



<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2024-66-2-35-48>
УДК 550.8.05, 550.849, 550.4.01



ОСАДОЧНЫЕ БАСЕЙНЫ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ МОРЯ ЛАПТЕВЫХ И СОПРЕДЕЛЬНОЙ ТЕРРИТОРИИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Д.А. ПАВЕЛКИНА*, А.М. ВЫСОКОЛЯН, Е.А. ЛАВРЕНОВА, А.К. ШАТЫРОВ

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

АННОТАЦИЯ

Введение. В разрезе осадочного чехла Лено-Анабарского прогиба и сопряженной с ним Анабаро-Хатангской седловины установлены признаки нефтегазоносности, что указывает на присутствие активных генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС). При этом интерес с позиции оценки перспектив нефтегазоносности представляет также акваториальная часть зоны сочленения Лаптевоморской плиты и Сибирской платформы, так как бассейны осадконакопления, включающие ГАУС, характеризуются трансграничным (суша/море) положением. До сих пор изучение перспектив нефтегазоносности территории проводилось отдельно для ее акваториальной и континентальной областей. Такой подход существенно снижает качество оценки углеводородного потенциала и определяет актуальность разработки единой региональной геологической модели зоны сочленения, которая послужит основой для проведения дальнейших нефтегазогеологических исследований.

Цель. Создание геологической модели, характеризующей развитие осадочных бассейнов зоны сочленения Лаптевоморской плиты и Сибирской платформы.

Материалы и методы. Сбор и анализ опубликованной и фондовой информации в рамках формирования геоинформационной базы данных геолого-геофизической и геохимической изученности осадочного разреза, разработка структурного каркаса геологической модели, выполнение палеогеографических реконструкций, выделение основных депоцентров осадконакопления и областей устойчивого прогибания, расчет скоростей осадконакопления основных осадочных комплексов.

Результаты. Сформирована единая геологическая модель зоны сочленения Лаптевоморской плиты и Сибирской платформы, изучено развитие осадочных бассейнов, подготовлена основа для выделения и картирования необходимых элементов ГАУС в разрезе осадочного чехла.

Ключевые слова: Лено-Анабарский прогиб, Анабаро-Хатангская седловина, Лаптевоморская плита, осадочные бассейны, углеводородные системы, нефтегазоматеринские толщи

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации № АААА-А20-120092590017-4.

Для цитирования: Павёлкина Д.А., Высоколян А.М., Лавренова Е.А., Шатыров А.К. Осадочные бассейны юго-восточной части моря Лаптевых и сопредельной территории Сибирской платформы. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2024;66(2):35—48.
<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2024-66-2-35-48>

Статья поступила в редакцию 13.05.2024

Принята к публикации 11.06.2024

Опубликована 28.06.2024

* Автор, ответственный за переписку

SEDIMENTARY BASINS IN THE SOUTHEASTERN PART OF THE LAPTEV SEA AND THE ADJACENT AREA OF THE SIBERIAN PLATFORM

DIANA A. PAVELKINA*, ANASTASIA M. VYSOKOLYAN, ELENA A. LAVRENOVA, ANAR K. SHATYROV

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

ABSTRACT

Background. The sedimentary cover of the Leno-Anabar trough and the adjacent Anabar-Khatanga saddle show signs of oil and gas bearing capacity, which indicates the presence of generation and accumulation hydrocarbon systems. In addition, the offshore area of the Laptev plate and the adjacent Siberian platform is promising in terms of oil and gas potential, since the sedimentary basins, including hydrocarbon systems, are characterized by a transboundary (onshore/offshore) position. Until now, the offshore and onshore parts of this area have been investigated separately. Such an approach significantly reduces the estimation accuracy of hydrocarbon potential. This determines the relevance of developing a unified regional geological model of the junction zone, which may serve as the basis for further oil and gas geological studies.

Aim. Construction of a geological model to trace the development of sedimentary basins within the junction area of the Laptev plate and the Siberian platform.

Materials and methods. Collection and analysis of published materials, as well as data from geological repositories related to geological, geophysical, and geochemical investigations of the sedimentary cover in the construction of a geoinformation database; development of a numerical geological model of the studied area; carrying out paleogeographic reconstructions with identification of the main depocenters and domains of consistent subsidence delineation; assessment of sedimentation rates of the main sedimentary complexes.

Results. A unified geological model of the junction area of the Laptev plate and the Siberian Platform was created, enabling investigation of the sedimentary basins and delineation of the essential hydrocarbon system elements.

