



ОЦЕНКА УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА БЕРИНГОВА МОРЯ

Е.А. ЛАВРЕНОВА^{1,2}, С.А. ГУРЯНОВ^{1,*}, В.Ю. КЕРИМОВ¹

¹ ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия

² ООО «АСАП Сервис»
39, Красногвардейская ул., г. Геленджик 353460, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Проблема прогноза и поисков углеводородов (УВ) на морских шельфах остается актуальной на сегодня. Учитывая вышеизложенное, в данной работе на примере Берингова моря показан опыт оценки углеводородного потенциала Берингова моря с использованием технологии бассейнового моделирования.

Цель исследования. Оценка углеводородного потенциала Берингова моря, выделение областей по перспективности, а также комплексный анализ фактического материала, полученных результатов моделирования осадочных бассейнов и углеводородных систем.

Материалы и методы. Проанализирован и использован большой объем геолого-геофизического материала, результаты геохимических исследований и др. Фактический материал также применялся при моделировании, что позволило создать пространственно-временные цифровые модели осадочных бассейнов и углеводородных (УВ) систем для основных горизонтов нефтегазоматеринских пород. Авторами были выполнены геохимические, литологические исследования и использованы технологии моделирования с применением программных комплексов Schlumberger “PetroMod” и “QGIS”, выполнено мелкомасштабное моделирование осадочных бассейнов этого региона и их углеводородных систем. В процессе подготовки входных данных для выполнения процедур моделирования был выполнен ряд необходимых структурных построений, литолого-палеогеографических и палеодинамических реконструкций и прочих специальных исследований, позволивших определить граничные условия моделирования.

Результаты. Изученные углеводородные системы Берингова моря отличаются площадью и размерами очага генерации, а значит и объемами сгенерированных углеводородов. Максимальные удельные (на единицу площади генерационно-аккумуляционной углеводородной системы (ГАУС)) объемы генерированных УВ прогнозируются в Майницко-собольковской ГАУС Восточно-Анадырской впадины, Николаевской майницко-собольковской и Майницко-собольковской Лагунного прогиба. Однако даже наиболее перспективные области находятся на уровне V категории, что обусловлено невысоким качеством керогена и низким коэффициентом аккумуляции.

Заключение. Выделены категории областей по перспективности в акватории Анадырского прогиба, определены два перспективных этажа нефтегазоносности и проведена количественная оценка углеводородного потенциала ГАУС.

Ключевые слова: Берингово море, нефтегазоматеринские толщи, углеводородный потенциал, моделирование, кероген, углеводородная система, скопление углеводородов

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта №20-35-70062.

Для цитирования: Лавренова Е.А., Гурянов С.А., Керимов В.Ю. Оценка углеводородного потенциала Берингова моря. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2020;63(5):42—56. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-42-56>

Статья поступила в редакцию 28.05.2021
Принята к публикации 21.07.2021
Опубликована 30.08.2021

* Автор, ответственный за переписку

ASSESSMENT OF THE HYDROCARBON POTENTIAL OF THE BERING SEA

ELENA A. LAVRENOVA^{1,2}, SANAN A. GURYANOV^{1,*}, VAGIF Yu. KERIMOV¹

¹ Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia

² OOO "ASAP Service"
39, Krasnogvardeiskaya str., Gelendzhik 353460, Russia

ABSTRACT

Background. The issues of hydrocarbon (HC) forecasting and prospecting on sea shelves remain relevant. In this paper, an experience of assessing the hydrocarbon potential of the Bering Sea using the method of basin modelling is demonstrated.

Aim. To assess the hydrocarbon potential of the Bering Sea and to identify prospective areas on the basis of a comprehensive analysis of factual data and the results of modelling sedimentary basins and hydrocarbon systems.

Materials and methods. A large volume of geological and geophysical materials and the results of geochemical studies were analysed. Modelling was carried out based on factual data, which made it possible to design space-time digital models of sedimentary basins and hydrocarbon (HC) systems for the main horizons of oil and gas source rocks. Geochemical and lithological studies, as well as modelling, were performed using the Schlumberger PetroMod and QGIS software. A small-scale modelling of sedimentary basins and hydrocarbon systems of the region under study was conducted. In the process of preparing the input data for modelling, a number of necessary structural constructions, lithological-paleogeographic and paleodynamic reconstructions and other special studies were performed, which made it possible to determine the modelling boundary conditions.

Results. The studied hydrocarbon systems of the Bering Sea differ in the area and size of the generation source, and consequently, in the volumes of generated hydrocarbons. The maximum specific (per unit area of the generation-accumulation hydrocarbon system (GAHS)) volumes of generated hydrocarbons are predicted in the Mainitsko-Sobolkovskaya GAHS of the East Anadyr depression, the Nikolaevskaya Mainitsko-Sobolkovskaya and Mainitsko-Sobolkovskaya of the Lagoon trough. However, even the most promising areas are attributed to the V category due to the low quality of kerogen and a low accumulation coefficient.

Conclusion. In the water area of the Anadyr trough, prospective areas were identified. Two promising levels of oil and gas potential were determined. A quantitative assessment of the hydrocarbon potential of the GAHS was carried out.

Keywords: Bering Sea, oil and gas source strata, hydrocarbon potential, modelling, kerogen, hydrocarbon system, hydrocarbon accumulation

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

Financial disclosure: the reported study was funded by RFBR, project number 20-35-70062.

For citation: Lavrenova E.A., Guryanov S.A., Kerimov V.Yu. Assessment of the hydrocarbon potential of the Bering Sea. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2020;63(5):42—56. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-42-56>

Manuscript received 28 May 2021

Accepted 21 July 2021

Published 30 August 2021

* Corresponding author

Результаты геофизических исследований в Беринговом море позволили выделить и оконтурить более 18 морских и транзитных осадочных бассейнов различного размера и мощности осадочного заполнения (рис. 1). Среди них наибольшими размерами и мощностью разреза отличаются осадочные бассейны, связанные с Алеутской глубоководной котловиной, с примыкающей к ней окраинно-шельфовой зоной, а также с расположенными на шельфе зонами сопряжения подвижной платформы и альпийской складчатосторогенной области. Максимальные мощности отложений в этих бассейнах могут составлять от 6—8 км (Анадырский, Хатырский, Северо-Алеутский осадочные бассейны (см. рис. 1)) до 10—12 км и более (осадочные бассейны Наваринский и Умиак).

Максимальная мощность разреза в бассейнах внутренней платформенной области шельфа, составляющая 4—6 км или более, отмечается в бассейне Нортон (см. рис. 1). В прочих бассейнах этой области она, как правило, не превышает 1,5—2,0 км. Основной объем осадочного чехла российской части шельфа Берингова моря образован кайнозойскими отложениями (рис. 2), которые включают все элементы установленных в регионе активных углеводородных систем и с которыми связаны выявленные здесь промышленные скопления сырья. В отдельных районах шельфа, особенно во внутренних частях глубоких впадин, к кайнозойским могут подключаться верхнемеловые или нерасчлененные верхнемеловые-палеоценовые отложения, формирующие здесь основание осадочного разреза или «переходную» толщу [2]. Максимальные мощности разреза, как отмечалось выше, составляют интервал от 6—8 до 10—12 км и более, при этом их наибольшие значения фиксируются в осадочных бассейнах Наваринского и Умиак, но достаточно большие — характерны также для Анадырского и Хатырского бассейнов.

