
АНАЛИЗ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ КАК АКТУАЛЬНЫЙ МЕТОД ПОИСКА НЕФТИ И ГАЗА НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ.

*И.А. САННИКОВА, А.В. СТУПАКОВА, Р.С. САУТКИН, А.А. СУСЛОВА, М.А. БОЛЬШАКОВА
(МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва)*

PETROLEUM SYSTEM MODELING AS AN IMPORTANT TECHNIQUE FOR OIL AND GAS SEARCH WITHIN THE ARCTIC SHELF.

I.A. Sannikova, A.V. Stoupakova, R.S. Sautkin, A.A. Suslova, M.A. Bolshakova (Lomonosov Moscow State University)

АННОТАЦИЯ

In this article, various approaches to assessing the prospects of oil and gas potential in the western part of the Arctic shelf by the basin modeling technique are considered. Defining characteristics of the tectonic evolution of the North Kara, South Kara and Laptev Sea basins are analyzed. The influence of these characteristics on the HC generation in the basins and the distribution of promising HC accumulations are elucidated and illustrated. Special focus was on the problem of calibration and increasing the reliability of the basin model when working in the Arctic region.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в России поиски и разведка месторождений нефти и газа уверенно смещаются в более сложные с точки зрения освоения регионы: складчатые области, регионы с нетрадиционными источниками углеводородов (УВ) и, конечно же, Арктический сектор. Степень изученности Арктического шельфа из-за непростых геологических условий и экономических затрат крайне невелика. При обосновании перспектив нефтегазоносности данного региона можно опираться лишь на информационную базу уже открытых месторождений (НГБ Баренцева и южной части Карского моря) и материалы региональных исследований (НГБ Восточно-Сибирского моря, моря Лаптевых и т.д.). Для выявления углеводородных скоплений на региональном этапе изучения новых регионов не последнюю роль играет метод бассейнового моделирования или анализ углеводородных систем.

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

Метод компьютерного моделирования дает возможность генерализовать и увязать весь накопленный геолого-геофизический, литолого-петрофизический и геохимический материал в единую модель нефтегазоносного бассейна (или нескольких бассейнов). Также данный метод позволяет провести анализ истории развития региона и характера преобразования элементов углеводородных систем (нефтематеринских толщ (НМТ), коллекторов и флюидоупоров). Время генерации и миграции углеводородных флюидов, этапы переформирования залежи и зоны доступных для бурения скоплений углеводородов – все эти параметры можно получить, проведя анализ углеводородных систем в бассейне.

В основе бассейновой модели в первую очередь заложен геологический каркас,

воспроизвести который для Арктических бассейнов с низкой степенью изученности весьма непросто. Поэтому, анализу углеводородных систем всегда предшествует подробное изучение истории развития бассейна с построением геологических палеопрофилей на основные тектонические этапы, с учетом мощностей размываемых в периоды аплифта отложений. Исходными данными для построения бассейновой модели являются литологические параметры пород осадочного чехла, геохимические характеристики нефтематеринских толщ (исходные водородный индекс (HI_0) и содержание органического углерода ($Сорг_0$)) и значения таких тепловых величин как температура на поверхности осадочного чехла и теплового потока.

Однако для геологоразведочных работ очень важным является возможность верификации полученных моделей и результатов. Калибровать расчетные параметры модели можно на реальные скважинные данные, а именно пластовые температуры и давления, величины показателя отражения витринита, или на результаты лабораторных исследований образцов из обнажений. Тем не менее, метод бассейнового анализа и его результаты нуждаются в комплексировании с другими методами. Так, региональная оценка масштабов генерации и миграции углеводородов в совокупности с учетом структурного и фациального развития в геологическом времени позволяет не только выявить новые поисковые объекты, но и количественно оценить их перспективность.

АНАЛИЗ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ – ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Для оценки перспектив нефтегазоносности Северо-Карского, Южно-Карского и Лаптевоморского бассейнов было выполнено 2D бассейновое моделирование в ПО Petromod Schlumberger по 5 региональным профилям (рис. 1).

