

УДК 553.98(268)

А. А. Киреев, А. К. Алексеева, Ю. Н. Хохлова (ФГБУ «ВНИИОкеангеология»)

ПЕРСПЕКТИВЫ ВЫДЕЛЕНИЯ ЛОКАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЪЕКТОВ В ЗОНЕ СОЧЛЕНЕНИЯ ШЕЛЬФА МОРЯ ЛАПТЕВЫХ И ЕВРАЗИЙСКОГО ГЛУБОКОВОДНОГО БАСЕЙНА

В зоне сочленения шельфовых структур моря Лаптевых с Евразийским глубоководным бассейном в кайнозойском осадочном чехле выявлены участки развития клиноформных комплексов и конусы выноса терригенного материала. Здесь прогнозируется высокая вероятность аккумуляции углеводородов вследствие происходящих процессов лавинной седиментации.

В результате 2D/3D бассейнового моделирования по сейсмическим данным Притаймырской зоны шельфа моря Лаптевых были получены наиболее вероятные модели генерации, миграции и аккумуляции углеводородов и выделены зоны углеводородонасыщения (70–90%) в средне-верхнепалеогеновом комплексе.

Ключевые слова: море Лаптевых, сейсморазведочные работы МОГТ 2D, нефтегазоперспективные объекты, глубоководные конусы выноса, бассейновое моделирование.

A. A. Kireev, A. K. Alekseeva, Yu. N. Khokhlova (FSBI «VNIIOkeangeologia»)

PROSPECTS FOR IDENTIFYING LOCAL PETROLEUM TARGETS IN THE JUNCTION ZONE OF THE LAPTEV SEA SHELF AND THE DEEP-WATER EURASIAN BASIN

Junction zone of the shelf structures of the Laptev Sea with the deep-water Eurasian Basin in the Cenozoic sedimentary cover exhibits the areas of development of clinoform complexes and alluvial fans of terrigenous material. Here, a high probability of hydrocarbon accumulation is predicted due to ongoing avalanche sedimentation.

As a result of 2D/3D basin modelling based on seismic data from the Taimyr zone of the Laptev Sea shelf, the most probable models of generation, migration, and accumulation of hydrocarbons were obtained and zones of hydrocarbon saturation (70–90%) were identified in the Middle-Upper Paleogene complex.

Keywords: Laptev Sea, 2D CDP seismic exploration, oil and gas prospects, deepwater alluvial fans, basin modelling.

Для цитирования: Киреев А. А., Алексеева А. К., Хохлова Ю. Н. Перспективы выделения локальных нефтегазоносных объектов в зоне сочленения шельфа моря Лаптевых и Евразийского глубоководного бассейна // Региональная геология и металлогения. – 2024. – № 97. – С. 6–16.

Введение. В пределах зоны сочленения Евразийского глубоководного бассейна с шельфовыми областями Восточно-Сибирского моря и моря Лаптевых по данным современных сейсмических исследований МОГТ 2D выявлены литологически ограниченные, седиментационно-терригенные неантиклинальные ловушки – глубоководные конусы выноса. Здесь в отложениях палеоцено-олигоцена выделяются зоны развития клиноформных комплексов шельфового и проградационного типов, а также конусы выноса терригенного материала [8; 9].

Согласно [15], «...окраины континентов, современные и древние, являются главными нефтегазоносными зонами Земли». Вследствие происходящих процессов лавинной седиментации формируются толщи переслаивания песчаных и глинистых линз и прослоев с хорошими коллекторскими

свойствами, представляющие собой зоны возможной аккумуляции углеводородов.

Изучить на количественном уровне эволюцию осадочного разреза и элементов перспективной нефтегазоносной системы (ПНГС) возможно на основе технологии компьютерного геолого-геохимического (бассейнового) моделирования, ставшего в последнее десятилетие международным стандартом в нефтегазовой отрасли.

Создание структурного каркаса для проведения моделирования. Интерпретация цифровых сейсмических материалов для создания структурного каркаса для моделирования была проведена по разрезам последнего по времени объекта региональных работ МОВ ОГТ – Таймыро-Североземельскому (АО «Росгео», АО «Севморнефтегеофизика», 2020 г.), где выделены

перспективные локальные объекты – наличие литологических ловушек (системы палеорусел, клиноформы в плиоцен-четвертичном комплексе), области предполагаемого развития турбидитов и аномалии типа «яркое пятно».

Волновое поле осадочного чехла представлено дифференцированными по частоте, амплитуде и протяженности отражениями, фиксируемыми до глубины 9,0–9,5 км. Наблюдаемые отражения уверенно прослеживаются как в пределах крупных поднятий, так и в глубоких прогибах (рис. 1). По волновой картине геологический разрез разделяется на акустический фундамент и осадочный чехол, в котором в соответствии с актуальными представлениями модели геологического строения Лаптевоморского мегапрогиба выделяется пять сейсмостратиграфических комплексов (таблица).

Принятая сейсмостратиграфическая модель базируется на сейсмостратиграфической модели осадочного чехла Евразийского бассейна Северного Ледовитого океана (СЛО), разработанной совместно с авторами настоящей работы. В основе указанной модели лежит сопоставление мест выклинивания основных осадочных комплексов у поверхности акустического фундамента с положением линейных магнитных аномалий известного возраста [2]. Впоследствии модель была увязана с результатами бурения на юго-западном побережье моря Лаптевых и на хр. Ломоносова [14] и согласована с литолого-стратиграфической моделью осадочного чехла Лаптевской самостоятельной перспективной нефтегазоносной области (СПНГО).

Помимо представленных в таблице ОГ в осадочном чехле были прокоррелированы дополнительно 17 отражающих горизонтов, возраст которых не определен. Детальное расчленение слоистых неоднородных осадочных толщ позволило выявить наличие сейсмических аномалий, которые могут свидетельствовать о разной геологической характеристике пород, таких как пористость, литология, структура и т. д. В итоге по результатам переинтерпретации в программном пакете KINGDOM сейсмических данных МОГТ 2D по 20 профилям выявлены литологически ограниченные седиментационно-терригенные неантиклинальные ловушки – глубоководные конусы выноса (рис. 2). Для наиболее перспективной северной зоны площади работ построены сейсмофациальные схемы предполагаемых конусов выноса. На основе полученной информации по выделению и трассированию предполагаемых конусов выноса, на основе самого выразительного признака – конфигурации отражений, можно сделать вывод, что возможные неантиклинальные ловушки присутствуют как в нижней, так и в верхней частях средне-верхнепалеогенового сейсмокомплекса (см. рис. 2).

