

Идентификация очага низкотемпературной генерации углеводородов на южной периферии Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

Б. Андреев^{1*}, Е.В. Козлова¹, Т.Д. Булатов¹, Т.И. Карамов¹, Е.А. Леушина¹, В.В. Широкова¹,
А.Е. Бажанова¹, А.П. Вайтехович³, Н. В. Пронина³, В.В. Дударев⁴, В.В. Колесов², М.Ю. Спасенных¹

¹Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия

²ООО «ОмниТерра Эксплорейшн», Москва, Россия

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

⁴Независимый консультант, Омск, Россия

Проведены комплексные литолого-геохимические исследования керна трех скважин, расположенных в пределах южной периферии Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) в северной части Омской области, которые позволили выделить и впервые детально охарактеризовать основные нефтегазоматеринские породы района, а также оценить объемы генерации углеводородов (УВ). В качестве источников УВ в районе исследований были определены высокоуглеродистые кремнистые аргиллиты баженовской свиты, по типу вещества отличающиеся от баженовской свиты Широкого Приобья, а также угли и углистые аргиллиты васюганской и тюменской свит. Детальный анализ разреза показал, что генерационный потенциал баженовской свиты обусловлен наличием керогена II/III типа, характеризующегося ранней генерацией и более высоким исходным водородным индексом. Показано, что нефтяной потенциал углей и углистых аргиллитов васюганской и тюменской свит связан с высоким содержанием липтинитовых мацералов. Детальные исследования изотопного состава экстрактов генерирующих и аккумулирующих интервалов в разрезе, а также УВ газа месторождения подтверждают, что флюиды образованы из морского органического вещества баженовской свиты и углистого вещества васюганской и тюменской свит и их смеси. Полученные результаты доказывают присутствие очага низкотемпературной генерации УВ в исследуемом районе, что открывает новые перспективы для поиска и разведки нефтегазовых месторождений и обосновывает необходимость проведения 3D бассейнового моделирования для переоценки объемов УВ и их локализации в пределах отдельных участков южной периферии Западно-Сибирского НГБ.

Ключевые слова: нефтегазоматеринская порода, органическое вещество, баженовская свита, кероген III типа, нефтеносность углей, очаг генерации, Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн

Для цитирования: Андреев Б., Козлова Е.В., Булатов Т.Д., Карамов Т.И., Леушина Е.А., Широкова В.В., Бажанова А.Е., Вайтехович А.П., Пронина Н.В., Дударев В.В., Колесов В.В., Спасенных М.Ю. (2025). Идентификация очага низкотемпературной генерации углеводородов на южной периферии Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. *Георесурсы*, 27(4), с. 192–215. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.13>

Введение

В последнее время в мире растет интерес к изучению периферийных зон осадочных бассейнов в свете крупных открытий в этих областях (Goffey et al., 2018; Muammar, Minagwan, 2024). Ряд исследований последних лет показал, что периферийные участки нефтегазоносных бассейнов могут существенно отличаться по ряду параметров от их центральных районов, где в основном были

сосредоточены нефтегазопромысловые работы. Поэтому переоценка перспектив их нефтегазоносности является актуальной задачей, ввиду зачастую более сложной геологии и тектонической истории развития (Chen et al., 2020; Lin et al., 2022), а также иного распределения, типа и зрелости органического вещества (ОВ) нефтегазоматеринских пород (Abdel-Fattah et al., 2024; Zhang et al., 2024a; Zhang et al., 2024b). Это сказывается на изначально некорректной оценке их углеводородного (УВ) потенциала и подчеркивает необходимость проведения исследований по его переоценке различными методами (Dehao et al., 2020; Badejo et al., 2021; Prishchepa et al., 2021; Lister et al., 2022).

В центральных и северных частях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) открыты сотни крупных месторождений нефти и газа. На сегодняшний день,

* Ответственный автор: Богдан Андреев
e-mail: bogdan.andreyev@skoltech.ru

© 2025 Коллектив авторов

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

в связи с невысокой вероятностью открытия новых месторождений в хорошо изученных частях бассейна и дороговизной извлечения нетрадиционных ресурсов, актуальность поисковых работ связана с исследованием периферийных областей Западной Сибири. Район исследования (рис. 1а), за исключением небольших по площади участков вокруг открытых Прирахтовского, Тайтымского и Тевризского месторождений нефти и газа, считается малоперспективным для поиска углеводородных залежей (Гурари, 1996; Конторович, Моисеев, 2000), а плотность потенциальных ресурсов (рис. 1в) оценивается от 0 до 30 тыс. тонн УВ/км² (Конторович, Моисеев, 2000; Карта прогноза нефти и газа..., 2017). В то же время в ранее (до 2000 г.) считавшемся низкоперспективным Уватском нефтегазоносном районе сейчас открыто более 40 месторождений нефти (Соромотин, Солодовников, 2019),

а годовая добыча превысила 10 млн т. В настоящей работе район исследований расположен всего на 150 км южнее крупнейших месторождений Увата, строение разреза и глубины залегания продуктивных пластов отличаются незначительно.

Активные нефтегазопроисковые работы в районе Прирахтовской и Восточно-Улугульской площадей проводились в 1970–80-е и были направлены на подготовку и бурение преимущественно антиклинальных структур. В сводовых частях большинства антиклиналей наиболее перспективные коллекторские отложения тюменской и васюганской свит либо отсутствуют, либо сильно сокращены по мощности, поэтому успешность бурения была низкой. При этом нефтегазоносность разреза Омской области установлена от Прирахтовского месторождения на западе до Ягыл-Яхского месторождения на востоке.

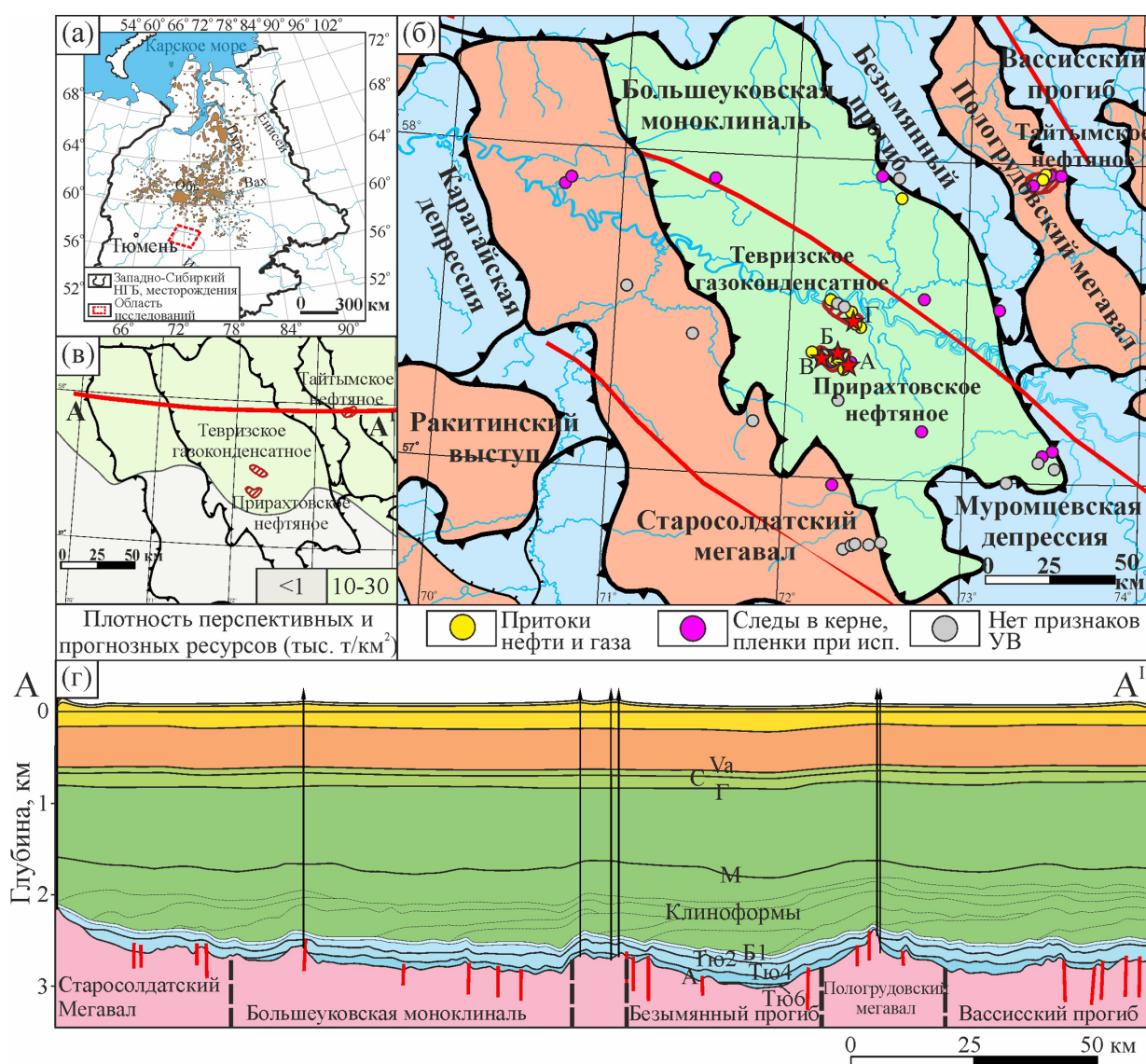


Рис. 1. Область исследования на карте Западной Сибири (а); Тектоническое строение области исследования (Тектоническая карта..., 1998) (б); Карта плотности потенциальных и прогнозных ресурсов в области исследования (Карта прогноза нефти и газа..., 2017) (в); Схематический геологический разрез по линии А-А¹ (построен на основе сейсмического профиля с указанием опорных отражающих горизонтов и пересекающий основные геологические структуры) (г). Звездами указаны скважины, в которых был изучен керн и флюиды. Отражающие горизонты: Va – кровля ганькинской свиты, С – кровля березовской свиты, Г – подошва кузнецовской свиты, М – кровля кошайской пачки алымской свиты и ее стратиграфических аналогов, Б1 – подошва баженовского горизонта, Тю2 – кровля песчаного пласта Ю2 тюменской свиты, Тю4 – кровля песчаного пласта Ю4 тюменской свиты, Тю6 – кровля песчаного пласта Ю6 тюменской свиты, А – кровля доурского комплекса.

Насыщение УВ подтверждено испытаниями и нефтепроявлениями в керне коллекторских интервалов коры выветривания (пласт М), тюменской (пласты Ю₂-Ю₄), васюганской (пласт Ю₁), баженовской свит (пласт Ю₀), а также коллекторов ачимовской пачки (пласт Б₁₆₋₂₀).

В районе проведенных исследований (рис. 1б) во многих скважинах были обнаружены прямые признаки нефтегазоносности (нефтяные пленки при испытании, следы нефтенасыщения пород керна), а также были получены промышленные и непромышленные притоки нефти и газа. Однако, несмотря на это, район был признан малоперспективным из-за низкой успешности бурения, небольших запасов открытых месторождений, а также низких оценок объемов генерации НМП, обусловленных низкими значениями современных температур и небольшими глубинами залегания (Конторович, Моисеев, 2000; Елишева, 2008).

При этом вопрос об источнике обнаруженных УВ и об их потенциальных ресурсах на исследуемой территории не изучен, поскольку детальные геохимические исследования ОВ в пробуренных скважинах не выполнялись. Основной целью настоящей работы является детальная литолого-геохимическая характеристика НМП на керне скважин законсервированного Прирахтовского месторождения.

Геологическое строение и нефтегазоносность

Объект исследований расположен на южной периферии Западной Сибири (рис. 1а). В тектоническом отношении район приурочен к трем крупным тектоническим элементам – Старосолдатскому мегавалу, Большеуковской моноклинали и Пологрудовскому мегавалу (рис. 1б). Исследованные скважины пробурены в куполах небольших антиклиналей в пределах Большеуковской моноклинали в границах Прирахтовского поднятия (рис. 1б). Абсолютные отметки фундамента на исследуемой площади не превышают –2900 м. По результатам обработки данных 2D сейсморазведки и каротажных диаграмм разрез стратиграфически ограничивается пластами Ю₅-Ю₆ среднетюменской подсвиты в наиболее погруженных участках, залегающими на породах гетерогенного доюрского комплекса (рис. 1г, рис. 2).

Доюрский комплекс сложен палеозойскими метаморфизованными отложениями, представленными карбонатными породами (в основном девонского, реже каменноугольного возрастов), терригенными отложениями, с нередкими зонами распространения кислых интрузий (например, в пределах Аксеновского поднятия), сформированными и стабилизировавшимися во время герцинской складчатости (Бабушкин и др., 2009; Зылева и др., 2017). Триасовый период связан с активным вулканизмом и накоплением основных и средних по составу вулканических пород, туфопесчаников, аргиллитов и алевролитов (Бабушкин и др., 2009; Зылева и др., 2017).

В поздне триасовое и раннеюрское время фундамент на территории исследования подвергался процессам выветривания, что привело к формированию коры выветривания (пласт М) (Бабушкин и др., 2009; Зылева и др., 2017), имеющей на отдельных участках хорошие фильтрационно-емкостные свойства по данным испытания скважин. Накопление континентальных осадков

тюменской свиты происходило неравномерно по площади. Отложения представлены переслаиванием песчаников (пласты Ю₂₋₆), алевролитов, аргиллитов и углей. В пределах Старосолдатского мегавала отложения преимущественно отсутствуют вследствие отставания от общего прогибания территории, тогда как в отдельных участках Большеуковской моноклинали и Безымянных прогибов мощность тюменской свиты достигает нескольких сотен метров (Бабушкин и др., 2009; Зылева и др., 2017).

Отложения васюганской свиты представлены переслаиванием песчаников (пласт Ю₁), аргиллитов и углей и связаны с началом длительной морской трансгрессии, прерываемой периодами отступления моря. Породы георгиевской и баженовской свит представлены аргиллитами и глинисто-кремнистыми породами и откладывались в максимум трансгрессии в пределах района исследований в титон-берриасское время (Алексеев и др., 1976; Захаров, Сакс, 1983). В берриасс-барремское время бассейн постепенно заполнялся осадочными отложениями конусов выноса, имеющих в настоящее время клиноформное строение, глубины моря были меньше, однако скорость седиментации резко возросла (Vyssotski et al., 2006).

Глинистый материал накапливался во времена локальных трансгрессий, а обломочный – во времена регрессий. Дальнейший период развития бассейна связан с чередованием трансгрессий и регрессий, выраженных в субгоризонтальном накоплении преимущественно аргиллитов и песчаников в течение позднего мела-палеогена.

В эоцене трансгрессия достигла максимума, а на границе эоцен-олигоцен на фоне масштабной регрессии и общего воздымания территории, осадконакопление сменилось с морского на континентальное (Шацкий и др., 1996; Vyssotski et al., 2006). Отложения представлены, преимущественно, переслаиванием песчаников, аргиллитов, алевролитов с линзами углей.

Основным источником УВ в пределах области исследования считаются морские отложения баженовской свиты титон-берриасского возраста. Мощность свиты на территории исследования изменяется от 0 до 35 м по данным ГИС скважин и сейсморазведочных работ. Для отложений тюменского времени в качестве НМП в Западной Сибири принято считать радомскую и тогурскую пачки (Конторович et al., 1997; Лобова, 2008; Лунёва, 2019). Однако в районе исследований они не вскрыты скважинами, и даже в самых погруженных частях соответствующие им отражения на имеющихся сейсмических профилях не наблюдаются (плотность сейсморазведочных работ в среднем около 0,3 км/км²).

Углеводородные флюиды в опробованных пластах Омской области резко отличаются по фазовому, химическому и групповому составу, что было отмечено многими авторами (Конторович, Моисеев, 2000; Скоробогатов и др., 2017). Так, в пласте Ю₄ тюменской свиты Тайтымского месторождения, пласте Ю₂ тюменской свиты и М доюрского комплекса Ягыл-Яхского месторождения, а также пласте Ю₁ васюганской свиты Баклянского месторождения (восточнее территории исследования) были получены промышленные и непромышленные притоки метановой (> 85 масс.% УВ метанового ряда), высокопарафинистой (до 30 масс.%), малосмолистой (< 8 масс.%) и бессернистой (S < 0,3 масс.%) нефти. А в пределах пласта Ю₂

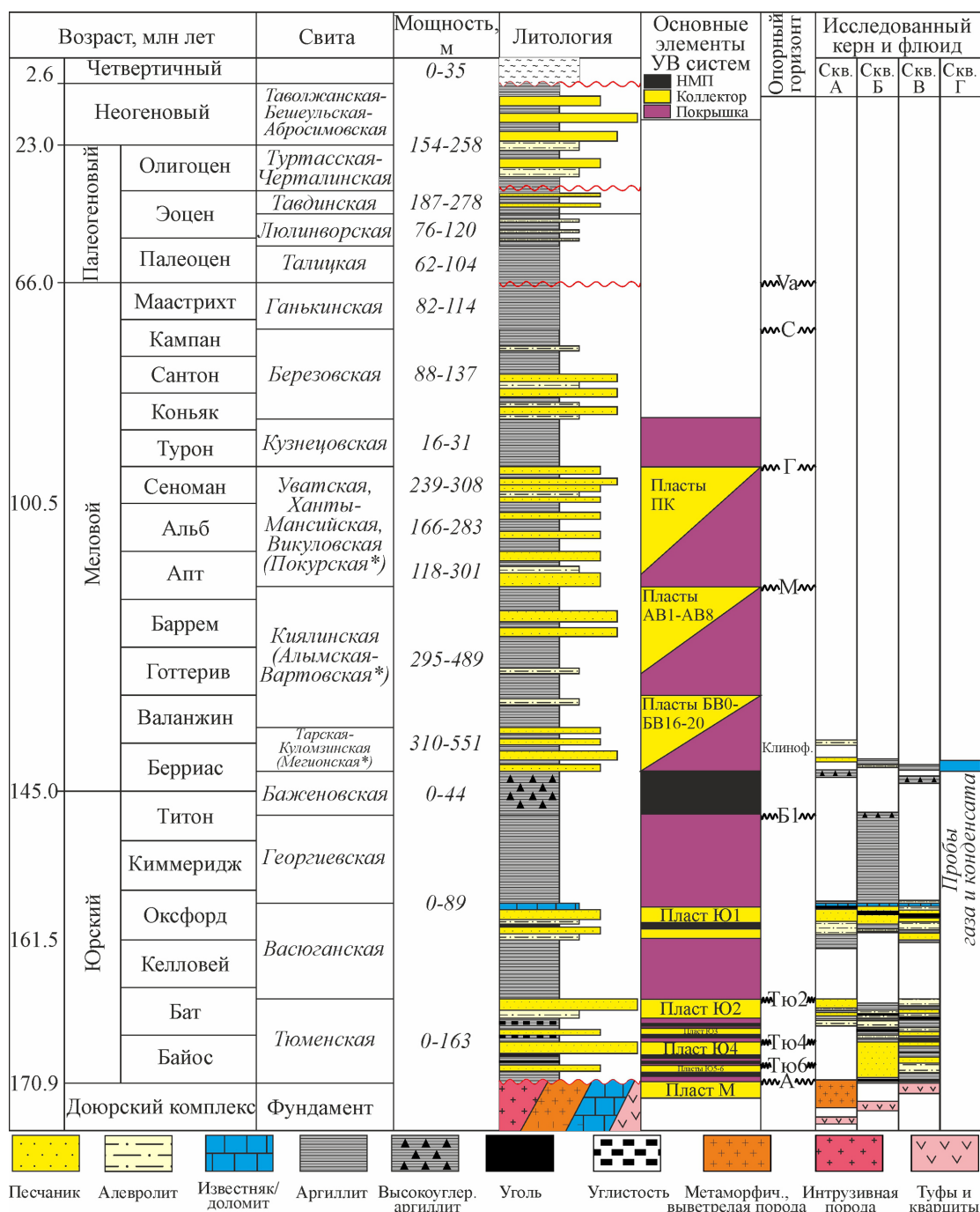


Рис. 2. Сводный литолого-стратиграфический разрез для области исследования (построенный на основе 51 скважины) с обозначением интервалов изученного керна и флюидов в скважинах данного исследования; * – свиты-стратиграфические аналоги могут иметь различное название в зависимости от территории распространения (Постановление Межведомственного стратиграфического комитета..., 2003)

тюменской свиты Прирахтовского месторождения, пласта Ю₁ васюганской свиты Тайтымской и Наталинской площадей, и Ю₀ баженновской свиты Баклянского месторождения – промышленные и непромышленные притоки нефти ароматико-нафтенно-метанового состава (приблизительно в равных количествах представлена метановой, нафтенной и ароматической фракциями), низкопарафинистой (< 3 масс.%), смолистой (> 15 масс.%) сернистой (> 1 масс.%, до 4,4 масс.%). На Тевризском месторождении основным флюидом является газ (СН₄ > 95 масс.%), а также конденсат в пласте Б₁₆₋₂₀ ачимовской пачки. Разнообразие группового и химического состава нефтей

в широком стратиграфическом диапазоне пластов-коллекторов предполагает наличие нескольких источников УВ на территории исследования и/или их смешения.