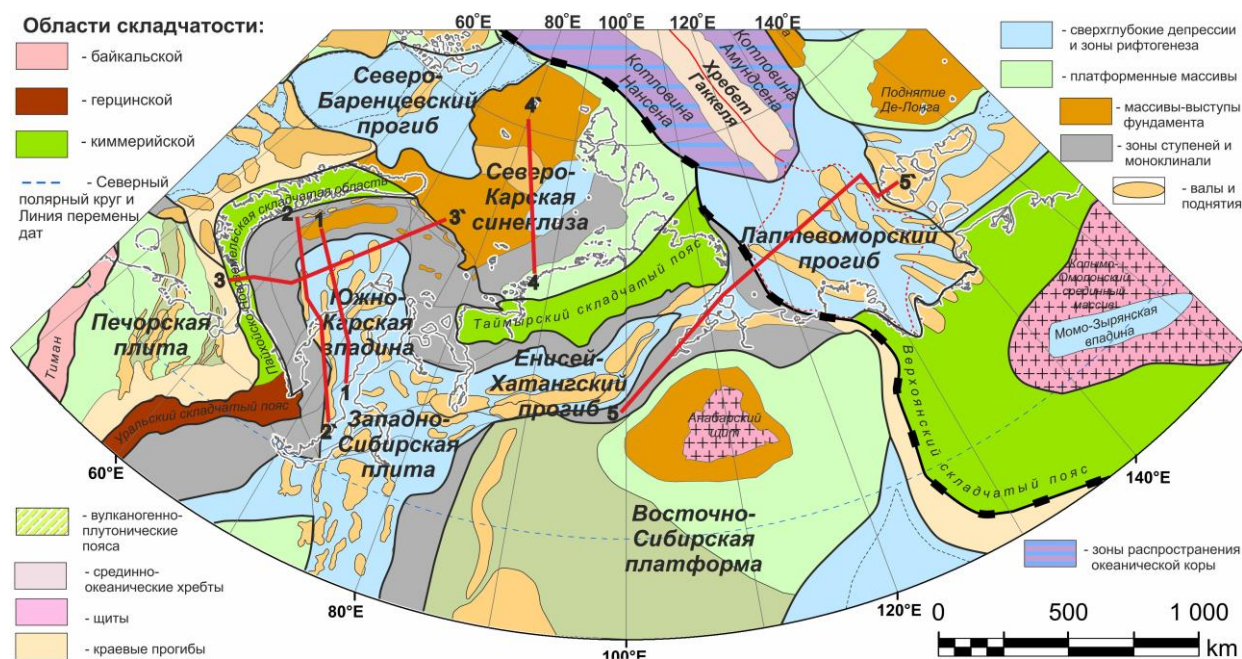


Рис. 1. Тектоническая карта с линиями моделируемых профилей [4]

Исследуемые геологические профили являются результатом интерпретации сейсмических профилей, проинтерпретированных сотрудниками МГУ. Мощность осадочного чехла в бассейнах Карского моря составляет 8 км, а в бассейне моря Лаптевых достигает 17 км за счет выделения раннепалеозойского и протерозойского комплексов. Мезозойские и позднепалеозойские отложения имеют терригенный состав, а более древние отложения представлены карбонатными разностями. Геохимические характеристики выделяемых НМТ были частично получены по результатам пиролитических исследований (Южно-Карский бассейн), но в большинстве своем основаны на литературных данных (таблица 1) [2, 3].