Keywords: Leno-Anabar trough, Anabar-Khatanga saddle, Laptev plate, sedimentary basins, hydrocarbon systems, source rock

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

Financial disclosures: the work was carried out within the framework of the state assignment of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation No. AAAA-A20-120092590017-4.

For citation: Pavelkina D.A., Vysokolyan A.M., Lavrenova E.A., Shatyrov A.K. Sedimentary basins in the southeastern part of the Laptev sea and the adjacent area of the Siberian platform. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2024;66(2):35—48. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2024-66-2-35-48>

Manuscript received 13 May 2024

Accepted 11 June 2024

Published 28 June 2024

* Corresponding author

Введение

Геологическое строение зоны сочленения Лаптевоморской плиты и Сибирской платформы в связи с вопросами нефтегазоносности изучалось многими исследователями: И.С. Грам-

бергом (1976), В.А. Виноградовым (1976), Н.К. Евдокимовой (2008), Н.М. Ивановой, С.Б. Секретовым (1989), В.И. Кимом (2007—2016), Д.В. Лазуркиным (2002), К.Б. Мокшанцевым, Ю.Е. Погребницким, А.Ф. Сафроновым (2013),

Н.В. Черским, Н.А. Малышевым (2009), Т.А. Андиевой, С.С. Драчевым (1999, 2000), Г.А. Заварзиной, С.И. Шкарубо (2011), Е.А. Васильевой (2015), И.Д. Поляковой, Г.Ч. Борукаевым (2016), М.Б. Скворцовым (2020) и др. На начальных этапах изучения широкое распространение получила гипотеза о существовании в западной и центральной областях шельфа моря Лаптевых блока Сибирской платформы, отделенной от нее инверсионной Оленекской зоной [2, 3]. По мере получения новой сейсмической информации возникло предположение о повсеместном, за исключением Хатангского залива, развитии складчатого фундамента, образованного в позднемезозойское время [4, 14]. При этом у авторов, поддерживающих эту гипотезу, представления о возрасте пород основания осадочного чехла существенно различаются и варьируют: от раннего мела (Ю.В. Горячев 1999) до верхов палеоцена по мнению Д. Франке и других [15]. До настоящего времени многие вопросы геологического строения зоны сочленения Сибирской платформы и моря Лаптевых остаются нерешенными.

Оценку перспектив нефтегазоносности Лено-Анабарского прогиба и Анабаро-Хатангской седловины выполняли В.Б. Арчegov (1982), О.В. Ушакова (1996), Э.В. Шипилов (1999), В.С. Старосельцев (2012), А.С. Горшков (2012), В.И. Савченко (2012, 2014), А.Э. Конторович (2013, 2014), В.А. Конторович (2013, 2019), С.В. Прокопцева (2014), А.М. Фомин (2014), И.Д. Полякова, Г.Ч. Борукаев (2016), С.В. Фролов (2017), Е.А. Бакай (2017), П.Н. Соболев (2019, 2021), Д.С. Лежнин (2019, 2021), А.П. Афанасенков (2021) и др. В качестве перспективных для поисков углеводородов (УВ) на территории Лено-Анабарского прогиба рассматриваются рифейские, вендские, кембрийские и пермские отложения. Эти же комплексы отнесены к нефтегазоносным в Анабаро-Хатангской седловине, где значительный углеводородный потенциал прогнозируется также в девонских, каменноугольных и триасовых комплексах [6—10]. При этом И.Д. Полякова и Г.Ч. Борукаев (2016) прогнозируют высокий риск сохранности залежей в Анабаро-Ленском районе в связи с длительным перерывом в осадконакоплении в ордовикско-каменноугольное время [10].

Трудности, возникающие при формировании представлений о геологическом строении Лаптевоморской плиты, в основном обусловлены ее недостаточной изученностью и, в частности, отсутствием бурения на акватории, что в итоге не позволяет выполнить надежный прогноз неф-

тегазоносности Лаптевоморского шельфа [11]. Учитывая тесную связь истории геологического развития тектонических структур акватории и сопредельных территорий Сибирской платформы, эффективную оценку перспектив южной части моря Лаптевых возможно провести путем вовлечения в анализ данных по прилегающей континентальной области. При этом, как показали результаты проведенного обобщения, исследований, базирующихся на одновременной глубокой проработке геологических материалов по акватории и сопредельной суше, практически нет, что определяет актуальность создания единой региональной геологической модели зоны сочленения, которая послужит основой для проведения дальнейших нефтегазогеологических исследований. При этом в последние годы получен большой объем сейсмических данных как в пределах южной части акватории, так и на сопредельной суше (Хатангско-Ленский регион), где в период с 2008 по 2015 г. было отработано 7060 пог. км сейсморазведки 2D [8]. Подготовка единой модели с привлечением новой геологической информации улучшит понимание особенностей эволюции осадочных бассейнов и ГАУС, а также обеспечит проведение нефтегазогеологического прогноза области исследования на качественно новом уровне.

