

УДК 551.46

ТЕМПЕРАТУРНЫЕ УСЛОВИЯ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА НИЖНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПЕЧОРСКОГО МОРЯ И ПРОГНОЗ ОЧАГОВ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ

© 2003 г. Ю. М. Берлин, М. М. Марина

Представлено академиком А.Н. Дмитриевским 24.05.2002 г.

Поступило 05.06.2002 г.

Исследуемый регион является акваториальным продолжением Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна и занимает мелководную юго-восточную часть Баренцевоморского шельфа. Недра Печорского моря являются одними из наиболее изученных в геологическом отношении среди морей арктического шельфа России, а открытые в его пределах в последние два десятилетия месторождения нефти и газа выдвинули этот регион в число наиболее перспективных с точки зрения развития топливно-энергетического комплекса России. Но еще остаются невыясненными некоторые фундаментальные нефтегазогенетические аспекты, касающиеся прежде всего условий, определяющих масштабы генерации углеводородов (УВ) и их фазовый состав в различных структурах. Эти вопросы можно решить на основе историко-генетического метода, разработанного применительно к недрам акваторий [2, 7, 9]. Общими моментами для различных его модификаций являются выделение в разрезах осадочных толщ потенциально нефтематеринских отложений с прогнозом распределения типов и концентраций органического вещества (ОВ), оценка степени его прогрева в геологической истории и прогноз распределения очагов нефте- и/или газообразования.

Объектом исследований в данной работе является нижнепермская преимущественно карбонатная толща, к которой в пределах Печорского моря приурочено большинство открытых залежей УВ. В то же время известно, что промышленная нефтегазоносность в континентальной части Тимано-Печорского бассейна связана как с названными выше отложениями, так и с отложениями силур-нижнего девона, верхнего девона, верхнего карбона, верхней перми-триаса. Имеющаяся информация по органической геохимии в скважинах на суше позволяет говорить о генетической

связи большинства известных нефтяных залежей с вмещающими их литолого-стратиграфическими комплексами. Поэтому перечисленные толщи, за исключением последних, являются не только нефтегазосодержащими, но и нефтематеринскими, что в полной мере относится к рассматриваемым отложениям нижней перми в недрах акватории. Комплексная экстраполяция на неразбуренные участки акватории данных по геохимическому изучению кернов многочисленных скважин на суше и отдельных морских скважин в сопоставлении с данными по мощностям, литолого-фациальному составу отложений и палеогеографическим условиям их накопления позволила составить схему распределения типов ОВ в исследуемой толще нижней перми [7]. Выделены три типа ОВ: II – преимущественно сапропелевый, III-II – гумусово-сапропелевый с преобладанием сапропелевого и II-III – сапропелево-гумусовый с преобладанием последнего.

Для оценки степени зрелости ОВ рассчитывались современные температуры его прогрева и прогнозировались палеотемпературные условия. Расчеты современных температур (сверху вниз) были проведены впервые по трем оценочным разрезам, приуроченным к скважинам Поморской, Северо-Гуляевской и Приразломной площадей, на границах выделенных в мезо-кайнозойском и палеозойском осадочном чехле литолого-стратиграфических комплексов [12]. Таких стратиграфических поверхностей 11: подошвы неоген-четвертичных отложений, нижнего мела, верхней, средней и нижней юры, верхнего, среднего и нижнего триаса, верхней и нижней перми, верхнего карбона. Для расчетов применялась формула

$$T = T_0 + q_0(h_1/\lambda_1 + h_2/\lambda_2 + \dots + h_i/\lambda_i) - Tr_n, \quad (1)$$

где T_0 – температура нейтрального слоя (в °С); q_0 – плотность теплового потока, проходящего

*Институт океанологии им. П.П. Ширшова
Российской Академии наук, Москва*

через дно (в мВт/м²); $h_1, h_2; \dots, h_i, \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_i$ – соответственно мощности (в м) отдельных литолого-стратиграфических комплексов и их средние теплопроводности (в Вт/(м · °С)); Tr_n – температура, обусловленная генерацией тепла радиоактивными элементами осадочного чехла на определенных стратиграфических поверхностях.

