

ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЮРСКО-МЕЛОВЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ БАСЕЙНА КАРСКОГО МОРЯ

Санникова И. А., Ступакова А. В., Сауткин Р. С.

Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова (МГУ), Москва, Россия,
e-mail: *i.sannikova@oilmsu.ru; a.stoupakova@oilmsu.ru; r.sautkin@oilmsu.ru*

С акваториальной частью бассейна Карского моря связана значительная доля ресурсного потенциала России. Здесь промышленные скопления углеводородов (УВ) приурочены к широкому стратиграфическому интервалу: от залежей газа и газоконденсата в сеноман-альб-аптских отложениях (Русановское, Ленинградское месторождения) до нефтяных залежей в отложениях нижнего мела и юры в пределах акватории Обско-Тазовского мелководья (Бованенковское месторождение). Для определения основных зон локализации и величины еще не раскрытого ресурсного потенциала бассейна Карского моря было выполнено геолого-геохимическое бассейновое моделирование трех сейсмо-геологических профилей. Было выделено 10 нефтематеринских толщ (НМТ), качество и тип керогена которых охарактеризован по результатам реальных пиролитических исследований. По результатам моделирования получены подробные тепловые модели температурного режима и отражательной способности витринита. Не разбуренные скопления УВ прогнозируются в сеноман-альб-аптских песчаниках на Обручевском мегавалу, а также в клиноформах раннемелового возраста и в среднеюрских песчаниках Малышевской и вымской свит в Южно-Карской впадине. Также проведена количественная оценка величины сгенерированных ресурсов юрско-меловыми НМТ, согласно которой в бассейне Карского моря было сгенерировано 3,3 трлн. т УВ, из которых аккумуляции подверглось 117 млрд т УВ.

GEOLOGICAL AND GEOCHEMICAL MODELING OF JURASSIC-CRETACEOUS HYDROCARBON SYSTEMS OF THE KARA SEA BASIN

Sannikova I. A., Stoupakova A. V., Sautkin R. S.

Lomonosov Moscow State University (MSU), Moscow, Russia,
e-mail: *i.sannikova@oilmsu.ru; a.stoupakova@oilmsu.ru; r.sautkin@oilmsu.ru*

A significant part of the resource potential of Russia is located in the offshore part of the Kara Sea basin. Here commercially productive hydrocarbons (HC) are confined to a wide stratigraphic interval from gas and condensate reservoirs in the Cenomanian-Albian-Aptian deposits (Rusanovskoe, Leningradskoe field) to oil reservoirs in the Lower Cretaceous and Jurassic deposits within the Ob-Taz shoal water zone (Bovanenkovskoe field). We have carried out geological and geochemical basin modeling on three seismic and geological profiles to determine the main hydrocarbon localization zones and the amount has not yet explored the resource potential of the Kara Sea basin. We have identified ten source rocks (SR). The quality and type of kerogen of these rocks are characterized by pyrolysis on the actual research. According to the simulation results we have obtained detailed heat model of thermal regime and vitrinite reflectance. Undrilled hydrocarbon accumulations are predicted in the Cenomanian-Albian-Aptian sandstones on Obruchevskiy high, in Early Cretaceous clinofolds and Middle Jurassic sandstones of Malyshevskaya and Vymskaya formations in the South Kara depression. We also estimated the generated resources by Jurassic-Cretaceous SR in the Kara Sea basin. According to the estimate it was generated 3.3 trillion tons HC, of which the accumulation was subjected to 117 billion tons HC.

Для лучшего понимания геолого-геохимической истории развития и реализации углеводородного потенциала меловых и юрских НМТ бассейна Карского моря был использован метод двумерного бассейнового моделирования. Были смоделированы три сейсмогеологических разреза. Расположение моделируемых профилей на территории бассейна Карского моря указано

на рис. 1. Стратиграфическая модель профиля Line 2, пересекающего Южно-Карскую впадину и Нурминский мегавал представлена на рис. 2. Для проведения моделирования был использован программный пакет Petromod 2015.1.