Северный шельф Берингова моря характеризуется низкой мощностью осадочного чехла, сформировавшегося в нестабильных прибрежно-морских условиях — неблагоприятных для образования качественных НГМТ (как с точки зрения накопления органического углерода, так и его последующей трансформации в кероген). Пять скважин, пробуренных в пределах американской части акватории, не дали положительных результатов, и с 1998 г., когда USGS негативно оценила перспективы территории, эта область не переоценивалась. Прикамчатская область Берингова моря,

территория Олюторского залива характеризуются узким шельфом с небольшой мощностью осадочного чехла, сложной разломной тектоникой, обусловленной принадлежностью к очень активной тектонической зоне [3]. Активный геодинамический режим территории не позволил сформироваться здесь областям длительного и устойчивого прогибания. В отсутствие крупных осадочных бассейнов — потенциальных очагов УВ ожидать перспектив в пределах этой территории представляется нецелесообразным.

Крупными областями аккумуляции осадочного материала в неоген-четвертичное время в пределах южной части Берингова моря являются Алеутская и Командорская глубоководные котловины. Эти области в настоящее время не изучены сейсморазведкой в достаточной мере, чтобы выполнить бассейновое моделирование и последующую количественную оценку углеводородного потенциала [4]. Несколько региональных профилей, отработанных в этом регионе ДМНГ в 2018, к 2020 году еще находились в процессе обработки и интерпретации. Однако небольшой объем сейсморазведки, проблемы со стратиграфической привязкой горизонтов не позволяют выполнить количественную оценку перспектив этой территории, даже с учетом новых данных.

Анадырский прогиб является локальным исключением, т.к. является наложенным, уходящим в область суши. Он начал формироваться как передовой перед Корякской складчатой системой, однако его прогибание не было устойчивым и значительным, а формирование осадочного чехла сопряженно со значительными неблагоприятными факторами для развития углеводородных систем и углеводородного потенциала в целом. С точки зрения нефтегазогеологического районирования территория Анадырского прогиба принадлежит Анадырско-Наваринской самостоятельной нефтегазоносной области. Основным объектом исследования в рамках настоящей статьи является морская часть Анадырского прогиба, в связи с чем рассматриваются генерационно-аккумуляционные углеводородные системы (ГАУС), расположенные в его акваториальной части.

Методика исследований

Для исследования углеводородных систем были выполнены геохимические, литологические исследования и использованы технологии моделирования с применением программных комплексов Schlumberger “PetroMod” и “QGIS”, выполнено мелкомасштабное моделирование

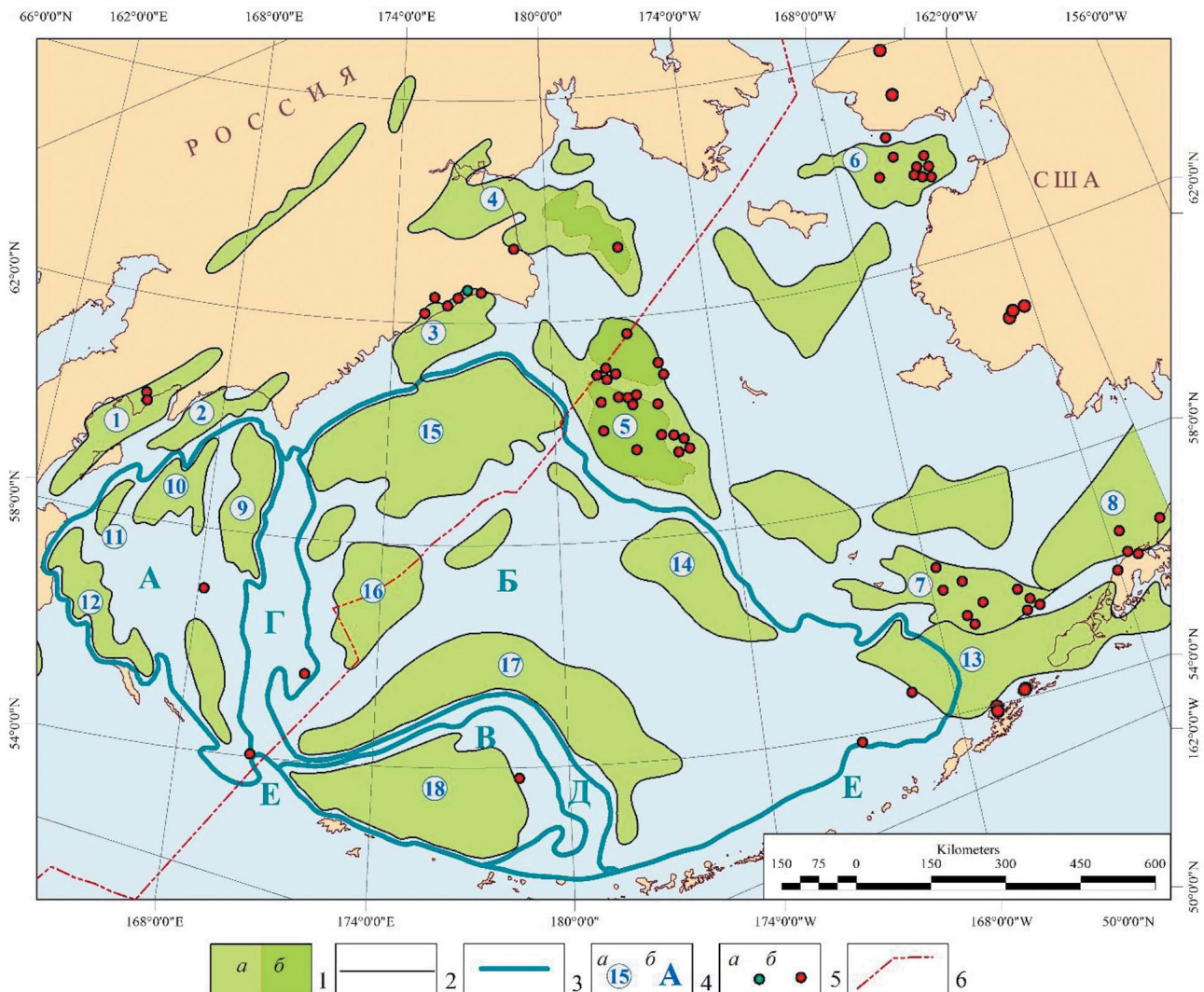


Рис. 1. Осадочные бассейны Берингова моря и прилегающих территорий [1] с изменениями: 1 — осадочные бассейны (а) и суббассейны (б); 2 — контуры осадочных бассейнов; 3 — контуры мегабассейнов и подводных хребтов; 4 — индексы: а — осадочных бассейнов, б — мегабассейнов, подводных хребтов и островных дуг; 5 — скважины: а — вскрывшие месторождения УВ; б — не давшие коммерческого результата; 6 — линия делимитации акваторий; Мегабассейны (глубоководные котловины): А — Командорская; Б — Алеутская; В — Бауэрс; подводные хребты: Г — Ширшова; Д — Бауэрс; Е — Алеутская островная дуга. Осадочные бассейны: 1 — Ильпинско-Карагинский; 2 — Олюторский; 3 — Хатырский; 4 — Анадырский; 5 — Наваринский; 6 — Нортон; 7 — Св. Георгия/Сент-Джордж (о-вов Прибылова); 8 — Бристольского залива; 9 — Восточно-Командорский; 10 — Южно-Олюторский; 11 — Западно-Командорский; 12 — Прикамчатский; 13 — Умиак; 14 — Восточно-Алеутский; 17 — Южно-Алеутский; 18 — Бауэрс

Fig. 1. Sedimentary basins of the Bering Sea and adjacent territories [Senin, Leonchik, 2020] with changes: 1 — sedimentary basins (a) and sub-basins (b); 2 — contours of sedimentary basins; 3 — contours of megabasins and underwater ridges; 4 — indices: a — sedimentary basins, b — megabasins, underwater ridges and island arcs; 5 — wells: a — exposed hydrocarbon deposits; b — did not give a commercial result; 6 — water area delimitation line; Megabasins (deep-water basins): A — Komandorskaya; B — Aleutian; B — Bowers; underwater ridges; Г — Shirshova; Д — Bowers; E — Aleutian island arc. Sedimentary basins: 1 — Ilpinsko-Karaginsky; 2 — Olyutorsky; 3 — Khatyrsky; 4 — Anadyrsky; 5 — Navarinsky; 6 — Norton; 7 — St. George / St. George (Pribilof Islands); 8 — Bristol Bay; 9 — East Commander; 10 — Yuzhno-Olyutorsky; 11 — West Commander; 12 — Prikamchatsky; 13 — Umiak; 14 — East Aleutian; 17 — South Aleutian; 18 — Bowers