Материалы и методы

В рамках исследований южной периферии Западной Сибири был изучен керн из трех разведочных скважин глубиной 2518–2570 м, пробуренных в середине 2012 года в пределах Прирахтовского поднятия. Керном охарактеризованы меловые и юрские отложения, представленные мегионской, баженновской, васюганской и тюменской свитами, а также породы доюрского комплекса (ДЮК).

Всего из трех скважин было отобрано 737 разноразмерных образцов керна с плотностью отбора не менее 3 образцов на 1 м, в предполагаемых интервалах нефтематеринских пород плотность отбора была увеличена до 5–10 образцов на 1 м. Также были собраны пробы газа и конденсата из добывающей скважины Тевризского газоконденсатного месторождения.

Литологические исследования заключались в проведении макроописания образцов керна в кернохранилище, а также проведении элементного рентгенофлуоресцентного анализа (РФА) с помощью портативного спектрометра Vanta Olympus C (Olympus, США) для 544 образцов. Микроструктура нефтегазоматеринских пород и их пустотное пространство исследованы методом сканирующей электронной микроскопии (СЭМ) на установке Quattro S (Thermo Scientific). В образцах точно изучен элементный состав с помощью микрозонда (energy x-ray spectroscopy), интегрированного в СЭМ Bruker XFlash 6–60, полученные результаты являются относительными (% масс., погрешность не превышает $\pm 2\%$, результаты нормированы на 100%).

Для определения мацерального состава и отражательной способности витринита были подготовлены и исследованы 22 образца углей и углистых аргиллитов, а также 4 образца глинисто-кремнистых пород баженовской свиты. Анализ мацерального состава проводили на микроспектрофотометре QDI302 Craic (CRAIC Technologies, США) на базе микроскопа Leica DM 2500 P (Leica, Германия) в простом отраженном белом и ультрафиолетовом свете (ISO 7404-3, 2009). Описание мацерального состава углей и рассеянного ОВ проводилось по действующей классификации Международного Комитета по углепетрографии и органической петрологии (ICCP) (Inertinite Classification..., 2001; Pickel et al., 2017).

Качество и количество органического вещества (ТОС) в породах оценивалось с использованием пиролизатора HAWK Resource Workstation (Wildcat Technology, США) по методу Rock-Eval (Espitalié et al., 1977) для 652 неэкстрагированных и 212 экстрагированных образцов керна. Пиролиз проводился в инертной среде с определением следующих параметров: свободных углеводородов, находящихся в образце (S_0 , S_1 , мг УВ/г породы); количества образующихся углеводородов (S_2 , мг УВ/г породы) и CO_2 , образующихся при термическом крекинге (пик S_3 , мг CO_2 /г породы) и окислении (пик S_4 , мг CO_2 /г породы) органического вещества; а также количества CO_2 , образовавшегося на этапе окисления из минеральных компонентов породы (пик S_5). Температура максимального выхода углеводородов (S_2) при термическом крекинге соответствует значению T_{max} , °C. На основе замеренных параметров были рассчитаны общее содержание органического углерода в породе (ТОС, вес.%), водородный индекс (HI, мг УВ/г ТОС), кислородный индекс (OI, мг CO_2 /г ТОС), индекс продуктивности (PI), а также количества углерода, который может быть преобразован (GOC), и остаточный непиролизуемый органический углерод (NGOC), из них рассчитан коэффициент K_{GOC} , отражающий степень выработанности керогена как долю от пиролизуемого ОВ (GOC/ТОС (Spasennykh et al., 2021)). В тексте результаты пиролитических исследований экстрагированных образцов обозначены как ex.

Кинетические исследования термического разложения ОВ проводили также с использованием пиролизатора HAWK RW для 30 представительных образцов при трех скоростях нагрева (3, 10 и 30 °C/мин). Для определения дискретного распределения энергий активации (E_a , ккал/моль) использовалось программное обеспечение Kinetics 2015 (GeoIsoChem Corporation, США) при фиксированном частотном факторе $A = 1 \cdot 10^{14} \text{ c}^{-1}$.

Изотопный анализ углерода, серы и азота для образцов горных пород, их экстрактов (29 образцов) и газа выполнены на масс-спектрометре DELTA V Plus (Thermo, Германия), оснащенном Flash HT элементарным анализатором (Thermo, Германия). Для всех экстрактов было проведено удаление элементарной серы путем нагрева с медной стружкой.

Групповой SARA-анализ полученных экстрактов был проведен с выделением четырех фракций: насыщенных углеводородов, ароматических углеводородов, смол и асфальтенов. Асфальтены предварительно осаждали в избытке гексана. Оставшаяся мальтеновая фракция разделялась методом колоночной жидкостной адсорбционной хроматографии на силикагеле. Фракции различной полярности выделяли при последовательной смене состава растворителя: гексан, толуол, смесь толуол:метанол в соотношении 1:1. Полноту элюирования каждой фракции контролировали под УФ-лампой.

Результаты

Литолого-геохимические исследования разреза и выделение НМП

Доюрский комплекс в исследованных скважинах Прирахтовской площади представлен кварцевыми порфирами (скважина А, Б, В, отмечены на рис. 1), в скважине А над кварцевыми порфирами была изучена кора выветривания, представленная метаморфизованной серпентинитизированной, местами окварцованной и карбонатизированной породой, интенсивно трещиноватой в различных направлениях (рис. 2). Трещины встречаются как открытые, так и залеченные кварцевым и карбонатным материалом. В охарактеризованном керном разрезе доюрского комплекса значения ТОС крайне низкие и составляют менее 1 вес.%. Эти значения обусловлены следами остаточного нефтенасыщения, что фиксируется по относительно повышенным значениям $S_0 + S_1$.

Разрез трех изученных скважин в интервалах тюменской свиты (J_2b – J_2bt) сильно различается как по мощности, так и по охарактеризованным керном отложениям, что свидетельствует о крайней степени неоднородности развития здесь осадочных фаций (рис. 2). Скважины А и Б представлены преимущественно песчаниками и алевролитами (пласты $Ю_{2,4}$), часто углистыми с прослоями аргиллитов и углей. Скважина В представлена преимущественно аргиллитами углистыми с прослоями углей и редкими маломощными прослоями алевролитов и песчаников. По данным пиролитических исследований тонкодисперсные породы тюменской свиты, а именно углистые аргиллиты и угли обладают существенным генерационным потенциалом и могут быть нефтегазоматеринскими (рис. 3). По данным ГИС эти породы зачастую не выделяются за счет слабой дифференциации каротажных кривых в разрезе. Так, в скважине В представлено

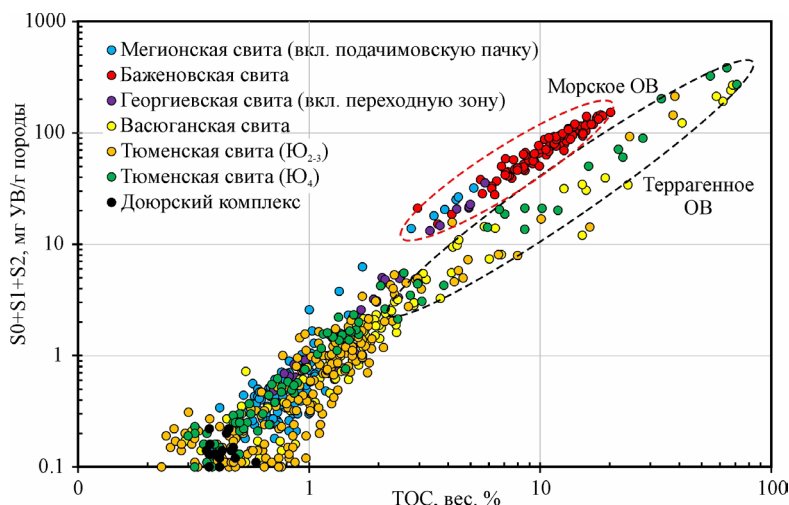
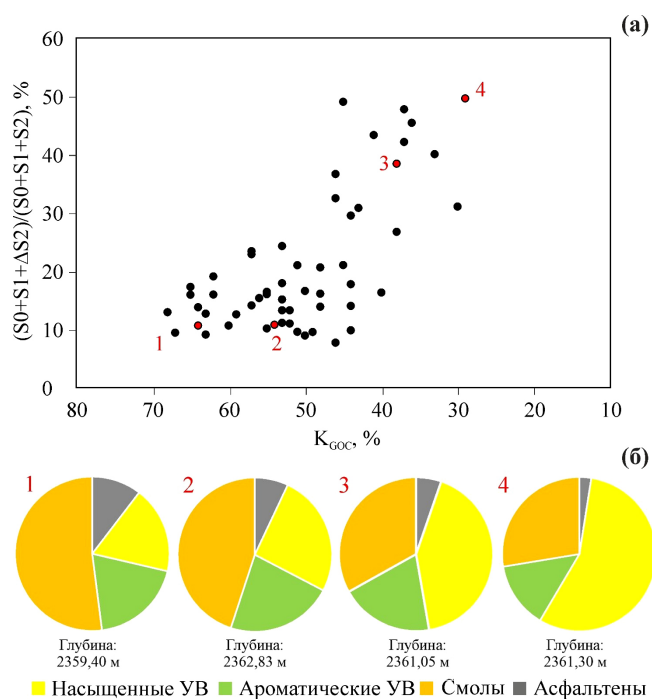


Рис. 3. Характеристика генерационного потенциала пород исследованных скважин

наибольшее количество углей и углистых аргиллитов различного качества суммарной мощностью около 11 м (16% от мощности всей тюменской свиты). В скважинах А и Б мощности НМП меньше, однако составляют 6 и 11% от мощности тюменской свиты. Кроме газового потенциала, углистые породы обладают значительным нефтяным потенциалом, на что указывают высокие значения водородного индекса $H_{\text{И}}$ в диапазоне от 250 до 367 мг УВ/г ТОС (после экстракции, а до экстракции достигающие 600 мг УВ/г ТОС), а также высокая доля экстрагируемого вещества по пиролизическим исследованиям до и после экстракции ($S_0 + S_1 + \Delta S_2$ – нефтяная составляющая) – до 150 мг УВ/г породы.

Васюганская свита (J_2k-J_3o) в нижней части представлена преимущественно аргиллитами. По литологическим и пиролизическим характеристикам она достаточно однородна. Вся толща изученных отложений представлена аргиллитами с редкой примесью песчаного и алевроитового материала. Среднее содержание $TOC_{\text{сх}}$ составляет 2%, средний $H_{\text{Исх}}$ – 100 мг УВ/г ТОС, встречаются прослои, более обогащенные органическим веществом, $H_{\text{Исх}}$ в них увеличивается до 214 мг УВ/г ТОС. Отложения потенциально газоматеринские, однако степень катагенетической преобразованности по ряду параметров низкая (в т.ч. $T_{\text{max}} = 431^\circ\text{C}$), поэтому их существенный вклад в газоносность района сомнителен. Верхняя часть васюганской свиты представлена песчаниками, алевролитами с прослоями аргиллитов, углей и углистых аргиллитов, в кровле пласта – глинистый известняк. Пропластки угля и углистых аргиллитов в васюганской свите характеризуются $TOC_{\text{сх}}$ до 61 вес.% и $H_{\text{Исх}}$ – до 280 мг УВ/г ТОС. В углях васюганской свиты доля экстрагируемого флюида доходит до 130 мг УВ/г породы.

Георгиевская свита (J_3o-J_3tt) в пределах области исследования маломощная, представлена аргиллитами. В ее кровле выделена переходная зона (около 3 м) к подошве баженовской свиты за счет хороших и отличных генерационных свойств с $TOC_{\text{сх}}$, достигающим до 6 вес.%, а $H_{\text{Исх}}$ – до 585 мг УВ/г ТОС. За пределами этой зоны георгиевская свита обладает пониженным содержанием органического вещества $TOC_{\text{сх}} < 2$ вес.%, и низким генерационным потенциалом $H_{\text{Исх}} < 100$ мг УВ/г ТОС.

Рис. 4. Зависимость количества экстрагируемого флюида от общего генерационного потенциала (до экстракции) от $K_{\text{ГОС}}$ и его связь с групповым составом экстрагируемых из этого образца углеводородов на примере скважины В

Выше по разрезу залегает баженовская свита (J_3tt-K_1b), представленная высокоуглеродистыми глинисто-кремнистыми породами с редкими прослоями известняков, а также включениями и линзами пирита. Керном охарактеризованы верхняя часть баженовской свиты из скважин А, С (суммарно 13 м), а также ее нижняя часть из скважины В (1 м). По пиролизическим данным после экстракции породы характеризуются отличным генерационным потенциалом со средним содержанием $TOC_{\text{сх}} = 10$ вес.%, средними значениями водородного индекса $H_{\text{Исх}} = 590$ мг УВ/г ТОС, в отложениях отмечены нетипично низкие T_{max} в диапазоне от 410 до 429 $^\circ\text{C}$ (среднее значение – 417 $^\circ\text{C}$). Вверх по разрезу баженовская свита переходит в подачимовскую пачку (керном охарактеризован 1 м аргиллитов), ее параметры приведены в табл. 1.

Свита	S0+S1+ΔS2, мг УВ/г породы	TOCex вес. %	T _{max} ex, °C	OI _{ex} , мг CO ₂ /г TOC	HI _{ex} , мг УВ/г TOC	K _{GOC} , (GOC _{ex} /TOC _{ex}) %
Подачимовская пачка	<u>0,8–13,7</u> 5,8	<u>1,1–4,7</u> 3,2	<u>419–426</u> 423	<u>11–39</u> 22	<u>162–510</u> 379	<u>21–45</u> 37
Баженовская	<u>3,3–53,5</u> 18,9	<u>2,8–19,1</u> 9,8	<u>410–429</u> 417	<u>4–25</u> 11	<u>314–790</u> 590	<u>29–68</u> 50
Георгиевская	<u>0,1–5,7</u> 1,6	<u>0,9–5,9</u> 2,5	<u>428–433</u> 430	<u>9–60</u> 31	<u>29–585</u> 170	<u>8–45</u> 20
Васюганская (верхняя)	<u>1,3–136,1</u> 31,8	<u>1,5–61,0</u> 14	<u>426–440</u> 432	<u>8–63</u> 27	<u>95–280</u> 171	<u>7–26</u> 14
Васюганская (нижняя)	<u>0,1–1,7</u> 0,4	<u>0,8–4,2</u> 2,0	<u>426–435</u> 431	<u>7–68</u> 27	<u>43–214</u> 100	<u>10–20</u> 12
Тюменская	<u>0,1–148,4</u> 10,4	<u>1,5–50,0</u> 5,8	<u>428–441</u> 434	<u>9–267</u> 49	<u>40–367</u> 120	<u>8–32</u> 14

Табл. 1. Усредненные геохимические параметры потенциальных НМП в изученных скважинах. Примечание: в числителе – минимальное и максимальное значения, в знаменателе – среднее значение параметра.

Широкие вариации пиролитических параметров для баженовской свиты позволяют условно разбить изученные образцы на две группы: первая характеризуется высокими значениями ТОС (более 10%), высокими HI, низкими T_{max}; вторая – относительно низкими ТОС (менее 10%), HI и еще более низкими T_{max}. Такое выделение подтверждается и групповым составом экстрагируемого флюида, количество которого во всех образцах составляет не менее 8% от общего генерационного потенциала породы до экстракции (рис. 4а). Например, можно увидеть, что при снижении K_{GOC} в образцах резко увеличивается доля экстрагируемого флюида, а также меняется его групповой состав – увеличивается доля легких УВ, а доля смол и асфальтенов в общем количестве экстрагируемого флюида снижается (рис. 4б).

Выделенные в изученном разрезе НМП в составе тюменской, васюганской и баженовской свит были исследованы с помощью сканирующей электронной микроскопии (СЭМ) для характеристики их микроструктуры и точечного элементного анализа ОБ (EDX), результаты валового элементного состава породы по методу РФЛА также приведены на рис. 5 на примере скважины В.

НМП тюменской и васюганской свит представлены непосредственно углями с редкими включениями глинистых разностей (рис. 5б,в), встречаются единичные скопления пирита в виде фрамбоидов, также представлены глинистые разности с включениями углистого материала. В углях пласта Ю_{2,3} тюменской свиты отмечены поры в углистом веществе, поры неравномерно распространены по образцу (рис. 5б). По результатам EDX, ОБ содержит существенное количество азота (до 4 масс.%), а также серы (до 1,5 масс.%), что резко отличает их от углей пласта Ю₁ и Ю₄ (рис. 5в). Угли пласта Ю₁ и Ю₄ в большей степени трещиноватые, с меньшим количеством пор, практически без серы и азота в элементном составе ОБ.

Отложения баженовской свиты представлены глинисто-кремнистыми породами обогащенными ОБ, в отдельных случаях отмечается карбонатизация. Породы характеризуются послойным распределением ОБ с частыми включениями фрамбоидального пирита. Содержание

общей серы в породах по данным 80 измерений РФЛА составляет от 2 до 11 масс.% породы.

Исследования с помощью СЭМ показывают значительную неоднородность ОБ, как и по микроструктуре (в том числе пористости), так и по элементному составу. Элементный состав был изучен на нескольких десятках образцов баженовской свиты микрозондом (EDX) точно (не менее 10 точек на образец). Результаты показали, что в керогене выделяются участки с повышенным содержанием гетероатомных элементов, таких как сера и азот (рис. 5а). По данным 64 отфильтрованных точечных замеров EDX (где были результаты только по C, O, N, S) содержание органической серы варьирует от 1,5 до 12% от массы ОБ. Согласно литературным данным, результаты EDX сопоставимы с классическими методами элементного анализа углерода, водорода, азота и серы в образцах, такими как CHNS-анализ (Zuber et al., 2021), однако следует учитывать, что микрозонд не идентифицирует водород в силу физических ограничений. Характер полученных данных по элементному составу распределения имеет вид, похожий на бимодальное распределение, наиболее часто встречающиеся значения находятся в диапазоне 1,5–3 масс.% и 6–7 масс.% ОБ в различных по глубине образцах. Распределение пористости в керогене баженовской свиты также неоднородно: от абсолютно непористых участков до ОБ со связанной пористостью, что указывает на неодинаковую степень термической преобразованности ОБ (Karamov et al., 2023).

Углетрографические исследования керна

Изученные образцы углей и углистых аргиллитов относятся к пластам Ю₁ васюганской свиты, а также Ю_{2,3} и Ю₄ тюменской свиты (рис. 6д–6к). Угли и углистые аргиллиты пласта Ю₁ в трех изученных скважинах характеризуются неоднородным мацеральным составом (табл. 2). Помимо групп инертинита и витринита, слагающего большую часть ОБ, в образцах отмечено высокое содержание мацералов группы липтинита, представленных в большей степени резинитом, споринитом – остатки смолы, спор и пыльцы, в меньшей степени – кутинитом и суберинитом (остатками кутикулы и пробковыми тканями коры).