Осадочный разрез бассейна Карского моря сложен терригенными отложениями мезозойского возраста. Здесь также регионально распро-

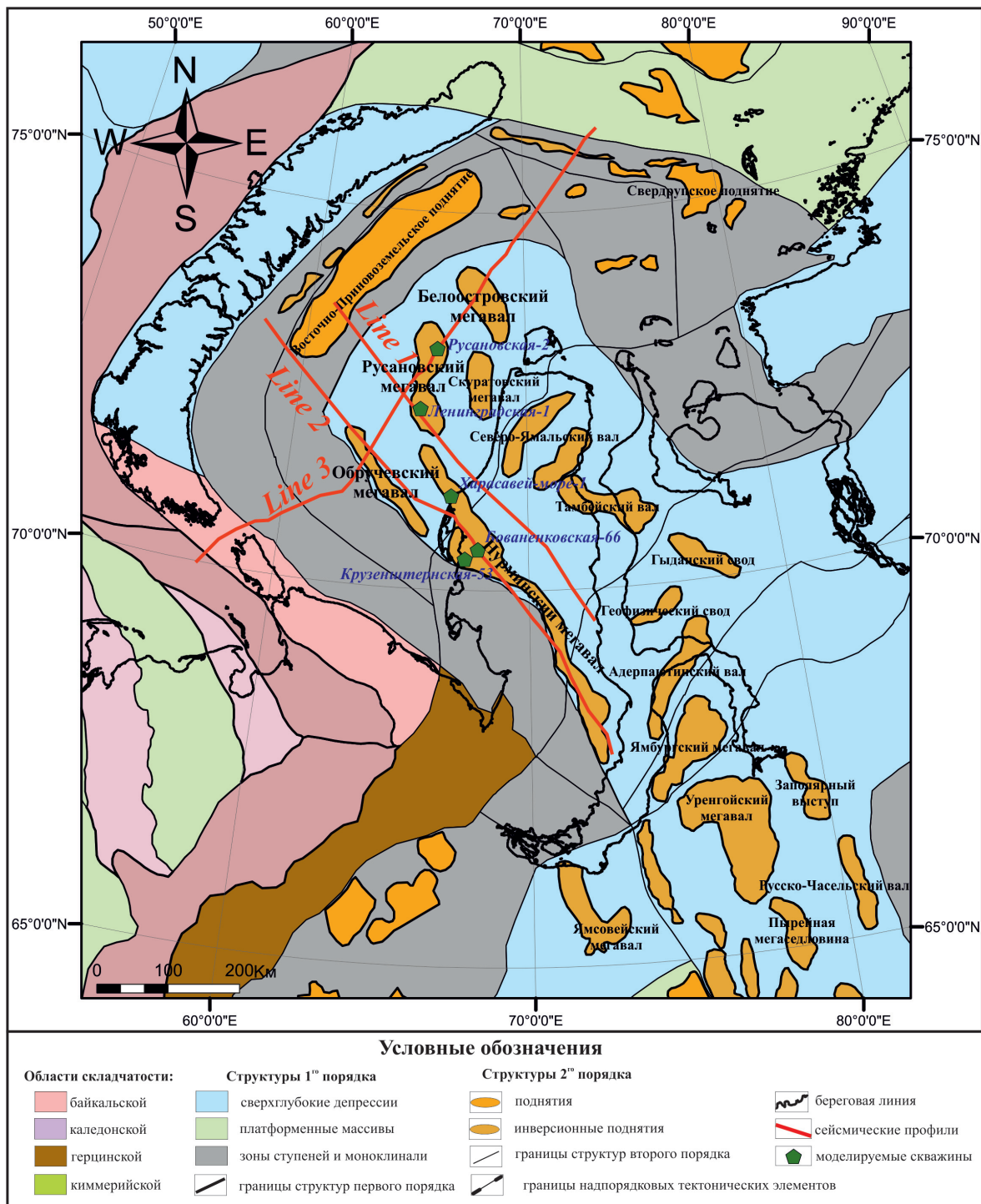


Рис. 1. Тектоническая карта с расположением моделируемых профилей и скважин [3].

странены прослой базальтов раннетриасового возраста, отделяющие осадочный чехол от палеозойского складчатого основания. В модели был учтен региональный аплифт в конце палеогена и неогене, в результате которого размыло около 400 м палеоценовых отложений на территории Южно-Карской впадины и 1300 м отложений на Нурминском мегавалу.

Геохимические характеристики выделяемых нефтематеринских толщ были получены по результатам пиролитических исследований и

представлены в таблице. При расчете температурной модели использовались палеоглубина уровня моря, среднегодовые значения температуры на поверхности осадочного чехла и распределение значений теплового потока в осадочном чехле.

В пределах изучаемой территории палеоглубина уровня моря в мезо-кайнозойское время неоднократно менялась. Было изучено множество палеогеографических схем и карт, составленных для различных ярусов триаса, юры и мела [1, 2].