Построение 2D моделей в программном пакете TemisFlow. Компьютерное геолого-геохимическое (бассейновое) моделирование применяется для историко-геологической характеристики формирования осадочного разреза, оценки термальной зрелости нефтегазоматеринских толщ,

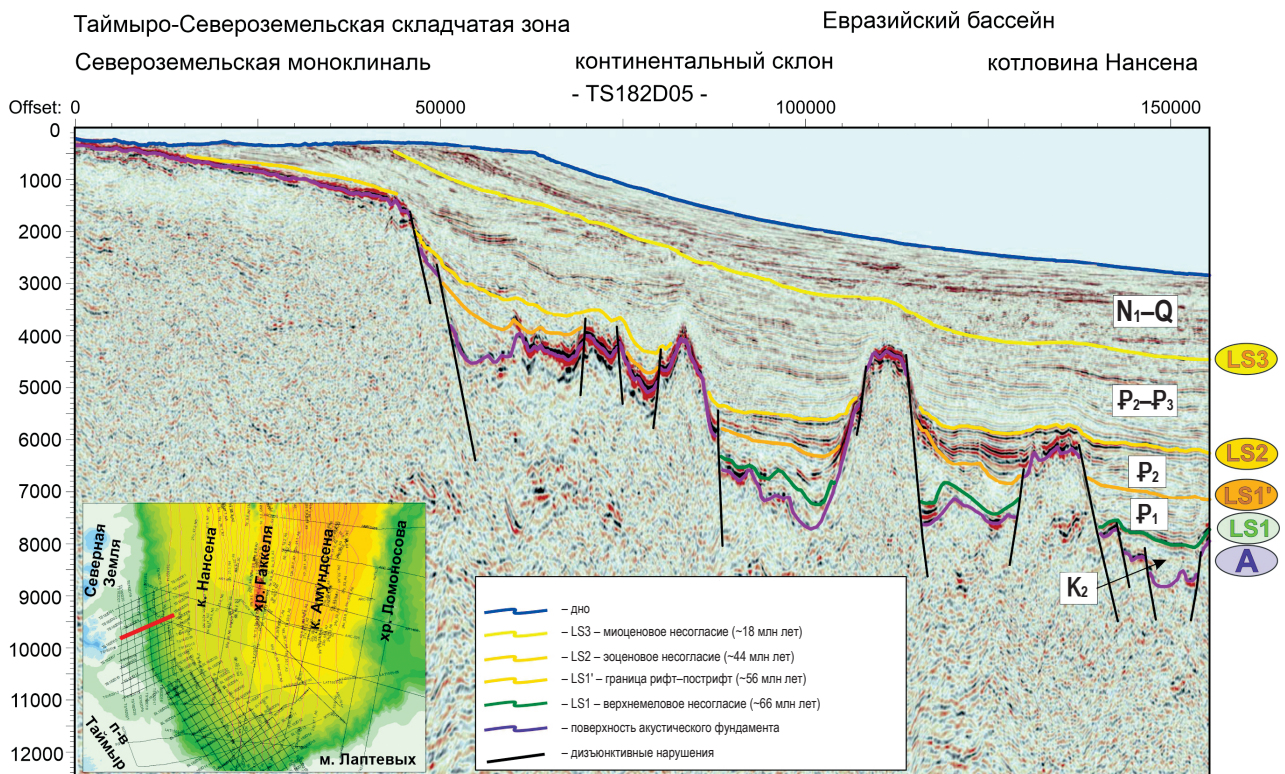


Рис. 1. Глубинный динамический сейсмический разрез по профилю TS182D05 с интерпретацией авторов

Сейсмостратиграфическая характеристика осадочного чехла Притаймырской части шельфа моря Лаптевых

№ п/п	Сейсмостратиграфические комплексы	Границы комплекса: подошва – кровля	Отражающие горизонты (ОГ) в подошве комплекса
1	Неоген-четвертичный	LS3 – дно	LS3 – миоценовое несогласие (~18 млн лет)
2	Средне-верхнепалеогеновый	LS2 – LS3	LS2 – эоценовое несогласие (~44 млн лет)
3	Среднепалеогеновый	LS1 – LS2	LS1' – граница рифт–пострифт (~56 млн лет)
4	Нижнепалеогеновый	LS1 – LS1'	LS1 – верхнемеловое несогласие (~66 млн лет)
5	Верхнемеловой	A – LS1	A – акустический фундамент

миграционных процессов и емкостно-фильтрационных свойств резервуаров на разных этапах развития бассейна. Технология бассейнового моделирования основывается на органической теории происхождения нефти, стадийности процессов образования залежей углеводородов и учении об осадочных бассейнах. 2D моделирование по сейсмическим профилям позволяет оценить температурный режим бассейна, зрелость и степень реализованности генерационного потенциала нефтегазоматеринских пород, выявить наиболее перспективные очаги генерации и аккумуляции углеводородов.

В данной работе бассейновое моделирование проводилось с использованием имеющегося во ФГБУ «ВНИИОкеангеология» сертифицированного программного обеспечения *TemisFlow* разработки французской фирмы Veicip Franlab, одного из мировых лидеров по данному направлению.

Алгоритм процесса моделирования включает в себя следующие основные этапы.

1. Создание структурного каркаса на основе интерпретации глубинных сейсмических разрезов.
2. Создание литологической библиотеки, где задаются данные по всем литологическим разностям, присутствующим в разрезе.

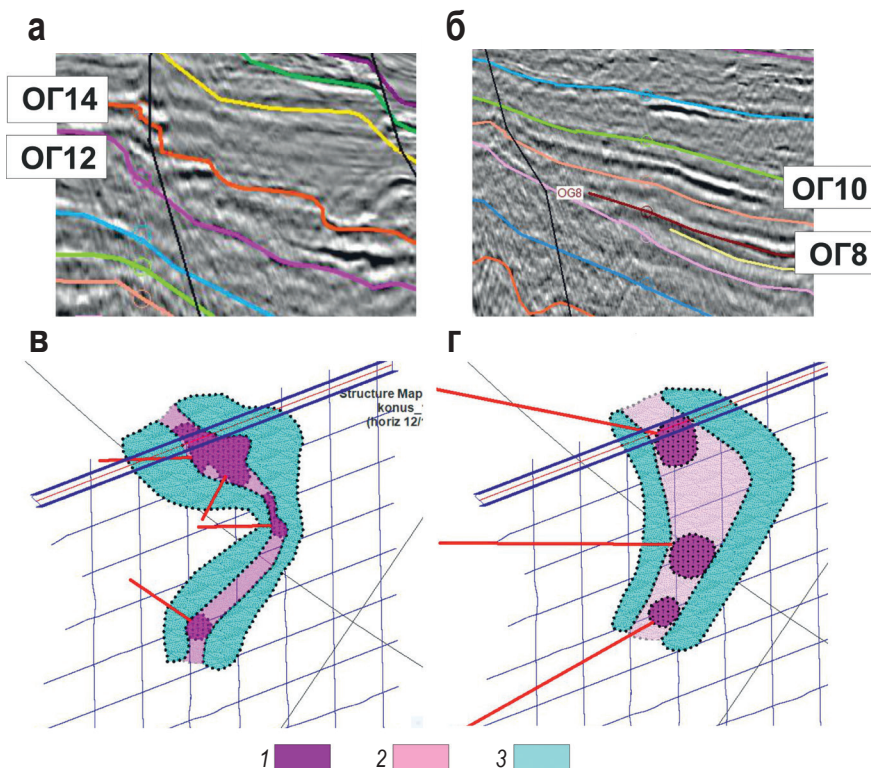


Рис. 2. Фрагменты глубинных сейсмических разрезов с дополнительными отражающими горизонтами (а, б) и сейсмофациальных схем предполагаемых конусов выноса в нижней (в) и верхней (г) частях средне-верхнепалеогенового сейсмокомплекса 1 – хорошо проницаемые песчаники; 2 – переходная зона, представленная переслаиванием песчаников и алевролитов; 3 – зона развития преимущественно алевролитов и глин

3. Создание геохимической библиотеки, включающей в себя информацию по типам керогена всех нефтегазоматеринских толщ моделируемого разреза.

4. Ввод литолого-стратиграфических данных и данных геохимического анализа материнских толщ.

5. Ввод палеотемпературных данных, палеобатиметрии, возрастов перерывов в осадконакоплении и величин эрозий.

6. Численное моделирование процессов погружения, теплопереноса и генерации углеводородов в разрезе.

7. Калибровка полученных результатов в соответствии с фактически измеренными данными (*при их наличии*).

