

Нефтегазоматеринские породы ранне-среднеюрского возраста центральной части Западной Сибири и их вклад в формирование нефтегазоносности юрско-мелового комплекса

Д.Ю. Калачева*, И.А. Санникова, Н.В. Морозов
ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия

В настоящей работе на основе комплексного геохимического изучения каменного материала и флюидов доказано, что углесодержащие отложения ниже- и среднеюрского комплекса Западной Сибири на южных окраинах Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов могут генерировать жидкие углеводороды. Установлено, что нефтегенерационный потенциал углесодержащих отложений зависит от палеогеографических условий захоронения исходного органического вещества, обогащенности пород мацералами группы липтинита. Комплекс исследований включал в себя пиролитический анализ углей, углистых аргиллитов пород нижней и средней юры, изучение мацерального состава и измерение показателей отражательной способности, выделение экстрактов с последующим определением углеводородного и изотопного состава, а также изучение состава нефтей района работ, отобранных как в пределах юрского, так и мелового комплексов. Территория исследования охватывает ряд месторождений, приуроченных к Фроловской мегавпадине и Южно-Надымской мегамоноклизе. Результатом работ стало выделение и обоснование значимых геохимических характеристик дополнительного источника углеводородов – углей и углистых аргиллитов нижней и средней юры, ранее не доказанного в периметре работ, вклад которого в формирование нефтегазоносности подтвержден по фактической корреляции углеводородных, изотопных характеристик флюидов и сингенетичных битумоидов (экстрактов), извлеченных из углесодержащих нефтегазоматеринских пород. Для генетической типизации битумоидов и нефтей применялся кластерный анализ и метод главных компонент. Выводы, полученные по данным геохимических исследований, позволяют говорить о возможной перспективности ниже- и среднеюрских отложений с точки зрения обнаружения скоплений углеводородов.

Ключевые слова: нижняя юра, средняя юра, уголь, мацерал, органическое вещество, Западная Сибирь, липтинит, нефтегазоматеринские породы, пиролитиз, кинетические исследования, углеводороды, битумоид, палеогеография, болото, углеводородная система, миграция, баженовская свита

Для цитирования: 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>

Введение

Основной нефтегазоматеринской породой (НГМП) на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, с которой генетически связано более 80% общей массы геологических ресурсов нефти Западной Сибири, принято считать верхнеюрские высокоуглеродистые отложения баженовской свиты (Конторович и др., 1999; Прищепа и др., 2014). Вклад органического вещества (ОВ) НГМП баженовской свиты в формирование нефтегазоносности юрского и мелового комплексов подтвержден в многочисленных работах как по результатам моделирования углеводородных систем (Mogozov et al., 2016 и др.), так и по результатам прямой корреляции биомаркерных характеристик нефтей и сингенетичных битумоидов,

извлеченных из баженовской НГМП (Морозов и др., 2019; Гончаров и др., 2010; Фомин и др., 2011; Конторович и др., 1994). Помимо баженовской, нефтепроизводящими породами также могут являться аргиллиты нижнеюрской тогурской свиты, тип ОВ которой меняется в широких пределах: преобладает ОВ II и III типов, их смесь в различных соотношениях (Конторович и др., 1998 и др.). I тип ОВ тогурской НГМП встречается значительно реже. Стоит отметить сравнительно невысокую степень изученности НГМП тогурской свиты методами геохимии по сравнению с баженовской НГМП на лицензионных участках (ЛУ), входящих в периметр работ.

В настоящей работе по результатам проведенных геохимических исследований подробно изучен еще один тип НГМП, способный генерировать жидкие углеводороды (УВ) – угли, углистые аргиллиты ниже- и среднеюрского комплекса, обогащенные мацералами группы липтинита. На текущий момент углесодержащие НГМП нижней и средней юры учитываются при построении модели углеводородных систем в ООО «Газпромнефть НТЦ»

* Ответственный автор: Дарья Юрьевна Калачева
e-mail: Kalacheva.DYu@gazpromneft-ntc.ru

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0
License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

с целью выполнения количественного прогноза процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ.

Основываясь на мировом опыте изучения углесодержащих НГМП, имеются свидетельства генерации жидких УВ углистыми НГМП и углями разного стратиграфического возраста в различных осадочных бассейнах по всему миру. Источником большинства известных крупных скоплений жидких УВ, полученных из углесодержащих НГМП, являются кайнозойские угли. Известные примеры включают бассейн Таранаки (Новая Зеландия) (Killops et al., 1994), бассейн Кутей (Индонезия), бассейн Гипсленд (Австралия) (Wilkins, George, 2002). Также известно о нефтяных скоплениях, генетически связанных с углесодержащими НГМП пермского и юрского резервуаров, однако, как правило, такие скопления представляют собой незначительные количества нефти по сравнению с количеством жидких УВ, сгенерированным кайнозойскими углесодержащими НГМП.

В бассейне Купера (Австралия) подтверждены пермские угольные нефти. Сообщалось также и о юрских углесодержащих НГМП, из которых образовались жидкие УВ в датском секторе Северного моря (Petersen, Hertle, 2018) и бассейне Турфан-Харми (Китай) (Cheng et al., 1997). В целом предполагается, что способность угленосных толщ генерировать жидкие УВ возрастает от каменноугольного периода к кайнозойской эре, что, вероятно, связано с эволюцией более сложных и разнообразных наземных растений в течение геологического времени. Кроме того, на генерационный потенциал углей влияет среда осадконакопления, что продемонстрировано в настоящей работе.

Основной целью геохимических исследований являлась проверка концепции по вкладу в формирование нефтегазоносности на территории исследования углесодержащих НГМП средне- и нижнеюрского комплексов (помимо баженовской свиты) и определение геохимических характеристик данного типа НГМП. Комплексное изучение мацерального состава ОВ углесодержащих нижне-среднеюрских отложений Западной Сибири, пиролитических характеристик, определение среды осадконакопления позволили выявить взаимосвязь между составом ОВ и палеогеографическими обстановками, на основании этого провести площадное распространение параметров НГМП и использовать эти данные при построении модели углеводородных систем. Корреляция по комплексу биомаркерных, изотопных характеристик сингенетичных битумоидов, извлеченных из углесодержащих НГМП нижней и средней юры, и нефтей, полученных из юрских коллекторов, позволила локализовать зоны фактического вклада вышеуказанных НГМП в формирование углеводородных скоплений. По результатам проведенных исследований детализирована концепция формирования нефтегазоносности юрского комплекса, определены геохимические характеристики углесодержащих НГМП нижней и средней юры (тип ОВ, генерационный потенциал, мацеральный состав, степень преобразованности, кинетический спектр). Полученные данные в комплексе использовались при построении модели углеводородных систем.

Материалы и методы

Информационной основой для проведения работ являлись результаты геохимического изучения каменного материала и углеводородных флюидов. Изучена коллекция пород ранне-среднеюрского возраста (пиролиз до экстракции – 527 обр., пиролиз после экстракции – 310 обр., углепетрография – 50 обр., однокомпонентные кинетические спектры – 38 обр.), отобранных в пределах Фроловской мегавпадины (юг Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО)) и Южно-Надымской мегамоноклизы (юг Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО)) на 20 разведочных площадях в 37 скважинах (рис. 1). Дополнительно было выполнено определение группового состава, хромато-масс-спектрометрия и определение изотопного состава углерода насыщенных и ароматических фракций битумоидов отложений нижнесреднеюрского комплекса. ОВ и его «геохимический облик» для доказанной нефтегазоматеринской толщи баженовской свиты в анализируемом регионе изучены достаточно широко, в т.ч. и научным коллективом ООО «Газпромнефть НТЦ» (Morozov et al., 2016; Морозов и др., 2019). Кроме этого, были изучены 52 пробы нефтей в широком стратиграфическом интервале (от пластов нижнего мела до пластов нижней юры) из 45 скважин.

Пиролитические исследования до экстракции выполнялись на приборе Rock-Eval 6 в режиме анализа

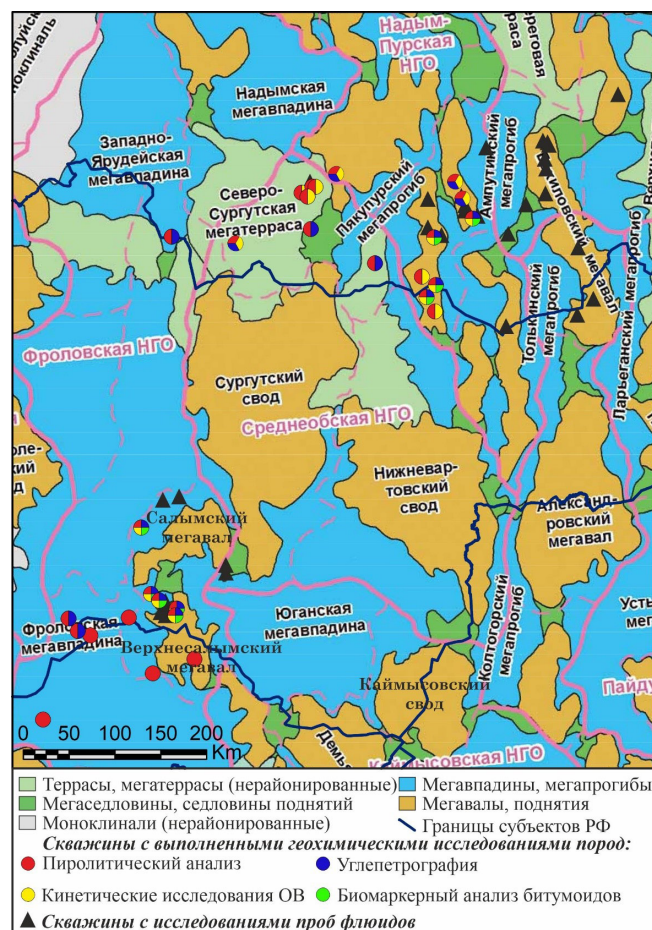


Рис. 1. Фрагмент тектонической схемы Западно-Сибирского бассейна, виды исследований в скважинах региона исследования на основе (Шпильман и др., 1998)

Reservoir. Данный режим подразумевает детектирование пиков S_2a и S_2b за счёт снижения температуры старта нагрева образца от 300 °C до 180 °C. Использование данного режима особенно актуально при изучении НГМП с высокой степенью битуминизации. Режим Reservoir также позволяет получить истинные параметры керогена (пик S_2b). Тем не менее, при использовании данного режима проблематичным остаётся изучение пород, содержащих более 30% асфальтенов и кислых смол от общей массы УВ в породе. Объект исследования в настоящей работе – угли и углистые аргиллиты нижней и средней юры – заведомо обладает повышенным содержанием ОБ и способен сорбировать керогеном в т.ч. и смолисто-асфальтеновые углеводородные компоненты. Основным решением данной проблемы является использование пиролитических измерений до и после экстракции органическими растворителями. Пиролиз образцов после хлороформной экстракции проводился по стандартной программе пиролиза Bulk Rock.

