической зоной. Отложения образовывались в условиях поступления терригенного материала с древних кор выветривания по породам кислого состава, привноса остатков высшей растительности и периодического увеличения биомассы фито- и зоопланктона в палеобассейне.

Глины верхнеказанского подъяруса содержат 0,4% органического углерода. Органическое вещество пород образовано фито-, зоопланктоном и остатками высшей растительности (кероген II/III типа). Отложения образовывались в ограниченном эпиконтинентальном морском бассейне повышенной солёности, в условиях стабильной фотической зоны, в восстановительной осадочной среде.

Отложения пашинского, семилюкского (доманикового) и бобриковского горизонтов, содержащие сапропелевое ОВ, являются свидетельством позднедевонско-раннекаменноугольных возмущений углеродного цикла планетарного масштаба.

Нефтегазоматеринские породы в пределах центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции находятся на стадиях катагенеза ПК–МК₁. Наибольшей зрелостью ОВ при этом обладают доманиковые отложения.

Доманиковые отложения и отдельные образцы аргиллитов бобриковского горизонта характеризуются очень хорошим и отличным генерационным потенциалом, в то время как генерационный потенциал остальных нефтегазоматеринских пород является бедным и удовлетворительным.

Финансирование

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Литература

- Аверьянова О.Ю. (2016). Нефтегазовые системы доманикового типа Тимано-Печорского осадочного бассейна. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 11(1). https://doi.org/10.17353/2070-5379/11_2016
- Алиев М.М., Виссарионова А.Я., Кузнецов Ю.И., Семенова Е.Г., Съестнова Л.П., Травина Л.М., Хачатрян Р.О., Шельнова А.К., Яриков Г.М. (1975). Каменноугольные отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. М.: Недра, 264 с.
- Ананьев В.В. (2007). Прогнозная оценка ресурсной базы мендым-доманиковых отложений как основного источника углеводородного сырья центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. *Геология нефти и газа*, 1, с. 32–38.
- Астаркин С.В., Колпаков В.В., Гончаренко О.П., Писаренко Ю.А., Морозов В.П. (2017). Литолого-палеогеографическая характеристика бобриковского этапа осадконакопления на территории Оренбургской области. *Нефтяное хозяйство*, (10), с. 75–79. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-75-79>
- Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. (2004). Геология и геохимия нефти и газа. М.: Издательство Московского университета, 415 с.
- Буров Б.В. (2003). Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника. М.: ГЕОС, 402 с.
- Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Пономаренко Е.С., Зубова (Кириухина) Т.А. (2016). Анокия доманикового бассейна Тимано-Печорского региона. *Литология и полезные ископаемые*, (4), с. 329–335.
- Варламов А.И., Петерсиль В.И., Порожун В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швеи-Тэнэ-Гурий А.Г. (2017). Методика оценки запасов нефти в отложениях доманикового типа. *Геология нефти и газа*, (5), с. 51–65.
- Вассоевич Н.Б. (1986). Избранные труды. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. М.: Наука, 368 с.
- Галимов Э.М., Камалеева А.И. (2015). Источник углеводородов супергигантского нефтяного месторождения Ромашкино (Татарстан) – приток из кристаллического фундамента или нефтематеринские осадочные отложения? *Геохимия*, (2), с. 103–122.
- Гордадзе Г.Н., Тихомиров В.И. (2007). Об источниках нефтей на северо-востоке Татарстана. *Нефтехимия*, 47(6), с. 422–431.
- Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Иванова Е.Н., Фомин А.Н. (2004). Фенантроны, ароматические стераны и дибензотиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии. *Геология и геофизика*, 45(7), с. 873–883.
- Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г. (2016). Классификация пород баженовской свиты. *Геология и геофизика*, 57(11), с. 2034–2043. <https://doi.org/10.15372/GiG20161106>
- Ларочкина И.А. (2008). Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории республики Татарстан. Казань: ООО «ПФ «Гарт», 210 с.
- Лопатин Н.П., Емец Т.П. (1987). Пиролиз в нефтегазовой геохимии. М.: Наука, 143 с.
- Моров В.П., Наугольных С.В., Варенов Д.В., Варенова Т.В., Морова А.А., Сидоров А.А. (2016). Ископаемые растения казанского яруса Среднего Поволжья. *Фиторазнообразие Восточной Европы*, 10(1), с. 34–67.

