

ИСТОРИЯ ГЕНЕРАЦИИ НАФТИДОВ В ПРЕДЪЕНИСЕЙСКОМ ОСАДОЧНОМ БАССЕЙНЕ

Юрий Федорович Филиппов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-13-62, e-mail: PhilippovYF@ipgg.sbras.ru

Лев Маркович Буриштейн

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник, тел. (383)335-64-26, e-mail: levi@ipgg.sbras.ru

Выполнены палеорекострукции погружений осадочных толщ Предъенисейского осадочного бассейна. С учетом геотермических градиентов и данных пиролитических исследований органического вещества проведено одномерное моделирование реализации нефтегазогенерационного потенциала нефтематеринских пород, уточнены исторические условия генерации и сохранности потенциальных залежей углеводородов.

Ключевые слова: Предъенисейский осадочный бассейн, верхнепротерозойско-палеозойские комплексы, палеорекострукции, условия генерации, нефтегазоносность.

HISTORY OF OIL AND GAS GENERATION OF THE PRE-YENISEY SEDIMENTARY BASIN

Yuri F. Filippov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptyug Prospect, Ph. D., Senior Researcher, tel. (383)330-13-62, e-mail: PhilippovYF@ipgg.sbras.ru

Lev M. Burshtein

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptyug Prospect, D. Sc., Chief Researcher, tel. (383)335-64-26, e-mail: levi@ipgg.sbras.ru

Paleo reconstructions of the submerged sediments of the Pre-Yenisey sedimentary basin were performed. Taking into account geothermal gradients and data of pyrolytic studies of organic matter, a one-dimensional simulation of the oil and gas generation potential realization of oil-bearing rocks was carried out. The historical conditions for the generation and conservation of potential hydrocarbon deposits were refined.

Key words: Pre-Yenisey sedimentary basin, Upper Proterozoic-Paleozoic unit, paleoreconstructions, conditions for the generation, petroleum potential.

В последние годы благодаря масштабным геолого-геофизическим работам подтверждены предположения о развитии на левобережье Енисея под мезозойско-кайнозойским чехлом Западно-Сибирской геосинеклизы осадочного верхнедокембрийско-палеозойского субплатформенного комплекса пород, образующих Предъенисейский осадочный бассейн [1–4]. Одним из важных моментов при оценке его потенциальной нефтегазоносности является вопрос наличия потенциальных нефтематеринских толщ, а также условий генерации и сохранности возможных залежей углеводородов.

По современным представлениям стратиграфических уровней, на которых располагаются основные генераторы углеводородов в Предъенисейском бассейне, было как минимум два [5–8]. Наличие в верхнем венде и кембрии аллохтонных битумоидов разных биогеохимических подгрупп [6–8] подтверждает, что образование УВ происходило в разных источниках. Одним из них могли быть осадочные породы докембрия (в составе нефтидов скв. Лемок-1 идентифицированы 12- и 13-монометилкаланы, которые ранее установлены только в докембрийских и нижнекембрийских нефтях Сибирской платформы и Омана [6]). Другим – пайдугинская свита, аналог куонамской формации кембрия Сибирской платформы.

Согласно выполненным палеогеодинамическим реконструкциям бассейна [9], наиболее древними комплексами в составе слабодислоцированного (субплатформенного) осадочного чехла бассейна должны быть толщи моложе позднего неопротерозоя. Мощных осадков этого возраста с высоким нефтегенерационным потенциалом в прилегающих районах Сибирской платформы и Енисейского кряжа пока не найдено. Тем не менее не исключен вариант присутствия в глубоких частях разреза более древних (рифейских) черносланцевых толщ, аналогичных таковым на Енисейском кряже и в прилегающих районах Сибирской платформы, большой нефтегазогенерационный потенциал которых получил подтверждение [10 и др.]. Об этом, в частности, свидетельствуют геохимические исследования нефтидов.

Другой нефтепроизводящей толщей в Предъенисейском осадочном бассейне могли быть пайдугинская и чурбигинская свиты нижнего-среднего кембрия. Для пайдугинской свиты характерны максимальные для кембрийского разреза концентрации органического углерода ($C_{орг}$) – от 0,7 до 2,2 % на породу [7–8]. Ее неполная мощность в разрезе скв. Восток-1 составляет около 120 м. Чурбигинская свита (более 200 м) в среднем менее обогащена органическим углеродом (0,04–0,3 %, в редких тонких прослоях до 8 %).

