

размещения зон и объектов возможного накопления углеводородов (УВ) в осадочных комплексах ПСЭ и верхнемелового-кайнозойского бассейнового осадочного чехла. Мощность осадочного чехла в пределах исследуемого района меняется от 1–3 км на поднятиях до 9–12 км в прогибе Новосибирском и в пределах континентального склона от поднятия Де-Лонга к котловине Подводников, где стратиграфический диапазон существенно может быть расширен (рис. 2) [4]. По мнению И.С. Грамберга, на Арктическом шельфе наиболее перспективными для поисков залежей УВ являются мегаседловины с мощным осадочным чехлом. Сочленение таких крупных морфоструктур, как поднятие Де-Лонга, поднятие Менделеева и прогибы Вилькицкого и Северо-Чукотского формируют Де-Лонгско-Менделеевскую седловину, где под верхнемеловым-кайнозойским чехлом развит мощный PZ-MZ терригенно-карбонатный комплекс [1]. Это дает возможность рассматривать район работ как перспективный, где наряду с газовыми возможны нефтяные залежи [8].

В структурном плане кристаллического фундамента выявлена серия локальных антиклинальных поднятий, приуроченных к блокам кристаллического фундамента. Наиболее крупные антиклинальные ловушки, выявленные в бассейновом осадочном чехле, закономерно располагаются на террасированных склонах поднятия хребта Ломоносова и в основном приурочены к разрывным нарушениям или флексурным перегибам.

Переходную часть разреза от дельтовых нижнемеловых к кайнозойским проградационным выполняют палеоцен-олигоценые толщи, в которых проступают контуры литолого-стратиграфических ловушек (рис. 3).

На Новосибирских островах в середине прошлого века было проведено картировочное бурение, вскрыты верхнемеловые и кайнозойские терригенные отложения континентальных и прибрежно-морских фаций, а также зафиксированы проявления УВ-газов, нефти и битумов в сейсморазведочных и инженерных скважинах и в естественных выходах пород [11].

Мезозой-кайнозойские отложения представлены преимущественно дельтовыми и лагунно-морскими фациями. В мел-палеогене органический углерод ($C_{орг}$) не превышает 1 % при смешанном составе органического вещества (ОВ). Мел-палеогеновый комплекс рассматривается в лучшем случае как нефтегазопроизводящий. Уровень преобразования ОВ находится на градации МК₁-АК₂ (рис. 4).

Быстрое накопление и преобразование ОВ за счет тепловых полей, большая мощность отложений, морской генезис, обусловивший присутствие в разрезе мощных глинистых толщ, характеризует осадочный чехол глубоководной части Восточно-Арктического бассейна как перспективный для скопления УВ [2]. С точки зрения генерации УВ перспективы нефтегазоносности региона связаны именно с развитием магматизма, тепловой поток которого может компенсировать малые глубины погружения молодых осадков [3].

Таким образом, для формирования залежей УВ наиболее перспективными являются верхнемеловые и кайнозойские (K₂-KZ) отложения (отложения лавинной седиментации, обладающие хорошими фильтрационно-емкостными свойствами) северного борта между поднятием Де-Лонга и хребтом Ломоносова (склон Северного прогиба), где, предположительно, получили развитие подводные



Рис. 1. Обзорная схема района исследований в акватории Восточно-Сибирского моря
Fig. 1. The survey scheme of the study in the water area of the East Siberian Sea