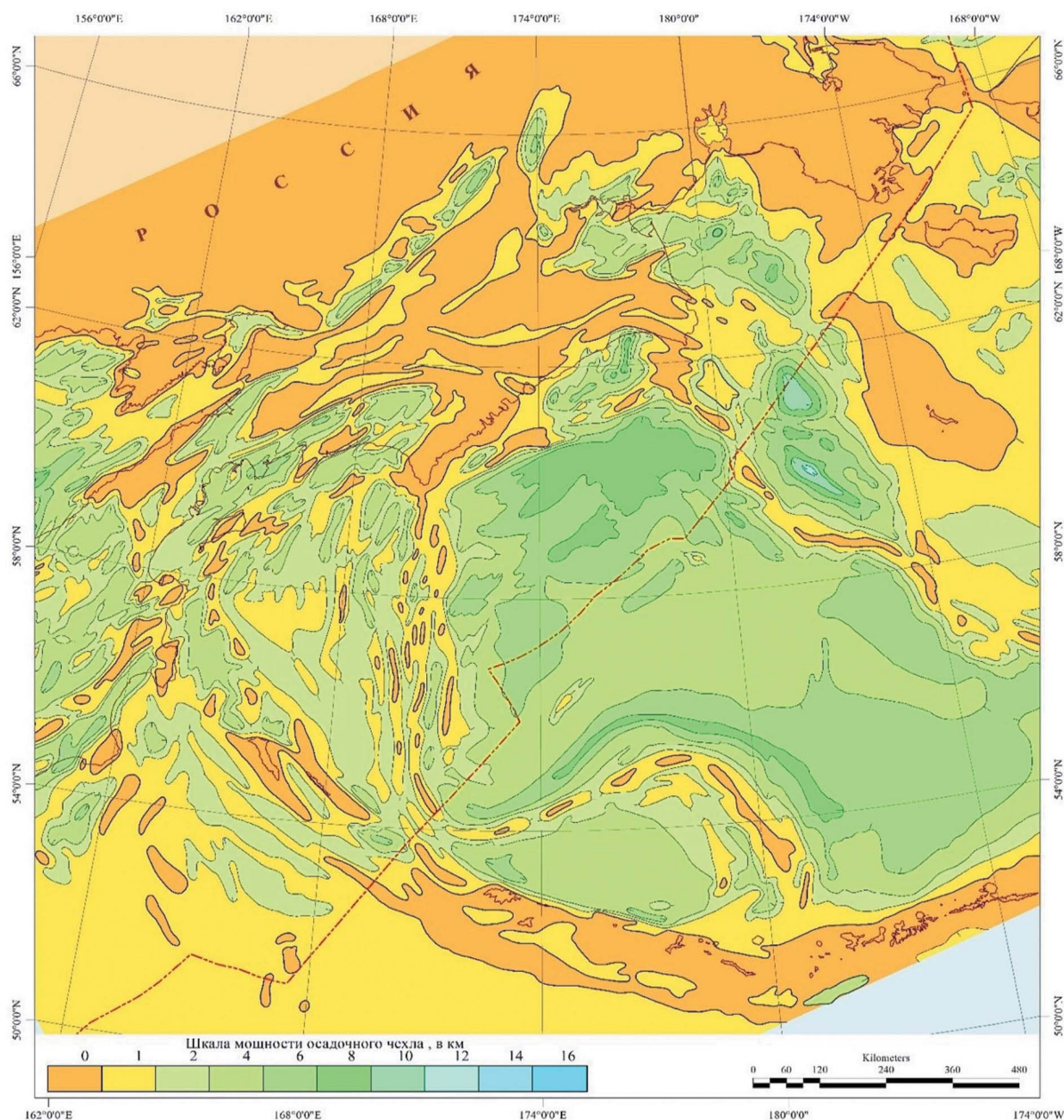


Рис. 2. Мощность осадочного чехла Берингова моря и прилегающих акваторий и территорий
Fig. 2. Thickness of the sedimentary cover of the Bering Sea and adjacent waters and territories

осадочных бассейнов этого региона и их углеводородных систем. В процессе подготовки входных данных для выполнения процедур моделирования был выполнен ряд необходимых структурных построений, литолого-палеогеографических и палеодинамических реконструкций и прочих специальных исследований, позволивших определить граничные условия моделирования.

Результаты исследований

В отложениях палеогена — нижнего миоцена в акватории расположены следующие ГАУС (рис. 3): Майницко-собольковская Восточно-Анадырской впадины (I), Николаевская майницко-собольковская (II), Майницко-собольковская Лагунного прогиба (III), Соломатинская майницко-собольковская (IV),