Для воссоздания динамики процессов нефтидогенеза целесообразно–выполнить палеореконструкции осадконакопления и погружений, термальной истории и реализации нефтегазогенерационного потенциала нефтематеринских пород. Попытка такого одномерного моделирования по нескольким разрезам впервые для Предъенисейского бассейна представлена в настоящей работе. Моделирование выполнялось с использованием программного комплекса TEMIS (Veicir Franlab). Анализ состава и мощностей сейсмостратиграфических комплексов, выделенных на разрезах МОГТ, косвенная региональная оценка вероятного наличия и мощности средне- и верхнепалеозойских толщ, времени и масштабов денудации позволили получить динамические модели погружений для разрезов различных районов. Графические представления двух таких реконструкций приведены на рис. 1.

В условиях преимущественно карбонатного разреза и, как следствие, отсутствия возможности прямых замеров R_0 оценка зрелости ОВ проводилась люминесцентно-битуминологическим методом и методом Rock-Eval в ИНГГ СО РАН (лаборатория А.Н. Фомина). В условиях низких содержаний $C_{орг}$ (деся-

тые доли % в целом по разрезу, за исключением райгинско-пайдугинской толщи и редких глинистых прослоев, где средние значения превышают 1%) и наличия аллохтонной примеси к значениям выхода новообразованных углеводородов (пик S_2) и оценкам T_{max} нужно относиться осторожно. Тем не менее как элементный состав керогена, так и данные пиролиза свидетельствуют о полноте реализации нефтегенерационного потенциала в большей части венд-кембрийских толщ [6–8]. Модельная палеотемпературная и катагенетическая (расчетные значения R_0) зональность, а также выделенные по известным соотношениям зоны генерации нефти и газа показаны на рис. 1.

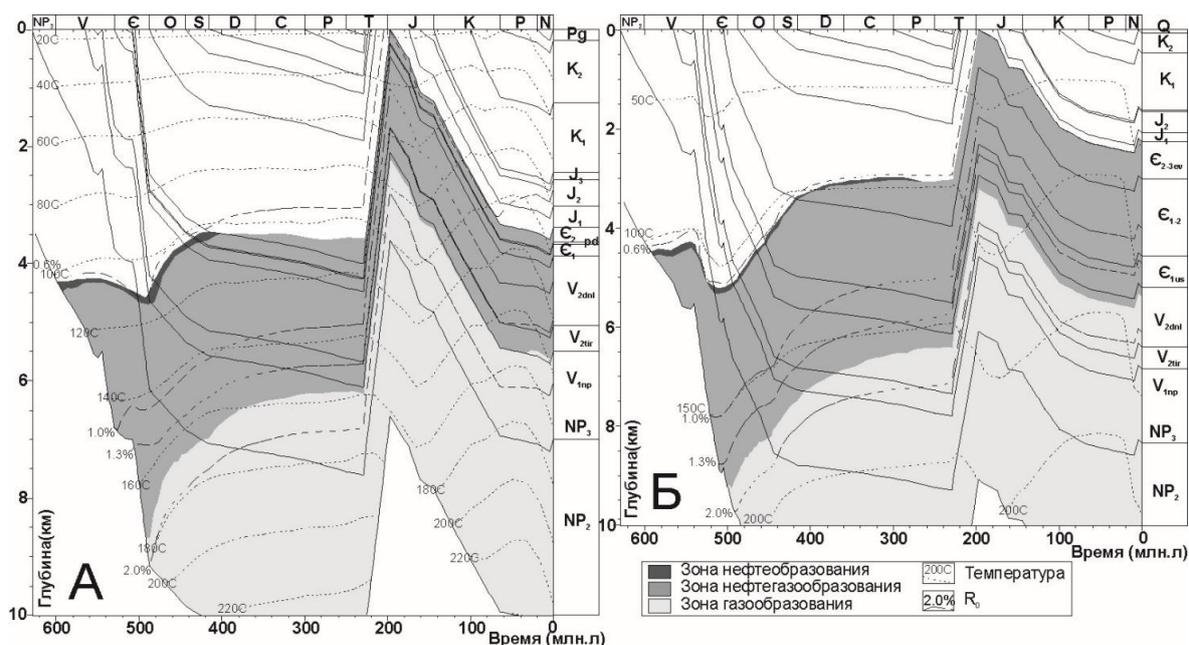


Рис. 1. Графики погружений осадочных комплексов, температур, зрелости ОВ и зон нефтегазообразования по результатам моделирования для различных районов бассейна: А) скв. Восток-3; Б) скв. Восток-4