Морозов В.П., Хаюшкин А.С., Королев Э.А., Кольчугин А.Н., Мухамедьярова А.Н., Морозова Е.В., Ескин А.А., Назимов Н.А., Газеева Ф.М., Захарова Н.С. (2022). Геологические предпосылки поиска пород с повышенными коллекторскими свойствами в отложениях доманикового типа на территории республики Татарстан. *Георесурсы*, 24(4), с. 40–49. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.3>

Нургалиева Н.Г., Силантьев В.В., Ветошкина О.С., Уразаева М.Н. (2012). Изотопные углеродные и кислородные индикаторы эталонного разреза уржумского и татарского ярусов. *Ученые записки Казанского университета. Серия Естественные науки*, 154(1), с. 189–196.

Нургалиева Н.Г., Чернова И.Ю., Нургалиев Д.К. (2008). Лингуловые глины: литологические особенности регионального репера. *Нефтегазовое дело*, (1), с. 1–23.

Познер В.М., Кирина Т.И., Порфирьев Г.С. (1957). Волго-Уральская нефтеносная область. Каменноугольные отложения. Л.: Гостоптехиздат, 289 с.

Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю. (2017). Подходы к оценке углеводородного потенциала сланцевых толщ на примере доманиковых отложений Тимано-Печорской провинции. *Нефтяная провинция*, (1), с. 19–49. <http://doi.org/10.25689/NP.2017.1.19-49>

Ронов А.Б. (1993). Стратисфера или осадочная оболочка Земли. М.: Наука, 144 с.

Сементовский Ю.В. (1973). Условия образования месторождений минерального сырья в позднепермскую эпоху на востоке Русской платформы. Казань: Тат. кн. изд-во, 256 с.

Силантьев В.В., Валидов М.Ф., Мифтахутдинова Д.Н., Морозов В.П., Ганиев Б.Г., Лутфуллин А.А., Шуматбаев К.Д., Хабилов Р.М., Нургалиева Н.Г., Толоконникова З.А., Королев Э.А., Судаков В.А., Смирнова А.В., Голод К.А., Леонтьев А.А., Шамсиев Р.Р., Нойкин М.В., Косарев В.Е., Никонорова Д.А., Ахметов Р.Ф. (2022). Модель осадочного накопления пашийского горизонта (терригенная толща девона) южно-татарского свода волго-уральской нефтегазоносной провинции. *Георесурсы*, 24(4), с. 12–39. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.2>

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 разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности. *Георесурсы*, 1, с. 112–124. <http://doi.org/10.18599/grs.19.12>

Ульмишек Г.Ф., Шаломеев А.В., Холтон Д.Ю., Дахнова М.В. (2017). Нетрадиционные резервуары нефти в доманиковой толще Оренбургской области. *Геология нефти и газа*, (5), с. 67–77.

Фадеева Н.П., Козлова Е.В., Полулеткина Е.Н., Шарданова Т.А., Пронина Н.В., Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Хомяк А.Н. (2015). Генерационный потенциал пород доманиковой формации Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, (6), с. 44–52.

Франк-Каменецкий В.А. (ред.) (1983). Рентгенография основных типов породообразующих минералов (слоистые и каркасные силикаты). Л.: Недра, 359 с.

Хант Дж. (1982). Геохимия и геология нефти. М.: Мир, 706 с.
Alzahabi A., AlQahtani G., Soliman M.Y., Bateman R.M., Asquith G., Vadapalli R. (2015). Fracturability index is a mineralogical index: a new approach for fracturing decision. *SPE Saudi Arabia Section Annual Technical Symposium and Exhibition*, SPE-178033-MS. <https://doi.org/10.2118/178033-MS>

Hu T. Pang X., Jiang F., Wang Q., Liu X., Wang Z., Jiang S., Wu G., Li C., Xu T., Li M., Yu J., Zhang C. (2021). Movable oil content evaluation of lacustrine organic-rich shales: Methods and a novel quantitative evaluation model. *Earth-Science Reviews*, 214, 103545. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2021.103545>