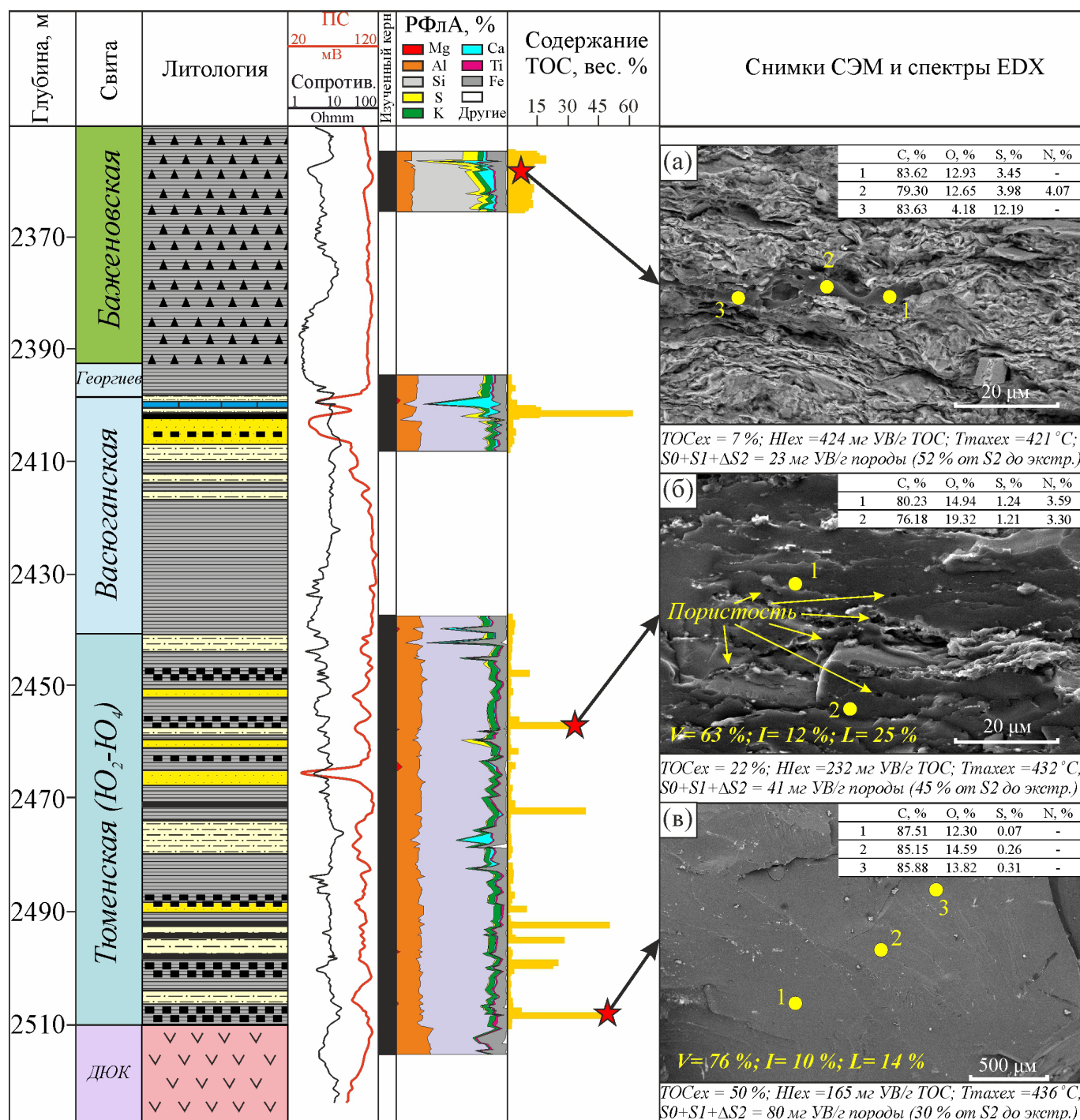


Рис. 5. Пример разреза скважины (скв. В) с выделением нефтематеринских интервалов с результатами съемки СЭМ и элементного анализа керогена баженовской свиты (а); тюменской свиты (Ю_{2,3}) (б); и тюменской свиты (Ю₄) (в). Условные обозначения приведены на рис. 2.

Свита / кол-во образцов	L*, об. %	V*, об. %	I*, об. %	Alg*, об. %	Bit*, об. %	Зоокласты, об. %
Баженовская (Ю ₀) / 4	-	-	-	30–48 40	35–70 48	0–20 12
Васюганская (Ю ₁) / 10	0–88 20	10–100 75	0–20 5	-	-	-
Тюменская (Ю ₂₋₄) / 12	8–60 28	33–78 62	7–26 10	-	-	-

Табл. 2. Мацеральный состав изученных НМП. Примечание: в числителе – минимальное и максимальные значения, в знаменателе – среднее значение параметра. * – расшифровка на рис. 6.

Мацеральный состав, в целом, свидетельствует о формировании отложений в прибрежно-морских (нижняя дельтовая равнина) и континентальных условиях (верхняя дельтовая равнина и условия влажных лесных болот).

Образцы из пластов Ю₂₋₃ и Ю₄ тюменской свиты также характеризуются более разнообразным мацеральным составом ОБ (табл. 2), а также более высоким содержанием мацералов группы липтинита в среднем до 28 об.%, представленные преимущественно кутинитом, споринитом и резинитом (рис. 6ж-6к). Мацералы в различной степени флюоресцируют, что говорит о процессах генерации УВ.

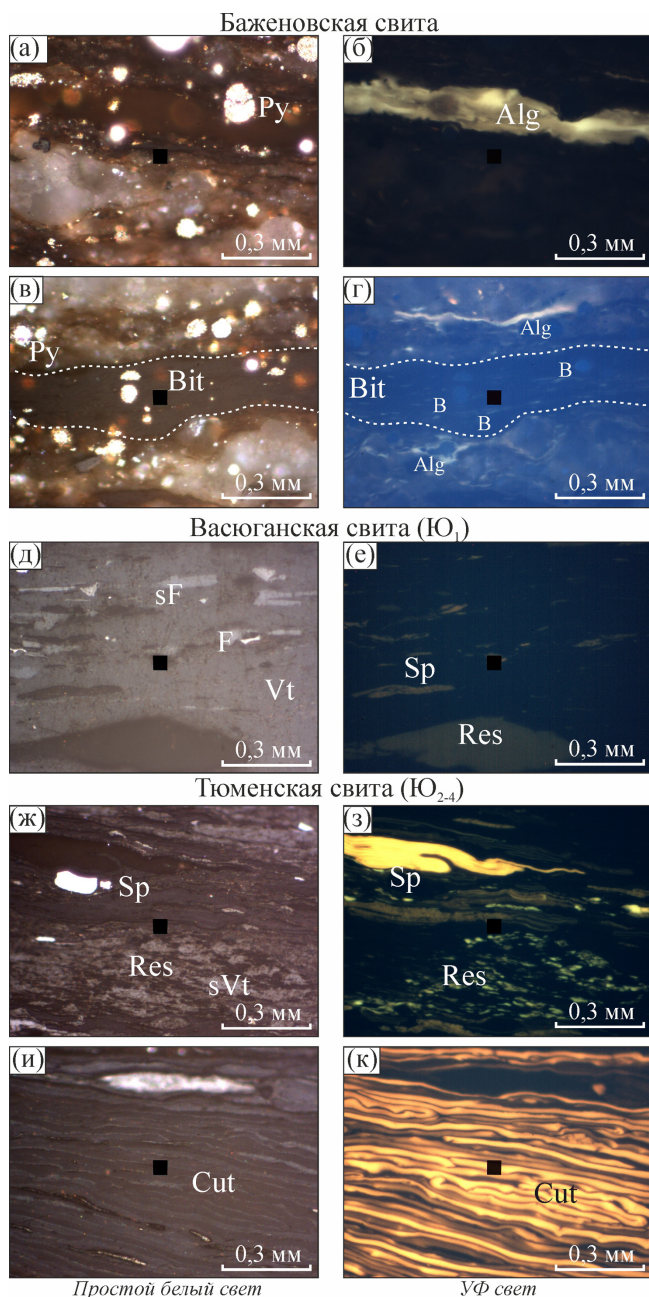


Рис. 6. Микрофотографии пород, иллюстрирующие мацеральный состав НМП бажендовской, васюганской и тюменской свит. В иммерсионном масле, увеличение 50х для всех микрофотографий. Образцы в отраженном белом свете (а, в, д, ж, и), образцы в ультрафиолетовом свете (б, г, е, з, к). Alg, альгинит; Bit, битуминит; B, битум (условный углепетрографический термин); Sp, споринит; Res, резинит; Cut, кутинит; Vt, витринит; F, фузинит; sF, семифузинит; Py, пирит.

Угли и углистые породы формировались в прибрежно-морских и континентальных условиях (для пластов Ю₄ характерны в большей степени заболоченные участки верхней дельтовой равнины, что обнаруживается по увеличению содержания мацералов группы инертинита). Режим осадконакопления – застойный с высоким уровнем воды в бассейне торфонакопления, который иногда понижался.

Углетепетрографические исследования бажендовской свиты (рис. 6а-6г) показали, что основными органическими мацералами являются битуминит (средн. – 48 об.%), альгинит (средн. – 40 об.%), а также зоокласты – онихиты (средн. – 12 об.%). Альгинит в отраженном свете представлен небольшими отдельными линзами коричневого цвета (телальгинитом), в ультрафиолетовом свете имеет яркое свечение зеленовато-желтого цвета (рис. 6з). Битуминит в отраженном свете встречается серого и коричневого цветов. Во всех образцах бажендовской свиты обнаружен новообразованный битум, который представлен темно-коричневыми пленками, окружающими битуминит, а также находящимися внутри него. Эти пленки в ультрафиолетовом свете имеют свечение желтоватого цвета (рис. 6к), что свидетельствует о генерации УВ. Зоокласты в породах представлены преимущественно онихитами – крючками ископаемых головоногих моллюсков, которые имеют серый цвет в отраженном свете.

Измерения показателя отражения витринита (R_v), необходимые для оценки степени термической эволюции бассейна, показали достаточно большой разброс значений за счет повсеместного присутствия липтинита в образцах. По результатам определений, отражательная способность витринита R_v варьирует в диапазоне 0.50–0.60% (рис. 7), что соответствует началу нефтяного окна. Однако, высокие содержания липтинита и растворимого ОБ могут занижать реальные значения R_v витринита (Carr, 2000; Wilkins, George, 2002; Chen et al., 2012; Wang et al., 2022). В исследованных образцах бажендовской свиты отсутствуют признаки остатков высшей растительности, по которым можно провести замеры отражательной способности витринита. Поэтому оценка зрелости бажендовской свиты

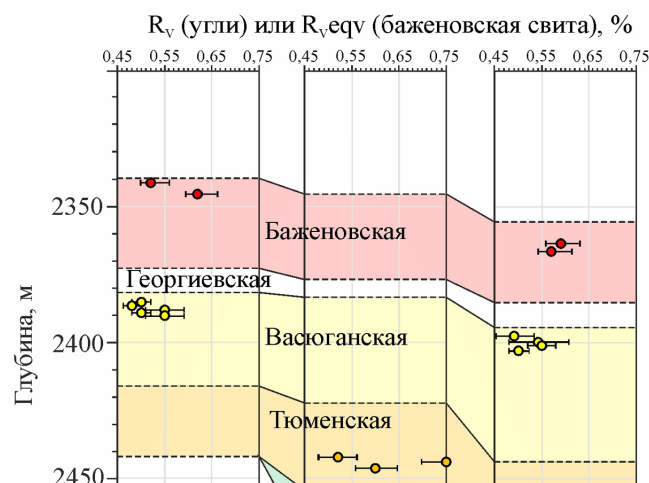


Рис. 7. Результаты измерений отражательной способности витринита R_v для трех изученных скважин, для бажендовской свиты эквивалент показателя отражательной способности витринита ($R_{v,eqv}$,%) был пересчитан из отражательной способности битуминита (R_b ,%)

производилась путем пересчета показателя отражения битуминита (R_b , %) в показатель отражения эквивалента витринита (Марунова и др., 2023). Результаты приведены на рис. 7.

Кинетические исследования термического разложения органического вещества

Для характеристики процессов преобразования ОВ были выполнены однокомпонентные кинетические исследования термического разложения керогена для образцов баженовской, васюганской и тюменской свит (рис. 8). Образцы подвергались экстракции хлороформом (баженовская свита) и смесью хлороформа и спирто-толуола (угли и углистые аргиллиты) для удаления большей части растворимого органического вещества.

Угли и углистые аргиллиты васюганской и тюменской свит имеют более широкий кинетический спектр за счет разнообразного мацерального состава углей, спектры имеют несимметричную форму с максимумом E_a , приходящемся на 53–54 ккал/моль (рис. 8в, г).

Полученные кинетические спектры баженовской свиты с фиксированным частотным фактором $A = 1 \cdot 10^{14} \text{ с}^{-1}$ характеризуются несимметричным спектром энергий активации (E_a) с максимумом на 52 ккал/моль (рис. 8а, б). Важно отметить, что образцы баженовской свиты имеют максимум E_a на 1–2 ккал/моль меньше, чем образцы из центральной части Западной Сибири (Leushina et al., 2021b, Спасенных и др., 2024).

Дополнительно к кинетическим исследованиям для 10 образцов баженовской свиты были проведены эксперименты по искусственному созреванию керогена. Данные эксперименты (Karamov et al., 2023) позволяют уточнить и сравнить тренды зрелости и созревания по HI-Tmax и оценить исходный генетический потенциал незрелого ОВ, однако кривые следует использовать с осторожностью при переходе к геологическим условиям в осадочном

бассейне (Philp; Mansuy, 1997; Romero-Sarmiento et al., 2016). Отобранные образцы подвергались нагреву в пиролизической ячейке пиролизатора HAWK в токе гелия от 350 до 460 °C с шагом в 10 °C и временем прогрева на каждом этапе 30 минут. После каждого нагрева были проведены определения пиролизических параметров и однокомпонентные кинетические исследования «состаренного» до определенной степени образца.

По результатам экспериментов, тренды термического преобразования органического вещества исследованных образцов разделились на две группы, группа №1 включает 3 образца, группа №2 включает 7 образцов. На рис. 9а в координатах HI-Tmax представлены тренды реализации генерационного потенциала для двух групп образцов, а также для одного из типичных образцов баженовской свиты центральной части Западной Сибири, исследованных ранее. Линия тренда для группы образцов №1 проходит ниже линии для образцов группы №2, демонстрируя значительное уменьшение HI при меньших температурах эксперимента и меньших значениях Tmax. Для образца группы №1 водородный индекс HI уменьшается до значений меньше 100 мг УВ/г ТОС на этапе нагрева 400–410 °C, при этом значение Tmax достигает 431 °C. Для образца группы №2 значение HI меньше 100 мг УВ/г ТОС достигается на этапе нагрева 420–430 °C, при этом значение Tmax достигает 450 °C.

Таким образом, по результатам данных экспериментов нефтяное окно ($TR = 10\text{--}90\%$) для группы образцов №1 находится в диапазоне Tmax от < 417 °C до 432 °C. Для группы образцов №2 – в пределах Tmax = < 416–450 °C. Полученный для группы №2 диапазон Tmax превышает таковой для группы №1, однако остаётся ниже, чем у аналогов из центральной части Западной Сибири (Топчий и др., 2019; Spasennykh et al., 2021). Он также ниже, чем диапазон Tmax у образцов из наших более ранних исследований (от 425–435 °C до 465–470 °C),

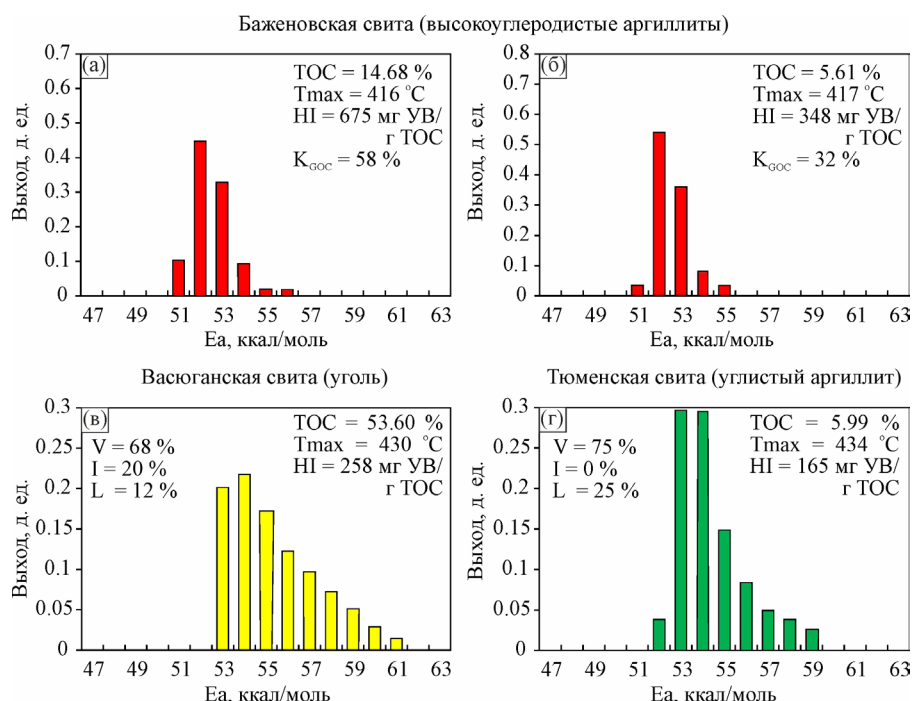


Рис. 8. Однокомпонентные кинетические спектры термической деструкции керогена баженовской (а, б) и васюганской и тюменской свит (в, г). Частотный фактор зафиксирован на $A = 1 \cdot 10^{14} \text{ с}^{-1}$

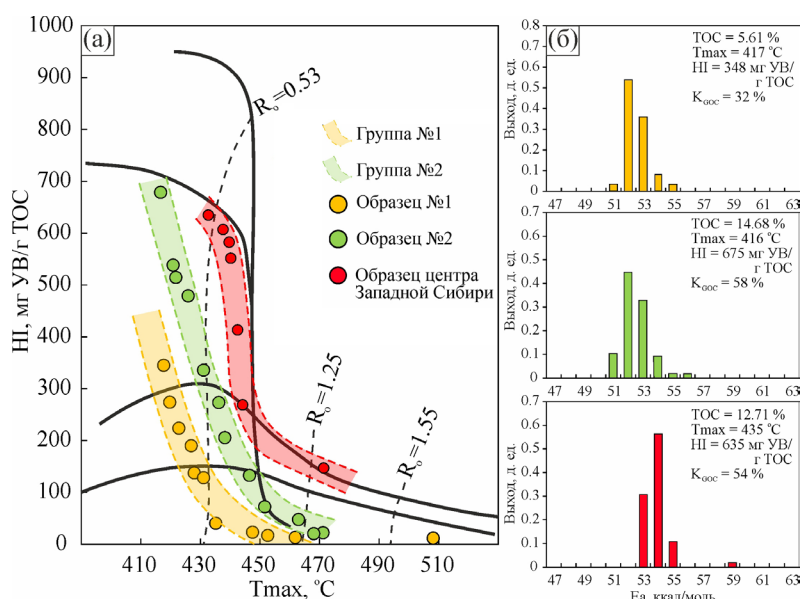


Рис. 9. Результаты экспериментов по искусственному созреванию образцов баженовской свиты (а) и кинетические спектры деструкции керогена в породе для данных образцов (б)

который хорошо соотносится с природной эволюцией керогена II, установленной на основе статистических данных. При этом преобразование керогена для данных групп образцов происходит при значительно меньших температурах, чем для керогена типа II баженовской свиты центральной части Западной Сибири (рис. 11) как по результатам экспериментов по искусственному созреванию, так и согласно широкой базе данных пиролитических исследований образцов различной зрелости (Maglevannaia et al., 2019; Spasennykh et al., 2021).