T_0 в условиях арктических морей очень низка, и поэтому ее не учитываем при расчетах. В Печорском море имеется к настоящему времени всего девять измерений теплового потока. Их значения меняются от 50 до 77 мВт/м². Исходя из этих данных и теоретических расчетов, выполненных Е.В. Вержбицким [1], средний фоновый поверхностный тепловой поток для исследуемого региона оценивается равным 55 мВт/м², из которого глубинный тепловой поток (из мантии и фундамента) составляет 45 и 10 мВт/м² – радиогенный тепловой поток, генерируемый самими осадочными породами. Теплопроводность определялась на основании выведенных зависимостей этого параметра от плотности терригенных, карбонатных и терригенно-карбонатных отложений [2, 11]. При оценке плотности пород использовались в первую очередь данные измерения этого параметра (через каждые 100 м) в кернах скважин Поморская-1, Северо-Гуляевская-1 и Песчаноозерская-1, а также некоторые измерения в образцах пород по скважине Приразломная-1. На основании этих данных, а также с учетом фактических материалов по расположенным к северо-западу Северо-Кильдинской, Мурманской и Куренцовской площадям был составлен сводный график зависимости плотности отложений от глубин их залегания. В практическом плане при определении теплопроводности брались значения плотности пород для глубин залегания средней части каждого выделенного в изучаемых разрезах литолого-стратиграфического комплекса.

Радиогенная температура (Tr_n) определялась по формуле

$$Tr_n = A \cdot h_n^2 / 2\lambda_n, \quad (2)$$

где A – теплогенерация осадочного слоя, равная в среднем $1.4 \cdot 10^{-3}$ мВ/м³ [10]; h_n – мощность осадочной толщи (сверху вниз) до глубин залегания исследуемых отложений; λ_n – средняя теплопроводность отложений.

Расчеты показали, что при мощности отложений 2.2–2.5 км (до кровли нижней перми) $Tr_n = 2.5$ –3°С, т.е. величина ее незначительная. В итоге были рассчитаны (сверху вниз) современные температуры на границах комплексов, в том числе в кровле и подошве нижней перми: Поморская-1 – 83–90°С, Северо-Гуляевская-1 – 90–96°С и Приразломная-1 – 82–86°С (рис. 1). Примерно в этих же температурных интервалах, судя по мощ-

ностям и литологическому составу разрезов, находятся нижнепермские отложения в скважинах Варандей-море и Медыньское-море. Таким образом, рассматриваемая толща пород находится в температурных пределах верхней части главной зоны нефтеобразования (ГЗН).

Прогноз палеотемператур проводился на основании анализа имеющегося по континентальной части Тимано-Печорского бассейна комплекса данных по отражательной способности витринита, в том числе по исследуемой толще и налегающему на нее слою терригенных пород нижней перми [3, 4]. Этот анализ по материалам скважин, пробуренных на суше недалеко от берега, показал, что палеотемпературные условия прогрева нижнепермских отложений составляют примерно 100–110°С ($R^0 = 0.7$ –0.76%). Если проэкстраполировать эти данные на морскую часть бассейна, то можно предположить, что палеотемпературы в изученных разрезах выше рассчитанных современных, и поэтому они определяют наиболее высокую степень прогрева исследуемых пород нижней перми.

Итогом проведенных работ является прогнозная схема распределения очагов нефтегазообразования с выделением отдельных зон генерации УВ (рис. 2), составленная на основе сопоставления пространственного распределения типов ОВ и температур в нижнепермских отложениях. Значительную часть площади Печорского моря в нижнепермской толще с ОВ в основном сапропелевого типа охватывает зона начальной (до 135°С) генерации преимущественно нефтяных УВ, приуроченная к подводным продолжениям Варандей-Адзвинской структурной зоны, Хорейверской впадины и Колвинского вала. Выявленные к настоящему времени на суше и в акватории залежи нефти в нижнепермской толще расположены внутри этой генерационной зоны, что определяет высокий поисковый интерес к неразбуренным структурам акватории внутри этого конкретного элемента нефтегазогенетического районирования. В пределах Варандей-Адзвинской структурной зоны в настоящее время известно три морских нефтяных месторождения: Приразломное, Варандей-море и Медыньское-море, где залежи нефти сосредоточены в карбонатных коллекторах (рифогенные фации) раннепермско-каменноугольного возраста [6]. На Колвинском валу открыто Поморское газоконденсатное месторождение. Залежь приурочена к ассельско-сакмарским карбонатным отложениям нижней перми. Региональным флюидоупором, как и на Приразломном месторождении, являются глинистые отложения артинско-кунгурского возраста [12].