Угленепетрографические методы исследования включали микроскопическое изучение образцов пород, проведение мацерального анализа и определение показателя отражения витринита. Микроскопические исследования углей в проходящем и отраженном свете выполнялись на установке QD1302 (Craic Technologies). Измерения отражательной способности витринита (RV, %) производились согласно ГОСТ 12113-94 и ISO 7404-5 в масле с объективом х50 и эталонами Spinel (RV – 0,426%) и Yttrium-Aluminium (RV – 0,905%). Кроме того, для ограниченного числа образцов (5 обр.) были рассчитаны угленепетрографические коэффициенты: индекс гелефикации (GI – Gelification Index), индекс сохранности тканей (TPI – Tissue Preservation Index) (Diessel, 1992; Singh, Singh, 2000; Singh, 2016), индекс грунтовых вод (GWI – Groundwater Index) и индекс древесности (VI – Vegetation Index) (Calder et al., 1991; Suárez-Ruiz et al., 2012). Индекс сохранности тканей (TPI) количественно определяет степень гумификации, которой подвергаются мацералы-предшественники ОБ, и долю древесного вещества, вносящего вклад в общую массу ОБ (рис. 2). Индекс гелефикации (GI) определяет степень постоянства влажных или засушливых условий. Индекс грунтовых вод (GWI) указывает на источник воды в водоёме седиментации углистого ОБ и его pH, а индекс древесности (VI) соответствует отношению между мацералами растительности лесного происхождения и ОБ травянистых и водных растений.

Интерпретация этих коэффициентов в дальнейшем сопоставлялась с региональными палеогеографическими

схемами обстановок осадконакопления для пластов Ю₂–Ю₁₁ (Контарович и др., 2013; Atlas of Paleotectonic..., 1995).

С помощью специализированного пиролитического оборудования на основе рабочей станции HAWK осуществлялось *определение кинетических параметров* ОБ потенциальных НГМП посредством программируемого нагрева исследуемого образца. Суть кинетического метода заключается в нагреве серии от 3 до 5 навесок одного и того же образца с разными скоростями повышения температуры пиролиза в инертной среде. Для калибровки и тестирования оборудования используются длительные временные схемы нагрева в 1 °C/мин, 2 °C/мин, а также 5 °C/мин, 10 °C/мин и 30 °C/мин от 300 до 650 °C. Полученные результаты открытого пиролиза обрабатываются с помощью специального ПО «Kinetics2015». Конечным результатом обработки являются кинетические спектры образования углеводородов из керогена. Для определения кинетических параметров нефтеобразования ОБ пород выбирались образцы с высоким содержанием ОБ (TOC – Total Organic Carbon content) и высоким нефтегенерационным потенциалом на самой начальной стадии нефтегазообразования (T_{max} менее 430–440 °C или R^o менее 0,5–0,6%).

Определение содержания битумоида в породе выполнялось методом горячей экстракции хлороформом в аппаратах Сокслета. Состав битумоида и проб нефтей изучался *методом хромато-масс-спектрометрии*, которая проводилась на масс-спектрометре GC-MS фирмы Аджилент. Для тщательного и предсказуемого деления УВ смеси на индивидуальные УВ с последующей идентификацией их на масс-спектрометре использовалось хроматографическое деление на сорбирующих микрокапиллярных колонках с использованием прецизионного хроматографа. Условия хроматографического интерфейса: газ-носитель – гелий, капиллярная кварцевая колонка 5MS – 30 м длина, 0,25 мм (внутренний диаметр) с 25 µm слоем фазы DB-5. Скорость программирования температуры термостата колонок 8–4–3 °C/мин, начальная температура 60 °C, конечная – 300 °C, время программирования – 63 мин, при изотермическом режиме 300 °C – 10 мин. Условия масс-спектрометрического анализа: электронная ионизация 70 eV (EI), диапазон масс 50–800 AMU, скорость сканирования – до 2000 AMU/сек, температура ионного источника 250 °C. Компьютерная обработка полученных результатов проводилась в системах Аджилент и X-Calibur с записью ионов полным ионным током TIS.

Изотопный анализ углерода (ИСУ) групп (масел, бензольных смол, спиртобензольных смол и асфальтенов)

$$TPI = \frac{\text{телинит} + \text{коллотелинит} + \text{фюзинит}}{\text{коллодетринит} + \text{макринит} + \text{инертодетринит}}$$

$$GI = \frac{\text{витринит} + \text{макринит}}{\text{фюзинит} + \text{инертодетринит}}$$

$$VI = \frac{\text{телинит} + \text{коллотелинит} + \text{фюзинит} + \text{суберинит} + \text{резинит}}{\text{коллодетринит} + \text{инертодетринит} + \text{альгинит} + \text{липтодетринит} + \text{споринит} + \text{кутинит}}$$

$$GWI = \frac{\text{коллодетринит} + \text{гелинит} + \text{копрогелинит} + \text{витродетринит} + \text{минеральные включения}}{\text{телинит} + \text{коллотелинит}}$$

Рис. 2. Формулы расчета угленепетрографических коэффициентов (Diessel, 1992; Singh, Singh, 2000; Singh, 2016; Calder et al., 1991; Suárez-Ruiz et al., 2012)

и углеводородных фракций (насыщенной и ароматической) битумоидов проводился на комплексе оборудования для анализа стабильных изотопов легких элементов Delta V Advantage (Бремен, Германия). Проба сжигалась в окислительно-восстановительном реакторе элементного анализатора при температуре 1000 °С. В качестве окислителя выступал оксид хрома, восстановителя – восстановленная медь, катализатора – посеребренный оксид кобальта. Измерялся изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}$), полученного в результате сжигания углекислого газа. Точность измерений контролировалась по международному стандарту NBS-22. Изотопные значения указаны в ‰ относительно VPDB.

Физико-химические свойства нефтей, такие как плотность, содержание серы, парафинов, вязкость кинематическая и динамическая, в рамках работ отдельно не измерялись, а были взяты из сводных баз PVT-свойств флюидов недропользователя для скважин, в которых проводились геохимические исследования флюидов.

Результаты и обсуждение

Геохимическая характеристика углистых нефтегазоматеринских пород – дополнительных источников нефтей Западной Сибири

По результатам пиролитических исследований содержание органического углерода (ТОС) в потенциально нефтегазоматеринских породах нижней и средней юры колеблется от 1,12 до 88,16%. Стоит отметить, что породы, соответствующие по литологическому описанию углистым аргиллитам, характеризуются диапазоном изменения ТОС от 1,12 до 38,83%, а в образцах углей содержание ТОС варьировало от 53,44 до 86,59%.

Типы органического вещества определялись не только геохимическими, но и углепетрографическими методами. Обобщая результаты проведенных микроскопических и пиролитических исследований, можно сказать, что ОБ изученного комплекса представлено двумя типами: III преимущественно газопроизводящим типом ОБ и II–III преимущественно нефтегазопроизводящим типом ОБ.

Органическое вещество III типа представлено в основной массе витринитом (Vt 65–83%), в т.ч. коллотелинитом с отдельными слоями гелинита. Мацераллы группы липтинита в данном типе ОБ отличаются незначительным содержанием (L 3–10%) и представлены липтодетринитом, эксудатинитом и резинитом (рис. 3).