Характеристика объекта исследования

Объектом изучения является зона сочленения юго-западной части Лаптевоморской плиты с Лено-Анабарским прогибом и восточной частью Анабаро-Хатангской седловины, принадлежащими Сибирской древней платформе (рис. 1). Район работ включает юго-западную часть моря Лаптевых и сопредельную область суши, административно относящуюся к территории Республики Саха (Якутия).

Примыкающий к акватории участок суши является северо-восточным окончанием Северо-Сибирской низменности, протягивающейся от Енисея до Лены. Рельеф суши образуют невысокие плосковерхние гряды, возвышающиеся над широкими, сильно заболоченными понижениями рельефа, с большим количеством термокарстовых озер. Повсеместно распространены многолетнемерзлые породы.

Тектонические элементы континентальной области района исследований представлены Сибирской платформой (в составе Лено-Анабарского прогиба, примыкающего к восточному окончанию Анабаро-Хатангской седловины), которая отделена от шельфовых структур моря Лаптевых

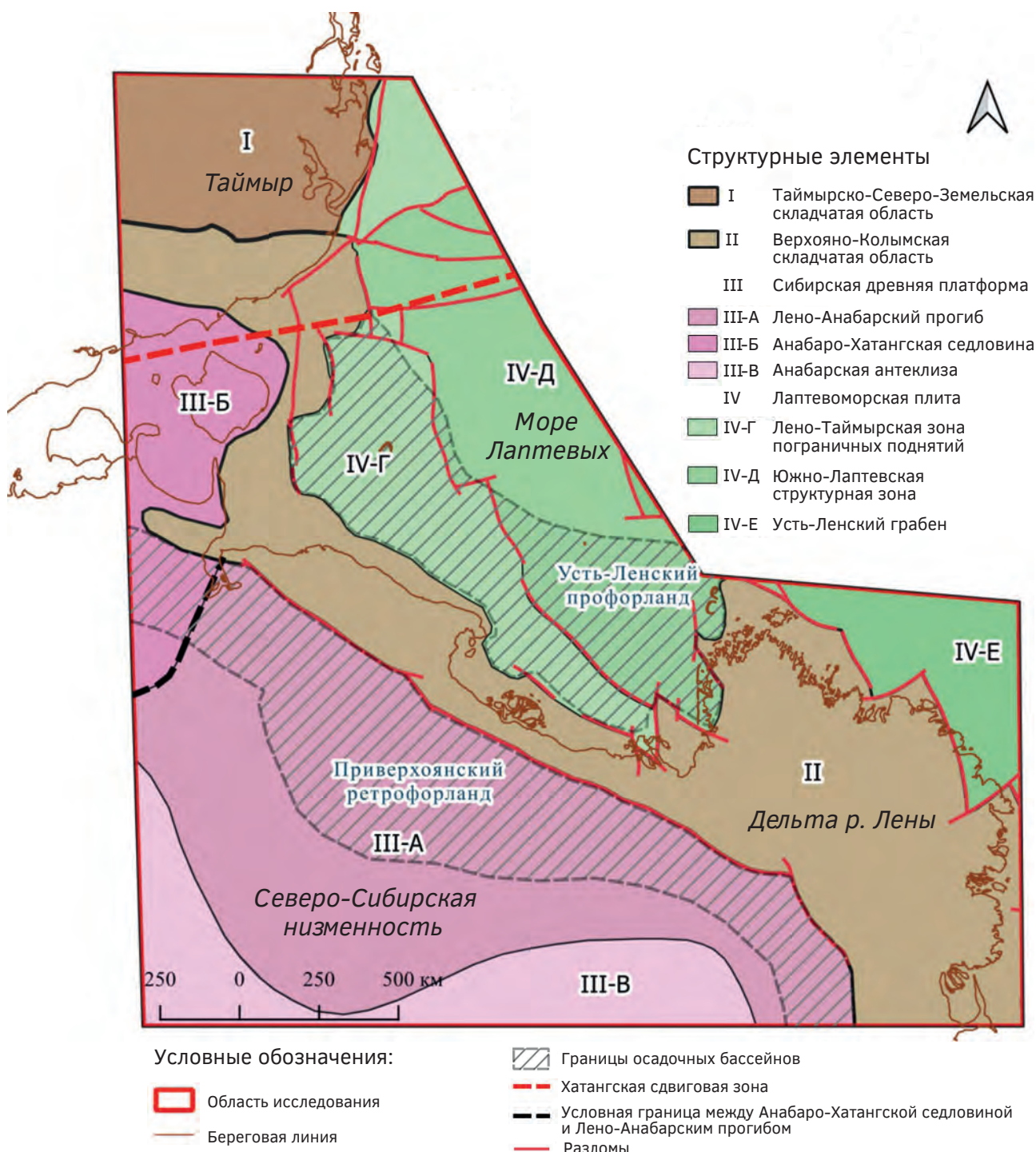


Рис. 1. Обзорная схема района работ (по Г.А. Заварзиной, 2023 г., с изменениями)

Fig. 1. Regional setting of the studied area (according to G.A. Zavarzina, 2023, with changes)

Верхояно-Колымской складчатой областью, а также Лено-Таймырской областью пограничных поднятий, протягивающейся от дельты р. Лены до Хатангского разлома и сопредельной с ней Южно-Лаптевской структурной зоной (рис. 1).

На материковом обрамлении фундамент сложен архейско-нижнепротерозойскими метаморфизованными стратифицированными и плутоническими комплексами. В строении осадочного чехла принимают участие отложения широкого

стратиграфического диапазона — от рифея до кайнозоя. На территории Лено-Анабарского прогиба почти полностью отсутствуют ордовикско-силурийские отложения (за исключением Усть-Оленекской структуры), а также, вследствие длительного перерыва и сопровождающего его размыва, девонские и каменноугольные отложения. В Анабаро-Хатангской седловине отсутствуют ордовикско-силурийские отложения. Осадочный чехол Лено-Таймырской области пограничных поднятий предположительно включает отложения аптско-верхнемелового возраста мощностью до 2,5 км и осадочные образования кайнозоя — до 1,5—3 км. В грабенах подошва осадочного чехла опускается до глубин 5 км. На поднятиях породы апта, верхнего мела и палеоцена последовательно выклиниваются, налегая на поверхность