Выявленные закономерности указывают на значимые отличия в составе органического вещества на исследуемом объекте относительно пород баженовской свиты Широкого Приобья, а также указывают на то, что нефтегазогенерация на южной периферии Западной Сибири происходила при меньших температурах, чем в центральной части бассейна.

Исследования валового изотопного состава органического вещества пород, экстрактов пород и газа

Проведен анализ устьевой пробы газа, отобранной на Тевризском газоконденсатном месторождении, находящемся в изучаемом районе. Отбор свежих проб нефти Прирахтовского и Тайтымского нефтяных месторождений не доступен в связи с их консервацией.

По фракционному составу, газ Тевризского месторождения состоит из метана $CH_4 = 98\%$, этана $C_2H_6 = 1,5\%$, пропана $C_3H_8 = 0,5\%$.

Для определения генезиса флюидов и корреляции нефтегазоматеринская порода – экстракт – флюид были проведены изотопные исследования ОВ нефтегазоматеринских пород, экстрактов данных пород, экстрактов коллекторских интервалов $Ю_1$, $Ю_{2-3}$, $Ю_4$, а также газа из Тевризского газоконденсатного месторождения (табл. 3).

Значение $\delta^{13}C$ метана Тевризского месторождения составило $-38,4\%$, что показывает его термогенную природу и связь с террагенным ОВ (Whiticar, 1999). Ранее в работе

(Гончаров и др., 2016а) было получено значение $\delta^{13}C$ метана на данном месторождении около -64% и предложена альтернативная точка зрения о микробном или смешанном происхождении газа. Измеренный $\delta^{13}C$ конденсата составляет $-35,0\%$, что согласуется с ранее опубликованными результатами (Гончаров и др., 2016а).

Значения $\delta^{13}C$ ОВ пород баженовской свиты лежат в пределах от $-30,4$ до $-31,8\%$, экстрактов пород от $-31,3$ до $-31,9\%$, что подтверждает морской генезис ОВ и сингенетичность отобранных экстрактов (Конторович и др., 1985). Полученные вариации изотопного состава углерода типичны для баженовской свиты в других районах бассейна. Для пород значения $\delta^{13}C$ обычно варьируют в диапазоне от -29 до -33% , при наиболее часто встречающихся значениях около -31% (Kontorovich et al., 1997, 2019; Bulatov et al., 2021; Yurchenko et al., 2021). Для экстрактов баженовской свиты и нефтей баженовского генезиса характерен несколько более широкий диапазон от -29 до -34% (Конторович и др., 1986; Peters et al., 1994; Гончаров и др., 2016b). Наиболее распространёнными значениями являются $-30,5 \dots -31,5\%$. Изотопный состав серы и азота пород баженовской свиты в целом также схож с результатами измерений пород в других районах Западной Сибири (Вышемирский, 1993; Bulatov et al., 2021; Leushina et al., 2021a). Полученные значения $\delta^{34}S$ обессеренных экстрактов составляют от $-8,4$ до $-1,2\%$. Среднее содержание серы в экстрактах пород баженовской свиты ($S = 1,36$ масс.%) аналогично содержанию серы в нефти Прирахтовского месторождения ($S = 1,2$ масс.%).

Значения $\delta^{13}C$ углей и углистых аргиллитов васюганской и тюменской свит варьируют от $-22,5$ до $-24,1\%$, экстрактов от $-25,1$ до $-26,8\%$, что согласуется с результатами предыдущих исследований (Конторович и др., 1986 и литература внутри). Более высокие по сравнению с баженовской свитой значения $\delta^{13}C$ ОВ пород указывают на континентальный или прибрежно-морской генезис углистого ОВ (Конторович и др., 1986). Различия в изотопном составе углерода экстрактов позволяют четко идентифицировать флюиды баженовской свиты и пород

Свита	Элемент нефтяной системы	Образец	$\delta^{13}\text{C}$, ‰ PDB	$\delta^{34}\text{S}$, ‰ CDT	$\delta^{15}\text{N}$, ‰ AIR
Мегионская	Коллектор	Газ	$-39,5 - -37,5$ -38,4 (0,7)	-	-
		Конденсат	$-35,1 - -35,0$ -35,0 (0,0)	-	-
Баженовская	НМП	Порода	$-31,8 - -30,4$ -31,3 (0,3)	$-32,2 - -12,0$ -22,9 (4,4)	$+0,6 - +1,8$ +1,2 (0,3)
		Экстракт	$-31,9 - -31,3$ -31,5 (0,2)	$-8,4 - -1,2$ -4,9 (2,3)	$+1,7 - +4,0$ +2,6 (0,9)
Васюганская	НМП	Порода	-23,0	-21,2	+1,6
		Экстракт	-25,4	-22,6	+0,7
Васюганская	Коллектор	Экстракт	-24,5	-8,5	+1,9
Тюменская	НМП	Порода	$-24,1 - -22,5$ -23,5 (0,5)	$-3,2 - +4,8$ -0,1 (2,6)	$+0,9 - +1,7$ +1,3 (0,3)
		Экстракт	$-26,8 - -25,0$ -25,7 (0,5)	$-10,4 - -2,2$ -6,0 (2,5)	$+0,3 - +1,9$ +1,3 (0,4)
Тюменская	Коллектор	Экстракт	$-29,3 - -25,0$ -26,6 (1,8)	$-1,8 - +3,3$ +1,4 (2,1)	$+1,0 - +1,8$ +1,4 (0,4)

Табл. 3. Изотопные исследования пород, их экстрактов, пробы газа. Примечание: в числителе – минимальное и максимальное значения, в знаменателе – среднее значение параметра, в скобках – стандартное отклонение (СКО).

васюганской и тюменской свит. Одна из проб экстракта, отобранная из маломощного песчаника-коллектора пласта Ю₃, показала промежуточное значение $\delta^{13}\text{C} = -29,3\text{‰}$, что указывает на возможность смешения флюидов, сформированных баженовской свитой и юрскими углистыми породами.

Обсуждение результатов

Васюганская и тюменская свиты как источник жидких углеводородов

Проведенные комплексные литолого-геохимические исследования НМП показали, что продуктивность отложений тюменской и васюганской свит отчасти связана с углистым веществом пород. При этом террагенное вещество юрских отложений вносит вклад в нефтегазонасность других районов Западной Сибири, что показано в различных работах, и объединено под общим названием – тогурский тип нефтей (Конторович; Стасова, 1977; Гончаров и др., 2003; Обласов, 2010; Калачева и др., 2023).

Углистое вещество в среднем в васюганской и тюменской свитах содержит более 20% липтинита, что обеспечивает повышенные нефтегенерационные характеристики отложений (Tissot, Welte, 1978; Hunt, 1991). Значения водородного индекса пород после экстракции ($\text{HI}_{\text{ex}} > 300$ мг УВ/г ТОС) подтверждают способность данных отложений к генерации жидких УВ (Scott, 1992; Norgate et al., 1997). При этом породы, содержащие углистое вещество со значениями HI_{ex} в диапазоне от 150 до 300 мг УВ/г ТОС также относятся к нефтегазоматеринским, со способностью к генерации газа и газового конденсата (Pepper, 1991; Pepper, Corvi, 1995).

Еще одним немаловажным фактором является количество сингенетичного экстрагируемого битумоида, который для всех образцов тюменской и васюганской свит составляет более 30 мг УВ/г ТОС. Это свидетельствует

не только о нефтегенерационном потенциале пород, но и о достижении ими критического порога для начала миграции (Snowdon, Powell, 1982; Snowdon, 1991). С другой стороны, по параметру OSI (SI/TOC) образцы угля и углистых аргиллитов характеризуются значениями > 10 мг УВ/г ТОС, что указывает на генерацию ими жидких УВ, но породы еще не достигли критического порога для начала миграции УВ из них (Killops et al., 1998). Данное заключение также согласуется с выводами о генерации и миграции УВ из углей и углистых аргиллитов, предложенными в Petersen, 2005.

В образцах углей пласта Ю_{2,3} по данным СЭМ выделено существенное количество пор в ОБ. В образцах пласта Ю₁ и Ю₄ количество пор в ОБ меньше. Наличие пористости ОБ, согласно ряду исследований, может быть связано с генерацией УВ из них, по результатам последних из них – увеличение пористости происходит при увеличении степени зрелости ОБ (Zhang et al., 2023; Yuan et al., 2024). Ряд работ также показывает возможность ранней генерации УВ из различных углистых мацералов из группы липтинита (при R_v от 0,35–0,4%), все из которых в различных соотношениях представлены в изученных образцах (Khorasani, Michelsen, 1991; Wang, 1993; Hasiah, 1997; Li et al., 2022).

Баженовская свита как источник жидких углеводородов

Значения T_{max} для исследованных образцов баженовской свиты южной периферии Западной Сибири находятся в диапазоне от 410 до 429 °C (рис. 11). В классической интерпретации данного параметра (Espitalie et al., 1977; Teichmüller; Durand., 1983; Espitalié, 1986; Peters, 1986) образцы являются незрелыми. При этом широкие вариации в геохимических параметрах ОБ (содержания ТОС и, в большей степени, HI, а в меньшей – OI) в таком случае

являются отражением резко изменяющихся по разрезу палеофациальных обстановок, иногда в пределах 1–2 см, которые влияют на качество керогена (смена восстановительных и окислительных обстановок).

Однако, рассматривая в комплексе ряд геохимических и литологических параметров можно отметить, что вариации в геохимических параметрах ОВ являются отражением различной степени преобразованности керогена в отдельных интервалах баженовской свиты. Эта неоднородность связана с различным соотношением содержания разных типов керогена, накапливающихся в сложных фациальных обстановках. Далее будет приведен комплекс параметров, на который мы опираемся.

Коэффициент K_{GOC} для изученного разреза баженовской свиты, отражающий степень преобразованности керогена как долю пиролизуемого углерода в ТОС, варьирует в пределах от 29 до 68% (табл. 1). Начальные значения K_{GOC} баженовской свиты составляют 62–65% (Spasennykh et al., 2021) и уменьшаются до нескольких процентов для образцов с максимальной катагенетической зрелостью ОВ.

В породах баженовской свиты отмечена высокая относительная доля экстрагируемого вещества ($S_0 + S_1 + \Delta S_2$) до 50% от исходного генерационного потенциала S_2 (рис. 4). Большая часть экстрагируемого флюида приходится на ΔS_2 , которая представлена высокомолекулярными смолисто-асфальтовыми компонентами. Наиболее высокая суммарная доля экстрагируемого вещества зафиксирована в интервалах с пониженными K_{GOC} .

По результатам измерений элементного состава пород по данным РФЛА и данным пиролиза обнаружены статистически значимые корреляции (по t-критерию Стьюдента для линейных зависимостей) между общей массой серы и водородным индексом породы HI и T_{max} (рис. 10а,б).

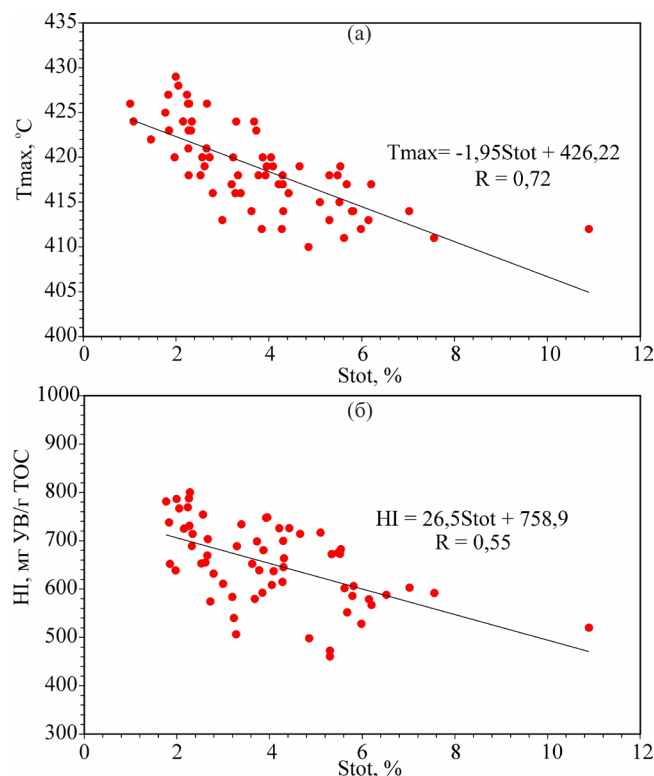


Рис. 10. Соотношение водородного индекса HI, T_{max} и общей серы Stot в породах баженовской свиты

Увеличение общей серы (без разделения на пиритную и органическую) и уменьшение T_{max} (рис. 10а) в интервалах с более низкими значениями HI противоречит интерпретации более окислительных обстановок в интервалах с низкими значениями HI, так как повышенное содержание серы указывает на восстановительные обстановки осадконакопления. Отмеченная отрицательная корреляция между T_{max} и содержанием общей серы в породе говорит об увеличении количества органической серы в керогене при увеличении общей. Нетипично низкие T_{max} при пиролизе ОВ свидетельствует о наличии органической серы в керогене (Espitalié, 1986; Yang; Horsfield, 2020).

Вариации в степени преобразованности отдельных интервалов подтверждаются и результатами пиролитических исследований соответствующих интервалов баженовской свиты (см. ромбы и треугольники на рис. 11). Так, в скважине А, находящейся на палеоподнятии, разрез баженовской свиты по комплексу пиролитических параметров в целом менее зрелый, чем разрез баженовской свиты скважины В, находящейся на склоне структуры. Средний T_{max} в соответствующих интервалах в скважине А составляет 416 °С, HIex средний = 622 мг УВ/г ТОС, в скважине В – 420 °С, HIex средний = 534 мг УВ/г ТОС.

Эксперименты по искусственному созреванию образцов (рис. 9) также иллюстрируют, что в лабораторных экспериментах созревание образцов в открытой системе проходит раньше, чем для образцов центральной части Западной Сибири. Различия, по нашему мнению, могут быть связаны с составом ОВ, прежде всего, с повышенным содержанием органической серы. При этом, диапазон изменения T_{max} в исследованном разрезе составляет 410–429 °С (рис. 11), что существенно ниже, чем значения 425–455 °С, определенные для пород баженовской свиты центральной части бассейна (Костырева, Сотнич, 2017; Топчий и др., 2019; Spasennykh et al., 2021). Изменение пиролитических параметров на диаграмме HI- T_{max}

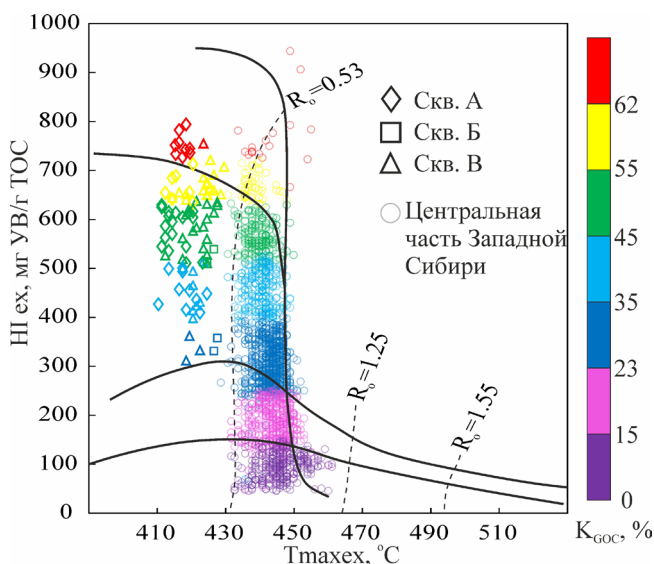


Рис. 11. Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена для исследованного разреза южной периферийной части баженовской свиты (ромбы, квадраты, треугольники) в сравнении с данными для образцов баженовской свиты центра Западной Сибири (круглые маркеры) (Spasennykh et al., 2021). Цвета приведены в соответствии со шкалой K_{GOC} для баженовской свиты (справа).

для проб после нагрева в открытой системе происходит аналогично образцам из формации Монтерей (похожи на группу образцов №1) и глинам формации Гарреб (похожи на группу образцов №2), где ОБ представлено керогеном IIS типа (Jarvie, Lundell, 2001; Rosenberg, Reznik, 2021).

Таким образом, мы считаем, что существенные вариации по пиролитическим характеристикам изученного разреза могут быть связаны с более высокой степенью преобразования ОБ в отдельных интервалах, в которых содержание серы повышено.

При этом в Jarvie, Lundell, 2001 отмечено, что более быстрой генерации УВ в породах с $S/C > 0,04$ (кероген IIS типа), способствует также повышенное содержание кислорода и азота в ОБ пород, что требует дополнительного изучения для образцов данного исследования.

На основании изложенного мы предполагаем, что изученный разрез баженовской свиты представлен керогеном смешанного II/IIS типа. Предположение о существовании керогена IIS было также предложено и в других районах Западной Сибири (Оксенойд и др., 2017). Распределение прослоев с предполагаемым смешанным II/IIS типом керогена по разрезу скважин неравномерно и составляет около 11–12% от общей мощности изученных 14 м баженовской свиты по двум скважинам в верхней части баженовской свиты.

Формирование керогена с повышенным содержанием органической серы может быть связано с недостатком железа на этапе осадконакопления, благодаря чему после образования пирита, избыток атомов серы инкорпировался в структуру керогена на этапе диагенеза (Orr, 1986). В выделенном разрезе высокая концентрация таких смешанных прослоев с II/IIS типом керогена приурочена к интервалам с высоким содержанием общей серы по данным РФЛА, а также на некотором удалении (до 50 см по вертикали) от этого интервала как выше, так и ниже по разрезу. В таких интервалах присутствуют все формы серы, включая элементарную, а также серу, содержащуюся в органических соединениях и пирите. Подобное строение строения с различными типами керогена характерно для сложных полифациальных условий осадконакопления. Однако вопрос о начальных пиролитических параметрах выделенного разреза (HI_0 , TOC_0 , и др.), особенно в интервалах с низкими текущими значениями HI_{ex} , остается дискуссионным и не может быть решен без изучения множества скважин с похожими вскрытыми разрезами баженовской свиты.

Более раннюю генерацию УВ керогеном изученного разреза по сравнению с керогеном типа II в центральной части бассейна можно проиллюстрировать с помощью расчета степени преобразования (TR) при одинаковых геологических условиях, используя спектры энергий активации керогена с близкими пиролитическими свойствами. Для расчетов мы выбрали кинетический спектр керогена IIS, показанный на рис. 8а и кинетический спектр керогена типа II баженовской свиты низкой зрелости (приведен на рис. 9). Расчеты проведены в предположении роста температуры в течение 100 млн лет от 0 до 200 °C, со скоростью нагрева 2 °C/млн лет. Результаты показаны на рис. 12. Как указано выше, пониженная температура генерации для керогена изученного разреза может быть

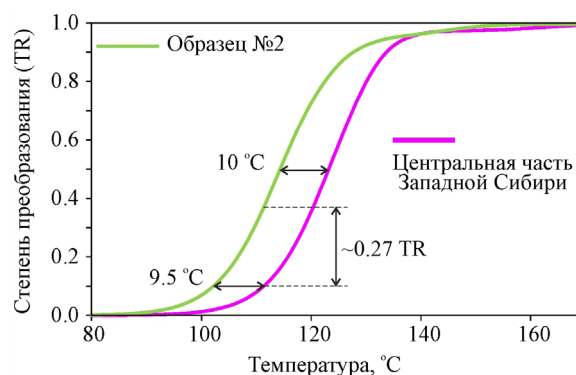


Рис. 12. Моделирование температур главной зоны нефтегазогенерации для образцов баженовской свиты изученного разреза южной периферийной части (зеленая линия) и центральной части (розовая линия) Западно-Сибирского НГБ, параметры пересчета приведены в тексте. Начальные пиролитические параметры образца №2 – $TOC_{ex} = 14,7$ вес.%, $HI_{ex} = 675$ мг УВ/г TOC , $T_{max} = 416$ °C, $KGOC = 58$ %; образца центральной части Западной Сибири – $TOC_{ex} = 12,7$ вес.%, $HI_{ex} = 635$ мг УВ/г TOC , $T_{max} = 435$ °C, $KGOC = 54$ %.