Таблица 1. Геохимическая характеристика нефтематеринских толщ Северо-Карского, Южно-Карского и Лаптевоморского бассейнов

НГБ	Нефтематеринская толща (НМТ)	Литология	Мощность, м	Тип ОВ	Сорг ₀ , %	НН ₀ , мг УВ/г Сорг
Северо-Карский	Верхнеюрская (J ₃)	аргиллит	30	II	11	550
	Нижнепермская (P ₁)	аргиллит	40	II-III	4	450
	Нижнекаменноугольная визейская (C _{1v})	глинисто-карбонатные породы	30	II-III	5	450
	Верхнедевонская (D _{3 dm})	битуминозно-глинисто-карбонатные породы	40	II	7	610
	Кембрийская (аналог куонамской свиты) (Є _{1,2})	битуминозно карбонатно-глинистые породы	50	II	12	550
Южно-Карский	Сеноманская (K _{2sen})	аргиллит	50	II	5,45	435
	Альбская (K _{1al})	аргиллит углистый	40	III	2	120
	Аптская (K _{1a})	аргиллит алевритистый	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 алевритистый	40-50	II-III	2,3	300	
Лаптевоморский	Эоценовая свита Azolla (P ₂)	аргиллит	30	II-III	5	400
	Верхнемеловая (K ₂)	углистые породы	30	III	12	250
	Нижнемеловая (K ₁)	углистые породы	30	III	8	260
	Верхнеюрская (J ₃)	аргиллит	30	II-III	2	350
	Среднетриасовая (T ₂)	аргиллит	30-40	II-III	6-8	350
	Верхнекожевниковская (P _{2vk})	аргиллит	30	II-III	2,4-4,5	320-400
	Нижнекожевниковская (P _{1nk})	аргиллит	40	II-III	3,7-4,5	320-400
	Тустахская (P _{1ts})	аргиллит	40	II-III	3,7-4,5	320-400
	Верхнедевонская домбинская (D _{3dm})	известняк битуминозный	30-40	II	7	610
	Ранне-среднекембрийская (Є ₁₋₂)	известняк битуминозный	40	I-II	12-15	550-600
	Вендская хатыспытская (V _{1hat})	доломит	30-40	II	2	500
	Усть-ильинская (R _{1u-i})	доломит	40-50	II	4	450
	Мукуская (R _{1mk})	аргиллит	50	II	2	420

При расчете температурной модели использовались палеоглубина уровня моря, среднегодовые значения температуры на поверхности осадочного чехла и распределение значений теплового потока в осадочном чехле, которые были рассчитаны на основе модели Д. Маккензи. Калибровка моделей осуществлялась только для Южно-Карского бассейна по скважинам Бованенковской, Ленинградской, Русановской, Харасавейской и Крузенштернской площадей (ПОВ, пластовые давления и температуры) и для Лаптевоморского бассейна по скважине Рыбинская-1 (Енисей-Хатангский прогиб) и обнажениям Новосибирских островов (ПОВ) (рис. 2) [1].

