

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И АНАЛИЗ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ БАССЕЙНА ЮЖНО-КАРСКОЙ ВПАДИНЫ И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО БАССЕЙНА

И.А. Санникова¹, М.А. Большакова², Р.С. Сауткин³

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова,
¹ – аспирант 2 года обучения, i.sannikova@oilmsu.ru; ² – к.г.-м.н.,
старший научный сотрудник, m.bolshakova@oilmsu.ru; ³ – к.г.-м.н.,
старший научный сотрудник, r.sautkin@oilmsu.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Ступакова А.В.

Аннотация: С акваториальной частью бассейна Карского моря связана значительная доля ресурсного потенциала России. Для определения основных зон локализации и величины ещё не раскрытого ресурсного потенциала бассейна Карского моря было выполнено геолого-геохимическое бассейновое моделирование четырех сейсмогеологических профилей. Также проведена количественная оценка величины сгенерированных ресурсов юрско-меловыми НМТ.

Ключевые слова: Южно-Карская впадина, бассейновое моделирование, юрская углеводородная система

Для моделирования процессов генерации углеводородов (УВ) в бассейне Карского моря было выбрано 4 региональных сейсмогеологических профиля, а также скважины (Верхнереченская-1, Ярудейская-38, Новопортовская-107, Бованенковская-97), вскрывшие палеозойский комплекс отложений, различного состава: коры выверивания, ксенотуфы, плагиобазальты, глинистые и органогенные известняки, метаморфизованные сланцы.

Осадочный чехол бассейна Карского моря сложен преимущественно терригенными разностями. Раннетриасовые отложения представлены выветрелыми базальтами и каолинизированными рыхлыми породами. Позднепалеозойские отложения, подстилающие раннетриасовые магматические разности, имеют высокую степень термической преобразованности и метаморфизма и представлены сланцевыми метаморфическими породами [1, 2].

Для более корректного воспроизведения процессов генерации углеводородов в модели были учтены мощности размывных отложений. Значительный перерыв в осадконакоплении отмечается в пределах исследуемой территории в неогеновое время, в течение которого происходил интенсивный размыв отложений олигоцена и эоцена с обнажением отложений песчаников, алевролитов и глин [1]. Мощность неогеновой эрозии составила около 200-300 м в пределах прогибов и впадин и достигает 1 км на поднятиях и инверсионных валах.

Анализ возможных и доказанных нефтематеринских толщ в осадочном разрезе исследуемого региона показал, что в мезозойском осадочном чехле уверенно выделяется 10 нефтегазоматеринских пород (табл.).

Таблица

Литолого-геохимическая характеристика НГМТ бассейна Карского моря

№	НГМТ	Литология	Мощность, м	Тип ОВ	Сорг ₀ , %	Н ₀ , мгУВ/гСорг
1	Сеноманская (K2sen)	аргиллит	20-30	II	3/5.5	435
2	Альбская (K1al)	аргиллит углистый	20-30	II-III	2/3	120
3	Аптская (K1a)	аргиллит углистый	20	II-III	2/3	150
4	Барремская (K1br)	аргиллит	20	II	3	200
		аргиллит углистый	20-30	II-III	1/2	150
5	Баженовская (J3bj)	аргиллит битуминозный	30	II	11	550
	Даниловская (J2-J3dn)	аргиллит	100	II-III	3	350
	Яновстановская (J3yan)	аргиллит	50-60	II-III	7	450
6	Абалакская (J2-3ab)	аргиллит	30-50	II	3/4	450
7	Леонтьевская (J2leon)	аргиллит	30	II	3.3/4	450
8	Лайдинская (J2lad)	аргиллит	30	II-III	3/4	350
9	Китербютская (J1kit)	аргиллит	30	II-III	3/4	350
10	Левинская (J1lev)	аргиллит углистый	30	II-III	2	300
11	Позднедевонская (франская) (D3fr)	глинистый известняк	10-20	II	8	450

Значения Сорг исх=3/5.5: 3% – Сорг исх в НМТ неглубоководных обстановок, 5.5% - Сорг исх для наиболее депрессионных частей НМТ (в период накопления)

Среди возможных потенциальных палеозойских НМТ были выделены глинисто-карбонатные отложения позднего девона (D3fr) на основе данных пиролиза образцов из скважины Ярудейская-38. Франская НМТ имеет зональное распространение.