Huang W.-Y., Meinschein W.G. (1979). Sterols as ecological indicators. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 43(5), pp. 739–745. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(79\)90257-6](https://doi.org/10.1016/0016-7037(79)90257-6)

Hughes W.B., Holba A.G., Dzou L.I. (1995). The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59(17), pp. 3581–3598. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(95\)00225-O](https://doi.org/10.1016/0016-7037(95)00225-O)

Kabanov P.B., Gouwy S.A. (2020). The type section of the Canol Formation (Devonian black shale) at Powell Creek: Critical assessment and correlation in the northern Cordillera, NWT, Canada. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 68(4), pp. 123–140. <https://doi.org/10.35767/gscpgbull.68.4.123>

Kabanov P., Gouwy S., van der Boon A., Grasby S. (2023). Nature of Devonian anoxic events based on multiproxy records from Panthalassa, NW Canada. *Global and Planetary Change*, 227, 104176. <https://doi.org/10.1016/j.gloplacha.2023.104176>

Katz B., Gao L., Little J., Zhao Y.R. (2021). Geology still matters – Unconventional petroleum system disappointments and failures. *Unconventional Resources*, 1, pp. 18–38. <https://doi.org/10.1016/j.uncres.2021.12.001>

Khayuzkin A.S., Morozov V.P., Kolchugin A.N., Eskin A.A., Eskina G.M., Korolev E.A., Zakharova N.S. (2020). Mineralogical and lithological properties of Domanikites from the south-east of Tatarstan Republic. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 516, 012011 <https://doi.org/10.1088/1755-1315/516/1/012011>

Kidder D.L., Worsley T.R. (2010). Phanerozoic Large Igneous Provinces (LIPs), HEATT (Haline Euxinic Acidic Thermal Transgression) episodes, and mass extinctions. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 295(1–2), pp. 162–191. <https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2010.05.036>

Liang X., Jin Z., Philippov V., Obryadchikov O., Zhong D., Liu Q., Uspensky B., Morozov V. (2020). Sedimentary characteristics and evolution of Domanik facies from the Devonian–Carboniferous regression in the southern Volga-Ural Basin. *Marine and Petroleum Geology*, 119, 104438. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104438>

Peters K.E. (1986). Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists*, 70(3), pp. 318–329. <https://doi.org/10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D>

Saeed S.A., Hakimi M.H., Al-Muntaser A.A., Khamieva A.N., Varfolomeev M.A., Morozov V.P., Lashin A., Abdelaal M.A., Suwaid M.A., Mustapha K.A., Djimasbe R., Kadyrov R.I., Gareev B.I., Kwofie M. (2023). Geochemical, mineralogical and petrographical characteristics of the domanik formation from north samara region in the volga-ural basin, Russia: Implication for unconventional tight oil reservoir potential. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 220(A), 111240. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111240>

Schwark L., Frimmel A. (2004). Chemostratigraphy of the Posidonia Black Shale, SW-Germany: II. Assessment of extent and persistence of photic-zone anoxia using aryl isoprenoid distributions. *Chemical Geology*, 206(3–4), pp. 231–248. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2003.12.008>

Tissot B.P., Welte D.H. (1978). Petroleum Formation and Occurrence: A New Approach to Oil and Gas Exploration. Berlin; Heidelberg; New York: Springer, XVIII+538 p.

Zumberge J., Illich H., Waite L. (2016). Petroleum geochemistry of the Cenomanian Turonian Eagle Ford oils of South Texas. *Breyer J.A. (Ed.), The Eagle Ford Shale: A Renaissance in U.S. Oil Production*, AAPG, pp. 135–165. <https://doi.org/10.1306/13541960M110449>

Сведения об авторах

Алексей Сергеевич Хаюшкин – младший научный сотрудник, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4
e-mail: alexeykhaiuzkin@mail.ru

Евгения Васильевна Морозова – инженер-исследователь, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4
e-mail: evgeniya_morozova97@mail.ru

Владимир Петрович Морозов – доктор геол.-минерал. наук, профессор, заведующий кафедрой минералогии и литологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4
e-mail: vladimir.morozov@kpfu.ru

Эдуард Анатольевич Королев – кандидат геол.-минерал. наук, доцент, заведующий кафедрой общей геологии и гидрогеологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4
e-mail: edik.korolev@gmail.com