Согласно же пиролитическим исследованиям, образцы с III типом ОБ, представленные преимущественно аргиллитами и углистыми аргиллитами, характеризуются средним остаточным генерационным потенциалом около 192 мг УВ/г ТОС (водородный индекс (HI) исходный $\approx$ 275 мг УВ/г ТОС). Оценка исходного водородного индекса выполнялась графическим методом на модифицированной диаграмме Ван-Кревелена с учетом генерационного потенциала образцов углей с минимальной степенью зрелости, а также с учетом визуального тренда снижения водородного индекса для образцов с данным типом ОБ с ростом параметра зрелости $T_{\max}$ пиролиза (рис. 4). Модальное значение катагенетического ТОС в данной группе образцов составляет 7,5% (ТОС исходный $\approx$ 10%). Для восстановления исходных значений ТОС к началу катагенеза, т.е. к началу генерации УВ, использованы

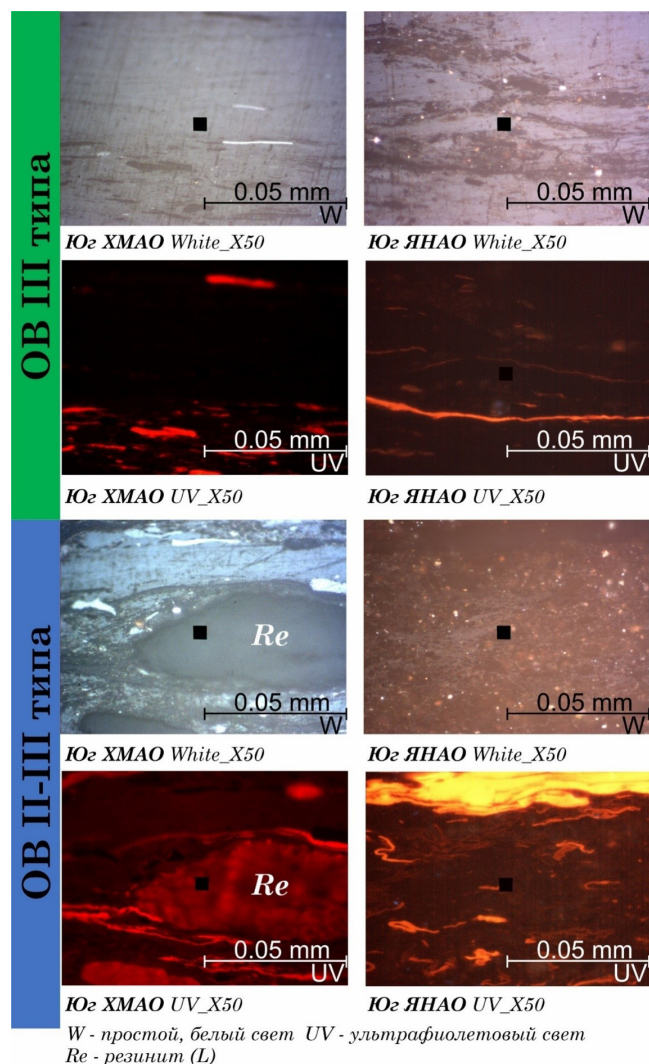


Рис. 3. Фото мацерального состава ОБ углистых прослоев нижней и средней юры скважин южной части XMAO и ЯНАО

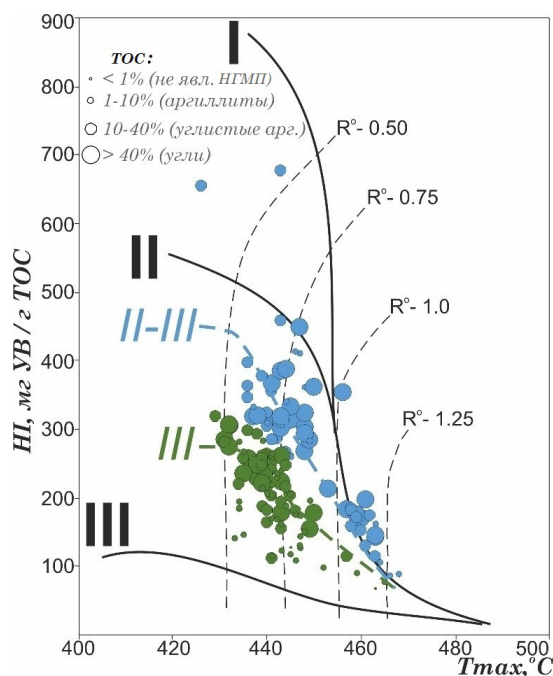


Рис. 4. Типы ОБ углистых прослоев нижней и средней юры скважин южной части XMAO и ЯНАО на модифицированной диаграмме Ван-Кревелена

пересчетные коэффициенты, учитывающие концентрацию и гумусовый тип ОБ, а также градации катагенеза, которых достигли нефтематеринские прослои углей и углистых аргиллитов (Неручев, 1998). Также все исследуемые образцы отличаются низкими величинами кислородного индекса (OI) – не более 10 мг $\text{CO}_2/\text{г}$ ТОС, что косвенно указывает на преобладание восстановительных обстановок (вероятно, болот) при накоплении исследуемого гумусового вещества.

Однокомпонентные кинетические спектры ОБ с III типом керогена (при фиксированном частотном факторе $A = 10^{14} \text{ с}^{-1}$) характеризуются широким диапазоном изменения энергий активации (E_a от 54 до 62 ккал/моль) (рис. 5). Вероятно, широкое распределение энергии активации в кинетическом спектре для ОБ с малой степенью зрелости (R^o до 0,65–0,7%) свидетельствует о замедленных реакциях трансформации ОБ. Энергия активации максимального выхода УВ соответствует 54–56 ккал/моль, а доля выхода УВ не превышает 40% на данных энергиях.

Также отмечается связь установленного типа ОБ с обстановками осадконакопления по результатам расчета углепетрографических коэффициентов. Образцы углей и углистых аргиллитов с III типом ОБ отличаются пониженными значениями индекса GWI – менее 1, что указывает на исходные обстановки осадконакопления в верховых болотах (bog), источником вод для которых служили лишь атмосферные осадки, что обуславливало низкое содержание питательных веществ и кислый pH (рис. 6).

Органическое вещество II–III типа по результатам микроскопических исследований отличается более высоким содержанием мацераллов группы липтинита (L 7–20%), богатых водородом и представленным резинитом (иногда в виде очень крупных включений), кутинитом, липтодетринитом (рис. 3).

Литологически образцы с установленным II–III типом ОБ представлены, в основном, углями и углистыми аргиллитами. По результатам пиролиза средний остаточный потенциал данных отложений составляет 286 мг УВ/г ТОС (НИ исходный ≈ 450 мг УВ/г ТОС), а модальное

содержание ОБ в образцах – 16,5% (ТОС исходный $\approx 20\%$) (рис. 4).

Однокомпонентные кинетические спектры ОБ с II–III типом керогена (при фиксированном частотном факторе $A = 10^{14} \text{ с}^{-1}$) также несколько отличаются от кинетического спектра ОБ III типа. Здесь отмечается более узкий диапазон выхода УВ – энергии активации (E_a) варьируют от 46 до 65 ккал/моль. Энергия активации максимального выхода УВ так же, как и в III типе, соответствует 54–55 ккал/моль, а вот доля выхода УВ достигает 55–60% на данных энергиях (рис. 5). Вероятно, такой тип ОБ легче трансформируется в УВ, чем ОБ III типа при одинаковых геотермических условиях.

Согласно углепетрографическим коэффициентам, для образцов углей со II–III типом ОБ индекс GWI более 1 – данные отложения накапливались в низинных болотах, питаемых не только атмосферными осадками, но и грунтовыми и поверхностными водами со средним содержанием питательных веществ и средним pH (swamp на рис. 6).

Опираясь на результаты расчета углепетрографических коэффициентов предположена связь типов ОБ с различными болотистыми обстановками. На основе данной предполагаемой связи проведен анализ частоты встречаемости образцов с ОБ II–III и III типов как в разрезе (в каждом из пластов), так и по площади (на базе региональных палеогеографических схем для различных периодов юрского возраста). Анализ выполнялся по результатам пиролиза после экстракции пород нижней и средней юры скважин с 10 лицензионных участков (рис. 7, 8).

Оценивая тренд изменения доли нефтегазопроизводящего II–III типа ОБ пород в разрезе, можно отметить увеличение этой доли вверх по разрезу от пластов Ю₁₁ до пласта Ю₂ (для ЛУ 5 и ЛУ 8), что, в целом, не противоречит региональной трансгрессии на территории Западной Сибири в среднеюрскую эпоху (рис. 7). На рис. 8 представлена палеогеографическая схема для позднеблатского времени, на которой отображены доли ОБ II–III и III типов ОБ для скважин десяти лицензионных участков в интервале пластов Ю₂–Ю₄. Видно, что и по площади