Для калибровки модели были собраны данные по пластовым давлениям, пластовым температурам и показателю отражения витринита (ПОВ) из 10 скважин, расположенных в непосредственной близости от линий моделируемых профилей.

По результатам бассейнового анализа УВ-систем Южно-Карского бассейна подтвердилось наличие нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений как в акваториальной части бассейна, так и на территории прилегающей суши (рис.). Наиболее перспективные возможные скопления УВ можно ожидать на акваториальном продолжении Геофизического вала в Обской губе, а также в юрских отложениях на Щучинском выступе.

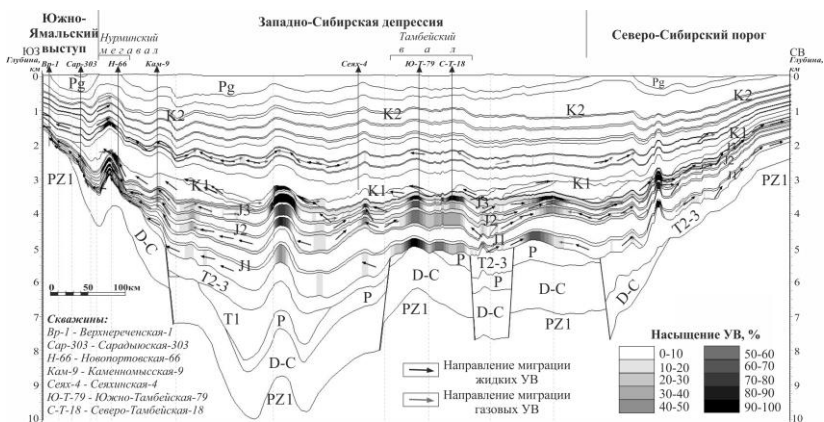


Рис. Степень насыщения и направления миграции УВ в бассейне Карского моря

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 вышележащие меловые. Это подтверждает идею о смешанном происхождении залежей газа в меловых отложениях. Также по литературным данным предполагается, что это газ сгенерирован не только меловыми и юрскими НГМТ, но и имеет вместе с тем биогенную природу [3]. Также анализ УВ-систем позволил выявить, что в пределах Южно-Карской впадины и Западно-Сибирской

депрессии нефтегазовый потенциал региона исследований обеспечивается преимущественно юрскими НМТ, поскольку скопления УВ в меловом комплексе образуются до масштабной генерации УВ меловыми НМТ. В пределах Восточно-Приуральской зоны прогибов большинство скоплений в юрском комплексе обеспечиваются генерационным потенциалом палеозойских НМТ и в чуть меньшей степени потенциалом юрских НМТ.

Литература

1. Атлас палеогеографических карт. Шельфы Евразии в мезозое и кайнозое. Карты. Том 2. ГИИ АН СССР. Робертсон групп. Лондон, 1990.
2. Ступакова А. В. Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий // Геология нефти и газа. — 2011. — № 6. — С. 99–115.
3. 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.*

OIL AND GAS POTENTIAL AND PETROLEUM SYSTEMS MODELING FOR THE SOUTH KARA BASIN AND ADJACENT AREAS OF THE WESTERN-SIBERIAN BASIN

I.A. Sannikova¹, M.A. Bolshakova², R.S. Sautkin³

Lomonosov Moscow State University, ¹ - 2nd year Post-graduate Student, i.sannikova@oilmsu.ru; ² - Candidate of Geology and Mineralogy, Senior Researcher, m.bolshakova@oilmsu.ru; ³ - Candidate of Geology and Mineralogy, Senior Researcher, r.sautkin@oilmsu.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor A.V. Stoupakova

Abstract: A significant part of the resource potential of Russia is located in the offshore part of the Kara Sea basin. We have carried out geological and geochemical basin modeling on four 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 also estimated the generated resources by Jurassic-Cretaceous SR in the Kara Sea basin.

Keywords: South Kara basin, basin modeling, Jurassic hydrocarbon system