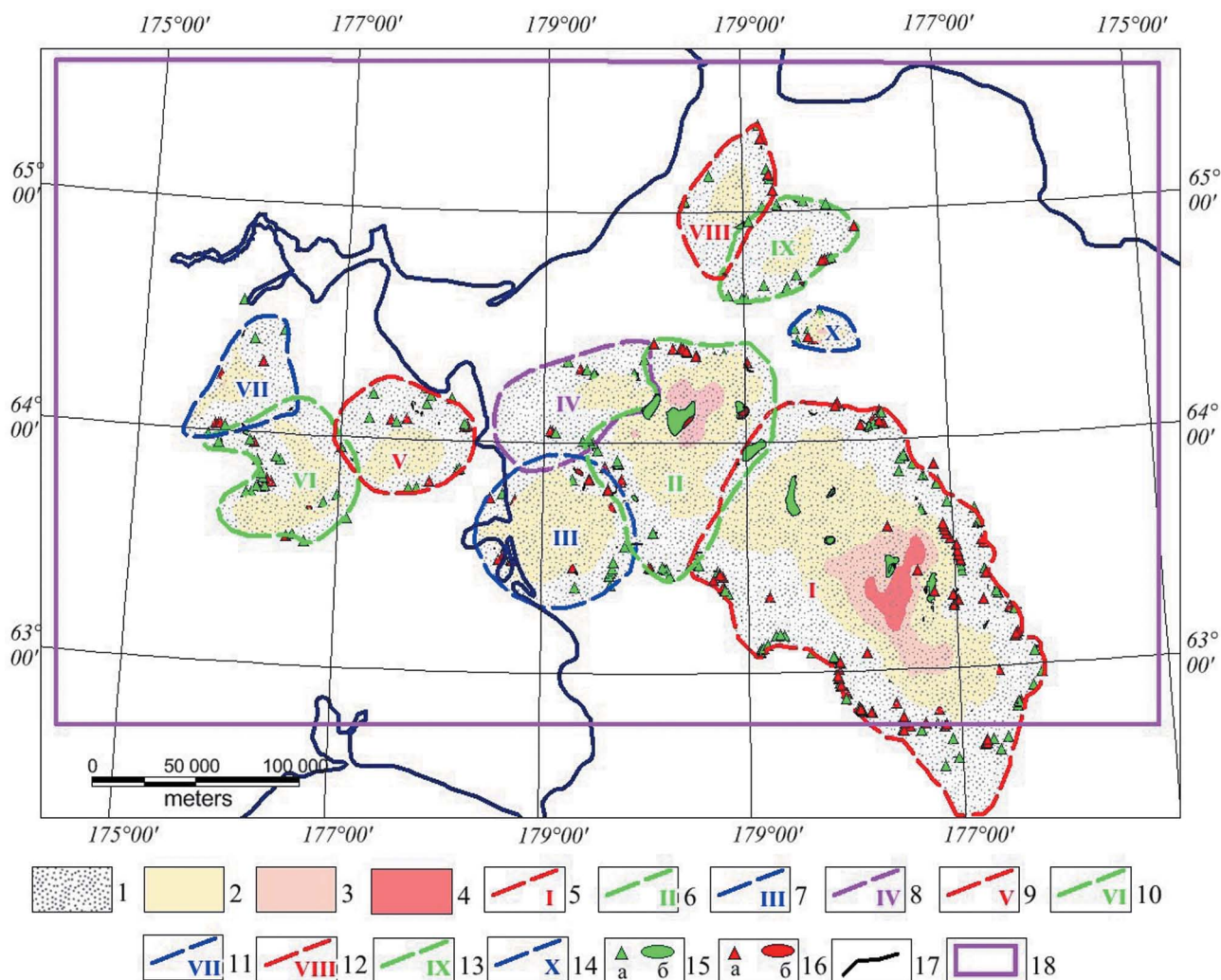


Рис. 3. Карта палеогена — нижнемиоценовых (майницко-собольковских) ГАУС, расположенных в акваториальной части Анадырского прогиба: 1 — область распространения ГАУС; 2 — область преимущественной генерации нефти; 3 — область преимущественной генерации газа; 4 — область развития перезрелой породы; 5—14 — границы и номера ГАУС; 15 — прогнозируемые скопления жидких УВ в пластовых условиях (а — мелкие, б — крупные скопления); 16 — прогнозируемые скопления газообразных УВ в пластовых условиях (а — мелкие, б — крупные скопления); 17 — береговая линия; 18 — район исследований; ГАУС: I — Майницко-собольковская Восточно-Анадырской впадины, II — Николаевская майницко-собольковская, III — Майницко-собольковская Лагунного прогиба, IV — Соломатинская майницко-собольковская, V — Оленинская майницко-собольковская, VI — Майницко-собольковская Майницкого прогиба, VII — Великореченская майницко-собольковская, VIII — Уэлькальская майницко-собольковская, IX — Куримская майницко-собольковская, X — Энмеленская майницко-собольковская

Fig. 3. Map of the Paleogene-Lower Miocene (Mainitsko-Sobolkovskiy) GAHS located in the aquatorial part of the Anadyr trough: 1 — area of distribution of GAHS; 2 — area of preferential oil generation; 3 — area of preferential gas generation; 4 — area of development of overripe breed; 5—14 — borders and GAHS numbers; 15 — predicted accumulations of liquid hydrocarbons in reservoir conditions (a — small, b — large accumulations); 16 — predicted accumulations of gaseous hydrocarbons in reservoir conditions (a — small, b — large accumulations); 17 — coastline; 18 — research area; GAHS: I — Mainitsko-Sobolkovskaya East Anadyr depression, II — Nikolaev Mainitsko-Sobolkovskaya, III — Mainitsko-Sobolkovskaya Lagoon trough, IV — Solomatinskaya Mainitsko-Sobolkovskaya, V — Oleninskaya Mainitsko-Sobolkovskaya, VI — Mainitsko-sobolkovskaya Mainitskogo proгиба, VII — Mainitsko-sobolkovskaya — Velikorechenskaya Mainitsko-Sobolkovskaya, VIII — Uelkalskaya Mainitsko-Sobolkovskaya, IX — Kurimskaya Mainitsko-Sobolkovskaya, X — Enmelenskaya Mainitsko-Sobolkovskaya

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

Уэлькальская майницко-собольковская (VIII), Куримская майницко-собольковская (IX), Энмеленская майницко-собольковская (X).

Все системы характеризуются синхронными НГМТ Майницкой толщи, резервуарами Собольковской свиты и флюидопорами нижнего миоцена в соответствии с заданными условиями модели, а также одинаковым периодом формирования ловушек, который определяется особенностями развития Анадырского прогиба и фазами тектонической активизации в регионе [5]. При этом ГАУС различаются временем генерации, миграции, аккумуляции и критическим моментом, что обуславливается особенностями геологического строения каждого нефтегазогенерационного бассейна и глубиной залегания в нем НГМТ.

В таблице 1 приведена количественная характеристика углеводородного потенциала ГАУС палеогеновых отложений. В целом в акваториальной части Анадырского прогиба прогнозируется невысокий начальный генерационный потенциал: около 2 млрд т УТ. Наиболее высоким генерационным и эмиграционным потенциалом характеризуются майницко-собольковские ГАУС Восточно-Анадырской впадины, Николаевская и Лагунного прогиба.

Изученные углеводородные системы отличаются площадью и размерами очага генерации, а значит и объемами произведенных углеводородов. Максимальные удельные (на единицу площади ГАУС) объемы генерированных УВ прогнозируются

в Майницко-собольковской ГАУС Восточно-Анадырской впадины, Николаевской майницко-собольковской и Майницко-собольковской Лагунного прогиба (табл. 2). Однако даже в наиболее перспективных областях перспективные земли находятся на уровне V категории, что обусловлено невысоким качеством керогена и низкими коэффициентами аккумуляции (табл. 1). По указанным показателям выделяется Николаевская майницко-собольковская ГАУС, характеризующаяся расчетным коэффициентом аккумуляции на уровне 27% и повышенными удельными плотностями начальных геологических ресурсов, позволяющих отнести ее территорию к четвертой категории перспективных областей.

В большинстве ГАУС зрелость ОВ НГМТ не превышает уровня «нефтяного окна» (рис. 3). В наиболее погруженных частях очагов генерации систем Майницко-собольковской Восточно-Анадырской впадины и Николаевской майницко-собольковской НГМТ находятся в области преимущественной генерации газообразных УВ.

Соответственно различается и степень истощенности ОВ материнских пород. Выработанность керогена ГАУС прогиба Креста (VIII, IX, X) не превышает 40%. В углеводородных системах Николаевской майницко-собольковской (II), Майницко-собольковской Лагунного прогиба (III) и Соломатинской майницко-собольковской (IV) степень реализации генерационного потенциала керогена приближается к 60%, а в центральной

Таблица 1. Количественная оценка углеводородного потенциала Майницко-собольковских ГАУС
Table 1. Quantification of the hydrocarbon potential of the Mainitsko-Sobolkovsky GAHS

ГАУС	Генерационный баланс, млн т УТ	Эмиграционный баланс, млн т УТ	Аккумулировано в резервуаре, млн т УТ	Коэффициент аккумуляции
Майницко-собольковская Восточно-Анадырской впадины	1521,28	1517,44	120,88	7,97
Николаевская майницко-собольковская	348,36	347,48	93,94	27,03
Майницко-собольковская Лагунного прогиба	218,64	217,85	5,00	2,30
Соломатинская майницко-собольковская	4,42	4,42	0,20	4,52
Уэлькальская майницко-собольковская	25,93	25,93	0,10	0,39
Куримская майницко-собольковская	13,47	13,47	0,10	0,74
Энмеленская майницко-собольковская	17,53	17,48	2,30	13,16
Итого:	2088	2083	219,82	

Таблица 2. Удельные плотности ресурсов Майницко-собольковских ГАУС
Table 2. Specific resource densities of the Mainitsko-Sobolkovsky GAHS

ГАУС	Площадь, кв. км	Плотность ресурсов тыс. т УТ/кв. км
Майницко-собольковская Восточно-Анадырской впадины	18 869	6,41
Николаевская майницко-собольковская	6673	14,08
Майницко-собольковская Лагунного прогиба	4406	1,13
Соломатинская майницко-собольковская	3204	0,06
Уэлькальская майницко-собольковская	2077	0,05
Курильская майницко-собольковская	2223	0,04
Энмеленская майницко-собольковская	526	4,37

части ГАУС Майницко-собольковской Восточно-Анадырской впадины потенциал почти полностью реализован.