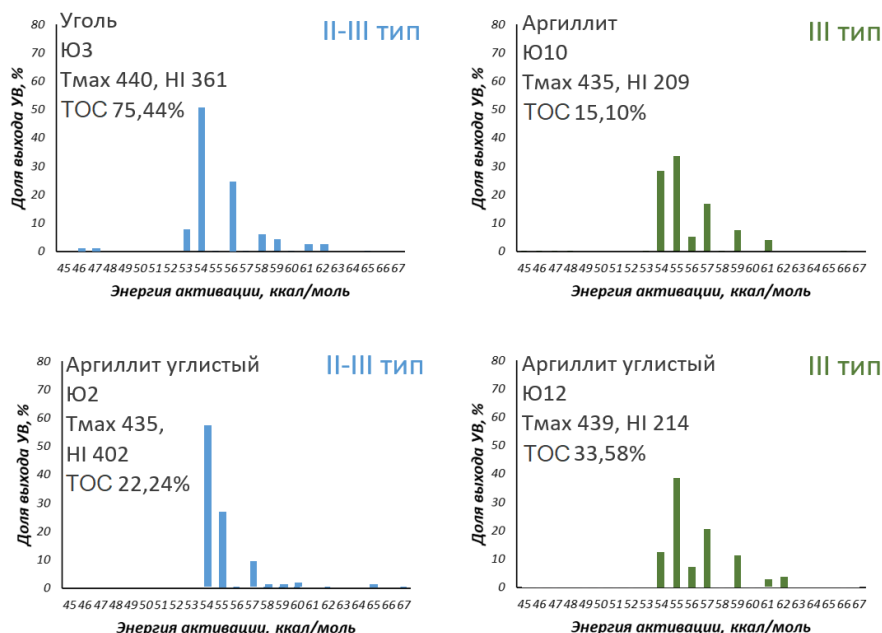


Рис. 5. Однокомпонентные кинетические спектры деструкции ОБ различных типов

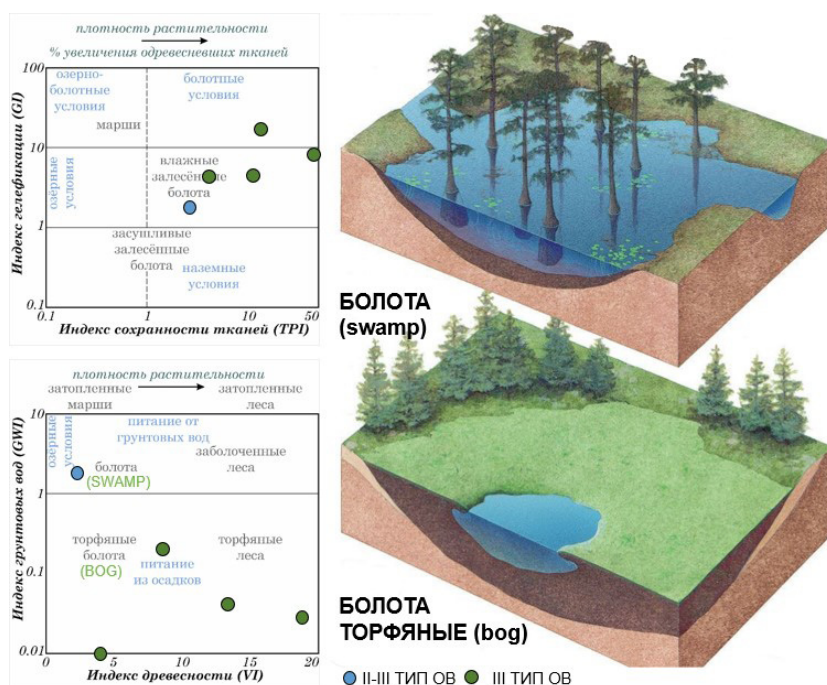


Рис. 6. Обстановки осадконакопления и типы болот для ОБ II–III и III типа углистых НГМП нижней и средней юры центральной части Западной Сибири на основе углепетрографических коэффициентов TPI, GI, VI, GWI (<https://ru.pinterest.com/pin/404338872795801779/>)

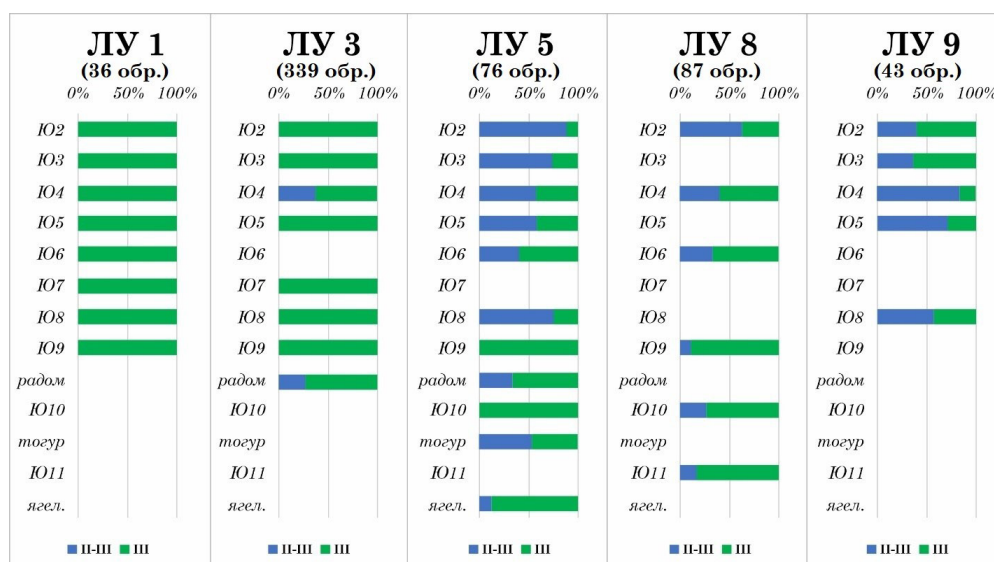


Рис. 7. Частота встречаемости образцов со II–III и III типами ОБ в изученных разрезах юрских отложений по пластам (расположение ЛУ см. на рис. 8)

с увеличением палеоглубины моря возрастает доля нефтепроизводящего ОБ II–III типа. В обстановках прибрежной равнины на юге ХМАО ОБ углистых НГМП нижней и средней юры, как правило, представлено III газопроизводящим типом, и лишь в мелководной области появляются предпосылки для накопления ОБ II–III типа.

Так, доля ОБ II–III (нефтепроизводящего) типа в среднетюменской подсвете (пласты Ю₅–Ю₆) не превышает 53% в пределах ЛУ 5. В нижнетюменской подсвете уже преобладает ОБ III типа – его содержание в пластах Ю₇–Ю₉ достигает 67%. В пластах нижнеюрского возраста (Ю₁₀–Ю₁₁) доля нефтепроизводящего ОБ составляет преимущественно 20%, реже достигая 38% в наиболее погруженных зонах. На площадях южной части ЯНАО (ЛУ 6, 8) II–III тип керогена распространен достаточно

широко во всем разрезе нижней и средней юры, что отличает эту территорию повышенным нефтегенерационным потенциалом углистого вещества.

Методом пиролитического анализа установлено, что зрелость всех исследованных углей и углистых аргиллитов нижней и средней юры находится в интервале 426–468 °C по T_{max} пиролиза (рис. 4) и в среднем составляет 445 °C (по результатам углепетрографии R^o варьирует от 0,5 до 1,14% – высокие значения характерны для разрезов в пределах Верхнесалымского мегавала). Отдельно стоит подчеркнуть, что зрелость ОБ углистых прослоев в северной части региона исследования (юг ЯНАО) существенно выше, чем зрелость углистых НГМП на территории южной части ХМАО.

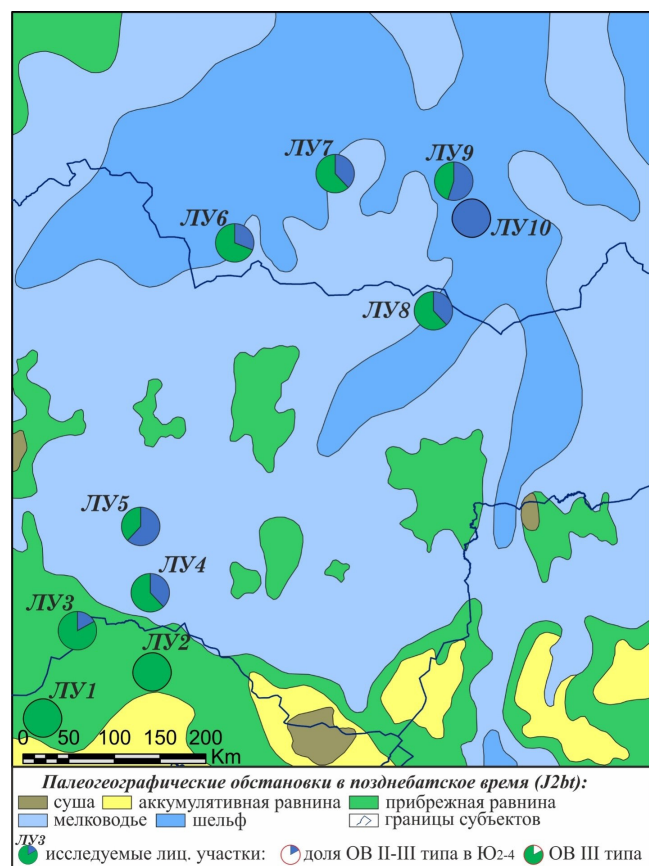


Рис. 8. Доли распределения II–III и III типов ОВ в пластах Ю₂₋₄ на палеогеографической схеме Западной Сибири для позднелавского времени J₂bt (Atlas of Paleotectonic..., 1995)

Углеводородный состав битумоидов пород нижней и средней юры определен для 33 экстрактов. Содержание хлороформных битумоидов составляет от 0,29 до 3,24%. Сингенетичность выделенных экстрактов определялась по диаграмме Успенского – Вассоевича – использовалась граничная отсечка с коэффициентом битуминозности (β) менее 20. В групповом составе экстрактов доля асфальтенов составляет от 17 до 49% (ср. 31%), а доля смол варьирует от 13 до 30% (ср. 20%).

Для уточнения генезиса выделенных экстрактов и определения их «геохимического облика» рассчитаны и проанализированы биомаркерные коэффициенты насыщенной и ароматической фракций. Согласно диаграмме Кеннона-Кассоу, выделенные экстракты образцов со II–III и III типом ОВ группируются в зоне слабо-восстановительных озерно-болотных / прибрежных обстановок седиментации (рис. 9А). Отношение пристана к фитану (Pr/Ph) у сингенетичных экстрактов пород с ОВ II–III и III типов варьирует от 1,5 до 4, а отношение концентраций стеранов C_{29}/C_{27} изменяется в диапазоне от 2,2 до 5,4. Анализ биомаркерных коэффициентов ароматической фракции битумоидов также указывает на озерные, либо дельтовые обстановки, бедные серой (рис. 9Б). Таким образом, анализ биомаркерных коэффициентов подтверждает континентальную природу ОВ.

Гумусовый облик ОВ углистых НГМП подтверждается и пониженным отношением трициклических и тетрациклических терпанов (t_{23}/t_{24} от 0,03 до 0,4), стеранов и пентациклических терпанов (STER/PENT от 0,05

до 0,34), а также трицикловым индексом (Its) больше 1 ($Its = 2 * (\Sigma \text{Схейлантанов } C_{19}-C_{20}) / \Sigma \text{Схейлантанов } C_{23}-C_{26}$) (Конторович и др., 1999). Значения $\delta^{13}C$ в насыщенной фракции масел сингенетичных экстрактов углистых НГМП нижней и средней юры изменяются от –30,95 до –26,93‰, а в ароматической фракции – от –27,58 до –24,87‰ (рис. 10).