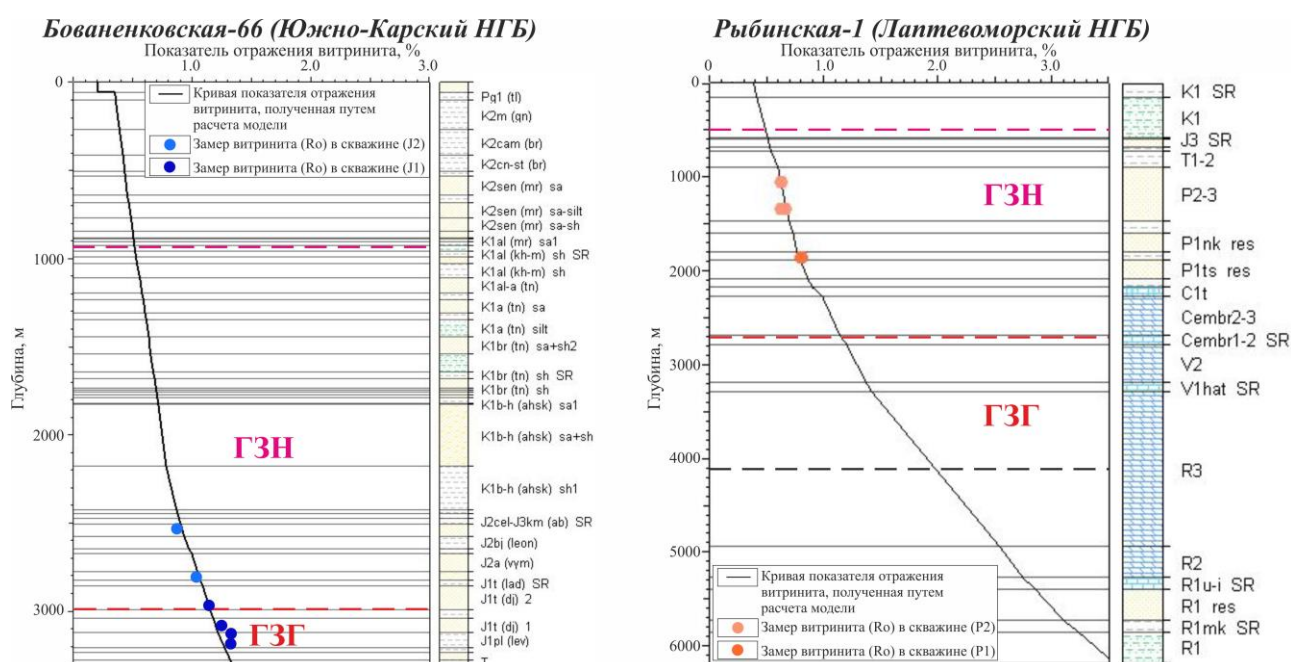


Рис. 2. Пример калибровки бассейновых моделей Южно-Карского и Лаптевоморского НГБ по показателю отражения витринита для скважин Бованенковская-66 и Рыбинская-1

РЕЗУЛЬТАТЫ

Учитывая различную полноту исходных данных для исследуемых бассейнов, были использованы различные подходы к моделированию и анализу углеводородных систем в выделенных объектах.

Ввиду отсутствия калибровочных данных в Северо-Карском НГБ история развития данного региона прорабатывалась более детально. В модель были введены как региональные, так и локальные несогласия, в результате чего удалось установить, что в наиболее погруженных частях бассейна среднепалеозойско-мезозойские НМТ находятся в зоне «нефтяного окна» и генерируют жидкие углеводороды (рис. 3). В пределах поднятий как жидкие, так и газовые УВ генерируют лишь кембрийская, верхнедевонская и нижнекаменноугольная НМТ, а органическое вещество (ОВ) нижнепермской и юрской НМТ ещё недостаточно зрелое.