Различная степень реализации генерационного потенциала углеводородных систем определяет различия периода наступления критического момента (рис. 4 и 5), который варьирует от 8 млн лет (Майницко-собольковская ГАУС Восточно-Анадырской впадины) до 3 млн лет (Соломатинская майницко-собольковская ГАУС). В целом временное соотношение периодов формирования ловушек и наступления критического момента благоприятно для всех углеводородных систем акваториальной части Анадырского прогиба.

Фазовый состав прогнозируемых скоплений УВ в пределах изучаемой территории контролируется заданным в модели с учетом результатов геохимических исследований III типом керогена, что определяет преобладание газообразных УВ в составе залежей (табл. 3).

В соответствии с выполненным ранее обоснованием элементов ГАУС в неогеновой части разреза в качестве потенциально нефтегазоматеринской толщи (НГМТ) рассматривалась гагаринская свита собольковского горизонта нижнего миоцена, в качестве резервуаров — отложения собольковской и автаткульской свит [5]. В качестве регионального флюидоупора для акваториальной части

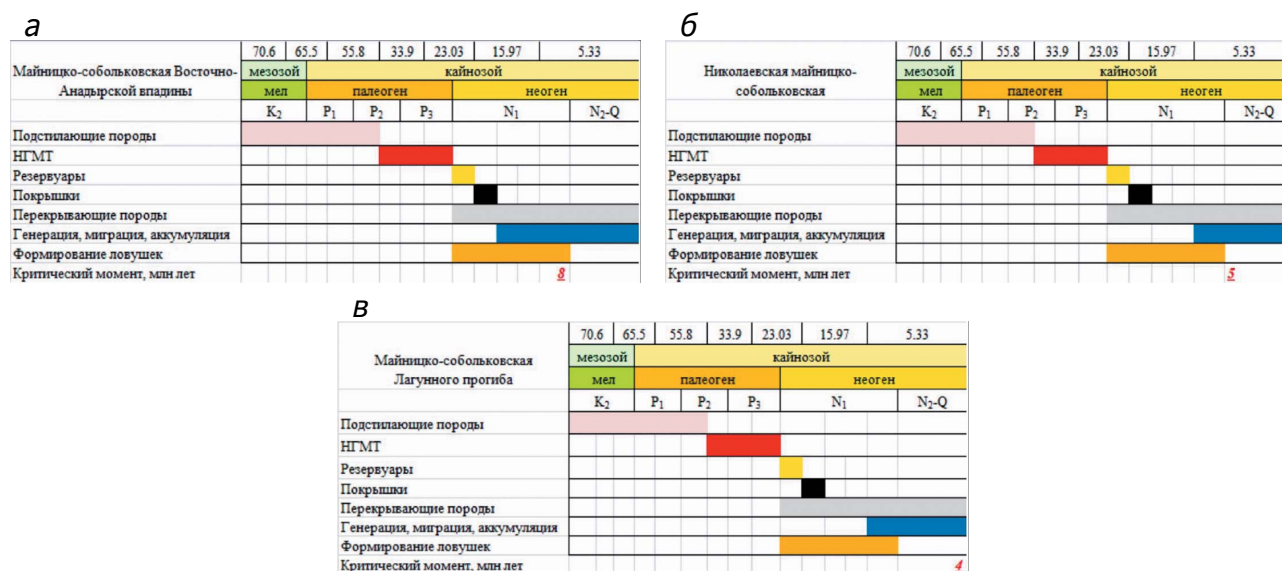


Рис. 4. Графики геологических событий: а — Майницко-собольковской ГАУС Восточно-Анадырской впадины; б — Николаевской майницко-собольковской ГАУС; в — Майницко-Собольковской ГАУС Лагунного прогиба
Fig. 4. Graphs of geological events: а — Mainitsko-Sobolkovskaya GAHS of the East Anadyr depression; б — Nikolaevskaya Mainitsko-Sobolkovskaya GAHS; в — Mainitsko-Sobolkovskaya GAHS of the Lagoon trough

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

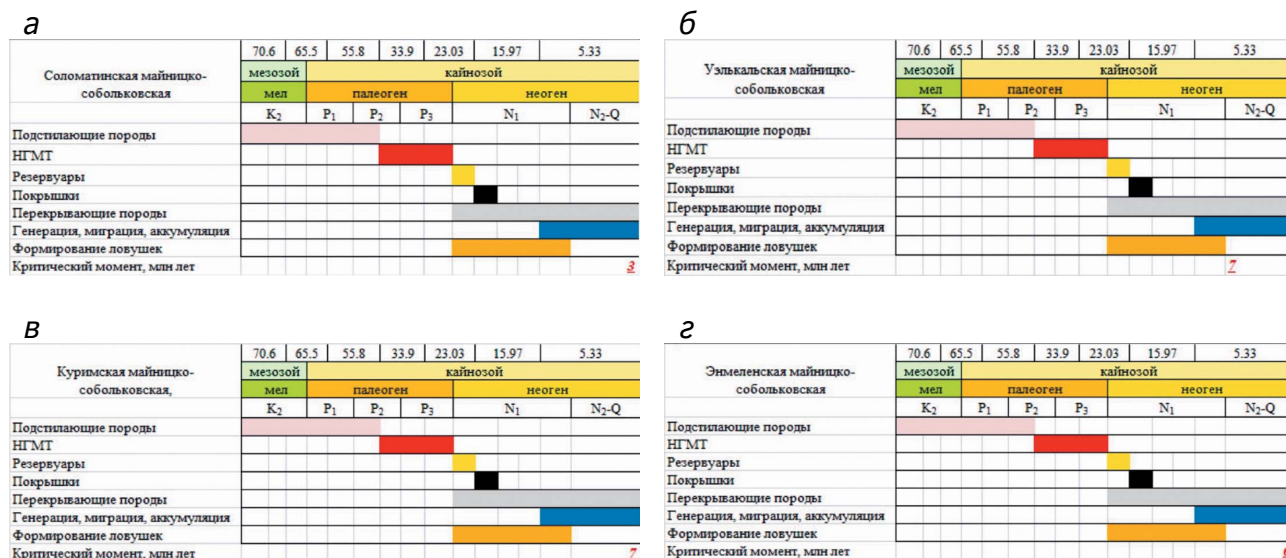


Рис. 5. Графики геологических событий: а — Соломатинской майницко-собольковской ГАУС; б — Уэлькальской майницко-собольковской ГАУС; в — Куримской майницко-собольковской ГАУС; г — Энмеленской майницко-собольковской ГАУС

Fig. 5. Graphs of geological events: а — Solomatinskaya Mainitsko-Sobolkovskaya GAHS; б — Uelkal Mainitsko-Sobolkovskaya GAHS; в — Kurimskaya Mainitsko-Sobolkovskaya GAHS; г — Enmelenskaya Mainitsko-Sobolkovskaya GAHS

Анадырского прогиба могут выступать диатомовая толща среднего-верхнего миоцена.

В акваториальной части Анадырского прогиба, представляющей основной интерес для целей настоящей работы, выделяются восемь вероятных ГАУС (рис. 6): Корякская гагаринско-автаткульская (I), Южно-чукотская гагаринско-автаткульская (II), Северо-чукотская гагаринско-автаткульская (III), Северо-николаевская гагаринско-автаткульская (IV), Южно-николаевская гагаринско-автаткульская (V), Гагаринско-автаткульская Лагунного прогиба (VI), Западно-николаевская гагаринско-автаткульская (VII), Соломатинская гагаринско-автаткульская (VIII).

Очаги генерации указанных ГАУС расположены в пределах Корякской, Чукотской, Николаевской котловин, Соломатинской впадины и Лагунного прогиба [6]. Области аккумуляции прогнозируются в пределах приподнятых областей: поднятий Беринговского и Васильевского, акваториального продолжения Туманского горста и северо-западного борта Лагунного прогиба.