По выбранным профилям в программном пакете *OpenFlow* были построены стратифицированные разрезы с выделенными отражающими горизонтами. Для построения литологической модели была принята литолого-стратиграфическая модель осадочного чехла мел-кайнозойского возраста Лаптевской СПНГО (рис. 3), разработанная нами ранее при проведении количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата по состоянию на 01.01.2017 г. и дополненная в рамках создания актуализированных моделей геологического строения арктического шельфа в 2021 г. [1; 4]. Для характеристики элементов нефтегазоносных систем Лаптевской СПНГО был проанализирован весь доступный материал изучения геологического строения островов Анжу (Новосибирские острова)

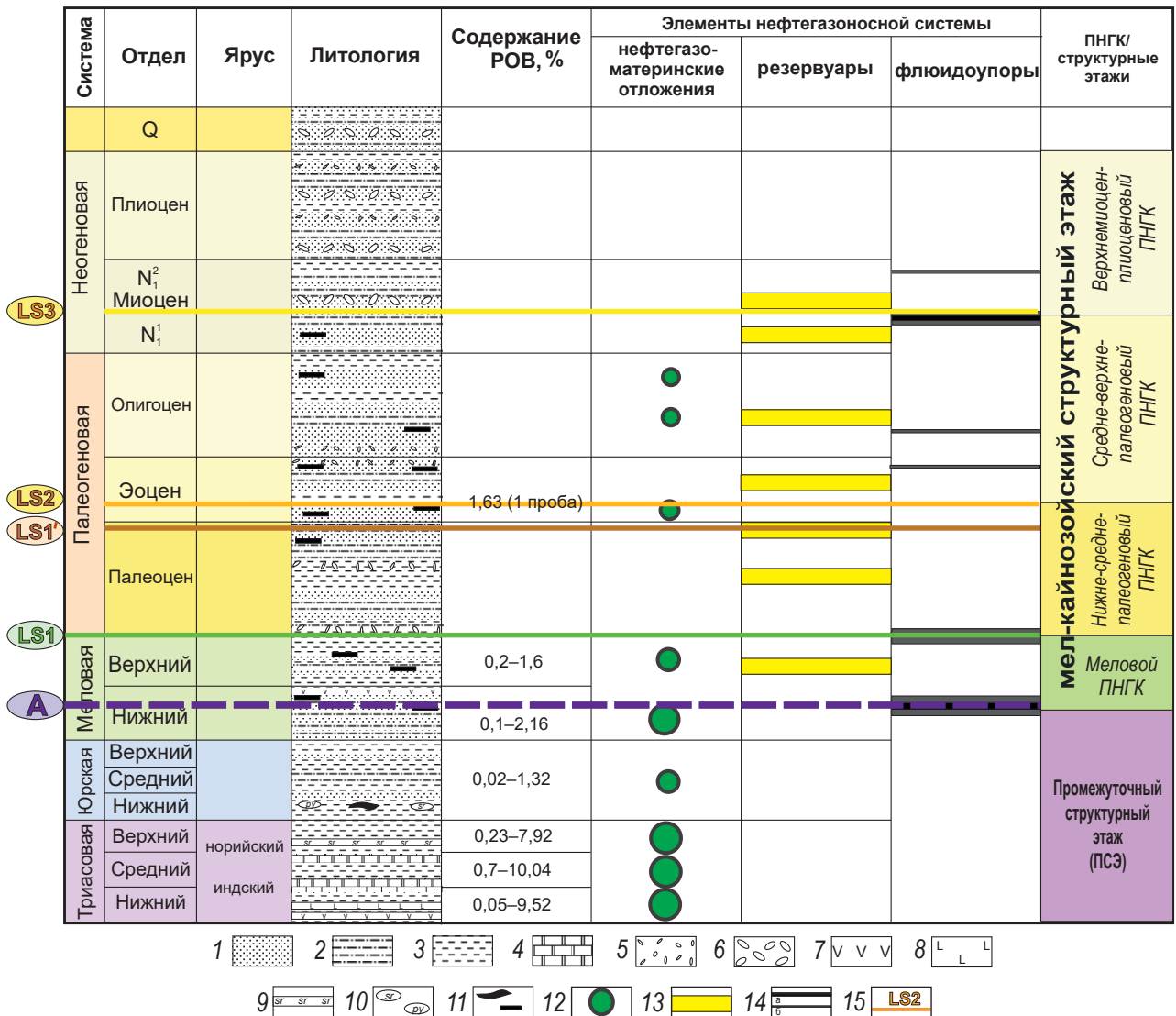


Рис. 3. Литолого-стратиграфическая модель разреза осадочного чехла Притаймырской и северо-западной частей шельфа моря Лаптевых

1 – песчаники, пески; 2 – алевролиты, алевроиты; 3 – аргиллиты, глины; 4 – доломиты; 5 – гравелиты; 6 – конгломераты; 7 – эффузивы и туфы; 8 – базальты; 9 – прослои сидерита; 10 – конкреции сидерита (sr), пирита (py); 11 – линзы и прослои бурого угля; 12 – нефтегазоматеринские породы; 13 – терригенные коллектора; 14 – флюидоупоры; а – региональные, б – локальные; 15 – отражающие горизонты и их индекс

[10; 13], а также материалы опубликованных геологических карт новой серии и третьего поколения масштаба 1 : 1 000 000 [6; 7]. К сожалению, геохимические и петрофизические свойства кайнозойских пород в 1970-е годы не исследовались, а литолого-петрографические данные по материалам ГГС-200 крайне скудны.

Литологические модели с учетом элементов нефтегазоносных систем (флюидоупоры, нефтегазоматеринские породы, коллекторы) построены по всем разрезам МОГТ 2D (пример одного из профилей приведен на рис. 4). Всего выделены три нефтегазоматеринские (продуцирующие) толщи – меловая, эоценовая и олигоценовая, при моделировании были заданы только две из них – меловая и эоценовая, поскольку верхнепалеогеновые породы геохимически никак не охарактеризованы. В результирующей модели коллекторы представлены несколькими литотипами: 30% песчаник / 70% глина, 50% песчаник / 50% глина, 90% песчаник / 10% глина и переслаивание песчаника и глины.

На профилях TS182D01, TS182D05, TS182D09, TS182D16, согласно приведенным на рис. 2 сейсмофациальным схемам, были нанесены предполагаемые конусы выноса. Следует отметить, что коллектор с наилучшими свойствами (90% песчаник / 10% глины) использовался для обозначения проксимальной части выделенных конусов выноса, дистальной части соответствует флюидоупор,

а менее перспективная часть конуса задавалась как коллектор среднего качества (50% песчаник / 50% глина).

Важными параметрами при расчете путей миграции углеводородов в модели являются наличие разломов и их способность пропускать флюиды, поэтому были заданы разрывные нарушения разного порядка, выявленные при интерпретации сейсмических разрезов.

Для характеристики нефтегазоматеринских пород (НМП) в разрезах отложений для каждой нефтегазоматеринской толщи были использованы исходные значения таких геохимических параметров, как $C_{орг.}$ (изначальное процентное содержание органического углерода в осадочных породах) и тип керогена.

Результаты сбора и анализа всей имеющейся геохимической информации показали значительную разницу в суждениях о геохимическом составе и содержании $C_{орг.}$ пород осадочного чехла данного региона, но все исследователи сходятся во мнении о перспективах наименее изученной и по сей день кайнозойской части разреза [3; 11; 12].