Диляра Мансуровна Фаварисова – инженер, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4
e-mail: d.favarisova@gmail.com

Флера Мугаллимовна Газеева – научный сотрудник, Институт «ТатНИПИнефть», ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 216
e-mail: GazeevaFM@tatnipi.ru

Нафис Анасович Назимов – кандидат тех. наук, начальник
Службы геологии и опытно промышленных работ по трудноиз-
влекаемым запасам Управления по геологии нефтяных и газовых
месторождений, ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75а
e-mail: nazimovna@tatneft.ru

Статья поступила в редакцию 11.04.2024;
Принята к публикации 09.09.2024;
Опубликована 20.12.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Formation Conditions and Hydrocarbons Generation Potential of Oil Source Rocks of South Tatar Arch and Surrounding Areas

A.S. Khayuzkin^{1*}, E.V. Morozova¹, V.P. Morozov¹, E.A. Korolev¹, D.M. Favarisova¹, F.M. Gazeeva²,
N.A. Nazimov²

¹Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

²Tatneft PJSC, Almetievsk, Russian Federation

*Corresponding author: Aleksey S. Khayuzkin, e-mail: alexeykhaiuzkin@mail.ru

Abstract. Abstract. The work studied the lithological and geochemical characteristics of oil and gas source rocks of the central part of the Volga-Ural oil and gas bearing province. The purpose of the work was to reconstruct their formation conditions, study the generation potential and maturity of organic matter, and examine prospects for industrial development. The rocks were studied macroscopically, as well as X-ray analysis, pyrolysis using the Rock-Eval method, SARA analysis, and gas chromatography-mass spectrometry. The formation of the Domanik deposits, Bobrikovsky and Pashiysky horizon mudstones, and Upper Kazan substage clays have all been proven to have occurred in a maritime environment. The content of organic matter in the rocks varies from 0.35 to 11.16%. Minute amounts of organic matter that are difficult to accurately in terms of their geochemical properties can be found in the clayey deposits of the Vereisky and Timan horizons. The Upper Kazan substage clays contain type II/III kerogen. Mudstones of the Bobrikovsky and Pashiysky horizons, as well as Domanik deposits, contain organic matter represented by type II kerogen. The data obtained may indicate common mechanisms for the accumulation of sapropelic organic matter on the territory of the Volga-Ural basin from Pashian (Frasnian stage) to Bobrikovian (Visean stage) times. It was revealed that the studied deposits are at the stage of catagenesis (PC-MK1). At the same time, Domanik deposits have very good and excellent generation potential, which is characterized by the greatest maturity. Mudstones of the Bobrikovsky horizon have similar generation potential.

Keywords: black shales, Devonian, Domanik, Bobrikovsky horizon, Pashiysky horizon, mudstones, biomarker analysis, organic matter

Recommended citation: Khayuzkin A.S., Morozova E.V., Morozov V.P., Korolev E.A., Favarisova D.M., Gazeeva F.M., Nazimov N.A. (2024). Formation Conditions and Hydrocarbons Generation Potential of Oil Source Rocks of South Tatar Arch and Surrounding Areas. *Georesursy = Georesources*, 26(4), pp. 101–115. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.5>

Acknowledgements

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2022-299 within the framework of the development

program for a world-class Research Center “Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves”.