Все системы неогеновой части осадочного разреза, в соответствии с заданными условиями моделирования, характеризуются синхронными НГМТ, резервуарами и покровы, а также одинаковым периодом формирования ловушек, который определяется особенностями развития Анадырского

Таблица 3. Фазовый состав прогнозируемых скоплений УВ Майницко-собольковских ГАУС
Table 3. Phase composition of predicted hydrocarbon accumulations in the Mainitsko-Sobolkovskiy GAHS

ГАУС	Фазовый состав прогнозируемых скоплений — газ/нефть, %
Майницко-собольковская Восточно-Анадырской впадины	69/31
Николаевская майницко-собольковская	69/31
Майницко-собольковская Лагунного прогиба	69/31
Соломатинская майницко-собольковская	69/31
Уэлькальская майницко-собольковская	69/31
Куримская майницко-собольковская	69/31
Энмеленская майницко-собольковская	69/31

прогиба и фазами тектонической активизации в регионе [7].

В большинстве ГАУС зрелость ОБ НГМТ не превышает уровня ранней генерации нефти. Уровня «нефтяного окна» достигли только материнские

породы Корякской гагаринско-автаткульской системы и Гагаринско-автаткульской ГАУС Лагунного прогиба (рис. 6).

Все неогеновые ГАУС характеризуются крайне низкой степенью реализации генерационного

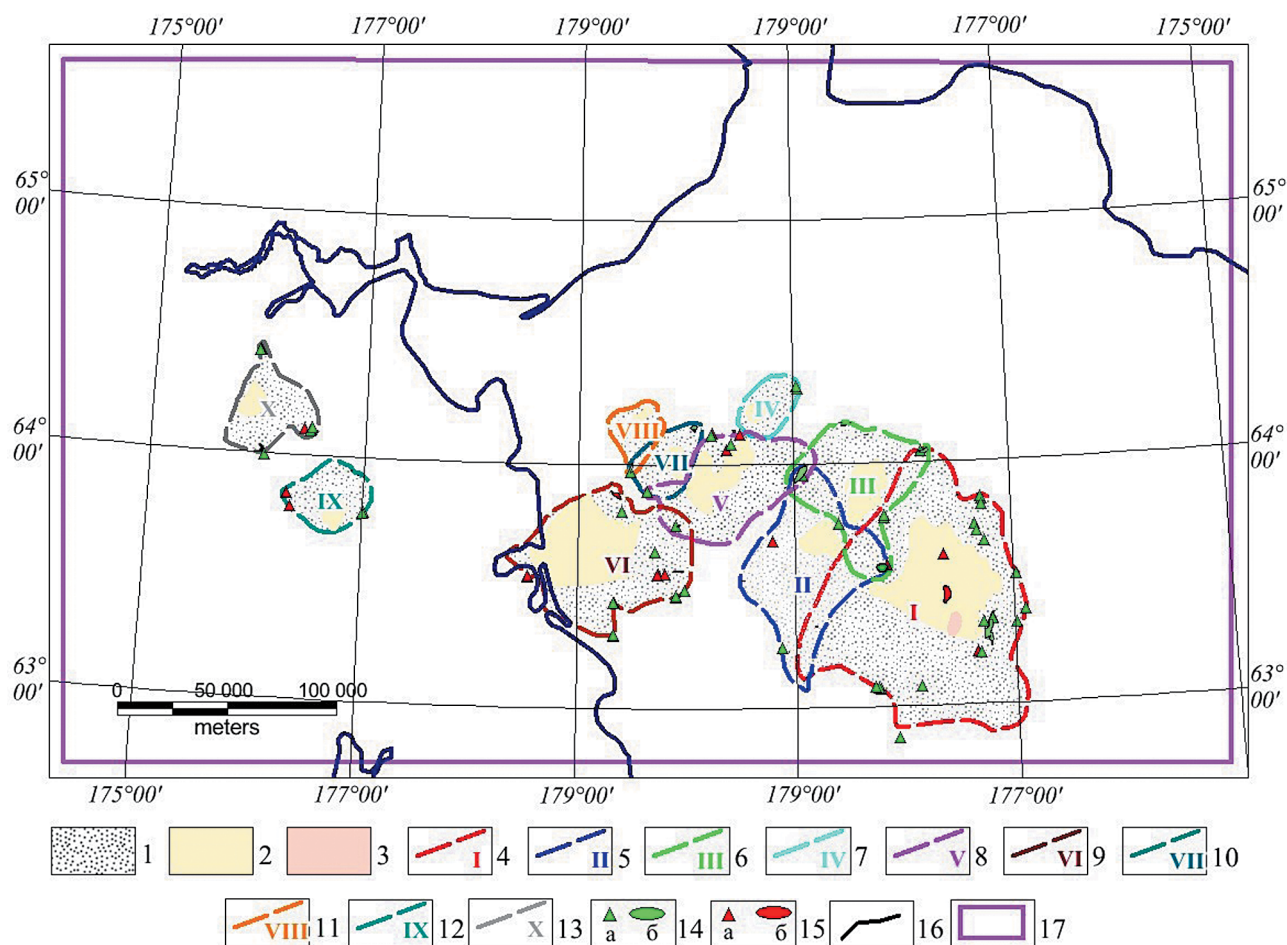


Рис. 6. Карта неогеновых (гагаринско-автаткульских) ГАУС, расположенных в акваториальной части Анадырского прогиба: 1 — область распространения ГАУС; 2 — область преимущественной генерации нефти; 3 — область преимущественной генерации газа; 4—13 — границы и номера ГАУС; 14 — прогнозируемые скопления жидких УВ в пластовых условиях (а — мелкие, б — крупные скопления); 15 — прогнозируемые скопления газообразных УВ в пластовых условиях (а — мелкие, б — крупные скопления); 16 — береговая линия; 17 — район исследований; ГАУС: I — Корякская гагаринско-автаткульская, II — Южно-чукотская гагаринско-автаткульская, III — Северо-чукотская гагаринско-автаткульская, IV — Северо-николаевская гагаринско-автаткульская, V — Южно-николаевская гагаринско-автаткульская, VI — Гагаринско-автаткульская Лагунного прогиба, VII — Западно-николаевская гагаринско-автаткульская, VIII — Соломатинская гагаринско-автаткульская, IX — Гагаринско-автаткульская Протоchnого прогиба, X — Великореченская гагаринско-автаткульская

Fig. 6. Map of the Neogene (Gagarin-Avtatkul) GAHS located in the aquatorial part of the Anadyr trough: 1 — the area of distribution of the GAHS; 2 — area of preferential oil generation; 3 — area of preferential gas generation; 4—13 — borders and GAHS numbers; 14 — predicted accumulations of liquid hydrocarbons in reservoir conditions (a — small, b — large accumulations); 15 — predicted accumulations of gaseous hydrocarbons in reservoir conditions (a — small, b — large accumulations); 16 — coastline; 17 — research area; GAHS: I — Koryakskaya Gagarin-Avtatkul'skaya, II — South-Chukotka Gagarin-Avtatkul'skaya, III — North Chukotka Gagarin-Avtatkul'skaya, IV — North Nikolaevskaya Gagarin-Avtatkul'skaya, V — Yuzhno-Nikolaevskaya Gagarinskaya-Avtatkul'skaya Lagoon trough, VII — West Nikolaevskaya Gagarin-Avtatkul'skaya, VIII — Solomatinskaya Gagarin-Avtatkul'skaya, IX — Gagarin-Avtatkul'skaya Protochny trough, X — Velikorechenskaya Gagarin-Avtatkul'skaya

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

потенциала своих НГМТ — не превышающего в основном 10%, что обусловлено низкой зрелостью ОБ пород. Только в Гагаринско-автаткульской ГАУС Лагунного прогиба генерационный потенциал материнской породы реализован на уровне 20÷30%, а в Корякской гагаринско-автаткульской — около 40% [8].