связана с повышенным содержанием серы в его молекулярной структуре.

Как можно видеть, при заданных условиях расчета разница положения центра нефтяного окна для данных образцов составляет порядка 10 °C. При оценке перспектив нефтегазоносности и без учета геохимических особенностей района, недооценка зрелости НМП может достигать $TR = 27\%$ на температуру начала нефтяного окна в сравнении с типичным керогеном II типа центральной части Западной Сибири.

Анализ состава углеводородов месторождений на южной периферии Западной Сибири

В районе исследований в пределах открытых месторождений и по результатам испытаний выделено 2 группы различных по составу нефтей, а также газ и газовый конденсат.

Первая группа нефтей характеризуется повышенными значениями плотности и вязкости, высоким содержанием серы и смолистых соединений, а также смешанным групповым составом (ароматико-нафтенно-метанового типа). Вторая группа – метановые нефти (насыщенная фракция > 85 вес.%) – также вязкие и плотные, однако практически бессернистые ($S < 0,3\%$), с высоким содержанием высокомолекулярных парафинов (> 15 вес.%). Третий тип флюида на территории исследования – газ и газовый конденсат.

Для первой группы нефтей предполагаемым источником является баженовская свита, в составе которой на территории исследования выделен кероген смешанного II/IIS типа. Из-за повышенного содержания серы и других гетероатомных элементов в нем наблюдается не только более раннее вступление в нефтяное окно, но более высокая плотность, вязкость и сернистость генерируемого УВ флюида (Orr, 1986; Lewan et al., 2006; French et al., 2020). Похожие нефти были получены из пласта Ю₂ тюменской свиты Прирахтовского месторождения (средняя сернистость нефти $S_{cp} = 1,2\%$), пласта Ю₁ васюганской свиты Тайтымской ($S_{cp} = 1,1\%$) и Наталинской площадей

($S_{cp} = 0,9\%$), а также Ю₀ баженовской свиты Баклянского месторождения ($S_{cp} = 4,4\%$).

Для второй группы нефтей предполагаемым источником УВ в районе исследований является террагенное ОВ. Нефти из континентального ОВ малосернистые, с высоким содержанием высокомолекулярных парафинов и имеют в своем составе преимущественно насыщенную фракцию (Hedberg, 1968; Hunt, 1991). Похожие нефти были получены при испытаниях пласта Ю₄ тюменской свиты Тайтымского месторождения (парафины – 27,9%), пластов Ю₂ тюменской свиты и М коры выветривания Ягыл-Яхского месторождения (парафины – 15,9%), пласта Ю₁ васюганской свиты Баклянского месторождения (парафины – 18%). В работе Peters et al., 1994 нефти Тайтымского и Ягыл-Яхского месторождений отмеченных пластов также были отнесены к нефтям, сгенерированным континентальным ОВ. Однако их изотопный состав углерода ($\delta^{13}C$ –34,55‰ и –33,3‰, соответственно, а по данным Вышемирского (1993) для пласта Ю₄ Тайтымского месторождения – –34,8‰) является более лёгким, чем ожидается для подобных источников. В изученном керне не было обнаружено нефтематеринских пород с сопоставимо легким изотопным составом. Однако облегченные ^{12}C углеродом породы были описаны в Томской области в скважине Пономаревская-2, где породы тогурской свиты на глубинах около 3050 м местами имели схожий изотопный состав углерода $\delta^{13}C$ –33,1...–33,7‰ в одном интервале и –32,4‰ в другом, и в скважине и Колпашевская-10, где $\delta^{13}C$ пород – до –33,8‰ (Конторович и др., 1995; Костырева и др., 2014). Кроме того, значения $\delta^{13}C$ для экстрактов тогурской свиты в скважинах Арчинской и Кулгинской площадей составляют – (–35,2)... (–36,5)‰ (Гончаров и др., 2016с).

Ранее считалось, что источником газа на территории исследования является баженовская свита (Конторович, Моисеев, 2000; Елишева, 2008). Однако анализ изотопного состава углерода метана $\delta^{13}C$ (–38,4‰), полученного

из добывающей скважины Тевризского газоконденсатного месторождения в рамках текущего исследования, указывает на то, что он значительно тяжелее газа баженовского генезиса, для которого характерны значения $\delta^{13}C = (-45)–(-55)‰$ (Гончаров и др., 2023), и не соответствует микробиальному газу, как было предложено ранее (Гончаров и др., 2016а). Полученные результаты позволяют утверждать, что источником газа в данном районе является террагенное ОВ юрских НМП, при этом основное внимание следует уделять их способности к генерации жидких углеводородов.

Оценка объемов генерации углеводородов выделенными нефтегазоматеринскими породами

Для приблизительной оценки объемов генерации НМП баженовской свиты, связанными с керогеном смешанного II/III типа, а также углистыми породами васюганской и тюменской свит, был использован объемный метод (Magoon, Dow, 1994):

$$V_{ген} = S \cdot h \cdot \rho \cdot TOC \cdot (HI_0 - HI),$$

где S – закартированная площадь очага ранней генерации, м²; h – мощность баженовской свиты, м; ρ – плотность пород баженовской свиты, кг/м³; TOC – среднее содержание органического углерода в породе, д. ед.; HI_0 – исходное значение водородного индекса, г УВ/кг TOC ; HI – среднее текущее значение водородного индекса по керну скважин, г УВ/кг TOC .

Для баженовской свиты территория распространения ОВ, содержащего кероген смешанного II/III типа, была выделена на основе результатов ГИС по всем пробуренным на территории исследования скважинам, поскольку керн и исследования НМП имеются только по трем описанным выше скважинам (рис. 13в). Охарактеризованные в данном исследовании скважины, как и ряд других скважин Прирахтовского и Тевризского месторождения, а также скважины Прирахтовская 2, Январская 1

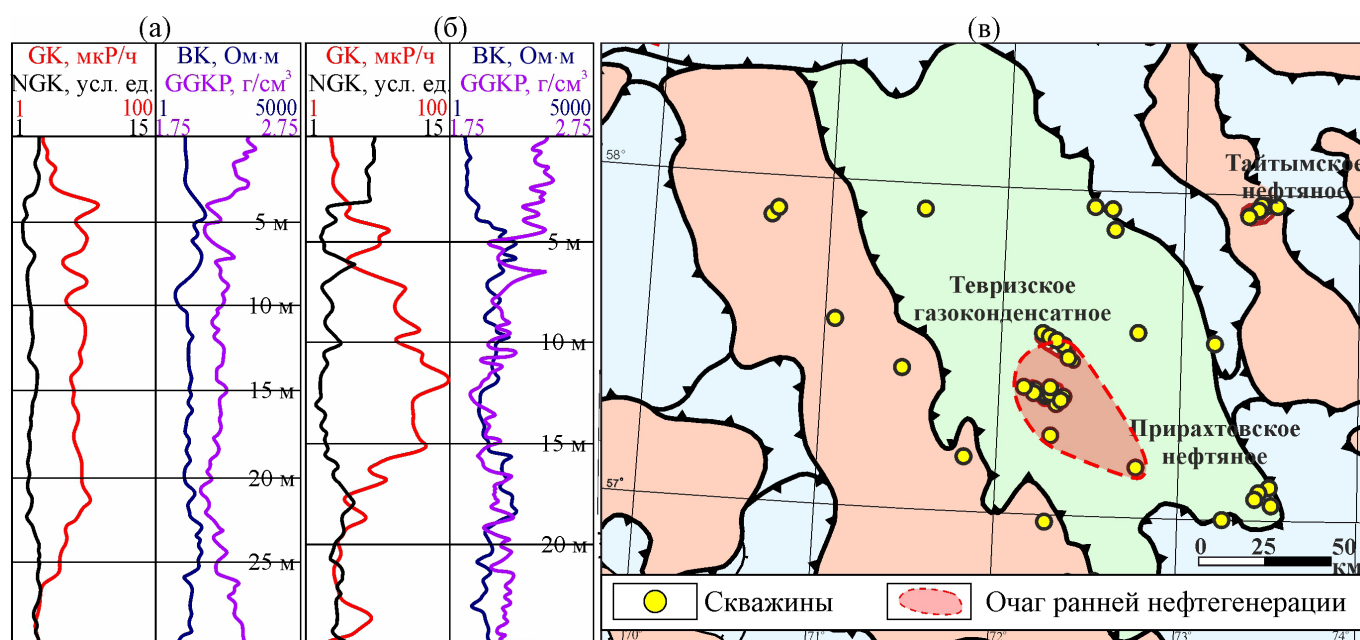


Рис. 13. Типичная каротажная характеристика для образцов баженовской свиты внутри выделенного очага генерации (а), за его пределами (б) и карта, иллюстрирующая минимальную площадь выделенного очага нефтегенерации на основе комплекса геолого-геофизических данных (в)

в пределах области исследования обладают схожими показаниями каротажа: показаниями гамма-каротажа (ГК) в диапазоне 20–35 мкр/час без сильных вариаций, низкими сопротивлениями до 20–25 Ом·м, стабильными показаниями нейтронного каротажа (НГК) (рис. 13а). Скважины, располагающиеся вне очага, локализованного вокруг Прирахтовского и Тевризского месторождений, имеют более дифференцированную кривую ГК с максимумом около 100 мкр/час в середине пласта, сопротивления до 50–70 Ом·м, а также более дифференцированную кривую НГК (рис. 13б).

Для консервативной оценки объемов генерации контур очага проведен по крайним скважинам с каротажной характеристикой баженовской свиты, близкой к трем скважинам, изученным в настоящей работе. Площадь закартированного очага ранней генерации составила ~1373 км². Эта площадь была использована и для оценки объемов генерации породами васюганской и тюменской свит в качестве границы расчетной области (рис. 13в).

Расчетные параметры (h , TOC_0 , HI_0) и объемы сгенерированных УВ представлены в табл. 4. Текущие средние значения по НМП приведены в табл. 1, начальные значения TOC_0 , HI_0 были рассчитаны по методике (Jarvie, 2012, 2014), исходя из типов керогена в выделенных нефтегазоматеринских породах.

Средняя мощность баженовской свиты была оценена по геофизическим данным. Внутри закартированного очага, баженовская свита выдержана по мощности на территории исследования и составляет в среднем 30 м. Васюганские угли также выдержаны в пределах выделенной площади, хорошо выделяются по данным каротажа и имеют среднюю мощность ~1,5 м. Тюменские углистые аргиллиты и угли сильно изменчивы по мощности, как и сама тюменская свита в пределах выделенного очага нефтегенерации, однако по данным описания извлеченного керна из старых скважин Прирахтовского и Тевризского месторождений в районе исследования угли и углистые аргиллиты встречаются повсеместно. В разрезе скважины В суммарная мощность углистых аргиллитов и углей различного качества достигает около 16% от общей мощности разреза тюменской свиты, в скважинах А, Б их мощность составляет 6–11% от общей мощности разреза тюменской свиты, из них ~1,5% с экстремально высокими для углей генерационными характеристиками из-за высокого содержания липтинита. Скважины внутри очага генерации характеризуются

современными пластовыми температурами напротив баженовской свиты от 80 до 91 °С, что не противоречит текущим кинетическим спектрам, где начало генерации различных образцов составляет ~95 °С. Более корректно оценить объемы генерации, оценить палеотемпературы НМП, а также время начала и продолжительность работы выделенного очага генерации можно будет с помощью бассейнового моделирования, запланированного в следующей работе.

Заключение

(1) С целью уточнения перспектив нефтегазоносности южной периферии Западной Сибири проведен комплекс литолого-геохимических исследований органического вещества пород юрско-мелового осадочного разреза, направленный на оценку генерационного потенциала нефтегазоматеринских пород. На изученной территории в районе Прирахтовского нефтяного месторождения (Омская область) выделены 2 группы нефтематеринских пород, обеспечивающих генерацию углеводородов – высокоуглеродистые глинисто-кремнистые породы баженовской свиты, а также угли и углистые аргиллиты васюганской и тюменской свит.

(2) Органическое вещество баженовской свиты изученного района по комплексу параметров существенно отличается от ОВ баженовской свиты центральной части Западной Сибири. Прежде всего отмечено, что уменьшение генерационного потенциала в 1,5–2 раза достигается при меньших значениях пиролитического параметра T_{max} (415–425 °С) по сравнению с породами в центре Западной Сибири (435–445 °С), предположительно за счет смешанного состава керогена II/III типа. Данное предположение подтверждается следующими данными:

- энергии активации термической деструкции керогена исследованного района имеют меньшие на 1–2 ккал/моль значения по сравнению с керогеном II типа в центральной части Западной Сибири;
- линии трендов зрелости по данным экспериментов искусственного созревания керогена на диаграмме Ван-Кревелена смещены в область меньших T_{max} по сравнению с породами центральной части;
- расчеты генерации УВ выполненные по кинетическим данным для изученных образцов демонстрируют смещение нефтяного окна на 10 градусов по сравнению с породами центральной части Западной Сибири.

НМП	Литология (тип керогена)	S, км ²	h, м или % от всей мощности свиты	TOC ₀ , вес. %	HI ₀ , мг УВ/г TOC	Сгенерированные УВ, млн т
Баженовская	Высоко углеродистые глинисто-кремнистые породы (II/III)	1373	30±2 м	11.8±0.5	700±50	1310±560
Васюганская	Угли и углистые аргиллиты (II–III)	1373	1.5±0.5 м	22±10	300±50	142±55
Тюменская	Угли (II–III)	1373	1.5 %	44±5	500±50	263±95
Тюменская	Углистые аргиллиты (III)	1373	10 %	11±3	200±50	297±212

Табл. 4. Начальные параметры потенциальных нефтегазоматеринских пород и оценка объемов генерации углеводородов

(3) Угли и углистые аргиллиты васюганской и тюменской свит характеризуются аномально высоким содержанием липтинитовой составляющей (до 88 об.%). Присутствие липтинита обеспечивает повышенный генерационный потенциал пород и генерацию углеводородов при температурах, соответствующих стадии катагенеза МК₁. Также показано, что углеводороды, образованные из углистого вещества, существенно отличаются от углеводородов баженовской свиты по изотопному составу.

(4) Полученные результаты свидетельствуют о выделении на южной периферии Западной Сибири очага ранней нефтегенерации, связанного с глинисто-кремнистыми аргиллитами баженовской свиты, а также углями и углистыми аргиллитами васюганской и тюменской свит. Минимальная площадь очага ранней генерации по имеющимся в распоряжении авторов геолого-геофизических данных составляет не менее 1300 км².

(5) Приблизительная оценка объемов сгенерированных углеводородов на территории выделенного очага ранней генерации (ограниченной имеющимися скважинными данными) составляет всего $V_{\text{ген}} = 2,01 \pm 0,92$ млрд тонн УВ (плотность генерации НМП составляет ~ 1,5 млн тонн УВ/км²), в том числе:

- баженовской свитой $V_{\text{ген}} = 1,31 \pm 0,56$ млрд тонн УВ,
- васюганской свитой $V_{\text{ген}} = 0,15 \pm 0,06$ млрд тонн УВ,
- тюменской свитой $V_{\text{ген}} = 0,56 \pm 0,31$ млрд тонн УВ.

(6) Для полноценной оценки углеводородного потенциала района исследований необходимо проведение 3D бассейнового моделирования с учетом полученных результатов.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по договору № 075-10-2022-011 в рамках программы создания Научного Центра Мирового Уровня.

Авторы благодарят рецензентов за внимательное прочтение рукописи и содержательные замечания, которые позволили улучшить научное содержание и оформление манускрипта. Авторы выражают благодарность Людмиле Торшиной за проведение изотопных исследований.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Литература

Алексеев Е.Я., Бочкарев В.С., Брадучан Ю.В., Волков А.М., Горски А.Т., Зырянов Л.Н., Кулахметов Н.Х., Куликов П.К., Лебедев И.В., Нестеров И.И., Подсосова Л.Л., Прозорович Г.Е., Рудкевич М.Я., Ростовцев Н.Н., Рудкеич М.Я., Рылков А. В. Сидоренков А.И., Смирнов В.Г., Соболевский В.В., Соколовский А.П., Ставицкий Б.П., Стерлин Д.Я., Сторожев А.Д., Тихомиров Ю.П., Ушатинский И.Н., Федорцов В.К., Шпильман В.И., Шпильман А.К., Ясович Г.С. (1976). Атлас и объяснительная записка к атласу литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины в масштабе 1:5000000. *Труды ЗапСибНИГНИ*, 93, 85 с.

Бабушкин, Л.А., Воронов, В.Н., Зылева, Л.И., Козлов, Е.П., Коркунов, К.В., Провоторова, Н.А., Соколова, А.В., Соколовский, А.П., Черепанов, Ю.П. (2009). Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Западно-Сибирская. Лист О-42 – Тобольск. Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ (Минприроды России, Роснедра, ФГУП «ВСЕГЕИ», ООО «Геотэкс»), 300 с.

Вышемирский, В.С. (1993). Изотопный состав азота нефтей Западной Сибири, Серийное издание: *Геология и геофизика*, 34(4), с. 45–49.

Гончаров, И.В., Носова, С.В., Самойленко, В.В. (2003). Генетические типы нефтей Томской области. *V международная конференция*. Томск: Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, с. 10–13.

Гончаров, И.В., Веклич, М.А., Милюков, А.В., Самойленко, В.В., Обласов, Н.В., Фадеева, С.В., Жердева, А.В. (2016а). Изотопный состав углерода и водорода флюидов Тевризского газоконденсатного месторождения, *XXI симпозиум по геохимии изотопов имени адемика А.П. Виноградова*, с. 184–187.

Гончаров, И.В., Самойленко, В.В., Веклич, М.А., Бахтина, Е.С., Жердева, А.В. (2016б). Изотопный состав углерода экстрактов из пород баженовской свиты различного катагенеза, *XXI симпозиум по геохимии изотопов имени адемика А.П. Виноградова*, с. 187–190.

Гончаров, И.В., Фадеева, С.В., Самойленко, В.В., Обласов, Н.В., Веклич, М.А. (2016с). Аномальный изотопный состав углерода экстрактов из пород нижнеюрских отложений Кулгинского и Арчинского месторождений Томской области, *XXI симпозиум по геохимии изотопов имени адемика А.П. Виноградова*, с. 191–194.

Гончаров И.В., Веклич М.А., Обласов Н.В., Самойленко В.В., Фадеева С.В., Кашапов Р.С., Жердева А.В., Смирнова Н.А. (2023). Природа углеводородных флюидов месторождений севера Западной Сибири (геохимический аспект), *Геохимия*, 68(2), с. 115–138. <https://doi.org/10.31857/S0016752523020048>

Гурари, Ф.Г. (1996) Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция - открытие века. Новосибирск: Новосибирск: СНИИГТиМС, 144 с.

Елишева О.В. (2008). Геология и нефтегазоносность келловей-оксфордских отложений Омского Прииртышья. Новосибирск: Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 160 с.

Захаров, В.А., Сакс, В.Н. (1983). Баженовское (волжско-берриасское) море Западной Сибири. В книге: *Палеобиогеография и биостратиграфия юры и мела Сибири*. М.: Наука, 528, с. 5–32.

Зылева, Л.И., Коркунов, К.В., Козырев, В.Е., Пестова, Л.Е., Калашникова, О.С., Макарова, А.Н., Монтонен, Е.В., Новикова, Л.П. (2017). Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1 : 1 000 000. Третье поколение. Серия Западно-Сибирская. Лист О-43 – Тара. Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 235 с.

Калачева Д.Ю., Санникова И.А., Морозов Н.В. (2023). Нефтегазоматеринские породы ранне-среднеюрского возраста центральной части Западной Сибири и их вклад в формирование нефтегазоносности юрско-мелового комплекса. *Георесурсы*, 25(4), с. 29–41. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.2>

Карта прогноза нефти и газа: О-43 (Тара). (2017). Государственная геологическая карта Российской Федерации. Третье поколение. Карта прогноза на нефть и газ. Западно-Сибирская серия, масштаб: 1:1000000, серия: Западно-Сибирская, составлена: ООО Геотэкс, ФГБУ «ВСЕГЕИ», 1 лист.