Тем не менее, стоит отметить, что по результатам биомаркерного анализа и определения изотопного состава углерода не выявлено группы параметров или коэффициентов, по которым можно было бы уверенно разделить «геохимический облик» углеводородов, генерированных углистым ОВ II–III и III типов (рис. 11А). Наблюдается лишь повышенная зрелость битумоидов, генерированных углистым ОВ II–III типа по сравнению с III типом на близких глубинах, что обусловлено повышенной скоростью трансформации ОВ II–III типа и другой кинетической схемой (рис. 11Б). Однако и такое едва уловимое расхождение отмечается лишь по параметрам зрелости NOR/HOP и Ro (MPI-1), а по другим параметрам зрелости (Ts/Tm, 4-MDBT/1-MDBT и др.) различия уверенно не фиксируются.

Дифференциация состава и свойств флюидов юрского и мелового комплекса – генетические связи с нефтегазоматеринскими толщами

Большая часть битумоидов в собранной по южной части ЯНАО коллекции была изучена из предполагаемых углеродсодержащих пород нижней и средней юры в широком стратиграфическом диапазоне: от пласта Ю₂ до Ю₈, охват разреза нефтями несколько меньше: начиная от пласта ПК₁₁ и заканчивая пластом Ю₄. Важно отметить, что флюиды из меловых отложений были включены в выборку с целью определения характеристик нефтей, которые генетически связаны только с ОВ баженовской НГМП (справедливо в случае отсутствия на территории работ проводящих разломов, по которым могла происходить миграция УВ из юрских отложений в вышележащие, в другом же случае баженовская свита служит флюидоупором, поэтому УВ, генерируемые НГМП нижней и средней юры, аккумулируются только в юрском комплексе).

Сначала рассмотрим дифференциацию параметров нефтей мелового комплекса, баженовской свиты (пласт Ю₀), а также верхнеюрского комплекса (группа пластов Ю₁) по комплексу критериев: физико-химический состав (плотность, содержание серы, парафинов, вязкость), состав углеводородов-биомаркеров, а также изотопный состав углерода фракций нефтей, поскольку именно разница в составе флюидов послужила началом работ по поиску дополнительных генетических источников УВ помимо баженовской НГМП.

Выборка нефтей с имеющимися физико-химическими характеристиками составила 45 проб, из них 5 проб отобрано из баженовской свиты (Ю₀), 15 проб – из юрских отложений (пласты Ю₁–Ю₄), остальные 25 проб – из пластов мелового комплекса. Для разделения полученного массива данных на группы был проведен кластерный анализ, алгоритм объединения данных в кластер – метод Уорда, мерой сходства объектов служило Евклидово расстояние. По результатам кластерного анализа все

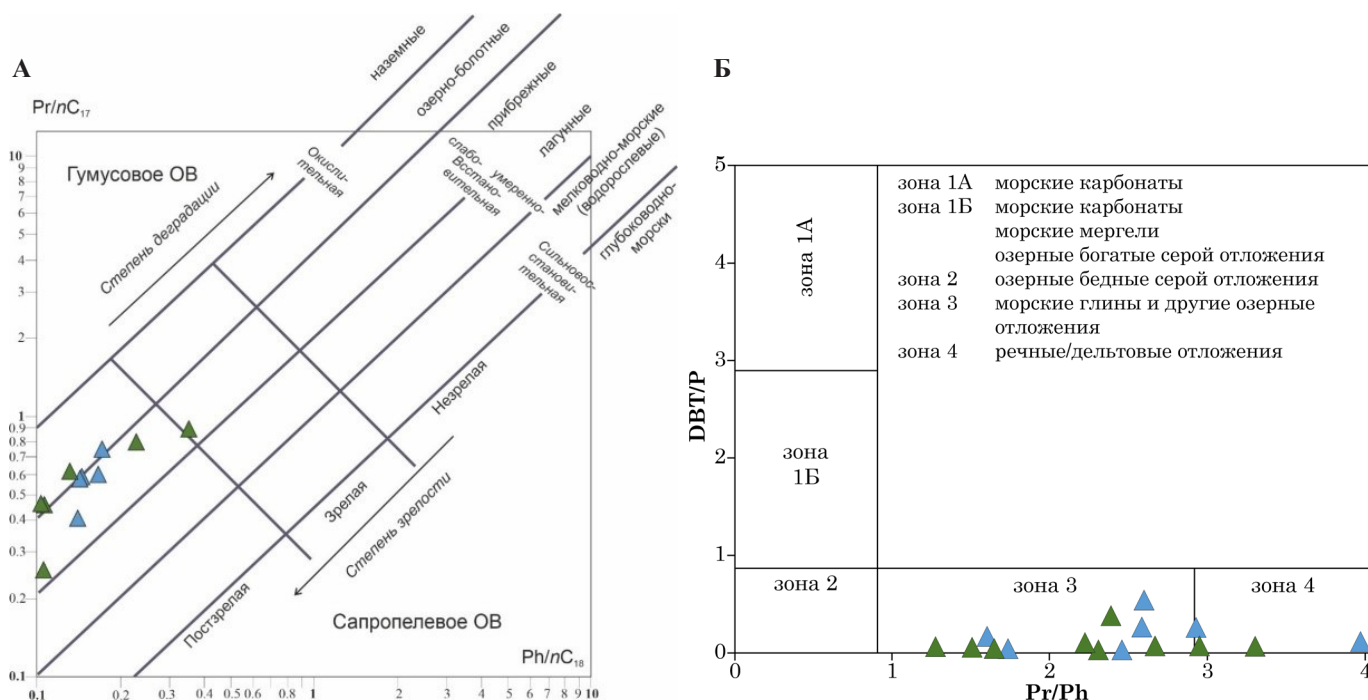


Рис. 9. Обстановки осадконакопления ОВ II–III (синие треугольники) и III типов (зеленые треугольники) углистых НГМТ нижней и средней юры центральной части Западной Сибири на: А – диаграмме Кеннона-Кассоу, Б – диаграмме зависимости отношений дибензотиофена к фенантрону от пристана к фитану

изученные нефти по физико-химическим параметрам разделились на 3 группы:

- группа I: нефти с пониженным содержанием серы ($S < 0,1\%$), легкие по плотности ($\rho < 0,79 \text{ г/см}^3$), с повышенным содержанием парафинов (более 3%, достигая 8%);
- группа II: нефти с повышенным содержанием серы $S > 0,3\%$, с низким содержанием парафинов (менее 3%, составляя, в среднем, 2,5%), с плотностью 0,84 г/см³ и выше;
- группа III: нефти с промежуточными значениями (относительно I и II группы) физико-химических свойств.

Различия в физико-химических свойствах нефтей южной части ЯНАО, вероятно, связаны с различными генетическими источниками для каждой из выделенных

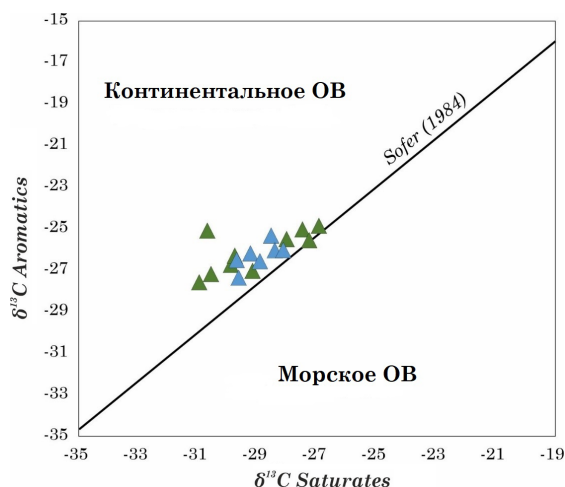


Рис. 10. Изотопный состав углерода насыщенной и ароматической фракций битумоидов углистых пород с II–III (синие треугольники) и III (зеленые треугольники) типами ОВ

групп. Так, в первую группу попадают флюиды, преимущественно полученные из пластов Ю₂ и ниже, вторая группа объединяет флюиды из пластов группы Ю₁, а в третью группу попадают образцы, полученные из баженовской свиты и меловых пластов. Для примера рассмотрим дифференциацию биомаркерных коэффициентов по нефтям каждой из выделенных групп, основанных на соотношениях алкановых, стерановых, тритерпановых, ароматических УВ: Pr/Ph, изопреноидный коэффициент Ki, соотношение стеранов C₂₇/C₂₉, трицикловый индекс Its, соотношение тритерпанов t₁₉/t₂₃, соотношение метилдibenзотиофенов 4-MDBT/1-MDBT, стерановый и метилфенантеновый показатель зрелости C₂₉ββ/(αα + ββ), R^o (MPI 1). На рис. 12 показана звездчатая диаграмма дифференциации нефтей по выделенным показателям. Стоит отметить, что рассмотренные нефти не отобраны в разрезе одной скважины, а получены с близлежащих месторождений, входящих в периметр одного проекта, в рамках которого реализовалась локальная модель углеводородных систем.