складчатого основания, а палеоцена и миоцена — срезаются доплиоценовым несогласием. В составе складчатого основания предполагается присутствие дислоцированных верхнепалеозойских, триасовых и юрско-нижнемеловых (доаптских) толщ. Южно-Лаптевская структурная зона характеризуется контрастным резко расчлененным рельефом складчатого основания с глубинами от 3 до 14 км, значительной мощностью аптско-верхнемеловых отложений, достигающих 5,5 км (по материалам работ В.Ю. Керимова, Р.Н. Мустаева, Е.А. Лавреновой, Г.А. Заварзиной и др., 2023 г.).

С точки зрения нефтегазогеологического районирования Хатангско-Ленский регион входит в состав Енисейско-Анабарской нефтегазоносной провинции (в составе Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области и Лено-Анабарской перспективно нефтегазоносной области), а рассматриваемый участок моря Лаптевых выделяется в качестве Лаптевоморской самостоятельной перспективно нефтегазоносной области.

Материалы и методы исследования

Исходными данными для настоящего исследования послужили опубликованные и фондовые геологические материалы, а также геологические карты и разрезы, предоставляемые электронным ресурсом ФГБУ «ВСЕГЕИ».

В рамках выполнения бассейнового анализа сформирована геоинформационная база данных, включающая данные о признаках нефтегазоносности разреза, возрасте отложений, интервалах залегания, литологическом составе отложений, а также результаты геофизических исследований в скважинах и геохимических исследований образцов пород.

При подготовке единых структурных поверхностей в пределах исследуемой территории опубликованные и содержащиеся в фондовых источниках карты анализировались, приводились к единым форматам и согласовывались с имеющимися скважинными отбивками. В результате были построены структурные карты по следующим отражающим горизонтам: R (в подошве рифейских отложений), VIII (в кровле кембрийских отложений), VII (в подошве пермских отложений), III (в подошве юрских отложений) — для прибрежной части рассматриваемой территории; A (в подошве аптского яруса нижнемеловых отложений), mBU (в подошве палеогеновых отложений), UB (в подошве олигоценовых отложений), RU (в подошве неогеновых отложений) — для акваториальной части. При формировании гридов структурного каркаса цифровой модели учитывались области отсутствия отложений и выходы на дневную поверхность, согласованные с геологическими картами листов S-49, S-50, S-51, S-52.