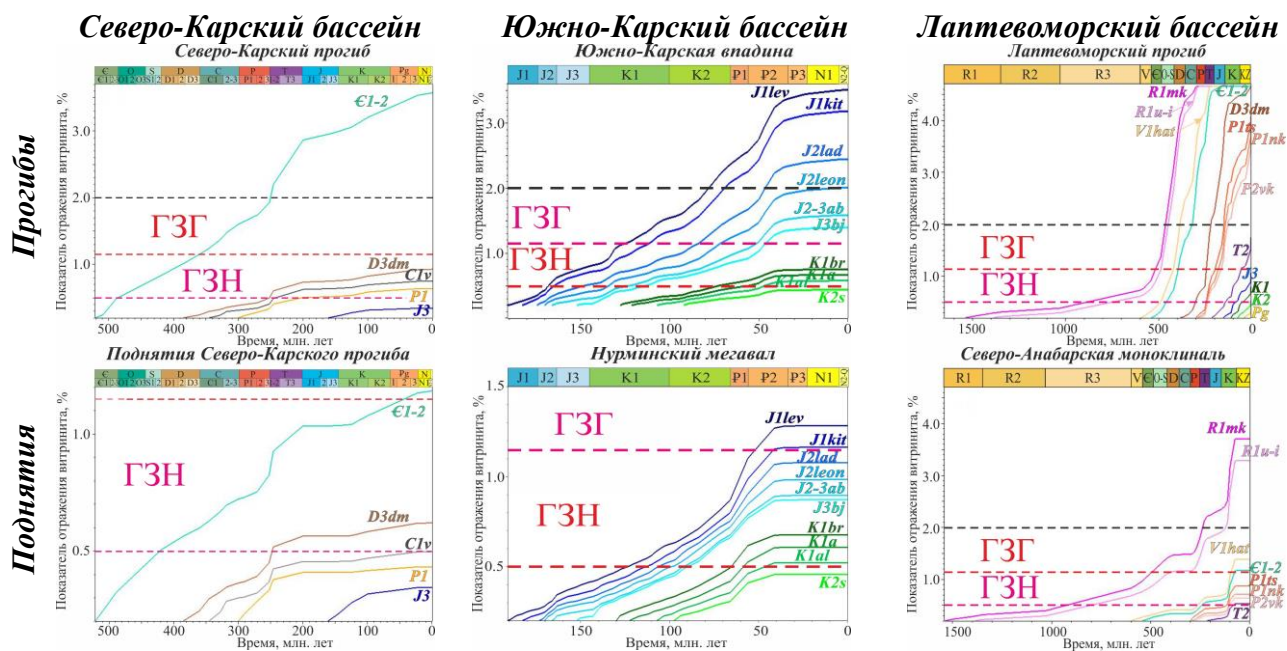


Рис. 3. Графики эволюции катагенетического преобразования ОВ нефтематеринских толщ Северо-Карского, Южно-Карского и Лаптевоморского бассейнов в наиболее погруженных частях и на поднятиях

Также по результатам бассейнового моделирования было выявлено, что первые процесс аккумуляции УВ в Северо-Карском бассейне начались в среднекаменноугольное время, а к началу среднетриасовой эпохи сформировались стратиграфически экранированные залежи в карбонатных отложениях серпуховского возраста (рис. 4). Однако после регионального средне-позднетриасового апlifта и масштабной эрозии большинство залежей было разрушено и в настоящее время прогнозируются нефтяные скопления в нижнекаменноугольных карбонатных, а также пермских и юрских песчаных отложениях в ловушках антиклинального типа в пределах локальных поднятий Северо-Карского прогиба.

Южно-Карский бассейн изучен наиболее детально. 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 (рис. 3). По результатам моделирования, значительное насыщение жидкими УВ получено в песчаниках клиноформенного комплекса берриасс-валанжинского возраста на Обручевском и Нурминском мегавалах. Также получено насыщение жидкими УВ на Обручевском мегавалу в песчаниках танопчинской свиты (K1a) на глубине 1500 м и в песчаниках вымской и малышевской свит средней юры.

Залежи газа в сеноман-альб-аптских отложениях имеют смешанную природу, т.е. это газ генерирован как меловыми, так и юрскими НМТ. За счет наличия зон трещиноватости над глубинными разломами обеспечивается миграция флюидов из нижележащих пластов в вышележащие посредством вертикальной миграции.