На примере нефтей юрского и мелового комплекса на рис. 12 по распределению УВ-биомаркеров, характеризующих условия захоронения и тип исходного ОВ, видно, что флюиды имеют различный генезис: нефти неокского комплекса (пласт БП₁₆) имеют аналогичный облик нефти, полученной непосредственно из баженовской свиты (пласт Ю₀). Биомаркерные характеристики являются типичными для УВ, генетически связанных с ОВ баженовской свиты и были неоднократно рассмотрены в работах А.Э. Конторовича, И.В. Гончарова и др. (Конторович и др., 1994; Гончаров и др., 2012). Нефти юрских пластов (Ю_{1–1}, Ю₂) генетически связаны с другим источником: исходное ОВ содержало в своем составе значительную долю гумусовой составляющей, о чем свидетельствуют высокие значения трициклового индекса (Its > 1) в совокупности

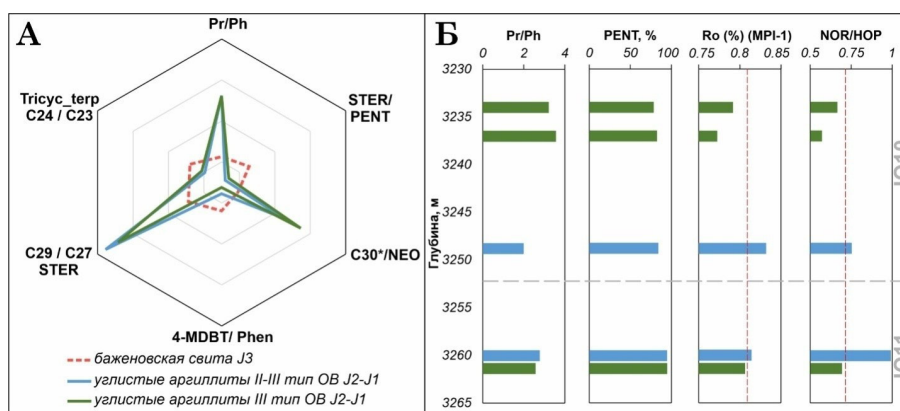


Рис. 11. Сравнение биомаркерных параметров ОБ II–III и III типа: А – звездчатая диаграмма, Б – фрагмент разреза скважины юга ХМАО с биомаркерными параметрами зрелости

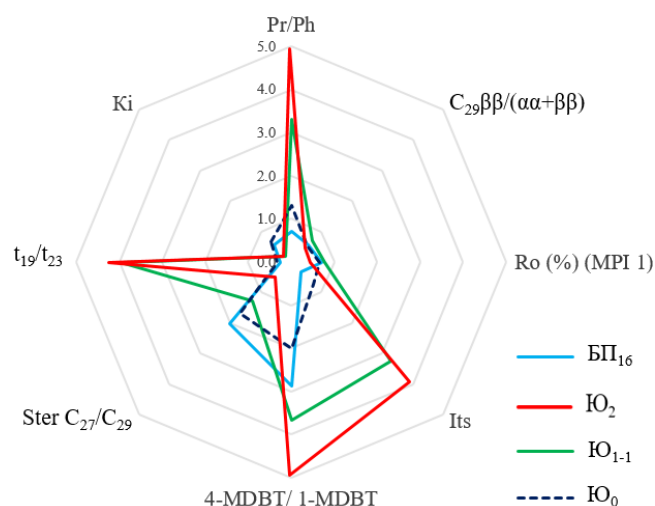


Рис. 12. Распределение УВ-биомаркеров в нефтях юрских и меловых пластов

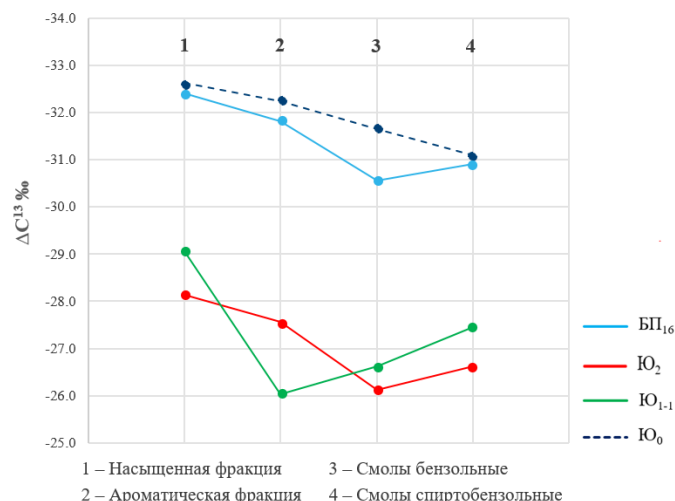


Рис. 13. Изотопный состав углерода фракций нефтей юрского и мелового комплекса

с повышенными соотношением Pr/Ph, преобладающим относительным содержанием стерана C_{29} . По зрелости флюидов не наблюдается значительной вариации между нефтями юрского и мелового комплекса.

На рис. 13 представлена диаграмма изменения ИСУ фракций нефтей. По изменению ИСУ видна дифференциация флюидов, отобранных из различных пластов: для нефтей пластов $Ю_{1-1}$, $Ю_2$ наблюдается значительное утяжеление ИСУ для всех фракций по сравнению с нефтями из баженовской свиты, пласта БП₁₆, что свидетельствует о разных генетических источниках (аналогичные закономерности получены при рассмотрении УВ-биомаркеров).

Затем изученная выборка нефтей была сопоставлена с биомаркерными характеристиками битумоидов, извлеченных из углей, углистых аргиллитов тюменской свиты, обогащенных ОБ (сингенетичные битумоиды). Для анализа также был выбран кластерный анализ, в качестве исходных данных служили биомаркерные УВ, характеризующие тип исходного ОБ, фациальные условия его захоронения (Pr/Ph, Ki, соотношение стеранов C_{27}/C_{29} , Its, t_{19}/t_{23} , DBT/P, TAR). Результаты кластерного анализа представлены на рис. 14, по результатам которого можно выделить 3 группы, как это было ранее выделено по анализу физико-химических свойств нефтей.

- Группа I объединяет все сингенетичные битумоиды, извлеченные из высокообогащенных ОБ углей, углистых аргиллитов тюменской свиты пластов $Ю_2$ – $Ю_8$, а также нефти, полученные из верхне- и средне-юрского НГК (пласты $Ю_{1-2}$ – $Ю_4$). Генетически данная группа связана с существенно гумусовым ОБ, которым выступают отложения тюменской свиты.
- Группа II объединяет нефти, полученные из баженовской свиты (пласт $Ю_0$), мелового комплекса (БП₁₆, БП₁₇, ПК₁₁), а также одной нефти, полученной из пласта $Ю_{1-1}$. Генетически эта группа связана с баженовской НГМП. Стоит отметить, что в нефти из $Ю_{1-1}$ нет признаков вклада континентального ОБ, что, вероятнее всего, связано с низкой степенью зрелости НГМП в пласте $Ю_2$ тюменской свиты, либо удаленностью скважины от очага генерации.
- Группа III объединяет множество нефтей, полученных из группы пластов $Ю_1$. Для этих нефтей предполагается смешанный источник – баженовская свита и углистые прослои тюменской свиты, причем вклад каждой НГМП, судя по всему, варьируется.

Основываясь на совокупной интерпретации результатов физико-химического, биомаркерного и изотопного анализа нефтей, можно сделать следующие выводы.

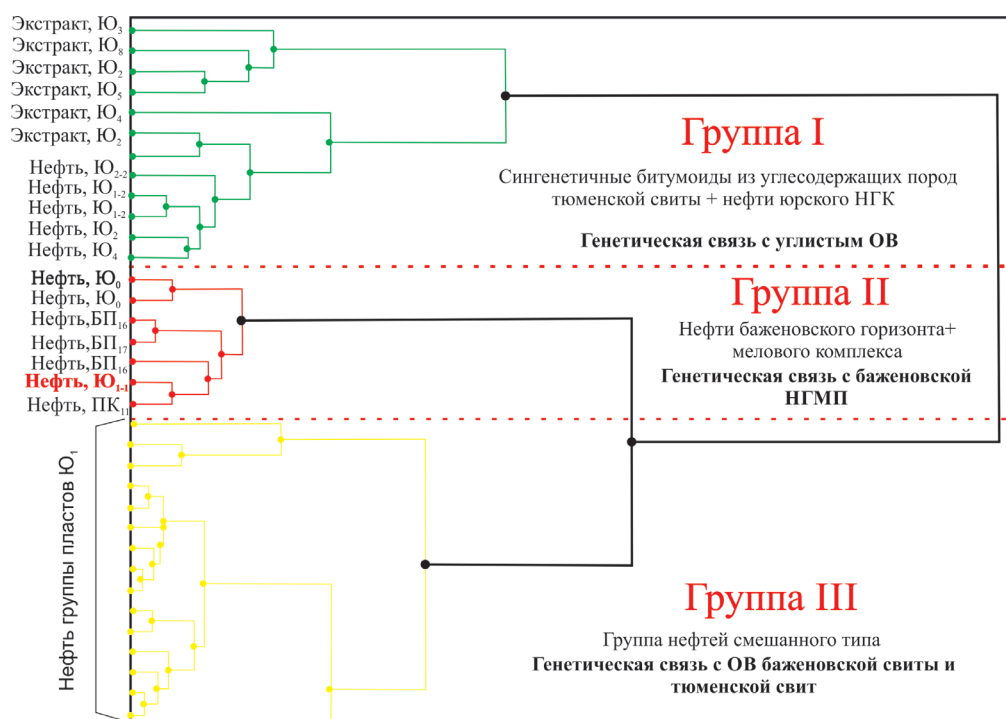


Рис. 14. Дендрограмма классификации нефтей и экстрактов из углистых пород по биомаркерам УВ генезиса

Главным источником УВ для флюидов мелового комплекса является ОВ баженовской свиты. Заполнение залежей происходит за счет вертикальной миграции УВ.

В формировании скоплений УВ группы пластов Ю₁ принимали участие два генетически разных источника: аргиллиты баженовской свиты и углесодержащие породы верха тюменской свиты (пласт Ю₂). Сначала происходило заполнение коллекторов УВ из баженовской НГМП за счет нисходящей миграции, а затем происходила вертикальная миграция УВ из пласта Ю₂ тюменской НГМП. Стоит отметить, что ОВ углистых прослоев пласта Ю₂ характеризуется более поздним основным временем генерации УВ, чем баженовской НГМП, несмотря на большую погруженность отложений.

Для флюидов, полученных в пределах пласта Ю₂, в качестве генетического источника предполагаются,

преимущественно, углесодержащие НГМП подстилающей тюменской свиты.

На рис. 15 представлена генерализованная схема строения углеводородных систем в пределах района работ (южная часть ЯНАО, поднятия Пякупурского и Ампутинского мегапрогибов). НГК ниже пласта Ю₃ в схему не включались вследствие их сравнительно невысокой изученности.