На графике видно, что в западной части бассейна (скв. Восток-3) процесс генерации нефти мог продолжаться с венда (для рифейских нефтематеринских толщ) до девона (для среднекембрийских) на глубинах около 4 км. В восточных частях для эвенкийского уровня он мог продолжаться до перми. В процессе дальнейших вертикальных движений и катагенетических преобразований ОВ кембрийских и верхневендских толщ на западе бассейна оказалось в промежуточной зоне нефтегазообразования (конденсат и жирный газ), а нижневендские и рифейские – в глубинной зоне сухого газа (рифейские уже с кембрия-ордовика). В восточной части все докембрийские отложения находились в глубинной зоне генерации сухого газа, начиная с силура и заканчивая триасовым временем, а в зоне смешанного нефтегазообразования остались только кембрийские комплексы.

Для получения более наглядной картины процессов генерации УВ были выполнены модельные расчеты для двух потенциально нефтематеринских толщ – рифейской и пайдугинской (нижний-средний кембрий) в районе скв.

Восток-3. При этом надо иметь в виду, что имеющиеся на сегодня данные не позволяют корректно выполнить точные оценки объема генерированных УВ. В модель были заложены условные (исходя из внешних аналогий) первичные параметры. Соответственно, оценка масштабов генерации может быть представлена только в условных единицах. На рис. 2 представлены графики интенсивности процессов генерации в этих толщах с дифференциацией по фазовому составу. Видно, что основной пик генерации УВ для рифейских толщ (при наличии в них нефтематеринских пород) должен начаться с венда и закончиться к ордовика (нефть) и мезозою (газ). Для пайдугинской толщи процесс нефтегазообразования мог начаться с ордовика и протекать вплоть до триаса, когда началась глобальная перестройка во время пфальцской фазы герцинского тектонического цикла. Кроме того, небольшой вторичный пик нефтегазообразования отмечается для этого уровня уже в мелу и палеогене.

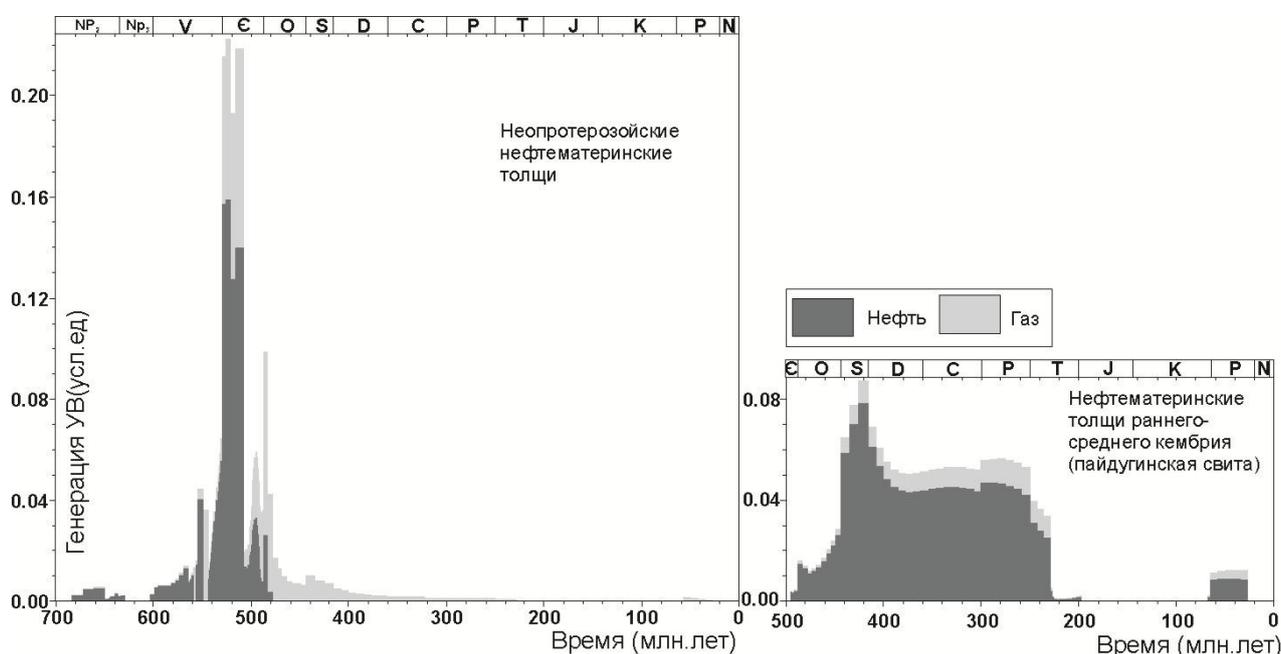


Рис. 2. Графики генерации УВ потенциально нефтематеринских толщ по результатам моделирования в скв. Восток-3