Для построения катагенетической модели данные о среднем содержании $C_{орг.}$ и типе керогена взяты по результатам обобщений [3]. Здесь необходимо отметить, что приведенные в публикации данные о содержании $C_{орг.}$ (ТОС по пиролизу) для палеоценового и эоценового комплекса 5 и 12%, на наш взгляд, не подкреплены конкретным указа-

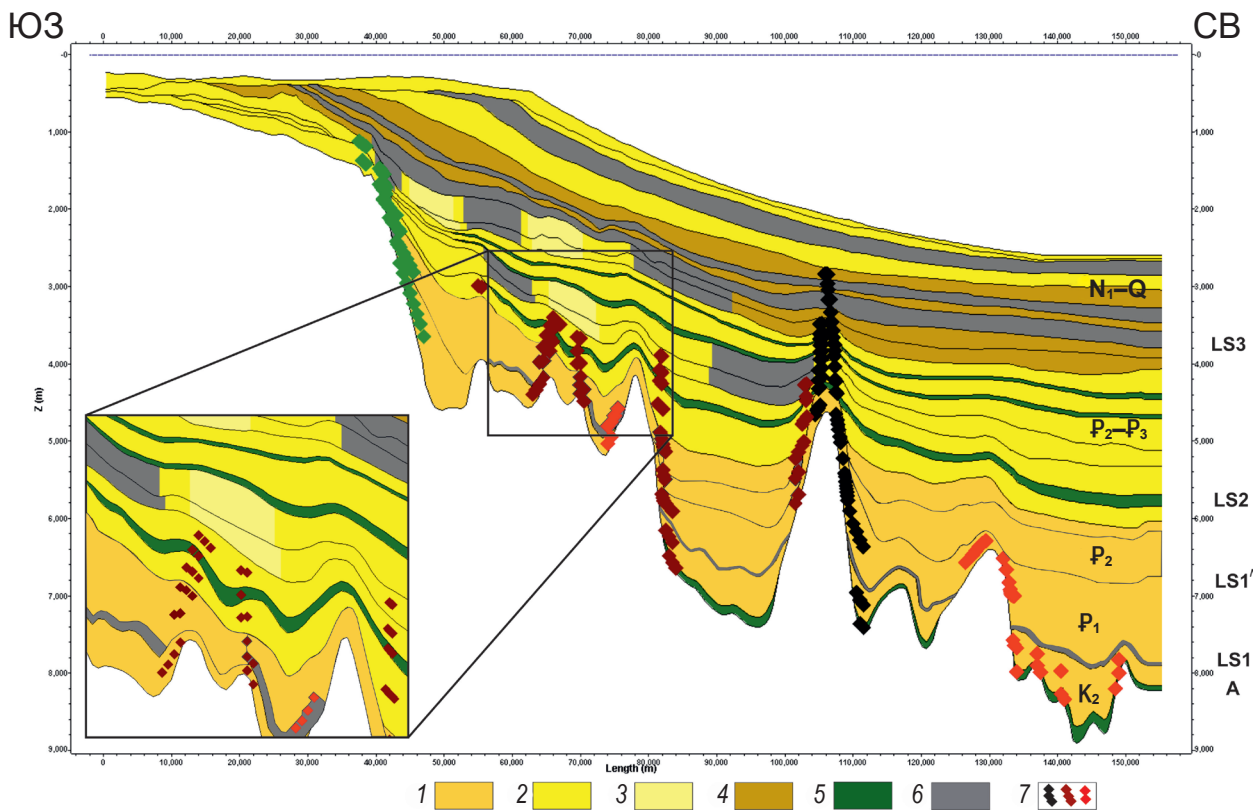


Рис. 4. Литологическая модель по профилю TS182D05 коллектора с различными соотношениями пород 1 – 30% песчаник / 70% глина; 2 – 50% песчаник / 50% глина; 3 – 90% песчаник / 10% глина; 4, 5 – переслаивание песчаника и глины; 6 – флюидоупор; 7 – разрывные нарушения разных порядков

нием мест опробования и авторов исследований (или полевых работ), данные по геохимической характеристике эоцена, скорее всего, взяты из публикаций иностранных коллег по скв. АСЕХ на хр. Ломоносова. Но в отсутствии собственных геохимических данных по кайнозойскому разрезу Новосибирских островов, являющихся репером в изучении геологии восточно-арктических шельфов, были приняты для моделирования эти данные с корректировкой в сторону уменьшения.

Для меловой нефтегазоматеринской толщи был выбран III тип керогена (преимущественно гумусовый) со средним содержанием $C_{орг}$ 1,0%, а для эоценовой НГМТ использовался смешанный тип ОВ (II) со средним содержанием $C_{орг}$ 1,6%.

При создании конечной температурной модели было протестировано несколько наборов температурных параметров, и наиболее оптимальных результатов удалось достичь путем задания кривой изменения теплового потока во времени, где имеются зоны повышенных значений, приуроченных по возрасту к основным эпохам рифтогенеза в исследуемом районе – позднемезозойско-палеоэоценовой и позднемiocен-плейстоценовой [3; 12].

Большая часть профилей расположена в пределах материкового склона, поэтому учитывалось возможное влияние температурного режима глубоководной части бассейна, вследствие чего поверхностная плотность теплового потока выше по сравнению с шельфовой частью бассейна. В результате были получены априорные температурные модели по представительным разрезам. Калибровка к данным по скважинам не производилась из-за их отсутствия в данном регионе.

В результате 2D моделирования были получены модели по степени катагенетической преобразованности, которые позволяют выделить положение главных зон нефте- (ГЗН) и газообразования (ГЗГ), степени трансформации ОВ нефтегазоматеринских пород и модели аккумуляции (модели насыщения) углеводородов в исследуемых разрезах.

Результаты моделирования позволили сделать следующие выводы: породы мелового комплекса с III типом керогена находятся в главной зоне газообразования (МК4–МК5) и степень преобразованности ОВ достигает 90%. Нефтегазоматеринские породы эоцена со смешанным типом керогена находятся на пике генерации УВ в главной зоне нефтеобразования (МК2–МК3) и степень преобразованности ОВ колеблется в интервале 70–90%.

Наибольший интерес вызывают профили TS182D01, TS182D05, TS182D09, TS182D012, где углеводороды аккумулируются как в антиклинальных, так и в неантиклинальных ловушках – глубоководных конусах выноса. Аккумуляция углеводородов происходит преимущественно в эоцено-олигоценном (средне-верхнепалеогеновом) комплексе. Результаты моделирования профилей TS182D01 и TS182D05 (рис. 5) показали высокую концентрацию УВ (насыщение 55–90%) в предполагаемых конусах выноса на глубинах от 3,0 до 4,0 км. Наивысшая концентрация УВ (насыщение 70–90%) наблюдается в районе бровки матери-

кового склона на глубинах от 1,5 до 4,2 км по профилю TS182D09.

Бассейновое моделирование в варианте 2D позволяет лишь на качественном уровне спрогнозировать наличие скоплений УВ, а также определить направление основных путей миграции, в то время как 3D моделирование позволяет локализовать поисковые объекты и провести количественную оценку массы и объема УВ залежей.

Построение 3D моделей в программном пакете TemisFlow. На начальном этапе создания 3D модели в пределах зоны сочленения шельфа моря Лаптевых и Евразийского глубоководного бассейна возникла проблема правильного выбора масштаба модели. Моделирование планировалось проводить первоначально на региональном уровне на материалах структурной (каркасной) модели по нескольким проектам сейсморазведочных работ МОГТ последнего десятилетия, но возник вопрос о размере сетки для 3D. Технические возможности не позволили выбрать размер ячейки 1×1 км для данной площади акватории, что является достаточно оптимальным для калибровки расчетов. При увеличении масштаба сетки увеличивается величина погрешности и упрощается геометрия модели, для моделирования достаточно мелких объектов в осадочном разрезе этого будет явно недостаточно. Таким образом, для получения корректной трехмерной модели моделирование проводилось в пределах Притаймырской площади, где создан структурный каркас по данным интерпретации МОГТ и выполнено моделирование в варианте 2D.