Установление генезиса нефтей пластов Ю₂–Ю₇ на территории южной части ХМАО также основывалось на результатах биомаркерного анализа и ИСУ фракций нефти. Для кластеризации использовался метод главных компонент (МГК) (при построении модели МГК, в отличие от кластерного анализа, происходит более четкая дифференциация образцов на 2 группы, отмеченные синим и красным полем, связанные с 2-мя разными генетическими источниками) (рис. 16), а в качестве исходных



Рис. 15. Генерализованная схема строения углеводородных систем в периметре работ

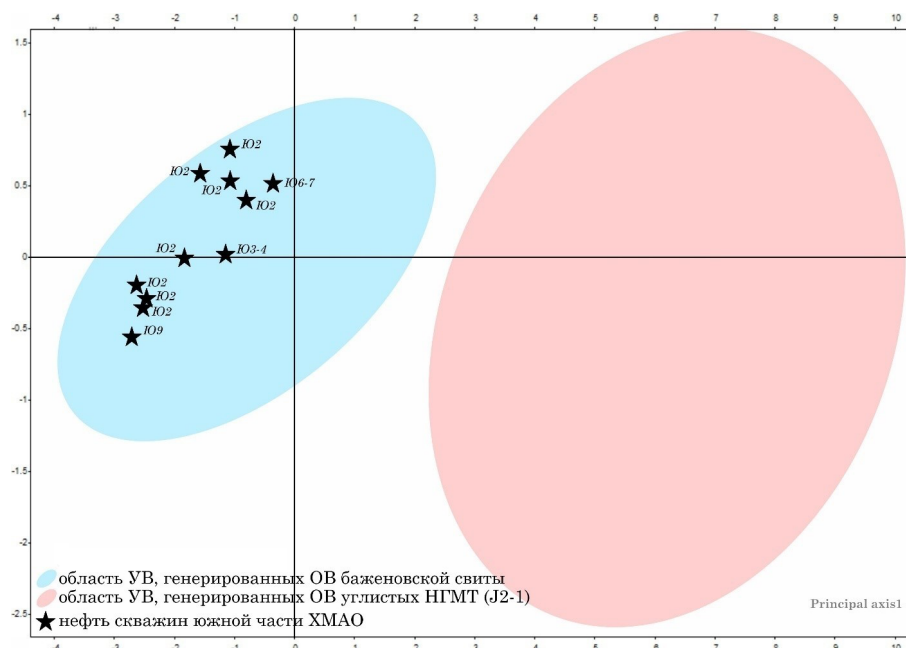


Рис. 16. Группировка битумоидов и нефтей южной части ХМАО методом главных компонент (МГК)

данных учитывались параметры, позволяющие наилучшим образом установить тип исходного ОВ и среду его осадконакопления (Pr/Ph , Ki , C_{27}/C_{29} , Its , t_{19}/t_{23} , DBT/P , TAR). В базе данных учитывались результаты геохимического цикла исследований сингенетичных битумоидов баженовской свиты и сингенетичных битумоидов углистых НГМП нижней и средней юры (на рис. 16 обозначены областями), а также результаты исследования самих нефтей. В отличие от сменяющегося генезиса скоплений УВ вверх по разрезу на площадях южной части ЯНАО, в регионе Фроловской мегаплатины все изученные нефти имеют морское происхождение и однозначно были генерированы ОВ баженовской свиты. Предполагается, что следы вклада гумусового ОВ в нефтегазоносность юрского комплекса южной части ХМАО не прослеживаются, поскольку на данной территории угли обладают преимущественно газовым потенциалом (преобладает III тип ОВ), и степень зрелости данных углей существенно ниже, чем на территории ЯНАО.

Выводы

По результатам комплексных геохимических исследований установлен и доказан ранее неизвестный источник УВ в периметре работ – угли и углистые аргиллиты тюменской свиты, которые могут генерировать жидкие УВ.

Тип ОВ в НГМП тюменской свиты варьируется: анализ частоты встречаемости образцов пород со II–III и III типом ОВ по пластам позволяет установить, что в нижне-средне-юрском разрезе в южной части ХМАО встречается ОВ III типа, в то время как в южной части ЯНАО преобладает как II–III, так и III типы ОВ, при этом оно является более преобразованным, что в конечном счете влияет на вклад в формирование нефтегазоносности юрского НГК. С омоложением возраста разреза постепенно уменьшается доля образцов с III типом ОВ, и растет вклад прослоев со II–III типом ОВ. Анализ долей вклада ОВ II–III и III типов в едином временном интервале по площади демонстрирует его связь с палеогеографическими обстановками.

При анализе флюидов юрского НГК (пласты Ю₂–Ю₄) южной части ЯНАО установлен вклад углистых прослоев тюменской свиты, обогащенных ОВ II–III типа, в формирование нефтегазоносности, что выражается в изменении физико-химических свойств флюидов, ИСУ, а также распределения УВ-биомаркеров по сравнению с флюидами мелового комплекса, связанными генетически с баженовской НГМП. Нефти характеризуются пониженной плотностью (менее 0,79 г/см³), содержанием серы (менее 0,1%) и повышенным содержанием парафинов, которое, в среднем составляет 6%, достигая 8%, что не характерно для флюидов, сгенерированных баженовской НГМП. На территории южной части ХМАО, наоборот, углистые породы нижней и средней юры не вносили значимого вклада в формирование нефтегазоносности юрского НГК ввиду как их невысокой преобразованности, так и повышенного преобладания газопроизводящего III типа ОВ.

Практическая ценность работы заключается в использовании полученных данных при моделировании углеводородных систем, на основании чего можно прогнозировать дополнительные залежи УВ в юрском НГК. Также стоит отметить, что анализ физико-химических свойств флюидов (до проведения последующих работ по геохимическому изучению) позволит локализовать в юрском комплексе «зоны влияния» углистого ОВ в формирование нефтегазоносности, т.к. физико-химические свойства напрямую зависят от генетического источника УВ.

Благодарность

Авторы выражают благодарность рецензенту за правки и комментарии, способствующие улучшению статьи.

Литература

- Гончаров И.В. и др. (2010). Нефтематеринские породы и нефти восточной части Западной Сибири. *Нефтяное хозяйство*, (8), с. 24–28.
Гончаров И.В., Обласов Н.В., Сметанин А.В., Самойленко А.В., Фадеева С.В., Журова Е.Л. (2012). Генетические типы и природа флюидов углеводородных залежей юго-востока Западной Сибири. *Нефтяное хозяйство*, (11), с. 8–13.

Конторович А., Зумберге Д., Андруевич В., Борисова Л. и др. (1994). Региональное исследование геохимии сырых нефтей и отдельных материнских пород Западно-Сибирского бассейна. GEOMARK RESEARCH, INC., СП Таурус, 294 с.

Конторович А.Э. и др. (1999). Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидоаккумуляции на Северо-Азиатском кратоне. *Геология и геофизика*, 11(40), с. 1676–1693.

Конторович А.Э., Данилова В.П., Егорова Л.И., Конторович В.А., Иванов И.А., Мангазеев В.П., Москвин В.И., Меленевский В.Н., Костырева Е.А., Никитенко Б.Л., Шурыгин Б.Н. (1998). Геолого-геохимические критерии прогноза нефтегазоносности нижнеюрских аллювиально-озерных отложений Западно-Сибирского бассейна. *Докл. РАН*, 358(6), с. 799–802.

Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А. и др. (1999). Нефтематеринские формации Западной Сибири: старое и новое видение проблемы. Тез. докл. науч. совещ.: «Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири». Новосибирск: ОИГМ СО РАН, с. 10–12.

Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В. и др. (2013). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде. *Геология и геофизика*, 54(8), с. 972–1012.

Морозов Н.В., Калачева Д.Ю., Захарова О.А., Букатов М.В., Погребнюк С.А., Гайнетдинов Ф.Г., Николаев М.Н. (2019). Геолого-геохимическая концепция формирования углеводородной системы на территории проекта «Отдаленная группа месторождений» в периметре АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». *Нефтяное хозяйство*, (12), с. 21–25. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-12-21-25>

Неручев С.Г. (1998). Справочник по геохимии нефти и газа. СПб: АОА «Издательство «Недра»», 576 с.

Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.А., Морариу Д. (2014). Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России. СПб: ФГУП «ВНИГРИ», 322 с.

Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты (1998). Под редакцией В.И. Шпилемана, Н.И. Змановского, Л.Л. Подсосовой.

Фомин А.Н. (2011). Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск: ИИГ СО РАН, 331 с.

Atlas of Paleotectonic and Paleogeological-Landscape Maps of Hydrocarbon Provinces of Siberia (1995). Devyatov V.P., Grigor'yev N.V., Gurari F.G., Kazakov A.M. et al. SNIIGGIMS, Petroconsultants.

Calder J.H., Gibling M.R., Mukhopadhyay P.K. (1991). Peat formation in a Westphalian B piedmont setting, Cumberland Basin, Nova Scotia: implications for the maceral-based interpretation of reotrophic and raised paleomires. *Bulletin de la Société Géologique de France*, (162), pp. 283–298.

Cheng K. et al. (1997). Coal-generated oil in Tuha Basin. *Science in China Series D: Earth Sciences*, 40, pp. 439–442. <https://doi.org/10.1007/BF02877577>

Diessel C.F.K. (1992). Coal-bearing Depositional Systems. Springer-Verlag, New York Berlin. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-75668-9>

Killops S.D. et al. (1994). A geochemical appraisal of oil generation in the Taranaki Basin, New Zealand. *AAPG bulletin*, 7(10), pp. 1560–1585.