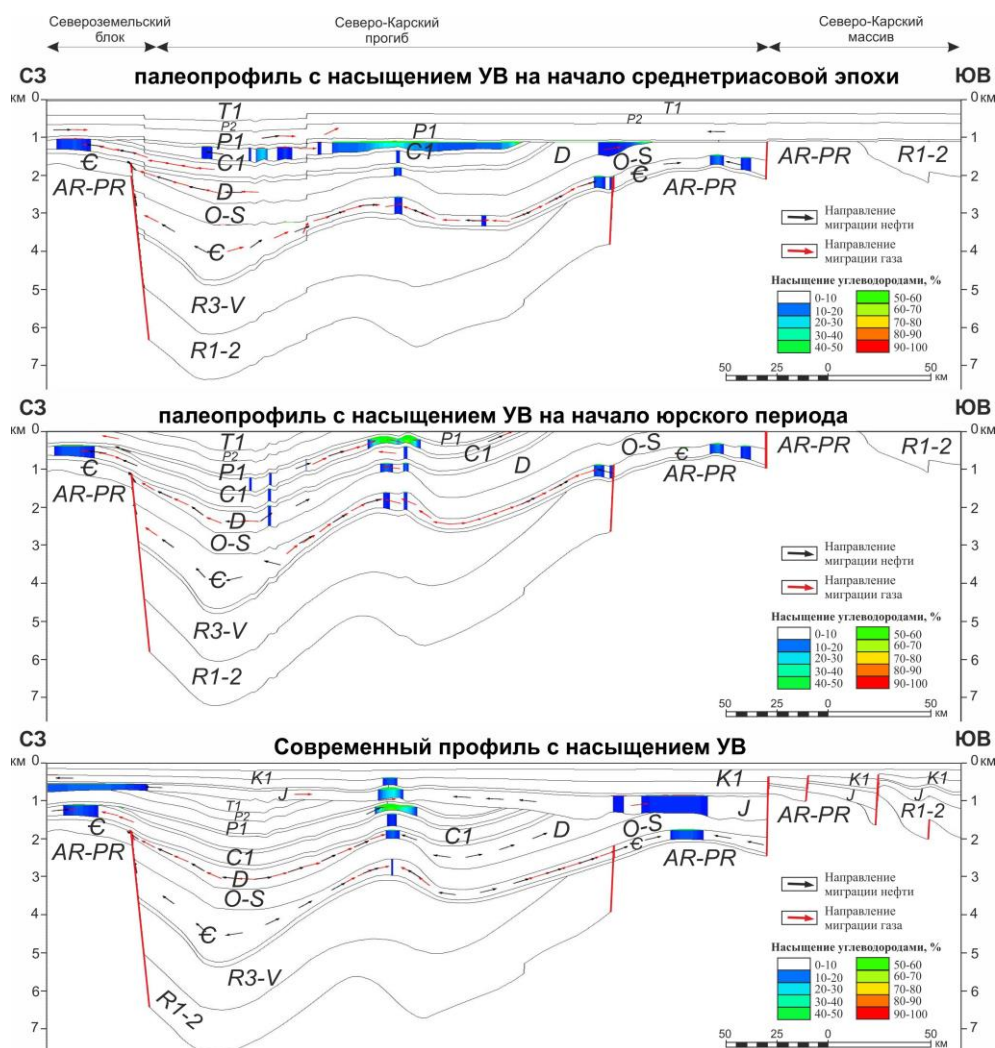


Рис. 4. Палеофиль с распределением насыщения углеводородами на различные этапы в северной части Карского моря (профиль 4-4')

Собственно Лаптевоморский бассейн отличается малой степенью изученности, поэтому элементы углеводородных систем в данном регионе были выделены по аналогии с Енисей-Хатангским НГБ. Согласно графикам эволюции ОВ в пределах Северо-Анабарской моноклинали рифейские НМТ в мезозойское время полностью выработали свой потенциал. Газовые УВ здесь генерирует вендская и кембрийская НМТ, а остальные толщи находятся в зоне «нефтяного окна». На территории Лаптевоморского прогибов мезозойские НМТ генерируют жидкие и газообразные УВ, а палеогеновая свита Azolla не достигла ГЗН (рис. 3).

Также моделирование показало, что основные нефтегазовые скопления прогнозируются в пределах Восточно-Лаптевского поднятия в меловых песчаниках в тектонически экранированных ловушках и пермских песчаниках в ловушках антиклинального типа (рис. 5). Наиболее газонасыщены палеогеново-меловые и юрские отложения на валу Минина. Регион преимущественно газонасен, поскольку мезо-кайнозойские НМТ в Лаптевоморском

бассейне, в основном, газопроизводящие (II-III тип керогена), а более зрелые палеозойские НМТ со II типом органического вещества находятся в пределах «газового окна».