Входными данными при 3D моделировании принято считать всю имеющуюся геологическую информацию: геофизическую, геохимическую, литологическую и др. Отметим, что море Лаптевых во всех аспектах является малоизученным районом. Информация не имеет достаточной наполненности ввиду отсутствия фактического материала пробоотбора и бурения. Калибровка к скважинным данным в процессе моделирования не производилась в силу их отсутствия в данном регионе.

Для корректного решения температурных моделей потребовалось обобщить всю возможную информацию не только по морю Лаптевых и прилегающей зоне СЛО, но и по Арктическому региону в целом, по имеющимся публикациям в открытой печати [5; 11; 16–18]. Было выбрано и просчитано несколько вариантов с разными температурными параметрами.

Первый вариант (низкие показатели). В основу расчета взят метод аналога, в данном случае аналогом является море Баффина, среднее значение теплового потока составляет ≈ 42 мВт/м² [16; 18].

Второй вариант (средние показатели). Расчет основан на средних значениях более северных участков, располагающихся в Евразийском бассейне СЛО (55–65 мВт/м²) [3].

Третий вариант (показатели выше среднего). Рассмотрен вариант изменения теплового потока

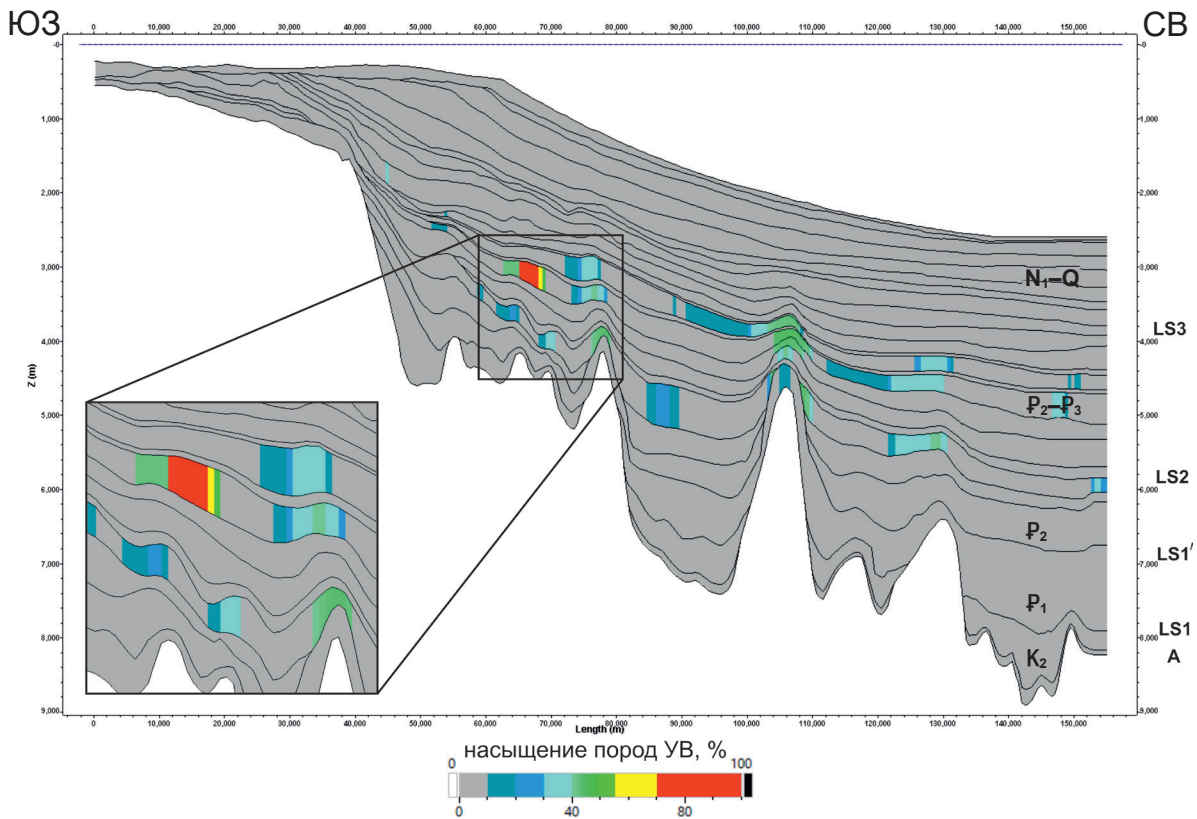


Рис. 5. Модель распределения УВ залежей по профилю TS182D05

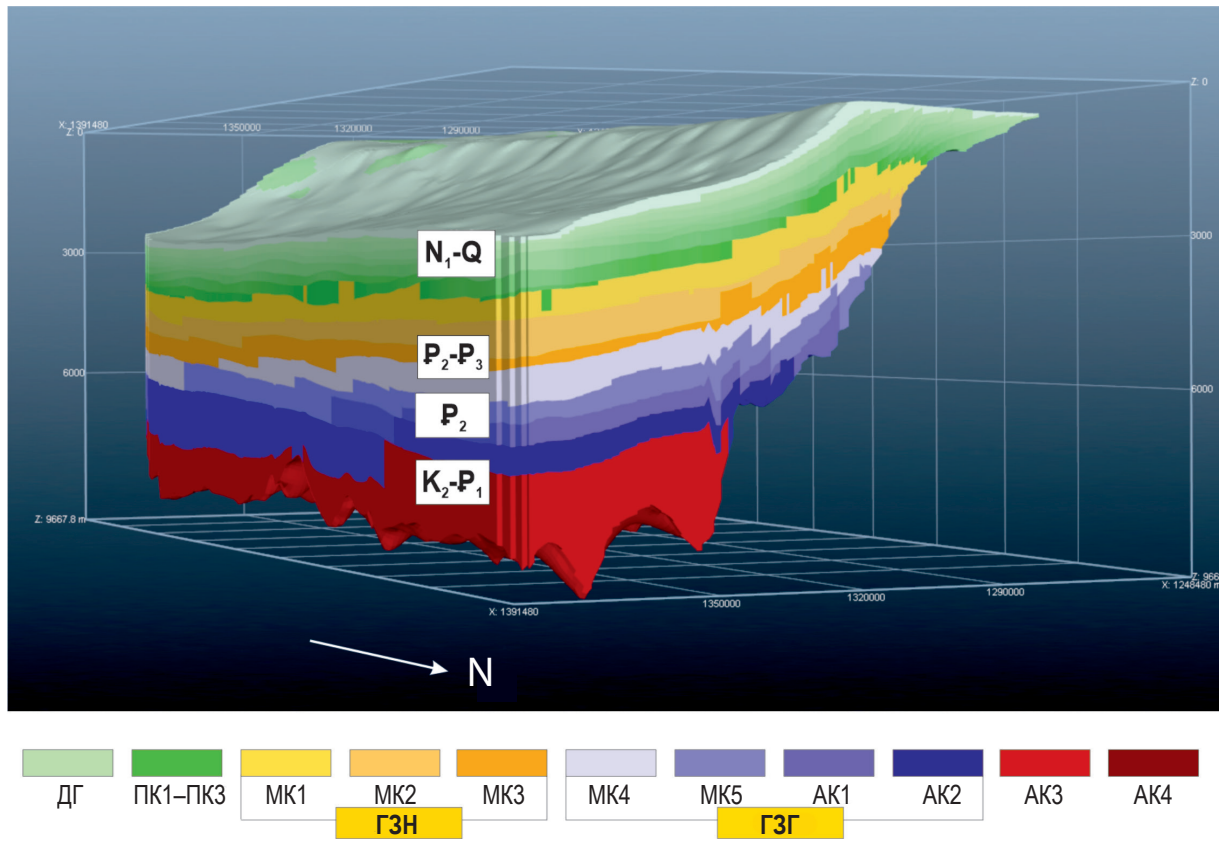


Рис. 6. Катагенетическая 3D модель при средних значениях теплового потока

ДГ – диагенез; ПК – протокатагенез; МК – мезокатагенез; АК – апокатагенез; ГЗН (МК1–МК3) – главная зона нефтеобразования; ГЗГ (МК4–МК5) – главная зона газообразования (по шкале градаций катагенеза Н. Б. Вассоевича)

во времени [11; 17], где имеются зоны повышенных значений, приуроченных по возрасту к основным эпохам рифтогенеза в исследуемом районе – позднемезозойско-палеоценовой и позднемиоцен-плейстоценовой.