Конторович, А.Э., Богородская, Л.И., Голышев, С.И. (1985). Распределение стабильных изотопов углерода в седиментах различной генетической природы, *Геология и геофизика*, (7), с. 3–11.

Конторович, А.Э., Верховская, Н.А., Тимошина, И.Д., Фомичев, А.С. (1986). Изотопный состав углерода рассеянного органического вещества и битумоидов и некоторые спорные вопросы теории образования нефти, *Геология и геофизика*, (5), с. 3–13.

Конторович, А.Э., Ильина, В.И., Москвин, В.И., Андруевич, В.Е., Борисова, Л.С., Данилова, В.П., Казанский, Ю.П., Меленевский, В.Н., Солотчина, Э.П., Шурыгин, Б.Н. (1995). Опорный разрез и нефтегенерационный потенциал отложений нижней юры Нюрольского осадочного суббассейна. *Геология и геофизика*, 36(6), с. 110–126.

Конторович А.Э., Моисеев С.А. (2000). Разработка программы геологоразведочных работ на 2001–2005 годы с количественной и качественной оценкой перспектив нефтегазоносности палеозойских и мезозойских отложений Омской области. Новосибирск, 257 с.

Конторович, А.Э., Стасова, О.Ф. (1977). Геохимия юрских и палеозойских нефтей юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты, Проблемы геологии и нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты. *Тр. СНИИГТиМС*, (255), с. 46–62.

Костырева, Е.А., Москвин, В.И., Ян, П.А. (2014). Геохимия органического вещества и нефтегенерационный потенциал нижнеюрской тогурской свиты (юго-восток Западной Сибири), *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 9(1), с. 1–25.

Костырева Е.А., Сотнич И.С. (2017). Геохимия органического вещества баженовской свиты севера Хантейской антеклизы. *Геология и геофизика*, (3), с. 533–543. <https://doi.org/10.15372/GiG20170316>

- Лобова Г.А. (2008). Очаги генерации тогурских нефтей центральной части Югорского свода (Западная Сибирь). *Ученые записки Казанского государственного университета*, 150(3), с. 169–182.
- Лунёва Т.Е. (2019). Геотермический режим и реализация генерационного потенциала нефтематеринской тогурской свиты (северо-запад Томской области). *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 14(2), с. 1–23. https://doi.org/10.17353/2070-5379/11_2019
- Марунова Д.А., Пронина Н.В., Калмыков А.Г., Иванова Д.А., Савостин Г.Г., Вайтхович А.П., Калмыков Г.А. (2023). Эволюция биокластов при катагенезе в породах баженовского горизонта на территории фроловской нефтегазоносной области. *Вестник Московского Университета. Серия 4. Геология*, (5), с. 87–95. <https://doi.org/10.55959/MSU0579-9406-4-2023-63-5-87-95>
- Обласов, Н.В. (2010). Геохимия углистого органического вещества и его роль в формировании месторождений нефти и газа на территории Томской области, 157 с.
- Оксенойд, Е.Е., Волков, В.А., Олейник, Е.В., Мясникова, Г.П. (2017). Типы керогена баженовской свиты по данным пиролиза и их сопоставление с параметрами нефтей. *Известия вузов. Нефть и газ*, (5), с. 34–43.
- Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. (2004). Под ред.: Ю. Е. Батурин, В. С. Бочкарев, Ю. В. Брадучан, Ф. Г. Гурари, О. С. Дзюба, В. И. Ильина, Ю. Н. Карогодин, В. И. Краснов, Н. Х. Кулахметов, С. В. Меледина, Н. К. Могучева, Г. П. Мясникова, А. А. Нежданов, Б. Л. Никитенко, В. М. Подобина, Л. В. Ровнина, В. В. Сапьяник, А. В. Шпильман, Б. Н. Шурыгин, Новосибирск: СНИИГГиМС, 148 с.
- Скоробогатов В.А., Давыдова Е.С., Кананыхина О.Г. (2017). Нефтеносность Западно-Сибирской мегапровинции. *Вестник газовой науки: научно-технический сборник*, 3(31), с. 13–28.
- Соромотин А.М., Солодовников А.Ю. (2019). Экологическое состояние Уватской группы лицензионных участков. *Нефтяное хозяйство*, (2), с. 100–104. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-2-100-104>
- Спасенных М.Ю., Широкова В.В., Ильменский А.С., Козлова Е.В., Булатов Т.Д., Гончарова А.В., Леушина Е.А. (2024). Исследование кинетики термического преобразования органического вещества нефтегазоматеринских пород: обзор методов и экспериментальные результаты. *Георесурсы*, 26(4), с. 3–19. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.2>
- Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты масштаба 1:2 000 000. (1998). Ред. В.И. Шпильман, Н.И. Змановский, Л.Л. Подсорова, Тюмень: НАЦ РН ХМАО, 1 с.
- Топчий М.С., Пронина Н.В., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А., Фомина М.М., Карпов Ю.А., Козлова Е.В., Фадеева Н.П. (2019). Распределение органического вещества в породах баженовской высокоуглеродистой формации. *Вестник Московского Университета. Серия 4. Геология*, (2), с. 46–56. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2019-2-46-56>.
- Шацкий С.Б., Даргевич В.А., Генералов П.П., Кулькова И.А., Мартынов В.А., Никитин, В.Н., Подобина В.М. (1996). Регион XXII. Западная Сибирь. В книге: *Геологические и биотические события позднего эоцена раннего олигоцена*. Часть I. Москва: ГЕОС, с. 225–236.
- Abdel-Fattah M.I., Reda M., Fathy M., Saadawi D.A., Alshehri F., Ahmed M.S. (2024). Oil-source correlation and Paleozoic source rock analysis in the Siwa Basin, Western Desert: Insights from well-logs, Rock-Eval pyrolysis, and biomarker data. *Energy Geoscience*, 5(3), 100298. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2024.100298>
- Badejo S.A., Fraser A.J., Neumaier M., Muxworthy A.R., Perkins J.R. (2021). 3D petroleum systems modelling as an exploration tool in mature basins: A study from the Central North Sea UK. *Marine and Petroleum Geology*, 133, 105271. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105271>
- Bulatov, T., Kozlova, E., Leushina, E., Panchenko, I., Pronina, N., Voropaev, A., Morozov, N. and Spasennykh, M. (2021). Alginite-Rich Layers in the Bazhenov Deposits of Western Siberia. *Geosciences*, 11(6), p. 252. <https://doi.org/10.3390/geosciences11060252>
- Carr A.D. (2000). Suppression and retardation of vitrinite reflectance, part 1. Formation and significance for hydrocarbon generation. *Journal of Petroleum Geology*, 23(3), pp. 313–343. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2000.tb01022.x>
- Chen Y., Caro L.D., Mastalerz M., Schimmelmman, A., Blandón A. (2012). Mapping the chemistry of resinite, funginite and associated vitrinite in coal with micro-FTIR. *Journal of Microscopy*, 249(1), pp. 69–81. <https://doi.org/10.1111/j.1365-2818.2012.03685.x>
- Chen, Z., Wang, L., Yang, G., Zhang, B., Ying, D., Yuan, B., Pei, S. and Li, W. (2020). Geological structures and potential petroleum exploration areas in the southwestern Sichuan fold-thrust belt, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 47(4), pp. 699–713. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(20\)60086-6](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(20)60086-6)
- Dehao F., Chenglin L., Wenli J., Xuan G., Pei L., Bin L., Yongjun L., Wei, Z. (2020). Oil and gas resource assessment of basins with low levels of exploration on the periphery of the Junggar Basin and identification of exploration targets. *China Petroleum Exploration*, 25(6), pp. 26–38. <https://doi.org/10.3969/j.issn.1672-7703.2020.06.003>
- Espitalié J. (1986). Use of Tmax as a maturation index for different types of organic matter. Comparison with vitrinite reflectance, thermal modelling in sedimentary basins. *Editions Technip Paris*, pp. 475–496.
- Espitalié J., Madec M., Tissot B., Mennig J.J., Leplat P. (1977). Source Rock Characterization Method for Petroleum Exploration. *Offshore Technology Conference*, pp. 439–448. <https://doi.org/10.4043/2935-MS>
- French K.L., Birdwell J.E., Lewan M.D. (2020). Trends in thermal maturity indicators for the organic sulfur-rich Eagle Ford Shale. *Marine and Petroleum Geology*, 118(3). <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104459>
- Goffey G., Attree M., Curtis P., Goodfellow F., Lynch J., Mackertich D., Orife T., Tyrrell, W. (2018). New exploration discoveries in a mature basin: offshore Denmark. Geological Society, London, *Petroleum Geology Conference Series*, 8(1), pp. 287–306. <https://doi.org/10.1144/PGC8.1>
- Hasiah A.W. (1997). Evidence of early generation of liquid hydrocarbon from suberinite as visible under the microscope. *Organic Geochemistry*, 27(7–8), pp. 591–596. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(97\)00085-5](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(97)00085-5)
- Hedberg H.D. (1968). Significance of High-Wax Oils with Respect to Genesis of Petroleum. *AAPG Bulletin*, 52(5), pp. 736–750. <https://doi.org/10.1306/5D25C45B-16C1-11D7-8645000102C1865D>
- Hunt J.M. (1991). Generation of gas and oil from coal and other terrestrial organic matter. *Organic Geochemistry*, 17(6), pp. 673–680. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(91\)90011-8](https://doi.org/10.1016/0146-6380(91)90011-8)
- Methods for the Petrographic Analysis of Coals—Part 3: Method of Determining Maceral Group Composition ISO 7404-3. (2009). Switzerland.
- Jarvie D.M. (2012). Shale Resource Systems for Oil and Gas. Part 1—Shale-gas Resource Systems. In Shale Reservoirs—Giant Resources for the 21st Century. *American Association of Petroleum Geologists*, pp. 69–87. <https://doi.org/10.1306/13321446M973489>
- Jarvie D.M. (2014). Components and processes affecting producibility and commerciality of shale resource systems. *Geologica Acta*, 12, pp. 307–325. <https://doi.org/10.1344/GEOLOGICA2014.12.4.3>
- Jarvie D.M., Lundell L.L. (2001). Kerogen Type and Thermal Transformation of Organic Matter in the Miocene Monterey Formation. In C.M. Isaacs and J. Rullkötter (eds) *The Monterey Formation: From Rocks to Molecules*. Columbia University Press, New York, pp. 269–295.
- Karamov T., Leushina E., Kozlova E., Spasennykh M. (2023). Broad Ion Beam-Scanning Electron Microscopy Characterization of Organic Porosity Evolution During Thermal Treatment of Bazhenov Shale Sample. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 26(01), pp. 64–74. <https://doi.org/10.2118/210599-PA>
- Khorasani G.K., Michelsen J.K. (1991). Geological and laboratory evidence for early generation of large amounts of liquid hydrocarbons from suberinite and suberous components. *Organic Geochemistry*, 17(6), pp. 849–863. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(91\)90025-F](https://doi.org/10.1016/0146-6380(91)90025-F)
- Killops S.D., Funnell R.H., Suggate R.P., Sykes R., Peters K.E., Walters C., Woolhouse A.D., Weston R.J., Boudou J.-P. (1998). Predicting generation and expulsion of paraffinic oil from vitrinite-rich coals. *Organic Geochemistry*, 29(1–3), pp. 1–21. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(98\)00087-4](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(98)00087-4)
- Kontorovich, A.E., Bogorodskaya, L.I., Borisova, L.S., Burshtein, L.M., Ismagilov, Z.R., Efimova, O.S., Kostyreva, E.A., Lemina, N.M., Ryzhkova, S. V., Sozinov, S.A., Fomin, A.N. and Livshits, V.R. (2019). Geochemistry and catagenetic transformation of kerogen from the bazhenov horizon. *Geochemistry*, 64(6), pp. 585–593. <https://doi.org/10.31857/S0016-7525646585-593>
- Kontorovich A.E., Moskvina V.I., Bostrikov O.I., Danilova V.P., Fomin A.N., Fomichev A.S., Kostyreva E.A., Melenevsky V.N. (1997). Main oil source formations of the West Siberian Basin. *Petroleum Geoscience*, 3(4), pp. 343–358. <https://doi.org/10.1144/petgeo.3.4.343>
- Leushina E., Bulatov T., Kozlova E., Panchenko I., Voropaev A., Karamov T., Yermakov Y., Bogdanovich N., Spasennykh M. (2021a). Upper Jurassic–Lower Cretaceous Source Rocks in the North of Western Siberia: Comprehensive Geochemical Characterization and Reconstruction of Paleo-Sedimentation Conditions. *Geosciences*, 11(8), p. 320. <https://doi.org/10.3390/geosciences11080320>
- Leushina E., Mikhaylova P., Kozlova E., Polyakov V., Morozov N., Spasennykh M. (2021b). The effect of organic matter maturity on kinetics and product distribution during kerogen thermal decomposition: the Bazhenov

Formation case study. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 204, 108751. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108751>

Lewan M.D., Kotarba M.J., Curtis J.B., Wieclaw D., Kosakowski P. (2006). Oil-generation kinetics for organic facies with Type-II and -IIS kerogen in the Menilite Shales of the Polish Carpathians. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 70(13), pp. 3351–3368. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2006.04.024>

Li S., Shao L., Liu J., Qin L., Kang S., Eriksson K.A., Chen X., Yu Z., Liu J. (2022). Oil generation model of the liptinite-rich coals: Palaeogene in the Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 209, 109844. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109844>

Lin H.-M., Liu H., Wang X.-D., Qiu X.-W., Ju Y.-T., Meng J., Li L. (2022). Basin-filling processes and hydrocarbon source rock prediction of low-exploration degree areas in rift lacustrine basins: a case from the Wenchang Formation in low-exploration degree areas, northern Zhu I Depression, Pearl River Mouth Basin, E China. *Journal of Palaeogeography*, 11(2), pp. 286–313. <https://doi.org/10.1016/j.jop.2022.03.002>

Lister C.J., Atkinson E.A., Dewing K.E., King H.M., Kung L.E., Hadlari T. (2022). High Arctic basins petroleum potential, northern Canada. Geological Survey of Canada, Open File, 8897, 88 p. <https://doi.org/10.4095/330203>

Maglevannaia P.S., Kozlova E.V., Spasennykh M.Y. (2019). Analysis of Geochemical Trends for the Bazhenov Oil Shale Formation Based on Pyrolysis Data. In 29th International Meeting on Organic Geochemistry. *European Association of Geoscientists & Engineers*, pp. 1–2. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201902830>

Magoon L.B., Dow W.G. (1994). The Petroleum System—From Source to Trap. *AAPG Memoir. American Association of Petroleum Geologists*, 655 p. <https://doi.org/10.1306/M60585>

Muammar R., Minarwan M. (2024). Changing Paradigm and Leveraging Information from Proven Plays: Discoveries in New Play and Overlooked Exploration Potential in the West Natuna Basin. *EAGE/AAPG Workshop on New Discoveries in Mature Basins. European Association of Geoscientists & Engineers*, pp. 1–4. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202471010>

Norgate C.M., Boreham C.J., Kamp P.J.J., Newman J. (1997). Relationships between hydrocarbon generation, coal type and rank for Middle Eocene coals, Buller Coalfield, New Zealand. *Journal of Petroleum Geology*, 20(4), pp. 427–458. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1997.tb00925.x>

Orr W.L. (1986). Kerogen/asphaltene/sulfur relationships in sulfur-rich Monterey oils, *Organic Geochemistry*, pp. 499–516. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(86\)90049-5](https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90049-5)

Pepper A.S. (1991). Estimating the petroleum expulsion behaviour of source rocks: a novel quantitative approach. *Geological Society*, London, Special Publications, 59(1), pp. 9–31. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1991.059.01.02>

Pepper A.S., Corvi P.J. (1995). Simple kinetic models of petroleum formation. Part III: Modelling an open system. *Marine and Petroleum Geology*, 12(4), pp. 417–452. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(95\)96904-5](https://doi.org/10.1016/0264-8172(95)96904-5)

Peters, K.E. (1986). Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis, *AAPG Bulletin*, 73(3), pp. 318–329.

Peters, K.E., Kontorovich, A.E., Huizinga, B.J., Moldowan, J.M. and Lee, C.Y. (1994). Multiple Oil Families in the West Siberian Basin, *AAPG Bulletin*, 78(6), pp. 893–909. <https://doi.org/10.1306/A25FE3DD-171B-11D7-8645000102C1865D>

Petersen H.I. (2005). Oil generation from coal source rocks: the influence of depositional conditions and stratigraphic age. *Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin*, 7, pp. 9–12. <https://doi.org/10.34194/geusbk.v7.4822>

Philp R.P., Mansuy L. (1997). Petroleum Geochemistry: Concepts, Applications, and Results. *Energy & Fuels*, 11(4), pp. 749–760. <https://doi.org/10.1021/ef960174v>

Pickel W., Kus J., Flores D., Kalaitzidis S., Christanis K., Cardott B.J., Misz-Kennan M., Rodrigues S., Hentschel A., Hamor-Vido M., Crosdale P., Wagner N. (2017). Classification of liptinite – ICCP System 1994. *International Journal of Coal Geology*, 169, pp. 40–61. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.11.004>

Prishchepa O., Borovikov I., Grokhovot E. (2021). Oil and gas content of the understudied part in the northwest of the Timan-Pechora oil and gas province according to the results of basin modeling. *Journal of Mining Institute*, 247, pp. 66–81. <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.1.8>

Romero-Sarmiento M.-F., Euzen T., Rohais S., Jiang C., Littke R. (2016). Artificial thermal maturation of source rocks at different thermal maturity levels: Application to the Triassic Montney and Doig formations in the Western Canada Sedimentary Basin. *Organic Geochemistry*, 97, pp. 148–162. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2016.05.002>

Rosenberg Y.O., Reznik I.J. (2021). Evaluating transformation of marine kerogens from Rock-Eval measurements: A. Derivation of a scaled thermal maturation path from laboratory maturation data. *Organic Geochemistry*, 162, 104305. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2021.104305>

Scott J. (1992). Accurate recognition of source rock character in the Jurassic of the North West Shelf, Western Australia. *The APPEA Journal*, 32(1), pp. 279–289. <https://doi.org/10.1071/AJ91023>

Snowdon L.R. (1991). Oil from Type III organic matter: resinite revisited. *Organic Geochemistry*, 17(6), pp. 743–747. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(91\)90018-F](https://doi.org/10.1016/0146-6380(91)90018-F)

Snowdon L.R., Powell T.G. (1982). Immature Oil and Condensate-Modification of Hydrocarbon Generation Model for Terrestrial Organic Matter. *AAPG Bulletin*, 66(6), pp. 775–788. <https://doi.org/10.1306/03B5A313-16D1-11D7-8645000102C1865D>

Spasennykh M., Maglevannaia P., Kozlova E., Bulatov T., Leushina E., Morozov N. (2021). Geochemical Trends Reflecting Hydrocarbon Generation, Migration and Accumulation in Unconventional Reservoirs Based on Pyrolysis Data (on the Example of the Bazhenov Formation). *Geosciences*, 11(8), p. 307. <https://doi.org/10.3390/geosciences11080307>

Teichmüller M., Durand B. (1983). Fluorescence microscopical rank studies on liptinites and vitrinites in peat, coals, and comparison with results of Rock-Eval pyrolysis. *Int. J. Coal. Geol.*, 2(3), pp. 197–230.

The new inertinite classification (ICCP System 1994). (2001). *Fuel*, 80(4), pp. 459–471. [https://doi.org/10.1016/S0016-2361\(00\)00102-2](https://doi.org/10.1016/S0016-2361(00)00102-2)

Tissot B.P., Welte D.H. (1978). Petroleum Formation and Occurrence. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 720 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-96446-6>

Vysotski A.V., Vyssotski V.N., Nezhdanov A.A. (2006). Evolution of the West Siberian Basin. *Marine and Petroleum Geology*, 23(1), pp. 93–126. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2005.03.002>

Wang T.G. (1993). Biomarker assemblages of resin-genetic immature source rocks and their geological significance. *Sci. China (Ser B)*, 36(6), pp. 740–750.