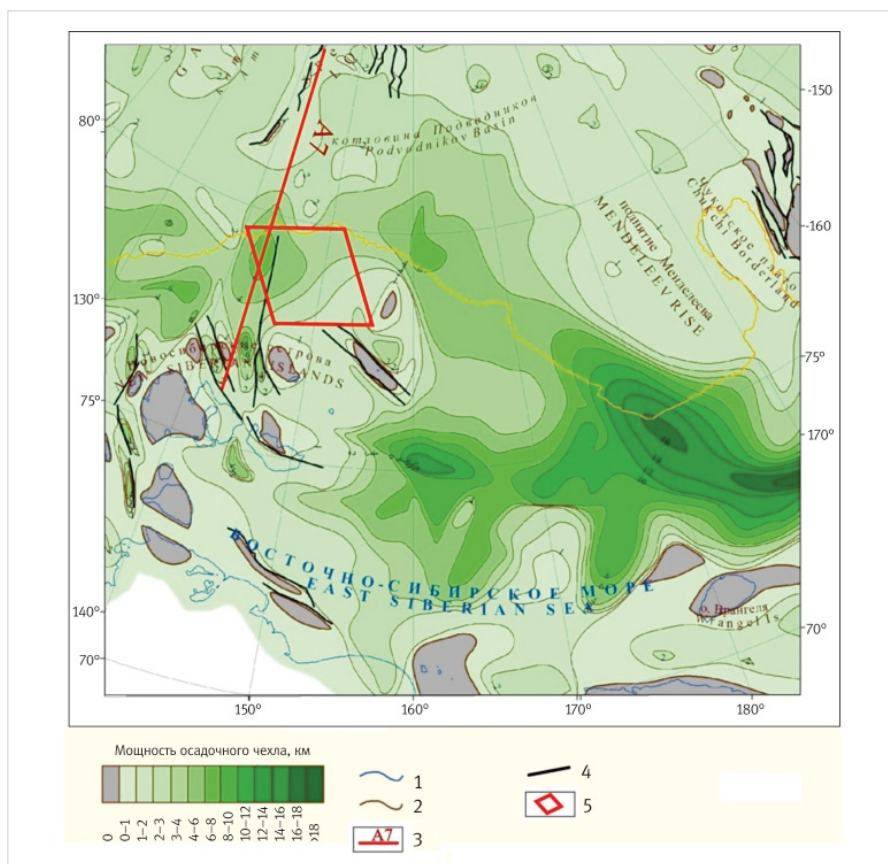


Рис. 2. Карта мощности осадочного чехла области Центрально-Арктических поднятий и прилегающего шельфа Евразии [10]: 1 — береговая линия; 2 — изопахиты, км; 3 — разломы; 4 — район работ; 5 — региональный профиль А7, ОАО «МАГЭ»
Fig. 2. Map of the thickness of the sedimentary cover of the region of the Central Arctic uplifts and the adjacent shelf of Eurasia [10]: 1 — coastline; 2 — isopachs, km; 3 — faults; 4 — area of work; 5 — regional profile A7, "MAGE" JSC

конусы выноса, восточный склон поднятия Де-Лонга, где происходит выклинивание осадочных пород, бортовые зоны и локальные поднятия в Новосибирском прогибе (рис. 5). Вышележащие отложения морского генезиса могут играть роль флюидоупоров [7].

Зафиксированные в пределах верхнемеловой части исследованного разреза структурные ловушки — литологические и тектонически экранированные — закономерно выполняют «неровности» кристаллического субстрата (рис. 5). Мощная толща проградационных клиноформ кайнозойской части осадочного разреза представляет собой высокоперспективный объект поиска залежей УВ (рис. 5в–5е).

Общепринятыми критериями при оценке перспектив нефтегазоносности малоизученных районов являются мощность осадочного чехла, структурно-тектонические, литолого-стратиграфические факторы, литологические особенности разреза (коллектор-покрышка) и время последнего мощного прогибания [9].

Важную роль для оценки нефтегазоперспективности региона играют тектогенные зоны — ступенчатые сбросы фундамента, горстово-блоковые и вулканогенные поднятия в области перехода континент — океан, ограничивающие на всем этапе геологической эволюции внутренние впадины, где могут накапливаться черносланцевые толщи.

В большинстве осадочных бассейнов современных пассивных окраин черносланцевые толщи являются основными нефтематеринскими породами.

Анализ имеющегося материала позволяет выделить в разрезе осадочного чехла ПНГК в пределах шельфа. При отсутствии бурения и конкретных данных по обрамляющей суше оценка перспективности носит предположительный характер.

В северо-западной части Восточно-Сибирского моря выделены пять ПНГК — верхнемеловой, палеоценовый, эоцен-нижнеолигоценовый, верхнеолигоцен-нижнемиоценовый, верхнемиоценовый (рис. 6) [5].