Возможно, именно этот факт и отвечает на вопрос о фиксируемом сосуществовании в изученных разрезах нефтидов различного генезиса и различной степени вторичной преобразованности, как доведенных до стадии антраксолитов, так и битумоидов, содержащих мигрантспособные углеводороды. Судя по приведенной модели, первые – продукты метаморфизма раннее образованных нефтидов, вторые – продукты поздних стадий катагенеза, как оставшегося первичного рассеянного ОВ, так и тяжелых компонентов нефтидов, образованных в процессе фазовой дифференциации.

Из этого можно сделать вывод о типах потенциальных залежей в бассейне: во-первых, это могут быть остаточные залежи тяжелых смолистых нефтей, во-вторых – конденсатного и сухого газа.

В заключении отметим, что значительные объемы генерированных УВ (особенно докембрийских) могли быть подвергнуты не только значительному метаморфизму, но и масштабной деструкции в триасовое время, когда амплитуда вертикальных движений достигала 4 км и большая часть палеозойского разреза (а в некоторых районах включая весь кембрий) была денудирована. Находящиеся восточнее благоприятные зоны для нефтегазоаккумуляции (резервуары в рифогенных карбонатах) могли сыграть свою положительную роль только при наличии более древних (довендских?) нефтематеринских толщ. Поскольку этот вопрос на сегодня не решен, выполнить корректно количественную оценку масштабов нефтегазообразования в бассейне затруднительно.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Предъенисейская нефтегазоносная провинция – новый перспективный объект поисков нефти и газа в Сибири / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, Ю. Ф. Филиппов и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 5–6. – С. 9–23.
2. Филиппов Ю. Ф., Сараев С. В., Коровников И. В. Стратиграфия и корреляция кембрийских отложений Предъенисейского осадочного бассейна Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, №5–6. – С. 891–905.
3. Венд Предъенисейского осадочного бассейна (юго-восток Западной Сибири) / Д. В. Гражданкин, А. Э. Конторович, В. А. Конторович и др. // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56, № 4. – С. 718–734.
4. Филиппов Ю. Ф. Сейсмогеологическая модель верхнепротерозойско-палеозойских комплексов Предъенисейского осадочного бассейна на востоке Западной Сибири // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2014. X Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. (Новосибирск, 8–18 апреля 2014 г.). – Новосибирск : СГГА, 2014. Т. 1. – С. 176–181.
5. Филиппов Ю. Ф. Перспективы нефтегазоносности Предъенисейского осадочного бассейна // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 35–45.
6. Конторович А. Э., Костырева Е. А. Нафтиды кембрия Предъенисейской субпровинции // Геология нефти и газа. – 2011. – Т. 52, № 5. – С. 73–77.
7. Геохимия органического вещества кембрия Предъенисейской субпровинции Сибири (по результатам бурения скважин Восток-1 и Восток-3) / А. Э. Конторович, Е. А. Костырева, С. В. Сараев и др. // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52, № 6. – С. 737–750.
8. Литология и органическая геохимия венда Предъенисейской субпровинции (по результатам бурения скв. Восток-3) / А. Э. Конторович, Е. А. Костырева, С. В. Сараев и др. // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52, № 9. – С. 1213–1221.
9. Филиппов Ю. Ф. Геодинамическая эволюция Предъенисейского осадочного бассейна на юго-востоке Западной Сибири // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2016. XII Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. (Новосибирск, 18–22 апреля 2016 г.). – Новосибирск : СГУГиТ, 2016. Т. 1. – С. 150–155.
10. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции в верхнем протерозое Сибирской платформы / А. Э. Конторович, А. Н. Изосимова, А. А. Конторович и др. // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 52, № 8. – С. 166–195.

© Ю. Ф. Филиппов, Л. М. Бурштейн, 2017