References

- Aliev M.M., Vissarionova A.Ya., Kuznetsov Yu.I., Semenova E.G., Sestnova L.P., Travina L.M., Khachatryan R.O., Shelnova A.K., Yarikov G.M. (1975). Carboniferous deposits of the Volga-Ural oil and gas province. Moscow: Nedra, 264 p. (In Russ.)
- Alzhabhi A., AlQahtani G., Soliman M.Y., Bateman R.M., Asquith G., Vadapalli R. (2015). Fracturability index is a mineralogical index: a new approach for fracturing decision. *SPE Saudi Arabia Section Annual Technical Symposium and Exhibition*, SPE-178033-MS. <https://doi.org/10.2118/178033-MS>
- Ananyev V.V. (2007). Forecast assessment of the resource base of Mendym-Domani deposits as the main source of hydrocarbons in the central regions of the Volga-Ural oil and gas province. *Geologiya nefi i gaza = Geology of oil and gas*, 1, pp. 32–38. (In Russ.)
- Astarkin S.V., Kolpakov V.V., Goncharenko O.P., Pisarenko Yu.A., Morozov V.P. (2017). Lithological and paleogeographic characteristics of the Bobrikovsky stage of sedimentation on the territory of the Orenburg region. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 10, pp. 75–79. (In Russ.)
- Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. (2004). Geology and geochemistry of oil and gas. Moscow: Academy Publ., 415 p. (In Russ.)
- Burov B.V. (2003). Geology of Tatarstan: Stratigraphy and tectonics. Moscow: GEOS, 402 p. (In Russ.)
- Bushnev D.A., Burdel'naya N.S., Ponomarenko E.S., Zubova (Kiryukhina) T.A. (2016). Anoxia of the Domanik basin of the Timan-Pechora region. *Litologiya i poleznye iskopaemye*, 4, pp. 329–335. (In Russ.)
- Fadeeva N.P., Kozlova E.V., Poludetkina E.N., Shardanova T.A., Pronina N.V., Stupakova A.V., Kalmykov G.A., Khomyak A.N. (2015). Generation potential of rocks of the Domanik formation of the Volga-Ural oil and gas basin. *Bulletin of Moscow University*, 4(6), pp. 44–52. (In Russ.)
- Frank-Kamenetskii V.A. (ed.) (1983). X-ray analysis of the main types of rock-forming minerals (layered and framework silicates). Leningrad: Nedra, 359 p. (In Russ.)
- Galimov, E.M., Kamaleeva, A.I. (2015). Source of hydrocarbons in the supergiant Romashkino oilfield (Tatarstan): Recharge from the crystalline basement or source sediments?. *Geochem. Int.*, 53, pp. 95–112 <https://doi.org/10.1134/S0016702915020032>
- Gordadze G.N., Tikhomirov V.I. (2007). About the sources of oils in the northeast of Tatarstan. *Neftekhimiya*, 47(6), pp. 422–431. (In Russ.)
- Hu T., Pang X., Jiang F., Wang Q., Liu X., Wang Z., Jiang S., Wu G., Li C., Xu T., Li M., Yu J., Zhang C. (2021). Movable oil content evaluation of lacustrine organic-rich shales: Methods and a novel quantitative evaluation model. *Earth-Science Reviews*, 214, 103545. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2021.103545>
- Huang W.-Y., Meinschein W.G. (1979). Sterols as ecological indicators. *Geochemica et Cosmochimica Acta*, 43(5), pp. 739–745. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(79\)90257-6](https://doi.org/10.1016/0016-7037(79)90257-6)
- Hughes W.B., Holba A.G., Dzou L.I. (1995). The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59(17), pp. 3581–3598. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(95\)00225-0](https://doi.org/10.1016/0016-7037(95)00225-0)
- Hunt J. (1982). Geochemistry and geology of oil. Moscow: Mir, 706 p. (In Russ.)

Kabanov P.B., Gouwy S.A. (2020). The type section of the Canol Formation (Devonian black shale) at Powell Creek: Critical assessment and correlation in the northern Cordillera, NWT, Canada. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 68(4), pp. 123–140. <https://doi.org/10.35767/gscpgbull.68.4.123>

Kabanov P., Gouwy S., van der Boon A., Grasby S. (2023). Nature of Devonian anoxic events based on multiproxy records from Panthalassa, NW Canada. *Global and Planetary Change*, 227, 104176, <https://doi.org/10.1016/j.gloplacha.2023.104176>

Katz B., Gao L., Little J., Zhao Y.R. (2021). Geology still matters – Unconventional petroleum system disappointments and failures. *Unconventional Resources*, 1, pp. 18–38. <https://doi.org/10.1016/j.uncres.2021.12.001>

Khayuzkin A.S., Morozov V.P., Kolchugin A.N., Eskin A.A., Eskina G.M., Korolev E.A., Zakharova N.S. (2020). Mineralogical and lithological properties of Domanikites from the south-east of Tatarstan Republic. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 516, 012011. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/516/1/012011>

Kidder D.L., Worsley T.R. (2010). Phanerozoic Large Igneous Provinces (LIPs), HEATT (Haline Euxinic Acidic Thermal Transgression) episodes, and mass extinctions. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 295(1–2), pp. 162–191. <https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2010.05.036>