В нижней части *верхнемелового ПНГК* залегают грубообломочные породы. Как правило, такие породы содержат в своем составе большое количество растительных остатков, часто углефицированных, и могут

генерировать газ. Выше, предположительно, залегают песчаники, мелкозернистые, алевролиты с подчиненными прослоями глин в проксимальной части конусов и преобладающим содержанием последних в дистальной. Этот набор пород обычно характерен для подводных конусов выноса и содержит, как правило, не менее пятидесяти пластов-коллекторов, формирующих многопластовые залежи УВ. Кроме того, дистальная часть

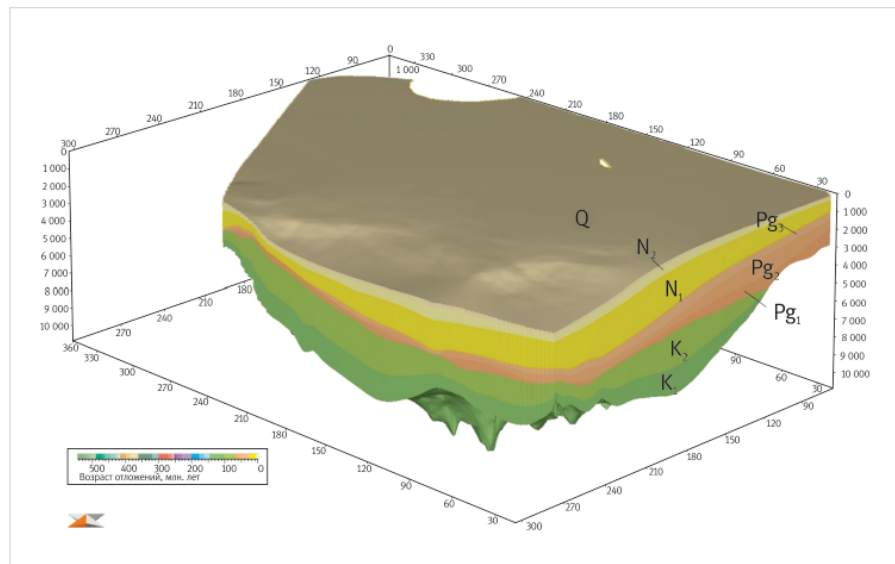


Рис. 3. Пространственно-временная модель континентальной окраины Восточно-Сибирского моря
Fig. 3. Spatio-temporal model of the continental margin of the East Siberian Sea

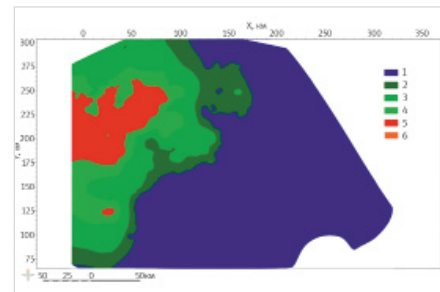


Рис. 4. Катагенетическая преобразованность ОВ мел-палеогенового возраста: 1 — незрелые (ПК₁–ПК₂); 2 — нефть ранней генерации (ПК₃–МК₁); 3 — главная зона нефтеобразования (МК₂–МК₃); 4 — нефть поздней генерации (МК₄); 5 — жирный газ (МК₅); 6 — сухой газ (АК₁–АК₂)
Fig. 4. Catagenetic transformation of OM of the cretaceous-paleogene age: 1 — immature (PC₁–PC₂); 2 — early generation oil (PK₃–MK₁); 3 — main zone of oil formation (MK₂–MK₃); 4 — late generation oil (MK₄); 5 — fat gas (MK₅); 6 — dry gas (AK₁–AK₂)