Wang Y., Chen J., Pang X., Zhang T., Zhu X., Liu K. (2022). Hydrocarbon generation and expulsion of tertiary coaly source rocks and hydrocarbon accumulation in the Xihu Sag of the East China Sea Shelf Basin, China. *Journal of Asian Earth Sciences*, 229, 105170. <https://doi.org/10.1016/j.jseas.2022.105170>

Whiticar M.J. (1999). Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane. *Chemical Geology*, 161(1–3), pp. 291–314. [https://doi.org/10.1016/S0009-2541\(99\)00092-3](https://doi.org/10.1016/S0009-2541(99)00092-3)

Wilkins R.W.T., George S.C. (2002). Coal as a source rock for oil: a review. *International Journal of Coal Geology*, 50(1–4), pp. 317–361. [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(02\)00134-9](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(02)00134-9)

Yang S., Horsfield B. (2020). Critical review of the uncertainty of Tmax in revealing the thermal maturity of organic matter in sedimentary rocks. *International Journal of Coal Geology*, 225(103500). <https://doi.org/10.1016/j.coal.2020.103500>

Yuan, Y., Tang, Y., Tong, L., Cao, D., Wei, Y. and Bi, C. (2024). Porosity Characteristics of Coal Seams and the Control Mechanisms of Coal Petrology in the Xishanyao Formation in the Western Part of the Southern Junggar Basin, *Minerals*, 14(6), p. 543. <https://doi.org/10.3390/min14060543>

Yurchenko A., Voropaev A., Kozlova E., Morozov N. and Spasennykh M. (2021). Application of the Data on $\delta^{13}\text{C}$ and $\delta^{18}\text{O}$ of Carbonates for the Study of Unconventional Reservoirs on the Example of the Bazhenov Source Rocks, Western Siberia, Russia, *Geosciences*, 11(7), p. 264. <https://doi.org/10.3390/geosciences11070264>

Zhang G., Yang Y., Liu T., Xu Y., Chang X., Qu Y., Shi B., Yang B., Song T. (2024a). Hydrocarbon Source Rock Evaluation of the Lucaogou Shale in the Periphery of Bogeda Mountain (SE Junggar Basin, China) and Its Implications for Shale Oil Exploration: Insights from Organic Geochemistry, Petrology, and Kinetics Pyrolysis. *Processes*, 12(2), p. 356. <https://doi.org/10.3390/pr12020356>

Zhang J., Lin W., Li M., Wang, J., Xiao X., Li Y. and Zhang X. (2023). Evolution Mechanism of Microscopic Pore System in Coal-Bearing Marine-Continental Transitional Shale with Increasing Maturation, *Minerals*, 13, p. 1482. <https://doi.org/https://doi.org/10.3390/min13121482>

Zhang T., Jiang S., Van der Land C. (2024b). Organic matter enrichment in basin periphery: A case study of Wufeng-Longmaxi shale, Marcellus shale, and Ohio shale. *Sedimentary Geology*, 468, 106668. <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2024.106668>

Zuber S., Hashikin N., Yusof M., Fahmi M., Hashim R., Abdul Aziz M. (2021). Effective Atomic Number based on Energy Dispersive X-Ray (EDX) Analysis and Carbon Hydrogen Nitrogen (CHN) Analysis for Phantom Material in Medical Physics Applications. *Malaysian Journal of Medicine and Health Sciences*, 17, pp. 116–121.

Сведения об авторах

Богдан Андреев – аспирант программы «Нефтегазовое дело», младший научный сотрудник, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, Большой Бульвар, д. 30/1
e-mail: bogdan.andreyev@skoltech.ru

Елена Владимировна Козлова – кандидат геол.–мин. наук, ведущий научный сотрудник Центра науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, ул. Сикорского, д. 11
e-mail: E.Kozlova@skoltech.ru

Тимур Дамирович Булатов – PhD, научный сотрудник Центра науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, ул. Сикорского, д. 11
e-mail: Timur.Bulatov@skoltech.ru

Тагир Ильгизович Карамов – PhD, научный сотрудник Центра науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, ул. Сикорского, д. 11
e-mail: T.Karamov@skoltech.ru

Евгения Андреевна Леушина – кандидат хим. наук, ведущий научный сотрудник Центра науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, ул. Сикорского, д. 11
e-mail: E.Leushina@skoltech.ru

Вероника Вадимовна Широкова – аспирант программы «Нефтегазовое дело», младший научный сотрудник, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, Большой Бульвар, д. 30/1
e-mail: Veronika.Shirokova@skoltech.ru

Алина Евгеньевна Бажанова – аспирант программы «Нефтегазовое дело», младший научный сотрудник, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, Большой Бульвар, д. 30/1
e-mail: Alina.Bazhanova@skoltech.ru

Анастасия Петровна Вайтехович – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова

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

Наталья Владимировна Пронина – кандидат геол.–минерал. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова

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

Валерий Владимирович Дударев – независимый консультант

Россия, 644010, Омск, ул. Маяковского, д. 81
e-mail: dudarevv@mail.ru

Валентин Валентинович Колесов – кандидат физ.–мат. наук, эксперт ГКЗ РФ, генеральный директор, ООО «Омнитерра Эксплорейшн»

Россия, 121205, Москва, Большой бульвар, д. 42 (тер. Технопарк Сколково)
e-mail: valenteen.kolesov@yandex.ru

Михаил Юрьевич Спасенных – кандидат хим. наук, профессор, директор Центра науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, Большой Бульвар, д. 30/1
e-mail: M.Spasennykh@skoltech.ru

Статья поступила в редакцию 28.10.2024;

Принята к публикации 18.08.2025; Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

New Petroleum Kitchen Discovery in the Southern Part of the West Siberian Basin

B. Andreyev¹, E.V. Kozlova¹, T.D. Bulatov¹, T.I. Karamov¹, E.A. Leushina¹, V.V. Shirokova¹, A.E. Bazhanova¹, A.P. Vaitekhovich², N.V. Pronina², V.V. Dudarev³, V.V. Kolesov⁴, M.Yu. Spasennykh¹

¹Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russian Federation

²Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

³Independent consultant, Omsk, Russian Federation

⁴OmniTerra Exploration LLC, Russian Federation

*Corresponding author: Bogdan Andreyev, e-mail: bogdan.andreyev@skoltech.ru

Abstract. Comprehensive lithological and geochemical studies were conducted on the core samples from three wells located in the southern periphery of the West Siberian Petroleum Basin (northern part of the Omsk region). These studies enabled the identification and detailed characterization of the main source rocks in the area, as well as the assessment of potential hydrocarbon generation volumes within the study area. The organic-rich siliceous mudstones of the Bazhenov

Formation, along with coals and carbonaceous shales of the Vasyugan and Tyumen Formations, were identified as the main source rocks. A detailed analysis of the well sections revealed that the generation potential of the Bazhenov Formation is associated with the Type II/IIS kerogen, which is characterized by early generation and a higher initial hydrogen index. The coals and carbonaceous shales of the Vasyugan and Tyumen Formations were determined to possess oil-generating

potential due to the anomalously high content of liptinite macerals in the organic matter (OM) composition. The studies of the molecular and isotopic compositions of rock extracts from both source rock and reservoir rock intervals, as well as the gas sample from the field, confirm that the fluids across the area are derived from marine OM of the Bazhenov Formation and the carbonaceous matter of the Vasyugan and Tyumen Formations, as well as their mixtures. The obtained results demonstrate the presence of an early generation petroleum kitchen in the area studied. These findings contribute to a new understanding of the hydrocarbon prospectivity of the region. The study also highlights the necessity for 3D basin modeling to reassess the hydrocarbon resources and their localization within the southern periphery of the West Siberian Petroleum Basin.

Keywords: source rock, TOC, Bazhenov Formation, kerogen Type IIS, oil-generating coals, petroleum kitchen, West Siberian Basin

Recommended citation: Andreyev B., Kozlova E.V., Bulatov T.D., Karamov T.I., Leushina E.A., Shirokova V.V., Bazhanova A.E., Vaitekhovich A.P., Pronina N.V., Dudarev V.V., Kolesov V.V., Spasennykh M.Yu. (2025). New Petroleum Kitchen Discovery in the Southern Part of the West Siberian Basin. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 192–215. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.13>

Acknowledgments:

The authors thank the reviewers for their careful reading of the manuscript and for their insightful comments, which helped improve both the scientific content and the presentation of the paper. We also express gratitude to Lyudmila Torshina for conducting the isotopic studies.

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-10-2022-011 within the framework of the development program for a world-class Research Center.

Conflicts of Interest

The authors declare no conflict of interest.

References

- Abdel-Fattah M.I., Reda M., Fathy M., Saadawi D.A., Alshehri F., Ahmed M.S. (2024). Oil-source correlation and Paleozoic source rock analysis in the Siwa Basin, Western Desert: Insights from well-logs, Rock-Eval pyrolysis, and biomarker data. *Energy Geoscience*, 5(3), 100298. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2024.100298>
- Alekseev E.Y., Bochkarev V.S., Braduchan Y. V., Volkov A.M., Gorsky A.T., Zyryanov L.N., Kulakhmetov N.K., Kulikov P.K., Lebedev I. V., Nesterov I.I., Podsoosova L.L., Prozorovich G.E., Rudkevich M.Y., Rostovtsev N.N., Rudkevich M.Y., Rylkov A. V., Sidorenkov A.I., Smirnov V.G., Sobolovsky V. V., Sokolovsky A.P., Stavitsky B.P., Sterlin D.Y., Storozhev A.D., Tikhomirov Yu. P., Ushatinsky I.N., Fedortsov V.K., Shpilman V.I., Shpilman A.K., Yasovich G.S. (1976). Atlas and Explanatory Memorandum to Atlas of Lithological-Paleogeographical Maps of Jurassic and Cretaceous periods of the West-Siberian plain in scale 1:500 000. *Trudy ZapSibNIGNI*, 93, 85 p. (In Russ.)
- Babushkin L.A., Voronov V.N., Zyleva L.I., Kozlov E.P., Korkunov K.V., Provtorova N.A., Sokolova A.V., Sokolovsky A.P., Cherepanov Yu.P. (2009). State Geological Map of the Russian Federation. Scale 1:1,000,000 (third generation). West Siberian Series. Sheet O-42 – Tobolsk. Explanatory Note. St. Petersburg: Cartographic Factory VSEGEI (Ministry of Natural Resources of Russia, Rosnedra, FGUP “VSEGEI”, LLC “Geotex”), 300 p. (In Russ.)
- Badejo S.A., Fraser A.J., Neumaier M., Muxworthy A.R., Perkins J.R. (2021). 3D petroleum systems modelling as an exploration tool in mature basins: A study from the Central North Sea UK. *Marine and Petroleum Geology*, 133, 105271. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105271>
- Bulatov, T., Kozlova, E., Leushina, E., Panchenko, I., Pronina, N., Voropaev, A., Morozov, N. and Spasennykh, M. (2021). Alginite-Rich Layers in the Bazhenov Deposits of Western Siberia. *Geosciences*, 11(6), p. 252. <https://doi.org/10.3390/geosciences11060252>
- Carr A.D. (2000). Suppression and retardation of vitrinite reflectance, part 1. Formation and significance for hydrocarbon generation. *Journal of Petroleum Geology*, 23(3), pp. 313–343. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2000.tb01022.x>
- Chen Y., Caro L.D., Mastalerz M., Schimmelmanna, A., Blandón A. (2012). Mapping the chemistry of resinite, funginite and associated vitrinite in coal with micro-FTIR. *Journal of Microscopy*, 249(1), pp. 69–81. <https://doi.org/10.1111/j.1365-2818.2012.03685.x>
- Chen, Z., Wang, L., Yang, G., Zhang, B., Ying, D., Yuan, B., Pei, S. and Li, W. (2020). Geological structures and potential petroleum exploration areas in the southwestern Sichuan fold-thrust belt, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 47(4), pp. 699–713. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(20\)60086-6](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(20)60086-6)
- Decision of the 6th Interdepartmental Stratigraphic Meeting on the consideration and adoption of updated stratigraphic schemes of Mesozoic deposits of Western Siberia (2004). Ed: Yu. E. Baturin, V. S. Bochkarev, Yu. V. Braduchan, F. G. Gurari, O. S. Dzyuba, V. I. Ilyina, Yu. N. Karogodin, V. I. Krasnov, N. Kh. Kulakhmetov, S. V. Meledina, N. K. Mogucheva, G. P. Myasnikova, A. A. Nezhdanov, B. L. Nikitenko, V. M. Podobina, L. V. Rovnina, V. V. Sapyanik, A. V. Shpilman, B. N. Shurygin, Novosibirsk: Novosibirsk: SBRAS, 148 p. (In Russ.)
- Dehao F., Chenglin L., Wenli J., Xuan G., Pei L., Bin L., Yongjun L., Wei, Z. (2020). Oil and gas resource assessment of basins with low levels of exploration on the periphery of the Junggar Basin and identification of exploration targets. *China Petroleum Exploration*, 25(6), pp. 26–38. <https://doi.org/10.3969/j.issn.1672-7703.2020.06.003>
- Elisheva O. V. (2008). Geology and oil and gas potential of the Callovian-Oxfordian deposits of the Omsk Irtysh region. Novosibirsk: Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), 160 p. (In Russ.)
- Espitalié J. (1986). Use of Tmax as a maturation index for different types of organic matter. Comparison with vitrinite reflectance, thermal modelling in sedimentary basins. *Editions Technip Paris*, pp. 475–496.
- Espitalié J., Madec M., Tissot B., Mennig J.J., Leplat P. (1977). Source Rock Characterization Method for Petroleum Exploration. *Offshore Technology Conference*, pp. 439–448. <https://doi.org/10.4043/2935-MS>
- French K.L., Birdwell J.E., Lewan M.D. (2020). Trends in thermal maturity indicators for the organic sulfur-rich Eagle Ford Shale. *Marine and Petroleum Geology*, 118(3). <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104459>
- Goffey G., Attree M., Curtis P., Goodfellow F., Lynch J., Mackertich D., Orife T., Tyrrell, W. (2018). New exploration discoveries in a mature basin: offshore Denmark. Geological Society, London, *Petroleum Geology Conference Series*, 8(1), pp. 287–306. <https://doi.org/10.1144/PGC8.1>
- Goncharov I.V., Nosova S.V., Samoylenko V.V. (2003). Genetic types of oils in the Tomsk region. *5th International Conference*. Tomsk: Institute of Atmospheric Optics SB RAS, pp. 10–13. (In Russ.)
- Goncharov I.V., Veklich M.A., Milkov A.V., Samoylenko V.V., Oblasov N.V., Fadeeva S.V., Zherdeva A.V. (2016a). Isotopic composition of carbon and hydrogen fluids from the Terviz gas-condensate field. *XXI Symposium on Isotope Geochemistry*, pp. 184–187. (In Russ.)
- Goncharov I.V., Samoylenko V.V., Veklich M.A., Bakhtina E.S., Zherdeva A.V. (2016b). Isotopic composition of carbon extracts from rocks of the Bazhenov Formation at different catagenesis levels. *XXI Symposium on Isotope Geochemistry*, pp. 187–190. (In Russ.)
- Goncharov I.V., Fadeeva S.V., Samoylenko V.V., Oblasov N.V., Veklich M.A. (2016c). Anomalous isotopic composition of carbon extracts from Lower Jurassic deposits of the Kulgin and Archinsky fields in the Tomsk region. *XXI Symposium on Isotope Geochemistry*, pp. 191–194. (In Russ.)
- Goncharov I.V., Veklich M.A., Oblasov N.V., Samoylenko V.V., Fadeeva S.V., Kashapov R.S., Zherdeva A.V., Smirnova N.A. (2023). Nature of Hydrocarbon Fluids at the Fields in the North of Western Siberia: the Geochemical Aspect. *Geochemistry International*, 68(2), pp. 115–138. (In Russ.) <https://doi.org/10.31857/S0016752523020048>
- Gurari F.G. (1996). West Siberian hydrocarbon province - the discovery of the century. Novosibirsk: SNIIGiMS, 144 p. (In Russ.)
- Hasiyah A.W. (1997). Evidence of early generation of liquid hydrocarbon from suberinite as visible under the microscope. *Organic Geochemistry*, 27(7–8), pp. 591–596. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(97\)00085-5](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(97)00085-5)
- Hedberg H.D. (1968). Significance of High-Wax Oils with Respect to Genesis of Petroleum. *AAPG Bulletin*, 52(5), pp. 736–750. <https://doi.org/10.1306/5D25C45B-16C1-11D7-8645000102C1865D>