Низкая степень реализации генерационного потенциала рассматриваемых НГМТ определяет низкие значения генерационного и эмиграционного потенциала — около 70 млрд т УТ суммарно по всем ГАУС (табл. 4).

Основной вклад в эту величину вносят Корякская гагаринско-автаткульская ГАУС и Гагаринско-

автаткульская углеводородная система Лагунного прогиба. Доля остальных систем пренебрежимо мала. Для указанных систем отмечаются относительно повышенные, но все равно очень низкие значения удельных плотностей начальных геологических ресурсов (табл. 5). Выполненные оценки позволяют охарактеризовать неогеновую часть разреза Анадырского прогиба как малоперспективные области «низкой» категории.

В неогеновых ГАУС генерация углеводородов началась около 15 млн лет назад и постепенно нарастала до 5 млн лет с разной степенью интенсивности в разных системах, а затем объемы генерированных УВ резко увеличились [9].

Таблица 4. Количественная оценка углеводородного потенциала Гагаринско-автаткульских ГАУС
Table 4. Quantitative assessment of the hydrocarbon potential of the Gagarin-Avtatkul GAHS

ГАУС	Генерационный баланс, млн т УТ	Эмиграционный баланс, млн т УТ	Аккумулировано в резервуаре, млн т УТ	Коэффициент аккумуляции
Корякская гагаринско-автаткульская	66,53	62,83	14,51	23,09
Южно-чукотская гагаринско-автаткульская	0,91	0,4	0,089	22,25
Северо-чукотская гагаринско-автаткульская	2,62	1,46	0,1	6,85
Северо-николаевская гагаринско-автаткульская	0,2	0,01	0,0005	5,00
Южно-николаевская гагаринско-автаткульская	1,53	0,13	0,13	100,00
Гагаринско-автаткульская Лагунного прогиба	30,63	28,11	1,64	5,83
Западно-николаевская гагаринско-автаткульская	0,4	0,06	0,0005	0,83
Соломатинская гагаринско-автаткульская	0,09	0,01	0,00	1,00
Итого:	70	65	14,70	

Таблица 5. Удельные плотности ресурсов Гагаринско-автаткульских ГАУС
Table 5. Specific resource densities of the Gagarin-Avtakul GAHS

ГАУС	Площадь, кв. км	Плотность ресурсов тыс. т УТ/кв. км
Корякская гагаринско-автаткульская	8723	1,66
Южно-чукотская гагаринско-автаткульская	3248	0,03
Северо-чукотская гагаринско-автаткульская	2533	0,04
Северо-николаевская гагаринско-автаткульская	551	0,00
Южно-николаевская гагаринско-автаткульская	2363	0,06
Гагаринско-автаткульская Лагунного прогиба	3636	0,45
Западно-николаевская гагаринско-автаткульская	744	0,00
Соломатинская гагаринско-автаткульская	514,49	0,00

Эмиграция УВ из НГМТ в большинстве описываемых ГАУС началась относительно недавно — около 5 млн лет назад, в период активизации процессов генерации УВ. Только в Корякской гагаринско-автаткульской, Гагаринско-автаткульской Лагунного прогиба и Северо-чукотской гагаринско-автаткульской ГАУС эмиграция углеводородов началась в период с 15 по 10 млн лет назад [10].

Критический момент большинством систем преодолен около 3 млн лет назад (рис. 7), за исключением Корякской гагаринско-автаткульской ГАУС, которая достигла этого события чуть раньше: 4 млн лет назад (рис. 8).

Соотношение времени формирования ловушек и критического момента благоприятно для всех систем, однако позднее наступление критического момента обусловило низкие перспективы рассматриваемого комплекса.

Качество керогена определило преобладание газовой составляющей в прогнозируемых скоплениях углеводородов (табл. 6).

Заключение

В акваториальной части Анадырского прогиба прогнозируются области от низшей категории до IV. Наиболее перспективные области



Рис. 7. Графики геологических событий гагаринско-автаткульских ГАУС: а — Корякской; б — Южно-чукотской; в — Северо-чукотской; г — Северо-николаевской

Fig. 7. Graphs of geological events of the Gagarin-Avtatkul GAHS: a — Koryak; b — South Chukotka; c — North Chukotka; d — North-Nikolaev

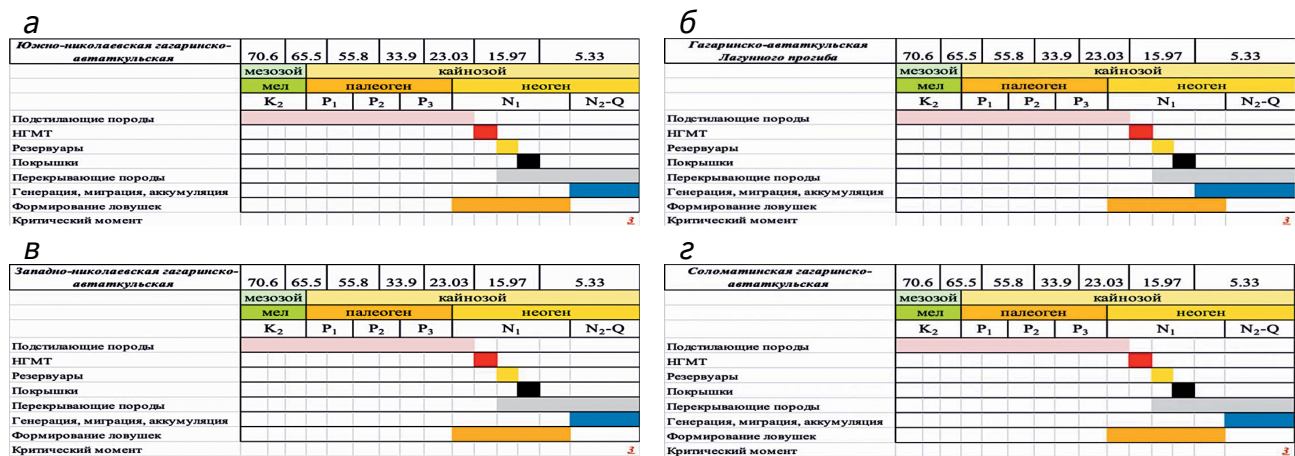


Рис. 8. График геологических событий гагаринско-автаткульских ГАУС: а — Южно-Николаевской; б — Лагунного прогиба; в — Западно-Николаевской; г — Соломатинской

Fig. 8. Schedule of geological events of the Gagarin-Avtatkul GAHS: a — Yuzhno-Nikolaevskaya; b — Lagoon trough; c — West Nikolaevskaya; d — Solomatinskaya

Таблица 6. Фазовый состав прогнозируемых скоплений УВ гагаринско-автаккульских ГАУС
Table 6. Phase composition of the predicted hydrocarbon accumulations of the Gagarinsko-Avtakul GAHS

ГАУС	Фазовый состав прогнозируемых скоплений — газ/нефть, %
Корякская гагаринско-автаккульская	68/32
Южно-чукотская гагаринско-автаккульская	69/31
Северо-чукотская гагаринско-автаккульская	69/31
Северо-николаевская гагаринско-автаккульская	69/31
Южно-николаевская гагаринско-автаккульская	71/30
Гагаринско-автаккульская Лагунного прогиба	69/31
Западно-николаевская гагаринско-автаккульская	69/31
Соломатинская гагаринско-автаккульская	69/31

IV категории расположены в центральной части прогиба — в пределах Николаевской котловины. В пределах описываемой СНГО прогнозируются два этажа нефтегазоносности — в Майницко-собольковской и гагаринско-автаккульской частях осадочного чехла.