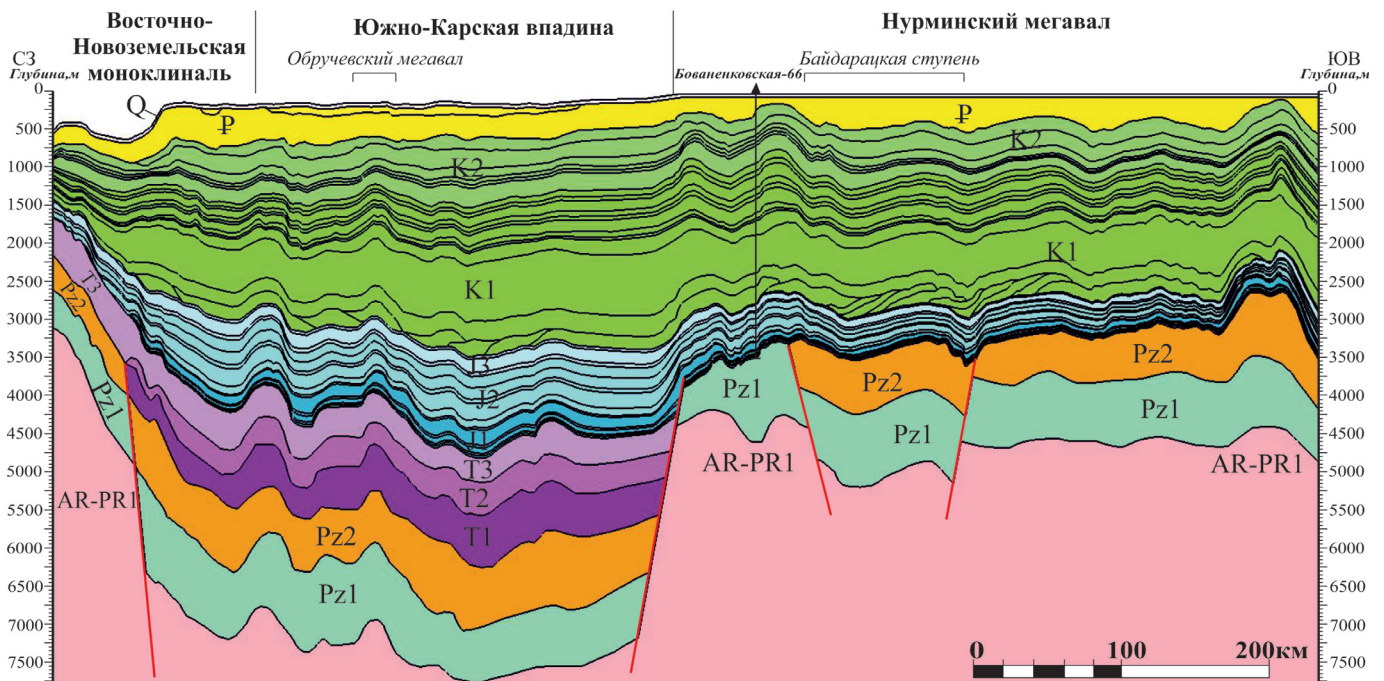


Рис. 2. Стратиграфическая модель профиля Line2 (длина 855 км, глубина 7,7 км).

Согласно изученному материалу максимальное затопление изучаемой территории происходило в позднеюрское время, начиная с келловейского века.

Наибольшая величина теплового потока на территории бассейна Карского моря соответствует триас-юрскому времени и изменяется от 66 до 77 мВт/м². Наименьший палеотепловой поток на данной территории отмечается в начале позднемелового времени (K2s-t) и варьирует от 51 до 60 мВт/м². Современная же величина этого параметра колеблется от 59 до 65,5 мВт/м² в зависимости от тектонического элемента.

Калибровка моделей осуществлялась по значениям показателя отражения витринита, пе-

ресчитанного из параметра Tmax пиролиза. На рис. 3 показана калибровка расчетной кривой показателя отражения витринита (ПОВ) в модели, а также реальные калибровочные данные для скважины Бованенковская-66.

Согласно результатам моделирования, в пределах Южно-Карской впадины положение верхней границы главной зоны нефтеобразования (ГЗН) колеблется от 1,2 до 1,5 км, а положение нижней границы ГЗН – 3–3,2 км. Нижняя граница главной зоны газообразования (ГЗГ) проходит здесь на глубине 4,3 км. На Нурминском мегавалу ввиду большой величины апlifта верхняя граница ГЗН отмечается на глубине 1 км, а верхняя граница ГЗГ на глубине 2,5 км.