- Hunt J.M. (1991). Generation of gas and oil from coal and other terrestrial organic matter. *Organic Geochemistry*, 17(6), pp. 673–680. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(91\)90011-8](https://doi.org/10.1016/0146-6380(91)90011-8)
- Methods for the Petrographic Analysis of Coals—Part 3: Method of Determining Maceral Group Composition ISO 7404-3. (2009). Switzerland.
- Jarvie D.M. (2012). Shale Resource Systems for Oil and Gas. Part 1—Shale-gas Resource Systems. In *Shale Reservoirs—Giant Resources for the 21st Century. American Association of Petroleum Geologists*, pp. 69–87. <https://doi.org/10.1306/13321446M973489>
- Jarvie D.M. (2014). Components and processes affecting producibility and commerciality of shale resource systems. *Geologica Acta*, 12, pp. 307–325. <https://doi.org/10.1344/GEOLOGICA2014.12.4.3>
- Jarvie D.M., Lundell L.L. (2001). Kerogen Type and Thermal Transformation of Organic Matter in the Miocene Monterey Formation. In C.M. Isaacs and J. Rullkötter (eds). *The Monterey Formation: From Rocks to Molecules*. Columbia University Press, New York, pp. 269–295.
- Kalacheva, D.Y., Sannikova, I.A. and Morozov, N. V. (2023). Contribution of the Lower-Middle Jurassic source rocks in petroleum potential of the Jurassic-Cretaceous series within the central part of West Siberia. *Georesursy = Georesources*, 25(4), pp. 29–41. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.2>
- Karamov T., Leushina E., Kozlova E., Spasennykh M. (2023). Broad Ion Beam-Scanning Electron Microscopy Characterization of Organic Porosity Evolution During Thermal Treatment of Bazhenov Shale Sample. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 26(01), pp. 64–74. <https://doi.org/10.2118/210599-PA>
- Khorasani G.K., Michelsen J.K. (1991). Geological and laboratory evidence for early generation of large amounts of liquid hydrocarbons from suberinite and subereous components. *Organic Geochemistry*, 17(6), pp. 849–863. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(91\)90025-F](https://doi.org/10.1016/0146-6380(91)90025-F)
- Killops S.D., Funnell R.H., Suggate R.P., Sykes R., Peters K.E., Walters C., Woolhouse A.D., Weston R.J., Boudou J.-P. (1998). Predicting generation and expulsion of paraffinic oil from vitrinite-rich coals. *Organic Geochemistry*, 29(1–3), pp. 1–21. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(98\)00087-4](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(98)00087-4)
- Kontorovich A.E., Bogorodskaya, L.I., Borisova, L.S., Burshtein, L.M., Ismagilov, Z.R., Efimova, O.S., Kostyreva, E.A., Lemina, N.M., Ryzhkova, S. V., Sozinov, S.A., Fomin, A.N. and Livshits, V.R. (2019). Geochemistry and catagenetic transformation of kerogen from the bazhenov horizon. *Geochemistry International*, 64(6), pp. 585–593. <https://doi.org/10.31857/S0016-7525646585-593>
- Kontorovich A.E., Bogorodskaya L.I., Golyshev S.I. (1985). Distribution of Stable Carbon Isotopes in Sediments of Various Genetic Origins. *Russian Geology and Geophysics*, 7, pp. 3–11. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Ilyina V.I., Moskvins V.I., Andrusovich V.E., Borisova L.S., Danilova V.P., Kazansky Y.P., Melenevsky V.N., Solotchyna E.P., Shurygin B.N. (1995). Reference section and oil-generating potential of Lower Jurassic deposits of the Nyuril sedimentary subbasin. *Russian Geology and Geophysics*, 36(6), pp. 110–126. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Moiseev S.A. (2000). Development of the Geological Exploration Program for 2001–2005 with a Quantitative and Qualitative Assessment of the Oil and Gas Potential of Paleozoic and Mesozoic Deposits in the Omsk Region. Novosibirsk, 257 p. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Moskvins V.I., Bostrikov O.I., Danilova V.P., Fomin A.N., Fomichev A.S., Kostyreva E.A., Melenevsky V.N. (1997). Main oil source formations of the West Siberian Basin. *Petroleum Geoscience*, 3(4), pp. 343–358. <https://doi.org/10.1144/petgeo.3.4.343>
- Kontorovich A.E., Stasova O.F. (1977). Geochemistry of Jurassic and Paleozoic oils in the southeastern regions of the West Siberian Plate, Problems of geology and hydrocarbon potential of pre-Jurassic deposits of the West Siberian Plate. *Trudy SNIIGiMS*, 255, pp. 46–62. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Verhovskaya N.A., Timoshina I.D., Fomichev A.S. (1986). Isotopic Composition of Carbon in Dispersed Organic Matter and Bitumoids and Some Controversial Issues of Oil Formation Theory. *Russian Geology and Geophysics*, 5, pp. 3–13. (In Russ.)
- Kostyreva E.A., Moskvins V.I., Yan P.A. (2014). Geochemistry of organic matter and oil-generating potential of the Lower Jurassic Togur Suite (southeastern West Siberia). *Petroleum Geology. Theory and Practice*, 9(1), pp. 1–25. (In Russ.)
- Kostyreva E.A., Sotnich I.S. (2017). Geochemistry of organic matter of the Bazhenov Formation in the north of the Khantei Antecline. *Russian Geology and Geophysics*, 58(3–4), pp. 434–442. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.09.019>
- Leushina E., Bulatov T., Kozlova E., Panchenko I., Voropaev A., Karamov T., Yermakov Y., Bogdanovich N., Spasennykh M. (2021a). Upper Jurassic–Lower Cretaceous Source Rocks in the North of Western Siberia: Comprehensive Geochemical Characterization and Reconstruction of Paleo-Sedimentation Conditions. *Geosciences*, 11(8), p. 320. <https://doi.org/10.3390/geosciences11080320>
- Leushina E., Mikhaylova P., Kozlova E., Polyakov V., Morozov N., Spasennykh M. (2021b). The effect of organic matter maturity on kinetics and product distribution during kerogen thermal decomposition: the Bazhenov Formation case study. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 204, 108751. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108751>
- Lewan M.D., Kotarba M.J., Curtis J.B., Wieclaw D., Kosakowski P. (2006). Oil-generation kinetics for organic facies with Type-II and -IIS kerogen in the Menilite Shales of the Polish Carpathians. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 70(13), pp. 3351–3368. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2006.04.024>
- Li S., Shao L., Liu J., Qin L., Kang S., Eriksson K.A., Chen X., Yu Z., Liu J. (2022). Oil generation model of the liptinite-rich coals: Palaeogene in the Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 209, 109844. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109844>
- Lin H.-M., Liu H., Wang X.-D., Qiu X.-W., Ju Y.-T., Meng J., Li L. (2022). Basin-filling processes and hydrocarbon source rock prediction of low-exploration degree areas in rift lacustrine basins: a case from the Wenchang Formation in low-exploration degree areas, northern Zhu I Depression, Pearl River Mouth Basin, E China. *Journal of Palaeogeography*, 11(2), pp. 286–313. <https://doi.org/10.1016/j.jop.2022.03.002>
- Lister C.J., Atkinson E.A., Dewing K.E., King H.M., Kung L.E., Hadlari T. (2022). High Arctic basins petroleum potential, northern Canada. Geological Survey of Canada, Open File, 8897, 88 p. <https://doi.org/10.4095/330203>
- Lobova G.A. (2008). Togur Oils Generation Centers in Central Part of Yugorskiy Arch (the Western Siberia). *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Estestvennye Nauki*, 150, pp. 169–182. (In Russ.)
- Luneva T.E. (2019). Geothermal conditions and maturation of the generation potential of the oil source Togur Formation (north-west of the Tomsk region). *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 14(2), pp. 1–23. (In Russ.) https://doi.org/10.17553/2070-5379/11_2019
- Maglevannaia P.S., Kozlova E.V., Spasennykh M.Y. (2019). Analysis of Geochemical Trends for the Bazhenov Oil Shale Formation Based on Pyrolysis Data. *29th International Meeting on Organic Geochemistry. European Association of Geoscientists & Engineers*, pp. 1–2. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201902830>
- Magoon L.B., Dow W.G. (1994). The Petroleum System—From Source to Trap. *AAPG Memoir. American Association of Petroleum Geologists*, 655 p. <https://doi.org/10.1306/M60585>
- Marunova D.A., Pronina N. V., Kalmykov A.G., Ivanova D.A., Savostin G.G., Vaitechovich A.P., Kalmykov G.A. (2023). The Evolution of Bioclasts during Catagenesis in Rocks of the Bazhenov Formation in the Territory of the Frolov Oil and Gas Region. *Moscow University Geology Bulletin*, 78(6), pp. 796–804. (In Russ.) <https://doi.org/10.3103/S014587522306011X>
- Muammar R., Minarwan M. (2024). Changing Paradigm and Leveraging Information from Proven Plays: Discoveries in New Play and Overlooked Exploration Potential in the West Natuna Basin. *EAGE/AAPG Workshop on New Discoveries in Mature Basins. European Association of Geoscientists & Engineers*, pp. 1–4. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202471010>
- Norgate C.M., Boreham C.J., Kamp P.J.J., Newman J. (1997). Relationships between hydrocarbon generation, coal type and rank for Middle Eocene coals, Buller Coalfield, New Zealand. *Journal of Petroleum Geology*, 20(4), pp. 427–458. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1997.tb00925.x>
- Oblasov N.V. (2010). Geochemistry of carbonaceous organic matter and its role in the formation of oil and gas fields in the Tomsk region, 157 p. (In Russ.)
- Oil and gas forecast map: O-43 (Tara). (2017). State geological map of the Russian Federation. Third generation. Oil and gas forecast map. West Siberian series, scale: 1:1000000, series: West Siberian, compiled by: LLC Geotex., Federal State Budgetary Institution ‘VSEGEI’, 1 p. (In Russ.)
- Oksenoyd E.E., Volkov V.A., Oleinik E.V., Myasnikova G.P. (2017). Kerogen types of bazhenov formation based on pyrolysis data and their comparison with oil parameters. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 34–43. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2017-5-34-43>
- Orr W.L. (1986). Kerogen/asphaltene/sulfur relationships in sulfur-rich Monterey oils. *Organic Geochemistry*, pp. 499–516. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(86\)90049-5](https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90049-5)
- Pepper A.S. (1991). Estimating the petroleum expulsion behaviour of source rocks: a novel quantitative approach. *Geological Society, London, Special Publications*, 59(1), pp. 9–31. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1991.059.01.02>
- Pepper A.S., Corvi P.J. (1995). Simple kinetic models of petroleum formation. Part III: Modelling an open system. *Marine and Petroleum Geology*, 12(4), pp. 417–452. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(95\)96904-5](https://doi.org/10.1016/0264-8172(95)96904-5)

- Peters, K.E. (1986). Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bulletin*, 73(3), pp. 318–329.
- Peters, K.E., Kontorovich, A.E., Huizinga, B.J., Moldowan, J.M. and Lee, C.Y. (1994). Multiple Oil Families in the West Siberian Basin. *AAPG Bulletin*, 78(6), pp. 893–909. <https://doi.org/10.1306/A25FE3DD-171B-11D7-8645000102C1865D>
- Petersen H.I. (2005). Oil generation from coal source rocks: the influence of depositional conditions and stratigraphic age. *Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin*, 7, pp. 9–12. <https://doi.org/10.34194/geusb.v7.4822>
- Philp R.P., Mansuy L. (1997). Petroleum Geochemistry: Concepts, Applications, and Results. *Energy & Fuels*, 11(4), pp.749–760. <https://doi.org/10.1021/ef960174v>
- Pickel W., Kus J., Flores D., Kalaitzidis S., Christanis K., Cardott B.J., Misz-Kennan M., Rodrigues S., Hentschel A., Hamor-Vido M., Crosdale P., Wagner N. (2017). Classification of liptinite – ICCP System 1994. *International Journal of Coal Geology*, 169, pp. 40–61. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.11.004>
- Prishchepa O., Borovikov I., Grokhov E. (2021). Oil and gas content of the understudied part in the northwest of the Timan-Pechora oil and gas province according to the results of basin modeling. *Journal of Mining Institute*, 247, pp. 66–81. <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.1.8>
- Romero-Sarmiento M.-F., Euzen T., Rohais S., Jiang C., Littke R. (2016). Artificial thermal maturation of source rocks at different thermal maturity levels: Application to the Triassic Montney and Doig formations in the Western Canada Sedimentary Basin. *Organic Geochemistry*, 97, pp. 148–162. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2016.05.002>
- Rosenberg Y.O., Reznik I.J. (2021). Evaluating transformation of marine kerogens from Rock-Eval measurements: A. Derivation of a scaled thermal maturation path from laboratory maturation data. *Organic Geochemistry*, 162, 104305. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2021.104305>
- Scott J. (1992). Accurate recognition of source rock character in the Jurassic of the North West Shelf, Western Australia. *The APPEA Journal*, 32(1), pp. 279–289. <https://doi.org/10.1071/AJ91023>
- Shatski S.B., Dargevich V.A., Generalov P.P., Kulkova I.A., Martynov V.A., Nikitin V.N., Podobina V.M. (1996). Region XXII, Western Siberia. In “Late Eocene–Early Oligocene geological and biotical events on the territory of the former Soviet Union, Part I, The regional geology of the Upper Eocene and Lower Oligocene”. GEOS, Moscow, pp. 225–235. (In Russ.)
- Skorobogatov V.A., Davydova Y.S., Kananykhina O.G. (2017). Oil-bearing capacity of Western-Siberian megaprovince. *Vesti Gazovoy Nauki*, 3(31), pp. 13–28. (In Russ.)
- Snowdon L.R. (1991). Oil from Type III organic matter: resinite revisited. *Organic Geochemistry*, 17(6), pp. 743–747. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(91\)90018-F](https://doi.org/10.1016/0146-6380(91)90018-F)
- Snowdon L.R., Powell T.G. (1982). Immature Oil and Condensate-Modification of Hydrocarbon Generation Model for Terrestrial Organic Matter. *AAPG Bulletin*, 66(6), pp. 775–788. <https://doi.org/10.1306/03B5A313-16D1-11D7-8645000102C1865D>
- Soromotin A.M., Solodovnikov A.Y. (2019). The ecological condition of Uvat group of license areas. *Neftyanoe khozaystvo = Oil Industry*, (2), pp. 100–104. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-2-100-104>
- Spasennykh M., Shirokova V., Ilmenskii A., Kozlova E., Bulatov T., Goncharova A., Leushina E. (2024). Kinetics of Organic Matter thermal transformation in source rocks: Overview of Methods and Experimental results. *Georesursy=Georesources*, 26(4), 3–19. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.2>
- Spasennykh M., Maglevannaia P., Kozlova E., Bulatov T., Leushina E., Morozov N. (2021). Geochemical Trends Reflecting Hydrocarbon Generation, Migration and Accumulation in Unconventional Reservoirs Based on Pyrolysis Data (on the Example of the Bazhenov Formation). *Geosciences*, 11(8), p. 307. <https://doi.org/10.3390/geosciences11080307>
- Tectonic Map of the Central Parts of the West Siberian Basin in scale 1:2000000 (1998). Ed.: V.I. Shpilman, N.I. Zmanovsky, L.L. Podsova. Tyumen: Research and analytical centre for the rational use of the subsoil, 1 p. (In Russ.)
- Teichmuller M., Durand B. (1983). Fluorescence microscopical rank studies on liptinites and vitrinites in peat, coals, and comparison with results of Rock-Eval pyrolysis. *Int. J. Coal. Geol.*, 2(3), pp. 197–230.
- The new inertinite classification (ICCP System 1994). (2001). *Fuel*, 80(4), pp. 459–471. [https://doi.org/10.1016/S0016-2361\(00\)00102-2](https://doi.org/10.1016/S0016-2361(00)00102-2)
- Tissot B.P., Welte D.H. (1978). Petroleum Formation and Occurrence. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 720 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-96446-6>
- Topchiy M.S., Pronina N.V., Kalmykov A.G., Kalmykov G.A., Fomina M.M., Karpyov Yu.A., Kozlova E.V., Fadeyeva N.P. (2019). Distribution of organic matter in Bazhenov high-carbon formation. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*, (2), pp. 46–56. (In Russ.) <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2019-2-46-56>
- Vysheirsky V.S. (1993). Isotopic Composition of Nitrogen in Oils of Western Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 34(4), pp. 45–49. (In Russ.)
- Vysotski A.V., Vysotski V.N., Nezhdanov A.A. (2006). Evolution of the West Siberian Basin. *Marine and Petroleum Geology*, 23(1), pp. 93–126. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2005.03.002>
- Wang T.G. (1993). Biomarker assemblages of resin-genetic immature source rocks and their geological significance. *Sci. China (Ser B)*, 36(6), pp. 740–750.
- Wang Y., Chen J., Pang X., Zhang T., Zhu X., Liu K. (2022). Hydrocarbon generation and expulsion of tertiary coaly source rocks and hydrocarbon accumulation in the Xihu Sag of the East China Sea Shelf Basin, China. *Journal of Asian Earth Sciences*, 229, 105170. <https://doi.org/10.1016/j.jseas.2022.105170>
- Whiticar, M.J. (1999). Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane. *Chemical Geology*, 161(1–3), pp. 291–314. [https://doi.org/10.1016/S0009-2541\(99\)00092-3](https://doi.org/10.1016/S0009-2541(99)00092-3)
- Wilkins R.W.T., George S.C. (2002). Coal as a source rock for oil: a review. *International Journal of Coal Geology*, 50(1–4), pp. 317–361. [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(02\)00134-9](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(02)00134-9)
- Yang S., Horsfield B. (2020). Critical review of the uncertainty of Tmax in revealing the thermal maturity of organic matter in sedimentary rocks. *International Journal of Coal Geology*, 225(103500). <https://doi.org/10.1016/j.coal.2020.103500>
- Yuan, Y., Tang, Y., Tong, L., Cao, D., Wei, Y. and Bi, C. (2024). Porosity Characteristics of Coal Seams and the Control Mechanisms of Coal Petrology in the Xishanyao Formation in the Western Part of the Southern Junggar Basin, *Minerals*, 14(6), p. 543. <https://doi.org/10.3390/min14060543>
- Yurchenko, A., Voropaev, A., Kozlova, E., Morozov, N. and Spasennykh, M. (2021). Application of the Data on $\delta^{13}\text{C}$ and $\delta^{18}\text{O}$ of Carbonates for the Study of Unconventional Reservoirs on the Example of the Bazhenov Source Rocks, Western Siberia, Russia. *Geosciences*, 11(7), p. 264. <https://doi.org/10.3390/geosciences11070264>
- Zakharov V.A., Saks V. N. (1983). Jurassic and Cretaceous Paleobiogeography and Biostratigraphy of Siberia. Moscow: Nauka, 528, pp. 5–32. (In Russ.)
- Zhang G., Yang Y., Liu T., Xu Y., Chang X., Qu Y., Shi B., Yang B., Song T. (2024). Hydrocarbon Source Rock Evaluation of the Lucaogou Shale in the Periphery of Bogeda Mountain (SE Junggar Basin, China) and Its Implications for Shale Oil Exploration: Insights from Organic Geochemistry, Petrology, and Kinetics Pyrolysis. *Processes*, 12(2), p. 356. <https://doi.org/10.3390/pr12020356>
- Zhang, J., Lin, W., Li, M., Wang, J., Xiao, X., Li, Y. and Zhang, X. (2023). Evolution Mechanism of Microscopic Pore System in Coal-Bearing Marine–Continental Transitional Shale with Increasing Maturation. *Minerals*, 13, p. 1482. <https://doi.org/https://doi.org/10.3390/min13121482>
- Zhang T., Jiang S., Van der Land C. (2024b). Organic matter enrichment in basin periphery: A case study of Wufeng-Longmaxi shale, Marcellus shale, and Ohio shale. *Sedimentary Geology*, 468, 106668. <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2024.106668>
- Zuber S., Hashikin N., Yusof M., Fahmi M., Hashim R., Abdul Aziz M. (2021). Effective Atomic Number based on Energy Dispersive X-Ray (EDX) Analysis and Carbon Hydrogen Nitrogen (CHN) Analysis for Phantom Material in Medical Physics Applications. *Malaysian Journal of Medicine and Health Sciences*, 17, pp. 116–121.
- Zyleva L.I., Korkunov K.V., Kozirev V.E., Pestova L.E., Kalashnikova O.S., Makarova A.N., Montonen E.V., Novikova L.P. (2017). State Geological Map of the Russian Federation at Scale 1:1,000,000. Third Generation. West Siberian Series. Sheet O-43 – Tara. Explanatory Note. St. Petersburg: Cartographic Factory VSEGEI, 235 p. (In Russ.)

About the Authors

Bogdan Andreyev – PhD student in the “Petroleum Engineering” program, Junior Research Scientist, Skolkovo Institute of Science and Technology

30/1 Bolshoy Boulevard, Moscow, 121205, Russian Federation

e-mail: bogdan.andreyev@skoltech.ru

Elena V. Kozlova – PhD in Geology and Mineralogy, Leading Research Scientist at the Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology

11 Sikorskogo st., Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: E.Kozlova@skoltech.ru

Timur D. Bulatov – PhD, Researcher at the Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology

11 Sikorskogo st., Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: Timur.Bulatov@skoltech.ru

Tagir I. Karamov – PhD, Researcher at the Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology

11 Sikorskogo st., Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: T.Karamov@skoltech.ru

Evgenia A. Leushina – PhD in Chemistry, Leading Research Scientist at the Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology

11 Sikorskogo st., Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: E.Leushina@skoltech.ru

Veronika V. Shirokova – PhD student in the “Petroleum Engineering” program, Junior Research Scientist, Skolkovo Institute of Science and Technology

30/1 Bolshoy Boulevard, Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: Veronika.Shirokova@skoltech.ru

Alina E. Bazhanova – PhD student in the “Petroleum Engineering” program, Junior Research Scientist, Skolkovo Institute of Science and Technology.

30/1 Bolshoy Boulevard, Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: Alina.Bazhanova@skoltech.ru

Anastasia P. Vaytekovich – PhD student at the Department of Geology and Geochemistry of Fossil Fuels, Lomonosov Moscow State University

1 Leninskie Gory, Moscow, Russian Federation
e-mail: nastyavait@mail.ru

Natalia V. Pronina – PhD in Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology and Geochemistry of Fossil Fuels, Lomonosov Moscow State University

1 Leninskie Gory, Moscow, Russian Federation
e-mail: nvproncl@mail.ru

Valery V. Dudarev – Independent Consultant
81 Mayakovsky St., Omsk, 644010, Russian Federation
e-mail: dudarevvv@mail.ru

Valentin V. Kolesov – PhD in Physics and Mathematics, Expert of the State Commission on Mineral Reserves of the Russian Federation, General Director, Omniterra Exploration LLC

30/1 Bolshoy Boulevard, Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: valenteen.kolesov@yandex.ru

Mikhail Yu. Spasennykh – PhD in Chemistry, Professor, Director of the Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology

30/1 Bolshoy Boulevard, Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: M.Spasennykh@skoltech.ru

*Manuscript received 28 October 2024;
Accepted 18 August 2025; Published 20 December 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/>)