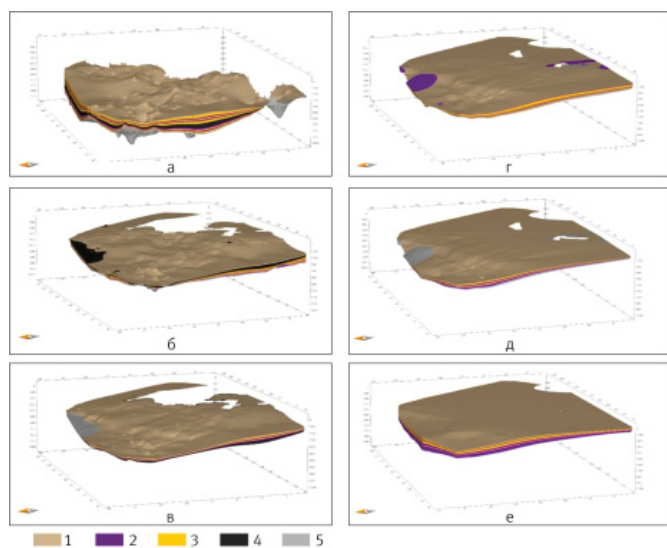


Рис. 5. Трехмерные модели осадочных комплексов с выделенными элементами углеводородных систем в акватории Восточно-Сибирского моря: а — верхнемеловой; б — палеоценовый; в — эоцен-нижнеолигоценовый; г — верхнеолигоцен-нижнемиоценовый; д — верхнемиоценовый; е — плиоцен-плейстоценовый; 1 — перекрывающие породы; 2 — породы флюидоупор; 3 — породы коллектор; 4 — нефтегазоматеринские толщи; 5 — подстилающие породы
Fig. 5. Three-dimensional models of sedimentary complexes with identified elements of hydrocarbon systems in the water area of the East Siberian Sea: а — upper cretaceous; б — paleocene; в — eocene-lower oligocene; г — upper oligocene-lower miocene; д — upper miocene; е — pliocene-pleistocene; 1 — overlying rocks; 2 — rocks fluid seal; 3 — rock reservoir; 4 — oil and gas source strata; 5 — bedding rocks

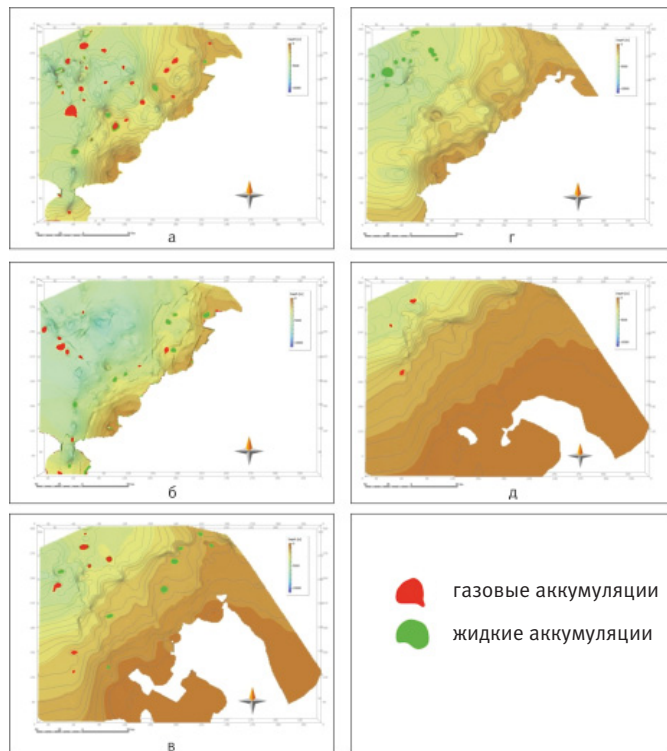


Рис. 6. Схема вероятных скоплений УВ: а — верхнемелового ПНГК; б — палеоценового ПНГК; в — эоцен-нижнеолигоценового ПНГК; г — верхнеолигоцен-нижнемиоценового ПНГК; д — верхнемиоценового ПНГК
Fig. 6. Scheme of probable hydrocarbon accumulations: а — upper cretaceous APGC; б — Paleocene APGC; в — eocene-lower oligocene PNGC; г — upper oligocene-lower miocene PNGC; д — upper miocene APGC

конусов выноса может служить флюидоупором для нижележащих отложений [6].