В результате расчета при трех разных параметрах теплового потока были получены три варианта 3D катагенетических моделей (на рис. 6 – второй вариант). В результате тестирования значений теплового потока и расчетных значений стадий катагенеза в результирующей модели насыщения углеводородов был учтен *второй вариант* куба температур и куба катагенеза.

Результатом 3D бассейнового моделирования является *куб генерации, миграции и аккумуляции углеводородов*. Исходя из анализа полученных 3D температурных моделей, основанных на различных гипотезах вариантов, был выбран сценарий (второй вариант) с наиболее благоприятными условиями для генерации УВ в выделенных сейсмокомплексах. В результате куб насыщения

отличается скоплением УВ в антиклинальных средне-верхнепалеогеновых ловушках, так как прогрев и выработанность материнских толщ действует только на этот сейсмокомплекс.

На рис. 7 представлен один из ортогональных срезов в направлении Inline 150 куба генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. В отличие от результатов 2D моделирования по профилю TS182D05 (см. рис. 5), скопления в неантиклинальных ловушках (глубоководных конусах выноса) имеют уровень насыщения 40–50%. Это объясняется тем, что 3D моделирование учитывает объемную геометрию территории и литофациальное распространение пород, в результате чего при расчете объемной модели присутствует большая потеря на путях миграции.

Все выделяемые объекты с углеводородонасыщением от 40% выделяются на погоризонтных планах куба насыщения. На рис. 8 представлен план внутри средне-верхнепалеогенового сейсмокомплекса. Все выделенные возможные скопления

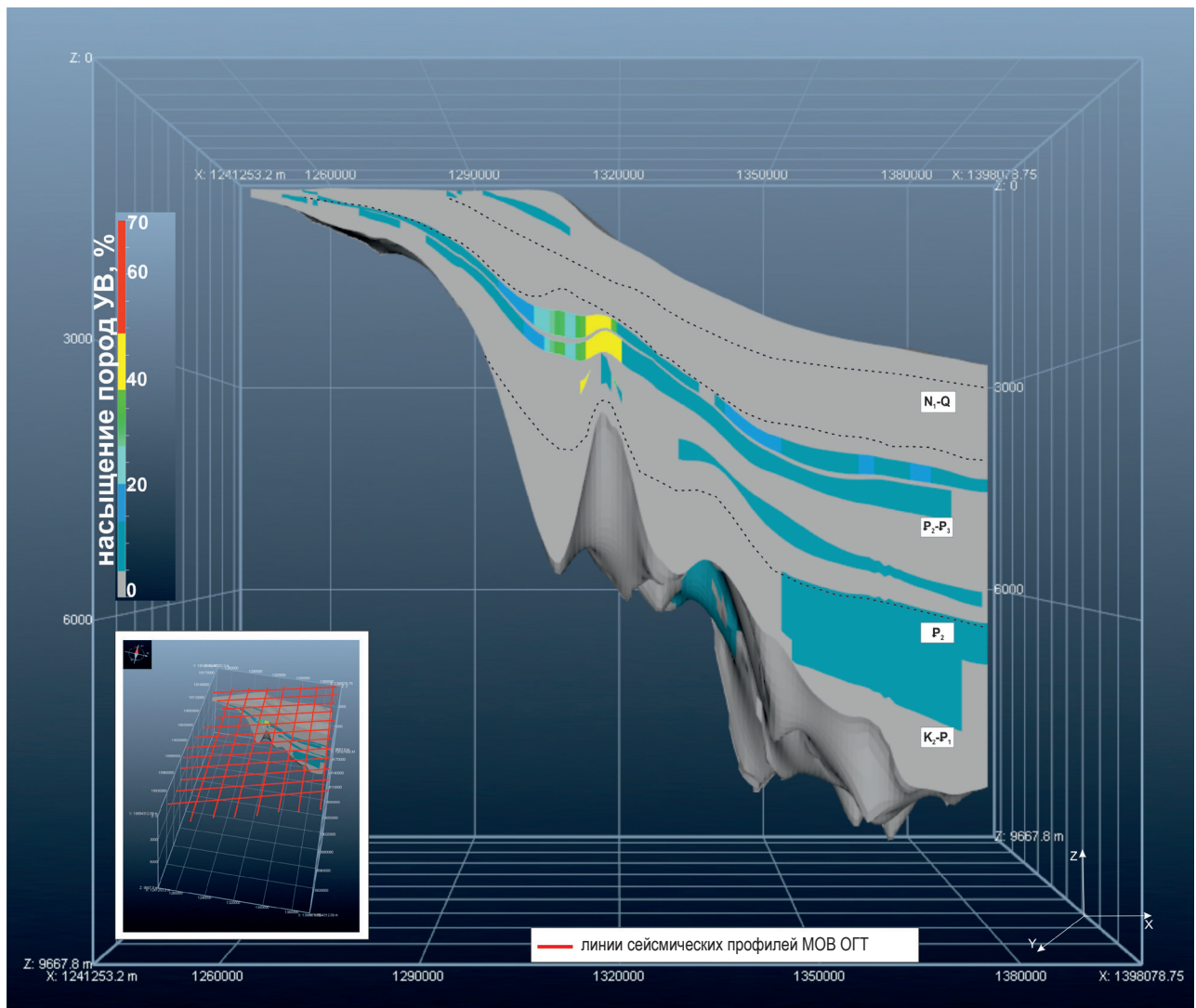


Рис. 7. Ортогональный срез северного участка куба распределения УВ залежей (ZY плоскости)

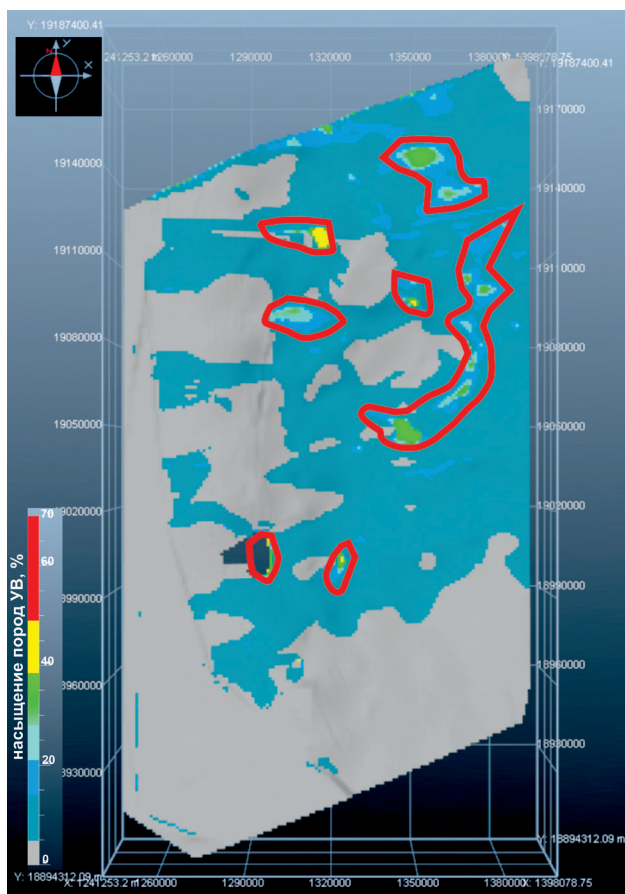


Рис. 8. Погоризонтный план куба УВ насыщения внутри средне-верхнепалеогенового комплекса

углеводородов с насыщением 50–60% расположены в присклонной части глубоководного Евразийского бассейна (котловина Нансена).