При проведении палеогеографических реконструкций выполнялся анализ карт мощностей основных стратиграфических комплексов, а также согласование их с результатами изучения кернового и шламового материалов, интерпретация геофизических исследований в скважинах по специальной методике, позволяющей проследить смену осадочных трендов в процессе формирования осадочного чехла.

На основании анализа карт мощностей были выделены депоцентры осадконакопления для прослеживания эволюции осадочных бассейнов, установлены области устойчивого прогибания и рассчитаны скорости осадконакопления основных осадочных комплексов, что в совокупности с выполненными палеогеографическими реконструкциями, анализом признаков нефтегазоносности и результатов геохимических исследований дает основание прогнозировать элементы углеводородных систем в разрезе осадочного чехла территории.

Результаты и обсуждение

Структурный каркас разработанной региональной модели включает 9 слоев (осадочных комплексов), ограниченных основными поверхностями несогласий: протерозойский (F-R), рифейско-кембрийский (R-VIII), ордовикско-каменноугольный (VIII-VII), пермско-триасовый (VII-III), юрско-барремский (III-A), аптско-верхнемеловой (A-mBU), палеоцен-эоценовый (mBU-UB), олигоценовый (UB-RU), неоген-четвертичный (RU-рельеф).

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

Анализ собранных баз данных показал, что на исследуемой территории присутствуют как прямые, так и косвенные признаки нефтегазоносности. В результате работ, проводимых ОАО «Севморнефтегеофизика», ГНЦ ФГУП «Южморгеология» и ИНГГ СО РАН, ОАО «МАГЭ», ГУП ИИЦ «Саханефтегаз», ВНИГРИ, в континентальной части области исследования были выявлены нефте-, газо- и битумопроявления в вендской, кембрийской, пермской, триасовой и юрской частях разреза, а также зафиксированы 9 спонтанных выходов газа в долинах рек Анабар и Уэле. Кроме того, в 2014 году по данным гидрогазосъемки, проведенной ГНЦ ФГУП «Южморгеология», на шельфе моря Лаптевых было установлено 5 естественных выходов УВ-газов, проинтерпретированных как миграционные, указывающие на присутствие УВ в недрах (рис. 2). Помимо прямых признаков нефтегазоносности, по результатам исследований, выполненных ГНЦ ФГУП «Южморгеология» в 2014 г., установлены также косвенные признаки присутствия УВ в осадочном разрезе:

сейсмические аномалии, выявляемые по результатам AVO-анализа.

Анализ особенностей вертикального и латерального распределения УВ и типа флюида проявлений позволяет прогнозировать как минимум две самостоятельные ГАУС. Одна из них располагается в пределах Анабаро-Хатангской седловины и охватывает верхнепалеозойско-мезозойскую часть разреза. При этом нельзя исключать, что мезозойские проявления УВ могут принадлежать ГАУС с очагом в Енисей-Хатангском прогибе, примыкающем к седловине с запада. Вторая предполагаемая ГАУС, включающая отложения протерозоя-палеозоя, расположена в Лено-Анабарском прогибе (рис. 3). Для первой характерны проявления газа и нефти (с преобладанием последних). На территории Лено-Анабарского прогиба установлены битумы и газопроявления. Скважины Восточная и Улахан-Юряхская хоть и относятся к разным тектоническим элементам, располагаются, по-видимому, в зоне аккумуляции, принадлежащей обеим ГАУС. Битумы, обнаруженные в скважине Восточной, вероятно, связаны с ГАУС