Таблица

Литолого-геохимическая характеристика НМТ бассейна Карского моря

НГМТ	Литология	Мощность, м	Тип ОВ	Сорг.о, %	НI ₀ , мгУВ/г Сорг.
Сеноманская (K _{2sen})	аргиллит	50	II	5,45	435
Альбская (K _{1al})	аргиллит	40	III	2	120
Аптская (K _{1a})	аргиллит	30	III	1,5	200
Барремская (K _{1br})	аргиллит	30	III	1	220
Баженовская (J _{3bj})	аргиллит битуминозный	40	II	11	550
Абалакская (J _{2-3ab})	аргиллит	30–40	II	2,8	450
Леонтьевская (J _{2leon})	аргиллит	40–50	II	3,5	500
Лайдинская (J _{2lad})	аргиллит	30–40	II-III	2,7	350
Китербютская (J _{1kit})	аргиллит	30–40	II-III	3,2	350
Левинская (J _{1lev})	аргиллит	40–50	II-III	2,3	300

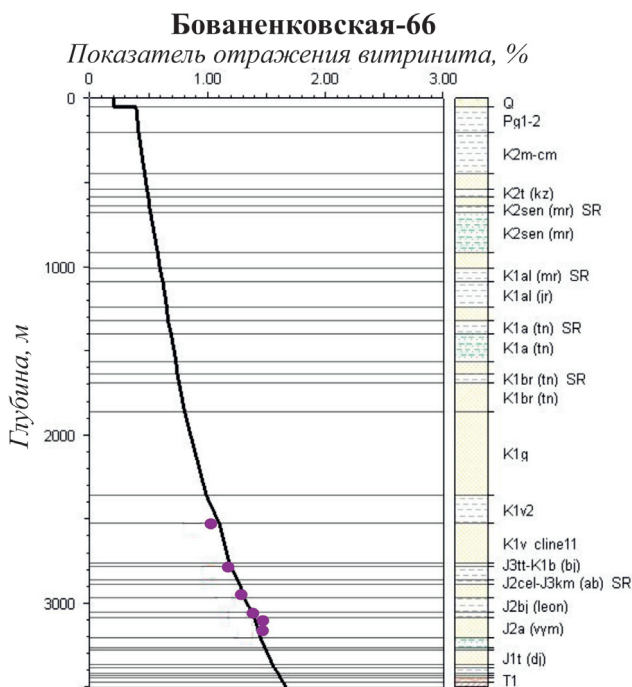


Рис. 3. Калибровка модели по показателю отражения витринита с пиролитическими данными скважины Бованенковская-66, пересчитанными в ПОВ.

Степень трансформации органического вещества (ОВ) нижнеюрских НМТ в пределах Южно-Карской впадины составляет 90 %, на Нурминском мегавалу достигает 100 %. Среднеюрские НМТ в пределах Южно-Карской впадины исчерпали свой генерационный потенциал на 80 %, а на Нурминском мегавалу на 90 %. Для верхнеюрских НМТ индекс трансформации ОВ составляет 60 % в Южно-Карской впадине и

80 % на Нурминском мегавалу. Степень трансформации ОВ меловых НМТ достигает 5–10 % как в Южно-Карской впадине, так и на Нурминском мегавалу.

Согласно результатам моделирования, бассейн Карского моря очень перспективен с точки зрения обнаружения крупных залежей жидких и газовых УВ. Так значительное насыщение жидкими УВ было получено в песчаниках клиноформенного комплекса берриасс-валанжинского возраста. Перспективные клиноформы со степенью насыщения 50–60 % располагаются на Обручевском и Нурминском мегавалах. Также получено насыщение жидкими УВ на Обручевском мегавалу в песчаниках танопчинской свиты (K1a) на глубине 1500 м, где степень насыщения нефтью достигает 90 %. Среднеюрский комплекс также весьма перспективен для обнаружения залежей нефтяного флюида. В пределах Южно-Карской впадины и Обручевского мегавала получено насыщение в 60–80 % в песчаниках вымской и малышевской свит.

На наличие газовых УВ оказались перспективны и меловые песчаные пласты. В сенонанских песчаниках марресалинской свиты получено насыщение газовыми УВ на Обручевском мегавалу. Степень насыщения газом здесь достигает 25–30 % (рис. 4). В пределах Обручевского и Нурминского мегавалов насыщение газом в аптских песчаниках составляет 50–60 %.

Насыщение в 100 % газовыми УВ отмечается в песчанике вымской и малышевской свит на Нурминском и Обручевском мегавалах, а также в пределах Южно-Карской впадины.