Заключение. В результате выполненных в 2018–2020 гг. АО «Росгео» (АО «Севморнефтегеофизика») получены цифровые сейсмические материалы хорошего качества, интерпретация которых в ПО KINGDOM позволила выявить литологически ограниченные седиментационно-терригенные неантиклинальные ловушки – глубоководные конусы выноса в палеогеновом осадочном чехле в зоне сочленения шельфовых структур моря Лаптевых и Евразийского глубоководного бассейна.

Для количественной оценки выделенных перспективных локальных объектов была использована технология 2D/3D бассейнового моделирования, являющегося стандартом в нефтегазовой отрасли.

Проведенное бассейновое моделирование показало высокую перспективность кайнозойских осадочных пород в зоне сочленения Притаймырской части шельфа моря Лаптевых и глубоководной котловины Нансена, где углеводороды преимущественно аккумулируются как в антиклинальных, так и в неантиклинальных ловушках (глубоководные конусы выноса) в средне-верхнепалеогеновом комплексе. Наивысшая концентрация УВ (насыщение

70–90%) наблюдается в районе бровки материкового склона на глубинах от 1,5 до 4,2 км.

Для повышения достоверности геолого-геохимических моделей перспективных локальных объектов требуется пополнение геотермических данных и получение геолого-геохимических параметров кайнозойских отложений на основе проведения в Притаймырской части шельфа моря Лаптевых малоуглубленного стратиграфического бурения. Это даст возможность реализации всех возможностей программного обеспечения для литолого-седиментационного моделирования выделенных глубоководных конусов выноса (ПО *DionisosFlow*) и бассейнового моделирования углеводородной системы (ПО *TemisFlow 3D*).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексеева А. К., Косьюко М. К., Турова А. В. Арктические острова – основные реперы для изучения геологического строения и оценки нефтегазоносности слабоизученных областей Арктического шельфа // Деловой журнал *Neftegaz.RU*. – 2021. – № 11.
2. Арктический бассейн. Геология и морфология / А. Л. Пискарев, В. А. Поселов, В. Д. Каминский и др. – СПб. : ВНИИОкеангеология, 2017. – 290 с.
3. Бассейновый анализ для поиска крупных и уникальных месторождений в Арктике / А. В. Ступакова, А. А. Сулова, М. А. Большакова, Р. С. Сауткин, И. А. Санникова // Георесурсы. – 2017. – Спецвыпуск. Ч. 1. – С. 19–35.
4. Геология геодинамического полигона острова Анжу: актуализация стратиграфической модели / Е. С. Турова, А. К. Алексеева, В. А. Басов, М. К. Косьюко, Л. В. Нехорошева, Р. Ф. Соболевская, А. В. Турова // Проблемы тектоники и геодинамики земной коры и мантии. Т. 2. Материалы LI Тектонического совещания. – М. : ГЕОС, 2019. – С. 309–313.
5. Геотермия арктических морей / М. Д. Хуторской, В. Р. Ахмедзянов, А. В. Ермаков, Ю. Г. Леонов, Л. В. Подгорных, Б. Г. Поляк, Е. А. Сухих, Л. А. Цыбуля // Труды ГИН РАН. Вып. 605. – М. : ГЕОС, 2013. – 265 с.
6. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Лаптево-Сибироморская. Лист S-53 – о. Столбовой, S-54 – Ляховские о-ва. Объяснительная записка / А. Г. Бургуто, В. К. Дорофеев, П. В. Рекант, С. И. Шкарубо и др. – СПб. : Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2016. – 300 с.
7. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (новая серия). Лист S-53–55 – Новосибирские острова. Объяснительная записка / отв. ред. Б. Г. Лопатин. – СПб. : Изд-во ВСЕГЕИ, 1999. – 208 с.
8. Кириллова-Покровская Т. А. Разработка актуализированной геологической модели моря Лаптевых и сопредельных глубоководных зон для уточненной оценки его углеводородного потенциала // Разведка и охрана недр. – 2017. – № 10. – С. 30–38.
9. Континентальная окраина Восточно-Сибирского моря: геологическое строение и перспективы нефтегазоносности / Г. С. Казанин, Ю. Б. Барабанова, Т. А. Кириллова-Покровская и др. // Разведка и охрана недр. – 2017. – № 10. – С. 51–55.
10. Косьюко М. К., Бондаренко Н. С., Непомилуев В. Ф. Государственная геологическая карта СССР. Масштаб 1 : 200 000 (серия Новосибирские острова). Листы T-54-XXXI, XXXII, XXXIII; S-53-IV, V, VI; S-53-XI, XII; S-54-I, II, III; S-54-VII, VIII, XIX, XIII, XIV, XV. Объяснительная записка. – М. : ПГО «Севморгеология», 1985. – 162 с.