В современном структурном плане наблюдается выклинивание комплекса в направлении поднятия Де-Лонга. В зоне выклинивания возможно формирование неструктурных стратиграфических и литологических ловушек УВ.

Палеоценовый ПНГК по мощности значительно уступает вышеописанному комплексу. Сформирован в палеосклоновой части шельфа в регрессивной фазе седиментации и образует три небольших конуса выноса терригенного материала. На рисунке 5б предполагается, что комплекс сложен преимущественно песчаниками и представляет собой перспективную коллекторскую пачку, которая, к сожалению, не имеет регионального флюидоупора [7].

В современном структурном плане наблюдается выклинивание комплекса в направлении поднятия Де-Лонга. В зоне выклинивания возможно формирование неструктурных стратиграфических и литологических ловушек УВ.

Зоцен-нижнеолигоценый ПНГК сформирован в зоне палеошельфа на трансгрессивной стадии седиментации, которая явилась продолжением эоценового трансгрессивного этапа седиментогенеза. Комплекс, скорее всего, судя по сейсмической записи, сложен переслаиванием терригенных пород различной зернистости: мелкозернистыми песчаниками, алевролитами и глинами. В зоне современного шельфа пласты песчаников более-менее выдержаны по простиранию, а в склоновой части наблюдается довольно резкое увеличение глинистой составляющей. Региональный флюидоупор отсутствует, преимущество, вероятно, будет принадлежать флюидоупорам локального и зонального типа [8–10].

В современном структурном плане наблюдается выклинивание комплекса в направлении поднятия Де-Лонга.

Верхнеолигоцен-нижнемиоценовая ПНГК представлена корой химического выветривания, сформированной в обстановке тектонической стабилизации. Сложена мощной толщей пестроокрашенных глин каолинового и каолинит-гидрослюдистого состава. Приурочена к региональному несогласию и может играть роль регионального флюидоупора. Условия формирования верхнеолигоцен-нижнемиоценового ПНГК по характеру изменения мощностей ближе к склоновым и подножия склона, предполагается преобладание в составе комплекса глинистых толщ с подчиненными пластами песчаников и алевролитов. Последние могут представлять собой коллекторские толщи. Но все же большая роль здесь принадлежит глинистым отложениям, которые могут рассматриваться как внутренние флюидоупоры для коллекторов верхнеолигоцен-нижнемиоценового ПНГК и как внешние — для нижележащего нижнеолигоценного ПНГК. Перспективы комплекса предполагаются не очень высокими в связи с невыдержанностью по площади литологического состава пород-коллекторов. В современном структурном плане полного выклинивания комплекса не наблюдается. Возможно выклинивание отдельных пластов-коллекторов в направлении поднятия Де-Лонга [11].

Верхнемиоценовая ПНГК сформирована в обстановке региональной регрессии, в пределах континентального склона имеет линзовидную форму, выклиниваясь в северном направлении. На Новосибирских

островах толща сложена континентальными терригенными отложениями: песками, песчаниками с гравием и галькой, реже алевролитами, их глинистыми разностями. Условия формирования комплекса, судя по характеру изменения мощностей, ближе к склоновым и подножия склона, в составе комплекса глинистые толщ с пластами песчаников и алевролитов. Последние могут представлять собой коллекторские толщи. Но все же большая роль здесь принадлежит глинистым отложениям, которые могут рассматриваться как внутренние флюидоупоры для коллекторов верхнемиоценового ПНГК и как внешние — для нижележащего. Перспективы комплекса предполагаются не очень высокими в связи с невыдержанностью по площади литологического состава пород-коллекторов [12–14].

В современном структурном плане полного выклинивания комплекса не наблюдается. Возможно выклинивание отдельных пластов-коллекторов в направлении поднятия Де-Лонга.

Итоги

В пределах верхнемелового ПНГК выделены 21 крупный локальный объект и ряд мелких (рис. 6а). По фазовому составу наблюдается значительное преобладание газовой составляющей над нефтяной (рис. 7а).

В пределах палеоценового ПНГК выделены 16 локальных объектов и ряд мелких (рис. 6б). По фазовому составу наблюдается небольшое преобладание газовой составляющей над нефтяной (рис. 7б).