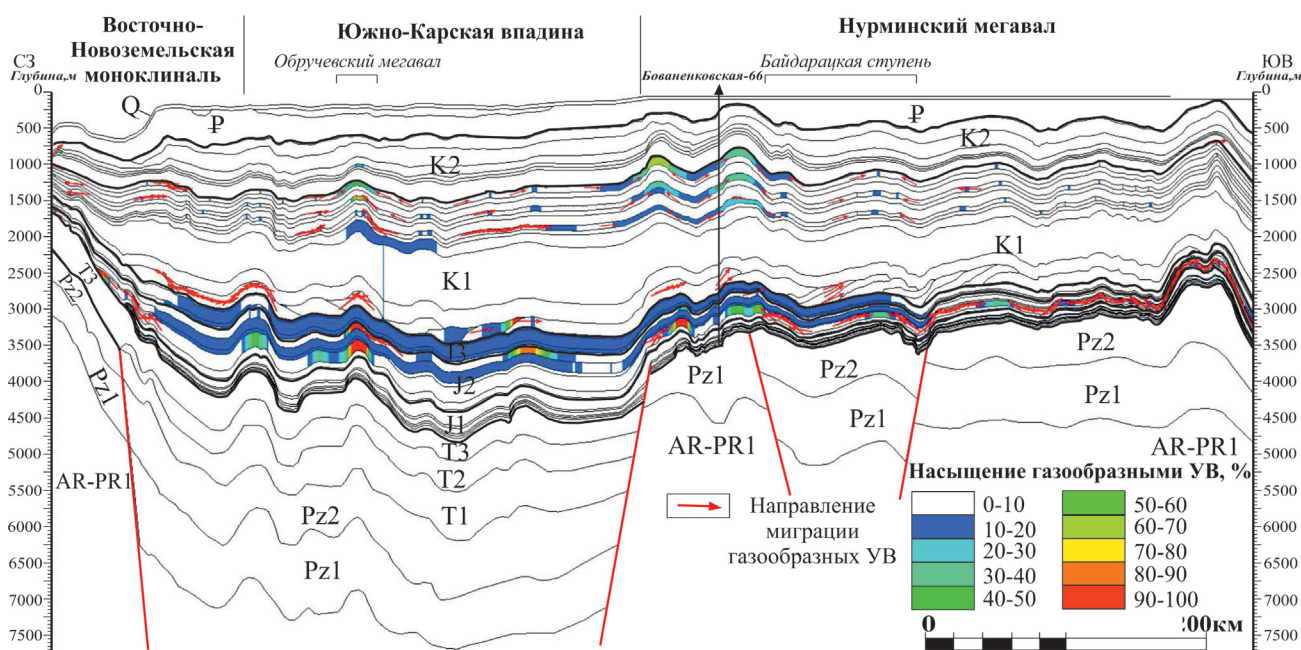


Рис. 4. Степень насыщения газовыми УВ осадочного бассейна Карского моря. Line2.

В бассейне Карского моря преобладает латеральная миграция флюидов вдоль песчаных пластов. Однако в зонах трещиноватости над глубинными разломами осуществляется и вертикальная миграция, благодаря которой УВ мигрируют из юрских комплексов в выше лежащие меловые. Это подтверждает идею о смешанном происхождении залежей газа в меловых отложениях Русановского мегавала. Также по литературным данным предполагается, что это газ сгенерирован не только меловыми и юрскими НГМТ, но и имеет вместе с тем биогенную природу [4].

Для Южно-Карского очага нефтегазогенерации был проведен подсчет ресурсов объемно-геохимическим методом, основанным на оценке количества УВ, которые могли образоваться в процессе катагенеза органического вещества, десорбироваться и эмигрировать из нефтематеринской толщи в коллектор. По результатам подсчета всего в бассейне Карского моря было сгенерировано 3,3 трлн т УВ, из которых эмигрировало 2,34 трлн т УВ, а аккумуляции подверглось 117 млрд т УВ.

Таким образом, проведенный анализ геологического строения, эволюции и перспектив нефтегазоносности юрско-меловых отложений Приямальского шельфа Карского моря свидетельствует об его высоком углеводородном потенциале.

Литература

1. Атлас палеогеографических карт. Шельфы Евразии в мезозое и кайнозое. Карты. Том 2. ГИН АН СССР. Робертсон групп. Лондон, 1990.
2. Маргулис Е. А. История формирования осадочного чехла Баренцево-Карского региона // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 4.
3. Ступакова А. В. Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий // Геология нефти и газа. – 2011. – № 6. – С. 99–115.
4. Fjellanger E., Kontorovich A. E., Barboza S. A., Burshtein L. M., Hardy, M. J. & Livshits, V. R. 2010. Charging the giant gas fields of the NW Siberia Basin. In: Vining, B. A. & Pickering, S. C. (eds) Petroleum Geology: From Mature Basins to New Frontiers – Proceedings of the 7th Petroleum Geology Conference. Geological Society, London, 659–668.