11. Малышев Н. А., Обметко В. В., Бородулин А. А. Оценка перспектив нефтегазонасыщенности осадочных бассейнов Восточной Арктики // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2010. – № 1. – С. 20–28.
12. Полякова И. Д., Борукаев Г. Ч. Структура и нефтегазовый потенциал Лаптевоморского региона // Литология и полезные ископаемые. – 2017. – № 4. – С. 322–339.
13. Труфанов Г. В., Белоусов К. Н., Непомилуев В. Ф. Государственная геологическая карта СССР. Масштаб 1 : 200 000 (серия Новосибирские острова). Листы Т-54-XXXVI, XXXV, XXXVI; Т-56-XXXIII; S-54-IV, V, VI, X, XI, XII; S-55-I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI, XII; S-56-III, VII. Объяснительная записка. – М. : ПГО «Севморгеология», 1986. – 106 с.
14. Увязка результатов бурения на юго-западном побережье моря Лаптевых и на хребте Ломоносова по данным сейсморазведки МОВ ОГТ / В. А. Савин, А. А. Киреев, В. В. Буценко, В. А. Поселов // Геология морей и океанов: Материалы XXIII Международной научной конференции (Школы) по морской геологии. Т. 2. – М. : Институт океанологии им. П. П. Ширшова РАН, 2019. – С. 149–153.
15. Хаин В. Е., Соколов Б. А. Окраины континентов – главные нефтегазонасыщенные зоны Земли // Советская геология. – 1984. – № 7. – С. 49–60.
16. Chalmers J. A., Laursen K. N. Labrador Sea: the extent of continent and ocean crust and the timing of the onset of seafloor spreading // Marine and Petroleum Geology. – 1995. – Vol. 12, no. 2. – Pp. 205–218.
17. Drachev S. S., Kaul N., Beliaev V. N. Eurasia spreading basin to Laptev Shelf transition: structural pattern and heat flow // Geophysics Intern. – 2003. – Vol. 152. – Pp. 688–698.
18. Gregersen U., Bidstrup T. Structure and hydrocarbon prospectivity in the northern Davis Strait area, offshore West Greenland // Petroleum Geoscience. – 2008. – Vol. 14. – Pp. 151–166.
- ries. Sheet S-53 – o. Stolbovoy, S-54 – Lyakhovskie o-va. Explanatory note]. Ed. by A. G. Burguto, V. K. Dorofeev, P. V. Rekant, S. I. Shkarubo et al. St. Petersburg, Kartograficheskaya fabrika VSEGEI, 2016, 300 p.
7. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federatsii. Mashtab 1 : 1 000 000 (novaya seriya). List S-53–55 – Novosibirskie ostrova. Ob"yasnitel'naya zapiska [State geological map of the Russian Federation. Scale 1 : 1 000 000. Sheet S-53–55 – Novosibirskie ostrova. Explanatory note]. Ed. by B. G. Lopatin. St. Petersburg, Izd-vo VSEGEI, 1999, 208 p.
8. Kirillova-Pokrovskaya T. A. Razrabotka aktualizirovannoy geologicheskoy modeli morya Laptevykh i so-predel'nykh glubokovodnykh zon dlya utochennoy otsenki ego uglevodorodnogo potentsiala. *Razvedka i okhrana nedr*, 2017, no. 10, pp. 30–38.
9. Kazanin G. S., Barabanova Yu. B., Kirillova-Pokrovskaya T. A. et al. Kontinental'naya okraina Vostochno-Sibirskogo morya: geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti. *Razvedka i okhrana nedr*, 2017, no. 10, pp. 51–55.
10. Kos'ko M. K., Bondarenko N. S., Nepomiluev V. F. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta SSSR. Mashtab 1 : 200 000 (seriya Novosibirskie ostrova). Listy T-54-XXXI, XXXII, XXXIII; S-53-IV, V, VI; S-53-XI, XII; S-54-I, II, III; S-54-VII, VIII, XIX, XIII, XIV, XV. Ob"yasnitel'naya zapiska [State geological map of the USSR. Scale 1 : 200 000. Novosibirskie ostrova series. Sheets T-54-XXXI, XXXII, XXXIII; S-53-IV, V, VI; S-53-XI, XII; S-54-I, II, III; S-54-VII, VIII, XIX, XIII, XIV, XV. Explanatory note]. Moscow, PGO «Sevmorgeologiya», 1985, 162 p.
11. Malyshev N. A., Obmetko V. V., Borodulin A. A. Otsenka perspektiv neftegazonosnosti osadochnykh basseynov Vostochnoy Arktiki. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO «NK «Rosneft»*, 2010, no. 1, pp. 20–28.
12. Polyakova I. D., Borukaev G. Ch. Struktura i neftegazovyy potentsial Laptevomorskogo regiona. *Litologiya i poleznye iskopaemye*, 2017, no. 4, pp. 322–339.
13. Trufanov G. V., Belousov K. N., Nepomiluev V. F. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta SSSR. Mashtab 1 : 200 000 (seriya Novosibirskie ostrova). Listy T-54-XXXVI, XXXV, XXXVI; T-56-XXXIII; S-54-IV, V, VI, X, XI, XII; S-55-I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI, XII; S-56-III, VII. Ob"yasnitel'naya zapiska [State geological map of the USSR. Scale 1 : 200 000. Novosibirskie ostrova series. Sheets T-54-XXXVI, XXXV, XXXVI; T-56-XXXIII; S-54-IV, V, VI, X, XI, XII; S-55-I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI, XII; S-56-III, VII. Explanatory note]. Moscow, PGO «Sevmorgeologiya», 1986, 106 p.
14. Savin V. A., Kireev A. A., Butsenko V. V., Poselov V. A. Uvyazka rezul'tatov bureniya na yugo-zapadnom poberezh'e morya Laptevykh i na khrebte Lomonosova po dannym seysmorazvedki MOV OGT. *Geologiya morey i okeanov: Materialy XXIII Mezhdunarodnoy nauchnoy konferentsii (Shkoly) po morskoy geologii. Vol. 2*. Moscow, Institut okeanologii im. P. P. Shirshova RAN, 2019, pp. 149–153.
15. Khain V. E., Sokolov B. A. Okrainy kontinentov – glavnye neftegazonosnye zony Zemli. *Sovetskaya geologiya*, 1984, no. 7, pp. 49–60.
16. Chalmers J. A., Laursen K. N. Labrador Sea: the extent of continent and ocean crust and the timing of the onset of seafloor spreading. *Marine and Petroleum Geology*, 1995, vol. 12, no. 2, pp. 205–218.
17. Drachev S. S., Kaul N., Beliaev V. N. Eurasia spreading basin to Laptev Shelf transition: structural pattern and heat flow. *Geophysics Intern*, 2003, vol. 152, pp. 688–698.
18. Gregersen U., Bidstrup T. Structure and hydrocarbon prospectivity in the northern Davis Strait area, offshore West Greenland. *Petroleum Geoscience*, 2008, vol. 14, pp. 151–166.

REFERENCES

1. Alekseeva A. K., Kos'ko M. K., Turova A. V. Arkticheskie ostrova – osnovnye repery dlya izucheniya geologicheskogo stroeniya i otsenki neftegazonosnosti slabozuchennykh oblastey Arkticheskogo shel'fa. *Delovoy zhurnal Neftegaz.RU*, 2021, no. 11.
2. Piskarev A. L., Poselov V. A., Kaminskiy V. D. et al. Arkticheskii basseyn. Geologiya i morfologiya. St. Petersburg, VNIIOkeangeologiya, 2017, 290 p.
3. Stupakova A. V., Suslova A. A., Bol'shakova M. A., Sautkin R. S., Sannikova I. A. Basseynovyy analiz dlya poiska krupnykh i unikal'nykh mestorozhdeniy v Arktike. *Geosursy*, 2017, ch. 1, pp. 19–35.
4. Turova E. S., Alekseeva A. K., Basov V. A., Kos'ko M. K., Nekhorosheva L. V., Sobolevskaya R. F., Turova A. V. Geologiya geodinamicheskogo poligona ostrova Anzhu: aktualizatsiya stratigraficheskoy modeli. *Problemy tektoniki i geodinamiki zemnoy kory i mantii. Vol. 2. Materialy LI Tektonicheskogo soveshchaniya*. Moscow, GEOS, 2019, pp. 309–313.
5. Khutorskoy M. D., Akhmedzyanov V. R., Ermakov A. V., Leonov Yu. G., Podgornykh L. V., Polyak B. G., Sukhikh E. A., Tsybulya L. A. Geotermiya arkticheskikh morey. *Trudy GIN RAN. Iss. 605*. Moscow, GEOS, 2013, 265 p.
6. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federatsii. Mashtab 1 : 1 000 000 (tret'e pokolenie). Seriya Laptevo-Sibiromorskaya. List S-53 – o. Stolbovoy, S-54 – Lyakhovskie o-va. Ob"yasnitel'naya zapiska [State geological map of the Russian Federation of the third generation. Scale 1 : 1 000 000. Laptevo-Sibiromorskaya se-

Киреев Артем Анатольевич – зав. сектором. <a.kireev@vniio.ru>

Алексеева Александра Кирилловна – канд. геол.-минерал. наук, зав. отделом. <a.alexeeva@vniio.ru>

Хохлова Юлия Николаевна – зав. сектором. <j.hohlova@vniio.ru>

Kireev Artem Anatolevich – Head of Sector. <a.kireev@vniio.ru>

Alekseeva Alexandra Kirillovna – Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Head of Department.
<a.alexeeva@vniio.ru>

Khokhlova Yulia Nikolaevna – Head of Sector. <j.hohlova@vniio.ru>

Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И. С. Грамберга» (ФГБУ «ВНИИОкеангеология»), Английский пр., 1, Санкт-Петербург, Россия, 190121.

Academician I. S. Gramberg All-Russian Scientific Research Institute for Geology and Mineral Resources of the Ocean (FSBI «VNIIOkeangeologia»). 1 Angliyskiy Pr., St. Petersburg, Russia, 190121.