Kontorovich A.E., Melenevsky V.N., Ivanova E.N., Fomin A.N. (2004). Phenanthrene, aromatic steranes and dibenzothiophenes in Jurassic sediments of the West Siberian oil and gas basin and their significance for organic geochemistry. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 45(7), pp. 873–883. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Yan P.A., Zamirailova A.G., Kostyreva E.A., Eder V.G. (2016). Classification of rocks of the Bazhenov Formation. *Geologiya i geofizika = Geology and Geophysics*, 57(11), pp. 2034–2043. <https://doi.org/10.15372/GiG20161106>

Larochkina I.A. (2008). Geological foundations of searches and exploration of oil and gas fields on the territory of the Republic of Tatarstan. Kazan: PF Gart LLC, 210 p. (In Russ.)

Liang X., Jin Z., Philippov V., Obryadchikov O., Zhong D., Liu Q., Uspensky B., Morozov V. (2020). Sedimentary characteristics and evolution of Domanik facies from the Devonian–Carboniferous regression in the southern Volga-Ural Basin. *Marine and Petroleum Geology*, 119, 104438. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104438>

Lopatin N.P., Yemets T.P. (1987). Pyrolysis in oil and gas geochemistry. Moscow: Nauka, 143 p. (In Russ.)

Morov V.P., Naugolnykh S.V., Varenov D.V., Varenova T.V., Morova A.A., Sidorov A.A. (2016). Fossil plants of the Kazanian stage of the Middle Volga region. *Fitoraznoobrazie Vostochnoy Evropy*, 10(1), pp. 34–67. (In Russ.)

Morozov V.P., Khayuzkin A.S., Korolev E.A., Kolchugin A.N., Mukhamedyarova A.N., Morozova E.V., Eskin A.A., Nazimov N.A., Gazeeva F.M., Zakharova N.S. (2022). Geological prerequisites for searching for rocks with enhanced reservoir properties in Domanik-type deposits on the territory of the Republic of Tatarstan. *Georesursy = Georesources*, 24(4), pp. 40–49. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.3>

Nurgalieva N.G., Chernova I.Yu., Nurgaliev D.K. (2008). Lingul clays: lithological features of the regional benchmark. *Neftegazovoe delo*, 1, pp. 1–23. (In Russ.)

Nurgalieva N.G., Silantiev V.V., Vetoshkina O.S., Urazaeva M.N. (2012). Isotope Carbon and Oxygen Indicators of the Key Section of Urzhumian and Tatarian Formations. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta Seriya Estestvennye Nauki*, 154(1), pp. 189–196. (In Russ.)

Peters K.E. (1986). Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists*, 70(3), pp. 318–329. <https://doi.org/10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D>

Pozner V.M., Kirina T.I., Porfiriev G.S. (1957). Volga-Ural oil-bearing region. Carboniferous deposits. Leningrad: Gostoptekhizdat, 289 p. (In Russ.)

Prishchepa, O. M., Averyanova O. Yu. (2017). Approaches to assessing the hydrocarbon potential of shale strata using the example of Domanik deposits in the Timan-Pechora province. *Nefyanaya provintsia*, 1(9), pp. 19–49. (In Russ.)

Ronov A.B. (1993). Stratisphere or sedimentary shell of the Earth. Moscow: Nauka, 144 p. (In Russ.)

Saeed S.A., Hakimi M.H., Al-Muntaser A.A., Khamieva A.N., Varfolomeev M.A., Morozov V.P., Lashin A., Abdelaal M.A., Suwaid M.A., Mustapha K.A., Djimasbe R., Kadyrov R.I., Gareev B.I., Kwofie M. (2023). Geochemical, mineralogical and petrographical characteristics of the domanik formation from north samara region in the volga-ural basin, Russia: Implication for unconventional tight oil reservoir potential. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 220(A), 111240. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111240>

Schwark L., Frimmel A. (2004). Chemostratigraphy of the Posidonia Black Shale, SW-Germany: II. Assessment of extent and persistence of photic-zone anoxia using aryl isoprenoid distributions. *Chemical Geology*, 206(3–4), pp. 231–248. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2003.12.008>

Sementovsky Yu.V. (1973). Conditions for the formation of mineral deposits in the Late Permian era in the east of the Russian Platform. Kazan: Tatknigizdat, 255 p. (In Russ.)