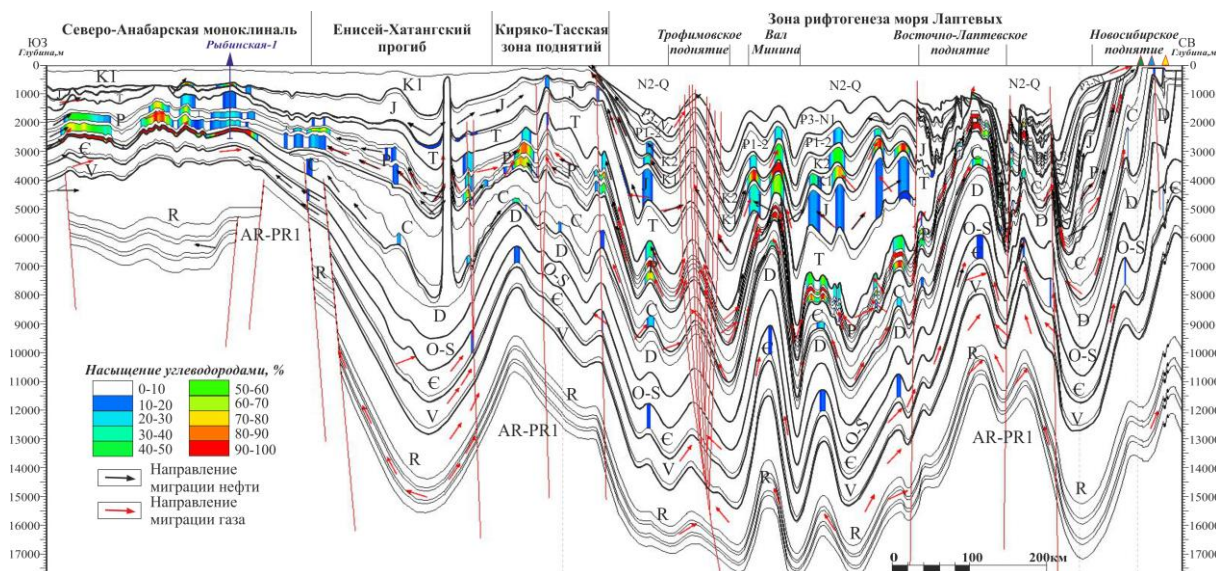


Рис. 5. Степень насыщения жидкими и газообразными углеводородами и направления миграции в Лаптевоморском НГБ (профиль 5-5')

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, метод бассейнового моделирования дает возможность оценить масштабы генерации УВ в очаге, выявить наличие углеводородных скоплений и выделить наиболее перспективные зоны поиска в бассейнах с различной степенью изученности. Данный метод позволяет значительно снизить степень геологических рисков при поисково-разведочных работах в пределах Арктического шельфа.

ССЫЛКИ НА РАЗРЕШЕНИЯ ПУБЛИКАЦИИ И НА ИСПОЛЪЗУЕМУЮ ЛИТЕРАТУРУ

1. Изучение основных разрезов палеозойских и мезо-кайнозойских осадочных и магматических комплексов Новосибирских островов. Отчет о результатах выполненных работ. Санкт-Петербург: ФГУП «ВСЕГЕИ», 2012. – 143 с
2. Ким Б.И., Евдокимова Н.К., Харитоновна Л.Я. / Структура, нефтегазовый потенциал и нефтегеологическое районирование восточно-арктического шельфа России // Геология нефти и газа. — 2016. — № 1. — С. 2–15
3. Малышев Н.А., Обметко В.В., Бородулин А.А. / Оценка перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Восточной Арктики // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть». — 2010. — № 1. — С. 20–28
4. Ступакова А.В., Сулова А.А., Большакова М.А. и др. / Бассейновый анализ для поиска крупных и уникальных месторождений в Арктике // Георесурсы. — 2017. — Т. 1. — С. 19–35