В пределах зоцен-нижнеолигоценного ПНГК выделены 11 локальных объектов (рис. 6в). По фазовому составу наблюдается большое преобладание нефтяной составляющей над газовой (рис. 7в).

В пределах верхнеолигоцен-нижнемиоценового ПНГК выделены 9 локальных объектов, в которых возможно формирование ловушек УВ структурного типа (рис. 6г). По фазовому составу преобладает нефть (рис. 7г).

В пределах верхнемиоценового ПНГК выделены 3 локальных объекта, в которых возможно формирование ловушек УВ структурного типа

(рис. 6д). В верхнемиоценовом ПНГК по фазовому составу преобладает газ (рис. 7г).

Выводы

Северо-западная часть континентального шельфа Восточно-Сибирского моря является крайне интересным объектом с точки зрения бассейнового анализа. Благодаря проведенному бассейновому анализу в мезозой-кайнозойском осадочном чехле выявлено порядка шестидесяти крупных локальных поднятий, которые могут являться ловушками для скоплений углеводородов при наличии регионального флюидоупора. Бассейновое моделирование также позволило рассчитать фазовый состав углеводородов в пяти потенциально нефтегазоносных комплексах. Проведенные исследования доказывают высокий углеводородный потенциал недр в акватории Восточно-Сибирского моря, а также дают возможность выбора оптимального направления дальнейших геологоразведочных работ на нефть и газ.

Литература

1. Виноградов В.А., Лопатин Б.Г., Бурский А.З., Гусев Е.А., Морозов А.Ф., Шкарубо С.И. Основные итоги геологического картографирования масштаба 1:1 000 000 Арктического шельфа России // Разведка и охрана недр. 2005. № 6. С. 45–52.
2. Корчагина Т.В., Казанин Г.С., Шкарубо С.И. Отчет по объекту изучения геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов континентальной окраины Восточно-Сибирского моря // МАГЭ. 2013.
3. Керимов В.Ю., Лавренова Е.А., Мустаев Р.Н., Щербина Ю.В., Мамедов Р.А. Условия формирования и генерационный потенциал углеводородных систем Восточной Арктики // Недропользование XXI век. 2020. № 4. С. 28–37.
4. Керимов В.Ю., Лавренова Е.А., Щербина Ю.В., Мамедов Р.А. Структурно-тектоническая модель фундамента

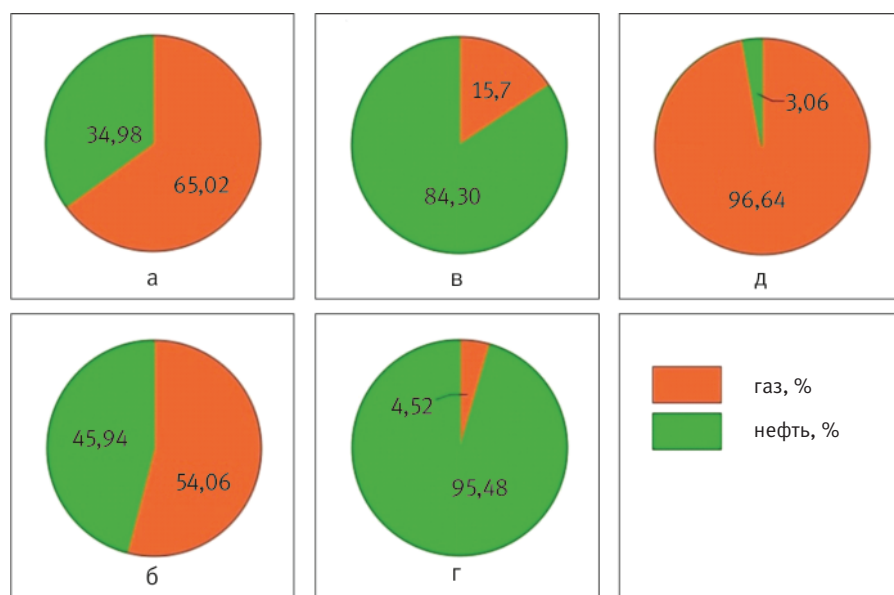


Рис. 7. Графики фазового состава скоплений УВ: а — верхнемелового ПНГК;