Morozov N., Belenkaya, I., Kasyanenko A., Bodryagin S. (2016). Evaluation of the Resource Potential Based on 3D Basin Modeling of Bagenov Fm. Hydrocarbon System. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*, Moscow, Russia. <https://doi.org/10.2118/182073-MS>

Petersen H.I., Hertle M. (2018). A review of the coaly source rocks and generated petroleum in the Danish North Sea: an underexplored Middle Jurassic petroleum system? *Journal of Petroleum Geology*, 41(2), pp. 135–154. <https://doi.org/10.1111/jpg.12697>

Singh A.K. (2016). Petrographic characterization and evolution of the Karharbari coals, Talcher Coalfield, Orissa, India. *International Journal of Coal Science & Technology*, (3), pp. 133–147. <https://doi.org/10.1007/s40789-016-0132-3>

Singh M.P., Singh A.K. (2000). Petrographic characteristics and depositional conditions of Eocene coals of platform basins, Meghalaya, India. *International Journal of Coal Geology*, 42(4), pp. 315–356. [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(99\)00045-2](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(99)00045-2)

Suárez-Ruiz I., Flores D., Mendonça Filho J.G., Hackley P.C. (2012). Review and update of the applications of organic petrology: part 1, geological applications. *International Journal of Coal Geology*, 99(1), pp. 54–112. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.02.004>

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)

Сведения об авторах

Дарья Юрьевна Калачева – руководитель направления центра регионального и сейсмического моделирования, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79Д

e-mail: Kalacheva.DYu@gazpromneft-ntc.ru

Ирина Алексеевна Санникова – кандидат геол.-минерал. наук, главный специалист центра регионального и сейсмического моделирования, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79Д

Никита Владимирович Морозов – руководитель по разработке продуктов центра регионального и сейсмического моделирования, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79Д

Статья поступила в редакцию 17.08.2023;

Принята к публикации 13.11.2023;

Опубликована 30.12.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Contribution of the Lower-Middle Jurassic source rocks in petroleum potential of the Jurassic-Cretaceous series within the central part of West Siberia

D.Yu. Kalacheva*, I.A. Sannikova, N.V. Morozov

Gazprom Neft NTC LLC, Saint-Petersburg, Russian Federation

*Corresponding author: Darya Yu. Kalacheva, e-mail: Kalacheva.DYu@gazpromneft-ntc.ru

Abstract. In this paper, based on a geochemical study of rock samples and fluids, it is proven that carbon-bearing deposits of the Lower and Middle Jurassic complex of Western Siberia on the southern outskirts of the Khanty-Mansiysk and Yamalo-Nenets Autonomous Okrug can generate liquid hydrocarbons. It has been established that the oil-generation

potential of carbon-bearing deposits depends on the paleogeographic conditions of burial of the organic matter and the enrichment of rocks with macerals of the liptinite group. The complex of studies included pyrolysis of coals, coal-rich shale of Lower and Middle Jurassic rocks, study of maceral composition and measurement of reflectivity

indicators, hydrocarbon and isotopic composition of extracts from rocks, as well as study of the composition of oils from the studied area, selected both within the Jurassic and Cretaceous complexes. The studied area is located in the Frolov megadepression and the South Nadym megamonocline. The result of the research was the identification of significant geochemical characteristics of an additional source of hydrocarbons – coals, coal-rich shale of the Lower and Middle Jurassic, which had not previously been proven on the studied area, the contribution of which to the formation of oil and gas potential was confirmed by the correlation of hydrocarbon and isotopic characteristics of fluids and extracts from source rocks. Cluster and the principal component analysis were used for genetic correlation of extracts and oils. The conclusions obtained from geochemical studies suggest the possible prospects of Lower and Middle Jurassic deposits from the point of view of detecting hydrocarbon accumulations.

Keywords: Lower Jurassic, Middle Jurassic, coal, maceral, organic matter, West Siberia, liptinite, source rock, pyrolysis, kinetic spectra, hydrocarbons, bitumen, paleogeography, swamp, bog, petroleum system, migration, Bazhenov formation

Recommended citation: Kalacheva D.Yu., Sannikova I.A., 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. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.2>

References

- Atlas of Paleotectonic and Paleogeological-Landscape Maps of Hydrocarbon Provinces of Siberia (1995). Devyatov V.P., Grigor'yev N.V., Gurari F.G., Kazakov A.M. et al. SNIIGGIMS, Petroconsultants. (In Russ.)
- Calder J.H., Gibling M.R., Mukhopadhyay P.K. (1991). Peat formation in a Westphalian B piedmont setting, Cumberland Basin, Nova Scotia: implications for the maceral-based interpretation of rheotrophic and raised paleomires. *Bulletin de la Société Géologique de France*, (162), pp. 283–298.
- Cheng K. et al. (1997). Coal-generated oil in Tuha Basin. *Science in China Series D: Earth Sciences*, 40, pp. 439–442. <https://doi.org/10.1007/BF02877577>
- Diessel C.F.K. (1992). Coal-bearing Depositional Systems. Springer-Verlag, New York Berlin. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-75668-9>
- Fomin A.N. (2011). Catagenesis of organic matter and oil and gas potential of Mesozoic and Paleozoic sediments of the West Siberian megabasin. Novosibirsk: INGG SO RAN, 331 p. (In Russ.)
- Goncharov I.V. et al. (2010). Oil source rocks and oils of the eastern part of Western Siberia. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, (8), pp. 24–28. (In Russ.)
- Goncharov I.V., Oblasov N.V., Smetanin A.V., Samoilenko A.V., Fadeeva S.V., Zhurova E.L. (2012). Genetic types and nature of fluids in hydrocarbon deposits in the southeast of Western Siberia. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, (11), pp. 8–13. (In Russ.)
- Killops S.D. et al. (1994). A geochemical appraisal of oil generation in the Taranaki Basin, New Zealand. *AAPG bulletin*, 7(10), pp. 1560–1585.
- Kontorovich A., Zumberge D., Andrushevich V., Borisova L. et al. (1994). Regional study of the geochemistry of crude oils and selected source rocks of the West Siberian Basin. GEOMARK RESEARCH, INC., SP Tairus, 294 p. (In Russ.)
- Kontorovich A.E. et al. (1999). Centers of naphthide formation and naphthide accumulation of different ages in the North Asian craton. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 11(40), pp. 1676–1693. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Danilova V.P., Egorova L.I., Kontorovich V.A., Ivanov I.A., Mangazeev V.P., Moskvina V.I., Melenevskii V.N., Kostyreva E.A., Nikitenko B.L., Shurygin B.N. (1998). Geological and geochemical criteria for predicting the oil and gas content of Lower Jurassic alluvial-lacustrine deposits of the West Siberian basin. *Doklady RAN*, 358(6), pp. 799–802. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Danilova V.P., Kostyreva E.A. et al. (1999). Oil source formations of Western Siberia: old and new vision of the problem. *Organic geochemistry of oil-producing rocks of Western Siberia. Abstracts*. Novosibirsk: OIGGM SO RAN, pp. 10–12. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V. et al. (2013). Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 972–1012. (In Russ.)
- Morozov N., Belenkaya, I., Kasyanenko A., Bodryagin S. (2016). Evaluation of the Resource Potential Based on 3D Basin Modeling of Bagenov Fm. Hydrocarbon System. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*, Moscow, Russia. <https://doi.org/10.2118/182073-MS>
- Morozov N.V., Kalacheva D.Yu., Zakharova O.A., Bukatov M.V., Pogrebnyuk S.A., Gainetdinov F.G., Nikolaev M.N. (2019). Geological and geochemical concept of petroleum system formation on the territory of the project “Remote group of fields” in the area of operation of Gazpromneft-Noyabrskneftegas LLC. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (12), pp. 21–25. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-12-21-25>
- Neruchev S.G. (1998). Handbook of geochemistry of oil and gas. St.Petersburg: Nedra, 576 p. (In Russ.)
- Petersen H.I., Hertle M. (2018). A review of the coaly source rocks and generated petroleum in the Danish North Sea: an underexplored Middle Jurassic petroleum system? *Journal of Petroleum Geology*, 41(2), pp. 135–154. <https://doi.org/10.1111/jpg.12697>
- Prishchepa O.M., Aver'yanova O.Yu., Il'inskii A.A., Morariu D. (2014). Oil and gas from low-permeability shale strata are a reserve of the raw material base of hydrocarbons in Russia. St.Petersburg: FGUP «VNIGRI», 322 p. (In Russ.)
- Singh A.K. (2016). Petrographic characterization and evolution of the Karharbari coals, Talcher Coalfield, Orissa, India. *International Journal of Coal Science & Technology*, (3), pp. 133–147. <https://doi.org/10.1007/s40789-016-0132-3>
- Singh M.P., Singh A.K. (2000). Petrographic characteristics and depositional conditions of Eocene coals of platform basins, Meghalaya, India. *International Journal of Coal Geology*, 42(4), pp. 315–356. [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(99\)00045-2](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(99)00045-2)
- Suárez-Ruiz I., Flores D., Mendonça Filho J.G., Hackley P.C. (2012). Review and update of the applications of organic petrology: part 1, geological applications. *International Journal of Coal Geology*, 99(1), pp. 54–112. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.02.004>
- Tectonic map of the central part of the West Siberian Plate (1998). Ed. V.I. Shpilman, N.I. Zmanovskiy, L.L. Podsoosovoi. (In Russ.)
- 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)

About the Authors

Darya Yu. Kalacheva – Head of the Department, Gazprom Neft NTC LLC

75-79D, Moika River emb., 190000, Saint-Petersburg, Russian Federation

e-mail: Kalacheva.DYu@gazpromneft-ntc.ru

Irina A. Sannikova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Chief Specialist, Gazprom Neft NTC LLC

75-79D, Moika River emb., 190000, Saint-Petersburg, Russian Federation

Nikita V. Morozov – Product Manager, Gazprom Neft NTC LLC

75-79D, Moika River emb., 190000, Saint-Petersburg, Russian Federation

Manuscript received 17 August 2023;
Accepted 13 November 2023; Published 30 December 2023