Прогнозируемые по результатам моделирования суммарные начальные геологические ресурсы в акваториальной части прогиба могут составить около 250 млн т УТ, основная часть которых принадлежит нижнему

(майнинско-собольковскому) перспективному комплексу.

В составе прогнозируемых скоплений обоих комплексов, как ожидается, преобладают газообразные углеводороды.

Результаты моделирования показывают, что наиболее перспективные области, характеризующиеся меньшими геологическими рисками, располагаются в пределах северо-восточного борта Лагунного прогиба, Николаевской впадины, Васильевского поднятия и Айметовского выступа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Беляев И.В., Борщева Н.А., Бутков В.П., Бычков Ю.М., Гладенков Ю.Б., Дундо О.П. и др. Геология Берингова моря и его континентального обрамления. Л.: Наука, 1985. 127 с.
2. Голубев В.М. Геология дна, геодинамика и нефтегазоносность Беринговоморского региона // Комитет Российской Федерации по геол. и исполъз. недр, Всерос. науч.-исслед. ин-т геологии и минерал. ресурсов Мирового океана. СПб.: Недра, 1994. 125 с.
3. Гулиев И.С., Мустаев Р.Н., Керимов В.Ю., Юдин М.Н. Дегазация Земли: масштабы и последствия // Горный журнал. 2018. № 11. С. 38—42
4. Керимов В.Ю., Бондарев А.В., Мустаев Р.Н. Оценка геологических рисков при поисках и разведке месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2017. № 8. С. 36—41.
5. Керимов В.Ю., Гордадзе Г.Н., Мустаев Р.Н., Бондарев А.В. Условия формирования углеводородных систем Сахалинского шельфа Охотского моря на основе геохимических исследований и моделирования // Восточный журнал химии. 2018. № 34 (2). С. 934—947.
6. Керимов В.Ю., Осипов А.В., Мустаев Р.Н., Минлигалиева Л.И., Гусейнов А.А. Условия форми-
7. Лавренова Е.А., Горбунов А.А., Малышев Н.А., Обметко В.В., Бородулин А.А. Тектонические и палеогеографические условия нефтяных систем Анадырского прогиба // 7-я EAGE Санкт-Петербургская международная конференция и выставка: понимание гармонии ресурсов Земли через интеграцию наук о Земле, Санкт-Петербург, 2016, С. 369—373.
8. Липидус А.Л., Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н. Природные битумы — физико-химические свойства и технологии добычи // Химия твердого топлива. 2018. № 6. С. 4—15.
9. Сенин Б.В., Леончик М.И. Региональные проблемы и риски выбора оптимальных направлений нефтегазопроисковых работ в дальневосточных морях России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2020. № 1. С. 12—22.
10. Kerimov, V.Yu., Mustae, R.N., Osipov, A.V. Peculiarities of Hydrocarbon Generation at Great Depths in the Crust. Doklady Earth Sciences. 2018. No 483 (1). P. 1413—1417.

REFERENCES

1. Beliaev I.V., Borshcheva N.A., Butkov V.P., Bychkov Yu.M., Gladenkov Yu.B., Dundo O.P., et al. Geology of the Bering Sea and its continental framing. Leningrad: Science, 1985. 127 p. (In Russian).
2. Golubev V.M. Bottom geology, geodynamics and oil and gas potential of the Bering Sea region. Abstract of the dissertation of cand. geol.-min. sciences. St. Petersburg, 1997. P. 27.
3. Guliev I.S., Mustaev R.N., Kerimov V.Yu., Yudin M.N. Degassing of the earth: Scale and implications // Gornyi Zhurnal. 2018. No 11. P. 38—42 (In Russian).
4. Kerimov V.Yu., Bondarev A.V., Mustaev R.N. Estimation of geological risks in searching and exploration of hydrocarbon deposits // Oil Industry. 2017. No 8. P. 36—41 (In Russian).
5. Kerimov V.Yu., Gordadze G.N., Mustaev R.N., Bondarev A.V. Formation conditions of hydrocarbon systems on the Sakhalin shelf of the sea of Okhotsk based on the geochemical studies and modeling // Oriental Journal of Chemistry. 2018. No 34(2). P. 934—947 (In Russian).
6. Kerimov V.Yu., Osipov A.V., Mustaev R.N., Minligalieva L.I., Huseynov D.A. Conditions of formation and development of the void space at great depths // Oil Industry. 2019. No 4. P. 22—27 (In Russian).
7. Lavrenova E.A., Gorbunov A.A., Malishev N.A., Obmetko V.V., Borodulin A.A. Tectonic and paleogeographic conditions of Anadyr trough petroleum systems // 7th EAGE Saint Petersburg international conference and exhibition: understanding the harmony of the Earth's resources through integration of geosciences, Saint Petersburg, 2016 (In Russian), pp. 369—373.
8. Lapidus A.L., Kerimov V.Yu., Mustaev R.N. et al. Natural Bitumens: Physicochemical Properties and Production Technologies // Solid Fuel Chem. 2018. No 52. P. 344—355 (In Russian).
9. Senin B.V., Leonchik M.I. Regional problems and risks of choosing the optimal directions for oil and gas exploration in the Far Eastern seas of Russia // Mineral resources of Russia. Economics and Management. 2020. No. 1. P. 12—22 (In Russian).
10. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Osipov A.V. Peculiarities of Hydrocarbon Generation at Great Depths in the Crust // Doklady Earth Sciences. 2018. No 483(1). P. 1413—1417.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Лавренова Е.А. — внесла основной вклад в подготовку исходных данных для статьи и ее концепции, подготовила текст.

Гуриянов С.А. — присоединился к подготовке текста статьи, оформил и выполнил перевод метаданных статьи на английский язык и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Керимов В.Ю. — внес вклад в разработку концепции статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Elena A. Lavrenova — made the main contribution to the preparation of the initial data for the article and prepared the text of its concept.

Sanan A. Guryanov — joined the preparation of the text of the article, designed and completed the translation of the article metadata into English and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Vagif Yu. Kerimov — made the main contribution to the development of the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Лавренова Елена Александровна — кандидат геолого-минералогических наук, доцент, генеральный директор ООО АСАП «Сервис», отдел нефтегазовой геологии и бассейнового моделирования; ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

39, Красногвардейская ул., г. Геленджик 353460, Россия

23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: lavrenovaelena@mail.ru

тел.: +7 (495) 461-37-77, доб. 21-12

SPIN-код: 1859-8634

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3329-7424>

Elena A. Lavrenova — Cand. Sci. (Geol.-Min.), General Director of ASAP «Service» LLC, Department of oil and gas Geology and basin modeling; Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

39, Krasnogvardeyskaya str., Gelendzhik 353460, Russia

23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia

e-mail: lavrenovaelena@mail.ru

tel.: +7 (495) 461-37-77, add. 21-12

SPIN-code: 1859-8634

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3329-7424>

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

Гурьянов Санан Агилович* — преподаватель кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: guryanovsa@mgri.ru
тел.: +7 (495) 461-37-77, доб. 21-12
SPIN-код: 1663-2705
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1833-8320>

Sanan A. Guryanov* — instructor at the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

23, Miklukho-Maklaya st., Moscow 117997, Russia
e-mail: guryanovsa@mgri.ru
tel.: +7 (495) 461-37-77, add. 21-12
SPIN-code: 1663-2705
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1833-8320>

Керимов Вагиф Юнус оглы — доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик РАЕН, заведующий кафедрой геологии и разведки месторождений углеводородов ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: kerimovvy@mgri.ru
тел.: +7 (495) 461-37-77, доб. 21-12
SPIN-код: 9696-1364
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9485-8208>

Vagif Yu. Kerimov — Dr. Sci. (Geol.-Min.), Prof., academician of the RAS, Head of the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits at Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: kerimovvy@mgri.ru
tel.: +7 (495) 461-37-77, add. 21-12
SPIN-code: 9696-1364
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9485-8208>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author