На севере и северо-западе Печорского моря в связи с увеличением глубин залегания отложений прогнозируется зона завершеного нефтеобразо-

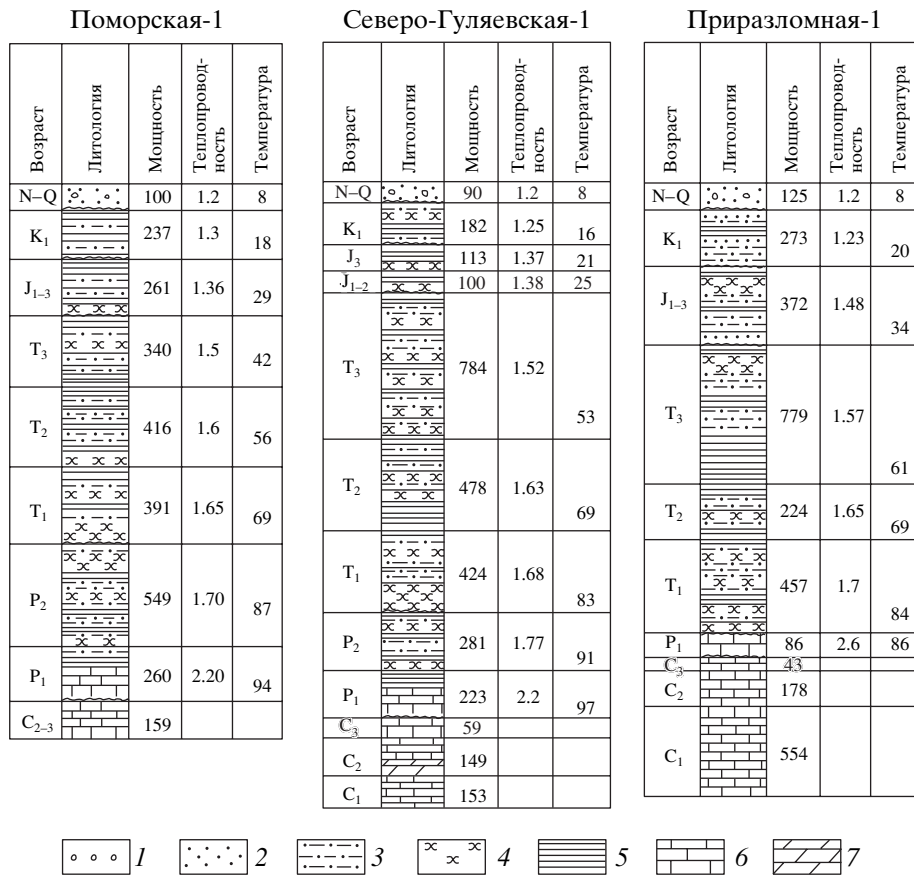


Рис. 1. Разрезы скважин, по которым проводились расчеты современных температур. 1 – конгломераты; 2 – пески; 3 – алеволиты; 4 – песчаники; 5 – аргиллиты; 6 – известняки; 7 – мергели.