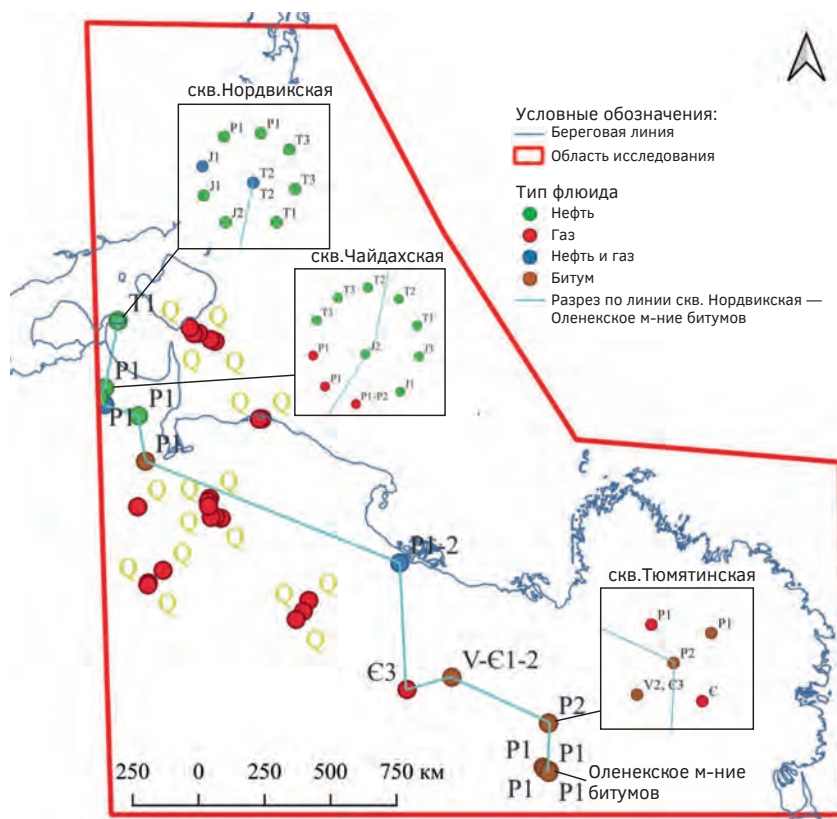


Рис. 2. Распределение типа флюида выявленных скоплений и проявлений. Буквами указан возраст отложений, содержащих УВ

Fig. 2. Spatial distribution of the hydrocarbon shows in the sedimentary cover. Letter indicates age of deposits containing hydrocarbons

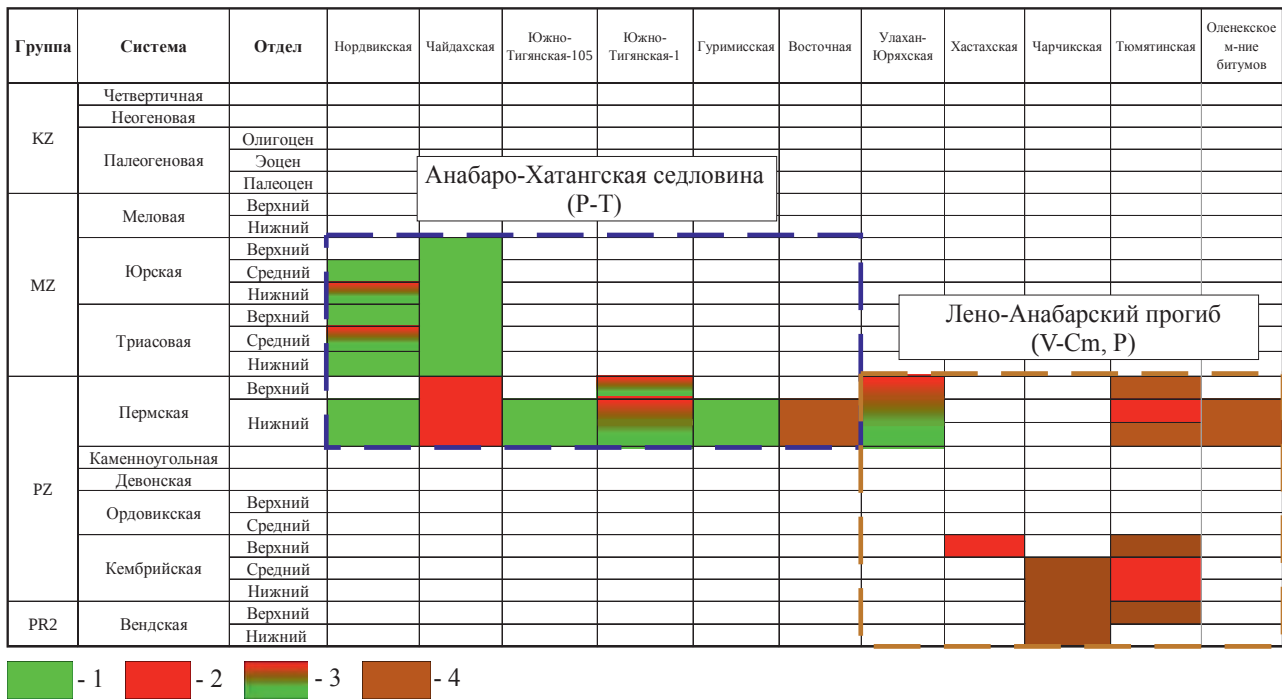


Рис. 3. Распределение УВ различного типа в коренных отложениях по линии разреза скв. Нордвикская-Оленекское месторождение битумов (положение разреза показано на рисунке 2). Условные обозначения: 1 — нефть, 2 — газ, 3 — нефть и газ, 4 — битум