Silantiev V.V., Validov M.F., Miftakhutdinova D.N., Morozov V.P., Ganiev B.G., Lutfullin A.A., Shumatbaev K.D., Khabipov R.M., Nurgalieva N. G., Tolokonnikova Z.A., Korolev E.A., Sudakov V.A., Smirnova A.V., Golod K.A., Leontiev A.A., Shamsiev R.R., Noykin M.V. , Kosarev V.E., Nikonorova D.A., Akhmetov R.F. (2022). Sedimentation model of the Pashi horizon (Devonian terrigenous strata) of the South Tatar arch of the Volga-Ural oil and gas province. *Georesursy = Georesources*, 24(4), pp. 12–39. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.2>

Stupakova A.V., Kalmykov G.A., Korobova N.I., Fadeeva N.P., Gatovsky Yu.A., Suslova A.A., Sautkin R.S., Pronina N.V., Bolshakova M. A.A., Zavyalova A.P., Chupakhina V.V., Petrakova N.N., Miftakhova A.A. (2017). Domanik deposits of the Volga-Ural basin - types of section, conditions of formation and prospects for oil and gas potential. *Georesursy = Georesources*, 1, pp. 112–124. (In Russ.) <http://doi.org/10.18599/grs.19.12>

Tissot B.P., Welte D.H. (1978). Petroleum Formation and Occurrence: A New Approach to Oil and Gas Exploration. Berlin; Heidelberg; New York: Springer, XVIII+538 p.

Ulmishek G. F., Shalomeenko A. V., Holton D. Yu., Dakhnova M. V. (2017). Unconventional oil reservoirs in the Domanik formation of the Orenburg region. *Geologiya nefii i gaza = Geology of oil and gas*, 5, pp. 67–77. (In Russ.)

Varlamov A.I., Petersilye V.I., Poroskun V.I., Fortunatova N.K., Komar N.V., Shvets-Teneta-Guriy A.G. (2017). Methodology for estimating oil reserves in Domanik-type deposits. *Geologiya nefii i gaza = Geology of oil and gas*, 5, pp. 51–65. (In Russ.)

Vassoevich N.B. (1986). Selected works. Geochemistry of organic matter and the origin of oil. Moscow: Nauka, 368 p. (In Russ.)

Zumberge J., Illich H., Waite L. (2016). Petroleum geochemistry of the Cenomanian Turonian Eagle Ford oils of South Texas. *Breyer J.A. (Ed.), The Eagle Ford Shale: A Renaissance in U.S. Oil Production*, AAPG, pp. 135–165. <https://doi.org/10.1306/13541960M110449>

About the Authors

Aleksey S. Khayuzkin – Junior Researcher, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan Federal University
4 Kremlevskaya st., Kazan, 420111, Russian Federation
e-mail: alexeykhaiuzkin@mail.ru

Evgenia V. Morozova – Research Engineer, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan Federal University
4 Kremlevskaya st., Kazan, 420111, Russian Federation
e-mail: evgeniya_morozova97@mail.ru

Vladimir P. Morozov – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Department of Mineralogy and Lithology, Kazan Federal University
4 Kremlevskaya st., Kazan, 420111, Russian Federation
e-mail: vladimir.morozov@kpfu.ru

Eduard A. Korolev – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Head of the Department of General Geology and Hydrogeology, Kazan Federal University
4 Kremlevskaya st., Kazan, 420111, Russian Federation
e-mail: edik.korolev@gmail.com

Dilyara M. Favarisova – Engineer, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan Federal University
4 Kremlevskaya st., Kazan, 420111, Russian Federation
e-mail: d.favarisova@gmail.com

Flera M. Gazeeva – Researcher, TatNIPIneft Institute
Tatneft PJSC
216 Sovetskaya st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation
e-mail: GazeevaFM@tatnipi.ru

Nafis A. Nazimov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Geology and Pilot Work Service for hard-to-recover reserves, Tatneft PJSC
75a Lenina st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation
e-mail: nazimovna@tatneft.ru

Manuscript received 11 April 2024;
Accepted 9 September 2024; Published 20 December 2024

© 2024 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/>)