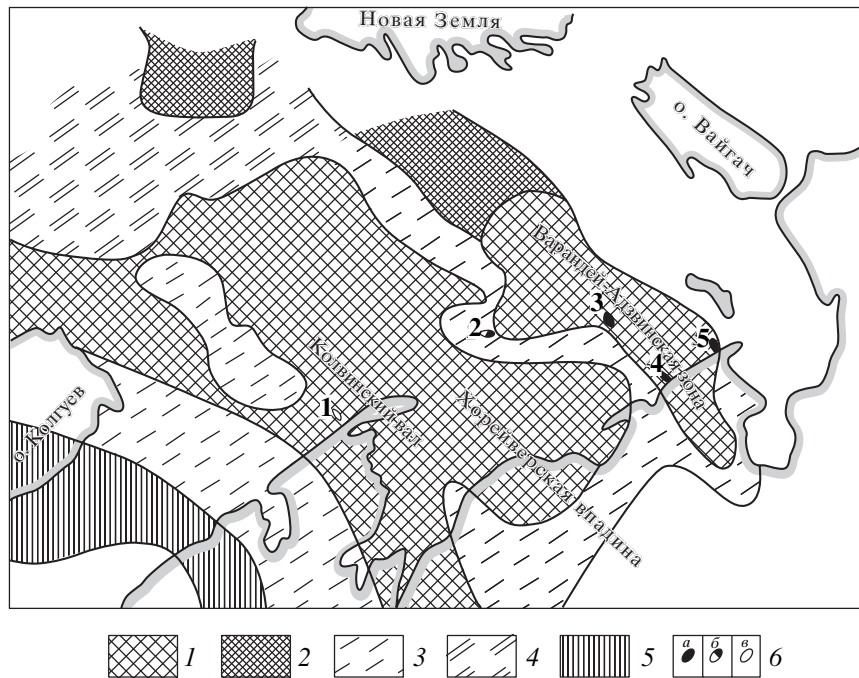


Рис. 2. Схема распределения очагов нефтегазообразования в нижнепермских отложениях. Зоны генерации нефтяных УВ: 1 – начальная, 2 – завершенная; зоны генерации газонефтяных УВ: 3 – начальная, 4 – завершенная; 5 – начальная зона генерации нефтегазовых УВ; 6 – месторождения (а – нефтяные, б – нефтегазоконденсатные, в – газоконденсатные): 1 – Поморское, 2 – Северо-Гуляевское, 3 – Приразломное, 4 – Варандей-море, 5 – Медьное-море.

вания (135–180°C), где нижнепермские отложения, очевидно, реализовали нефтегенерационные возможности. Представляют практическую ценность и закартированные зоны начальной и завершенной генерации газонефтяных УВ (III–II типы ОВ). В пределах первой открыто Северо-Гуляевское нефтегазовое месторождение, где залежь нефти приурочена к терригенным отложениям верхней перми, а газоконденсатная залежь – к мелкокристаллическим массивным пористым известнякам нижней перми. Покрышкой для последней является толща артинско-кунгурских алевролитистых аргиллитов. В юго-западной части рассматриваемого региона, где преобладает гумусовое ОВ, можно, очевидно, выделить зону начальной генерации нефтегазовых УВ.

Отмеченная в большинстве случаев тесная сопряженность выделенных в нижнепермских отложениях генерационных зон с определенным типом ОВ и углеводородных скоплений свидетельствует о незначительных расстояниях внутриформационной миграции УВ и может быть использована для отдельного прогнозирования залежей нефти и газа при дальнейших поисково-разведочных работах в Печорском море, что способствует повышению их эффективности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Вержбицкий Е.В.* // ДАН. 2000. Т. 371. № 1. С. 496–498.
2. *Геодекия А.А., Троцюк В.Я., Берлин Ю.М., Пиляк В.Л.* Генетические закономерности нефтегазоносности акваторий. М.: Недра, 1980. 269 с.
3. *Данилевский С.А., Склярлова З.П.* В кн.: Закономерности размещения зон нефтегазоаккумуляции в Тимано-Печорской провинции. Л., 1986. С. 23–32.
4. *Данилевский С.А., Склярлова З.П.* В кн.: Нефтегазоперспективные объекты Тимано-Печорской провинции и методы их прогнозирования. Л., 1990. С.107–116.
5. *Ларская Е.С., Телкова М.С., Федотова А.И.* // Геология нефти и газа. 1989. № 1. С. 51–55.
6. *Маловицкий Я.П., Мартиросян В.Н., Федоровский Ю.Ф.* // Разведка и охрана недр. 1988. № 4/5. С. 8–15.
7. *Марина М.М., Берлин Ю.М.* // Океанология. 2000. Т. 40. № 5. С. 697-700.
8. Нефтегазогенетические исследования Болгарского сектора Черного моря / Под ред. А.А. Геодекия, В.Я. Троцюка, И.Б. Монахова. С.: БАН, 1984. 289 с.
9. *Панкина Р.Г., Дахнова М.В., Гурьева С.М.* // Сов. геология. 1988. № 3. С. 26-33.
10. *Подгорных Л.В., Хуторской М.Д.* // Изв. АН СССР. Физика Земли. 1988. № 4. С. 3-9.
11. *Троцюк В.Я.* Прогноз нефтегазоносности акваторий. М.: Недра, 1982. 200 с.
12. *Шпилов Э.В., Тарасов Г.А.* Региональная геология нефтегазоносных осадочных бассейнов Западно-Арктического шельфа России. Апатиты, 1988. 306 с.