Fig. 3. Vertical distribution of hydrocarbons in the sedimentary cover along the line Nordvikskaya well — Olenekskeye field (for line location see fig. 2). Symbols: 1 — oil, 2 — gas, 3 — oil and gas, 4 — bitumen

Лено-Анабарского прогиба, а нефть и газ Улахан-Юряхской скважины, скорее всего, мигрировали из Анабаро-Хатангской седловины.

Рифейско-кембрийский комплекс включает рифейские преимущественно терригенные отложения с прослоями доломитов и известняков; вендские и кембрийские отложения, представленные в основном карбонатными формациями [7—9]. По результатам проведенного анализа в рифейско-кембрийском интервале осадочного чехла выделены крупные депоцентры осадконакопления в южной части изучаемой территории (рис. 4А), а также серия небольших изолированных депоцентров в северной части, расположенных в пределах шельфа моря Лаптевых. Указанные области повышенных мощностей (более 3000 м) характеризуются низкими (от 3 до 9 м/млн лет) скоростями осадконакопления. Отложения формировались в относительно глубоководных обстановках, благоприятных для формирования НГМТ (рис. 5А). Нефтегазоматеринские свойства развитых в этих обстановках аргиллитов и глинистых известняков изучены в скважинах Усть-Оленекская и Хастахская, а также в породах из обнажения близ р. Хорбусуонка (ГНЦ ФГУП «Южморгеология» и ИНГГ

СО РАН, 2014). Измеренные значения содержания органического углерода рифейских отложений, вскрытых скважинами Усть-Оленекская-2370 и Хастахская-930, составляют 0,78 и 1,72% соответственно; современный генерационный потенциал — от 0,02 (скв. Усть-Оленекская-2370) до 1,57 (скв. Хастахская-930) мг УВ/г породы. В образце глинистого известняка вендского возраста, отобранного из обнажения р. Хорбусуонка, содержание органического углерода достигает 4,19%, генерационный потенциал составляет 16,5 мг УВ/г породы, а водородный индекс — 381 мг УВ/г $C_{орг}$. Наблюдается улучшение качества органического вещества рифейско-вендских отложений в южном направлении, от прибрежно-морских условий осадконакопления (скв. Усть-Оленекская) к относительно глубоководным (скв. Хастахская и обнажение р. Хорбусуонка). Зрелость пород рифейско-кембрийского комплекса в пределах изучаемой территории варьирует от стадий $МК_2$ до $АК$ [1, 9, 12, 13]. В связи с преобладанием карбонатных отложений в составе рифейско-кембрийского комплекса резервуарные толщи можно прогнозировать в верхнерифейской части разреза,