б — палеоценового ПНГК; в — зоцен-нижнеолигоценного ПНГК; г — верхнеолигоцен-нижнемиоценового ПНГК; д — верхнемиоценового ПНГК

Fig. 7. Graphs of the phase composition of hydrocarbon accumulations: а – upper cretaceous APGC; б – paleocene APGC; в – eocene-lower oligocene PNGC; г – upper oligocene-lower miocene PNGC; д – Upper Miocene APGC

- и осадочного чехла Восточно-Арктических акваторий // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2020. № 1. С. 19–29.
5. Мамедов Р.А., Гурьянов С.А., Мамедова С.А. Перспективы нефтегазоносности осадочного бассейна шельфа Восточно-Сибирского моря // Молодые — Научкам о Земле. 2020. Т. 5. С. 33–36.
 6. Мамедов Р.А. Моделирование генерационно-аккумуляционных углеводородных систем континентального шельфа Восточно-Сибирского моря // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 5. С. 22–25.
 7. Мамедов Р.А. Геологическое строение и углеводородный потенциал осадочного бассейна шельфа Восточно-Сибирского моря // Геомодель 2020. 2020. 52 с.
 8. Грамберга И.С. Геолого-геофизические характеристики литосферы Арктического региона. СПб.: ВНИИОкеангеология, 2004. Вып. 5. 278 с.
 9. Наливкин В.Д., Белонин М.Д., Лазарев В.С. и др. Критерии и методы количественной оценки нефтегазоносности слабоизученных крупных территорий // Советская геология. 1976. № 1. С. 28–39.
 10. Шокальский С.П., Кашубин С.Н., Соболев Н.Н. и др. Разработка и создание структурно-тектонической и геодинамической модели арктического бассейна и концепции его развития. Известия ВСЕГЕИ. СПб.: ВСЕГЕИ, 2014. Т. 11. С. 72–81.
 11. Государственная геологическая карта. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Океанская. Лист U-53, 54, 55, 56 хр. Ломоносова. Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2010.
 12. Мустаев Р.Н., Лавренова Е.А., Керимов В.Ю., Мамедов Р.А. Особенности эволюции третичных нефтегазоносных систем в условиях проградации шельфа на континентальной окраине Восточно-Сибирского моря // Журнал технологий разведки и добычи нефти, 2021.
 13. Мамедов Р.А. Структурно-тектоническое обоснование перспективных зон шельфа Восточно-Сибирского моря // Геопатрица 2021 (EAGE). Тюмень. 22–26 марта 2021.
 14. Мамедов Р.А. Условия формирования нефтегазоматеринских толщ на шельфе Восточно-Сибирского моря // Молодые — Научкам о Земле. 2021. Т. 4. С. 54–57.

ENGLISH

Results

Within the Upper Cretaceous APGC, 21 large local objects and a number of small ones were identified (fig. 6a). In terms of phase composition, a significant predominance of the gas component over the oil component is observed (fig. 7a).

Within the Paleocene APGC, 16 local objects and a number of small ones were identified (see Fig. 6r). In terms of phase composition, a slight predominance of the gas component over the oil component is observed (fig. 7b).

Within the Eocene–Lower Oligocene APGC, 11 local objects were identified (fig. 6b). In terms of phase composition, a large predominance of the oil component over the gas component is observed (fig. 7b).

Within the Upper Oligocene–Lower Miocene APGC, 9 local objects were identified, in which the formation of hydrocarbon traps of the structural type is possible (fig. 6r). The phase composition is dominated by oil (fig. 7r).

Within the Upper Miocene APGC, 3 local objects were identified, in which

the formation of structural-type hydrocarbon traps is possible (fig. 6d). The phase composition of the Upper Miocene APGC is dominated by gas (fig. 7d).

Conclusions

The northwestern part of the continental shelf of the East Siberian Sea is an extremely interesting object from the point of view of basin analysis. Due to the conducted basin analysis in the Mesozoic–Cenozoic sedimentary cover, about sixty large local uplifts have been identified, which can be traps for hydrocarbon accumulations in the presence of a regional seal. Basin modeling also made it possible to calculate the phase composition of hydrocarbons in five potential oil and gas complexes.

The studies carried out prove the high hydrocarbon potential of the subsoil in the water area of the East Siberian Sea, and make it possible to choose the optimal direction for further geological exploration for oil and gas.

References

1. Vinogradov V.A., Lopatin B.G., Bursky A.Z., Gusev E.A., Morozov A.F., Shkarubo S.I. The main results of geological mapping at a scale of 1: 1 000 000 of the Arctic shelf of Russia. Prospect and protection of mineral resources, 2005, issue 6, P. 45–52. (In Russ).
2. Korchagina T.V., Kazanin G.S., Shkarubo S.I. Report on the object of studying of the geological structure and assessment of the prospects for oil and gas potential of sedimentary basins of the continental margin of the East Siberian Sea. MAGE. 2013. (In Russ).
3. Kerimov V.Yu., Lavrenova E.A., Mustaev R.N., Shcherbina Yu.V., Mamedov R.A. Hydrocarbon systems of Eastern Arctic: settings of formation and generation potential. Subsoil use XXI century, 2020, issue 4, P. 28–37. (In Russ).
4. Kerimov V.Yu., Lavrenova E.A., Shcherbina Yu.V., Mamedov R.A. Structural-tectonic model of the basement and sedimentary cover of East Arctic water areas. Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration, 2020, issue 1, P. 19–29. (In Russ).
5. Mamedov R.A., Guryanov S.A., Mamedova S.A. Prospects for the oil and gas potential of the sedimentary basin of the East Siberian Sea shelf. The young – for the Earth Sciences, 2020, Vol. 5, P. 33–36. (In Russ).
6. Mamedov R.A. Modeling of generation and accumulation hydrocarbon systems of the continental shelf of the East Siberian Sea. Exposition Oil Gas, 2020, issue 5, P. 22–25. (In Russ).
7. Mamedov R.A. Geological structure and hydrocarbon potential of the sedimentary basin of the East Siberian Sea shelf. Geomodel 2020, 2020, 52 p. (In Russ).
8. Gramberga I.S. Geological and geophysical characteristics of the lithosphere of the Arctic region. St. Petersburg, VNIIOkeanгеология, 2004, issue 5, 278 p. (In Russ).
9. Nalivkin V.D., Belonin M.D., Lazarev V.S. et al. Criteria and methods of quantitative assessment of oil and gas territories of poorly studied territories. Sov. Geology, 1976, issue 1, P. 28–39. (In Russ).
10. Shokalsky S.P., Kashubin S.N., Soboлев N.N. et al. Development and creation of structural-tectonic and geodynamic models of Arctic use and search for its development. News of VSEGEI. St. Petersburg: VSEGEI, 2014, Vol. 11, P. 72–81. (In Russ).
11. State geological map. Scale 1: 1 000 000 (third generation). Ocean series. Sheet U-53, 54, 55, 56 sp. Lomonosov. Explanatory letter. St. Petersburg: Cartographic Factory VSEGEI. 2010. (In Russ).
12. Mustaev R.N., Lavrenova E.A., Kerimov V.Yu., Mamedov R.A. Peculiarities of Tertiary petroleum systems evolution under prograding shelf environment on the continental margin of the East Siberian Sea. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2021. (In Russ).
13. Mamedov R.A. Structural and tectonic substantiation of the promising zones of the East Siberian Sea shelf. Tyumen, 2021, Geonature 2021 (EAGE), March 22–26. (In Russ).
14. Mamedov R.A. Conditions for the formation of oil and gas source strata on the shelf of the East Siberian Sea. The young – for the Earth Sciences, 2021, Vol. 4, P. 54–57. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Мамедов Рустам Ахмедович, заведующий лабораторией, ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», Москва, Россия
Для контактов: rus_mamedow@mail.ru

Mamedov Rustam Ahmedovich, head of the laboratory, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia
Corresponding author: rus_mamedow@mail.ru