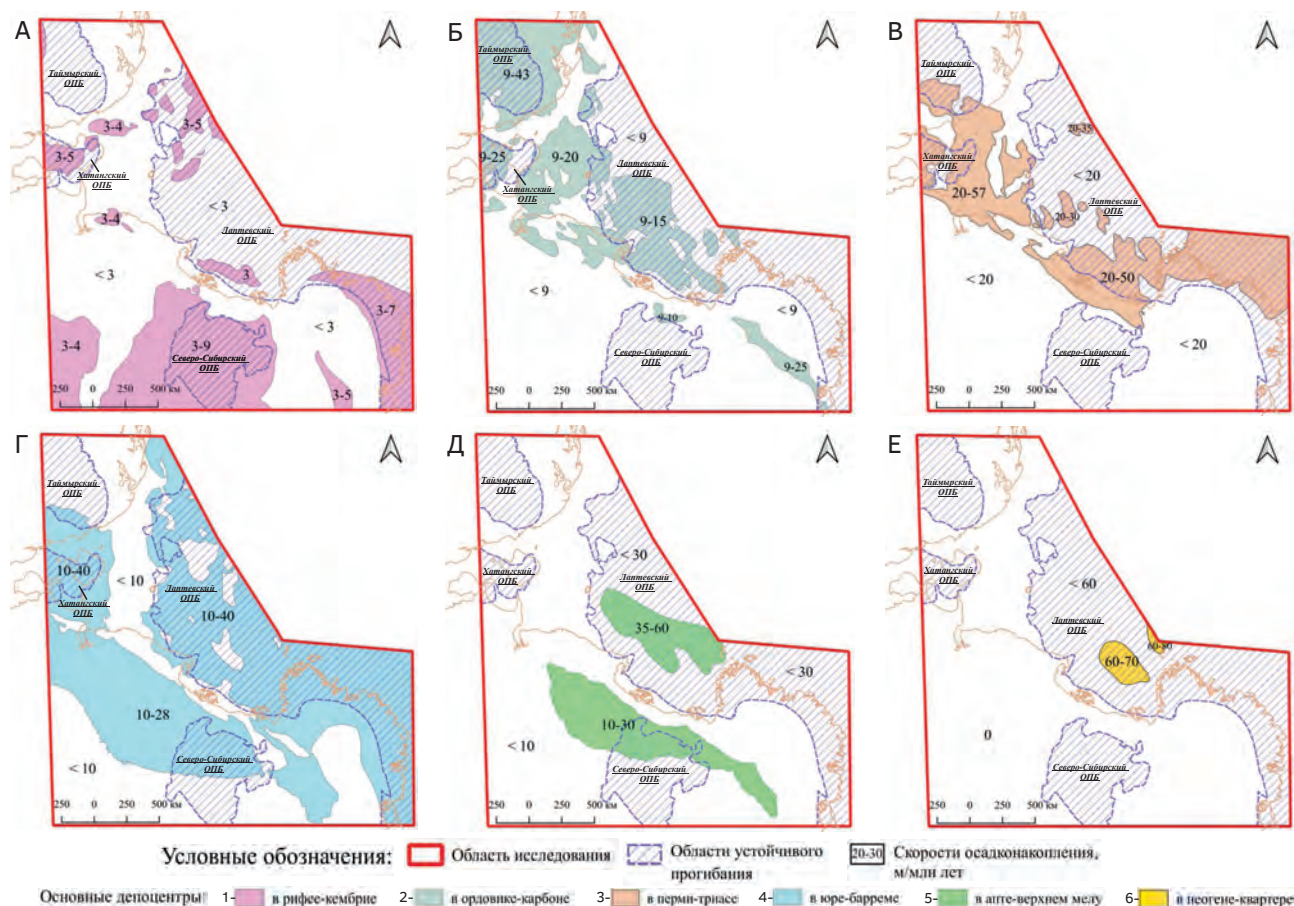


Рис. 4. Схема расположения разновозрастных депоцентров осадконакопления и областей устойчивого прогибания зоны сочленения Сибирской платформы и Лаптевоморской плиты

Fig. 4. Location of the main depocenters and domains of consistent subsidence within junction of the Laptev plate and Siberian platform

сложной преимущественно песчаниками и алевритами. Также коллекторскими свойствами могут обладать вендско-кембрийские карверозные и трещинные доломиты и известняки, что подтверждается выявленными в этих отложениях битумо- и газопроявлениями, а также притоками пластовой воды [6, 9]. В пределах области исследования распространение резервуарных толщ предполагается в континентальных и относительно мелководных обстановках осадконакопления.

Ордовикско-каменноугольный комплекс характеризуется крайне неоднородным составом. В пределах Лено-Анабарского прогиба отложения комплекса распространены лишь в северной его части и представлены конгломератами и известняками с прослоями песчаников средне-позднеордовикского возраста. Девонско-каменноугольные отложения обнажаются на п-ве Юрюнг-Тумус в Анабаро-Хатангской седловине, а также в юго-западной части п-ва Таймыр, где

представлены преимущественно карбонатными формациями, местами с прослоями аргиллитов. Каменноугольные отложения (в составе нерасчлененной средне-позднекаменноугольно-раннепермской толщи) распространены практически на всей территории Анабаро-Хатангской седловины и представлены чередующимися аргиллитами, алевритами, песчаниками [7–9].

По результатам анализа карты толщин ордовикско-каменноугольного комплекса выделена серия неглубоких депоцентров, ограниченных изолинией 1550 м, протягивающихся от дельты р. Лены к Хатангскому заливу. Максимальные мощности (до 8000 м) отмечены в депоцентре, расположенном в районе Таймыра. Скорости осадконакопления в основных депоцентрах варьируют от 9 до 25 м/млн лет, а в наиболее глубоких — до 43 м/млн лет (рис. 4Б). В ордовикско-каменноугольный период на изучаемой территории преобладали континентальные обстановки

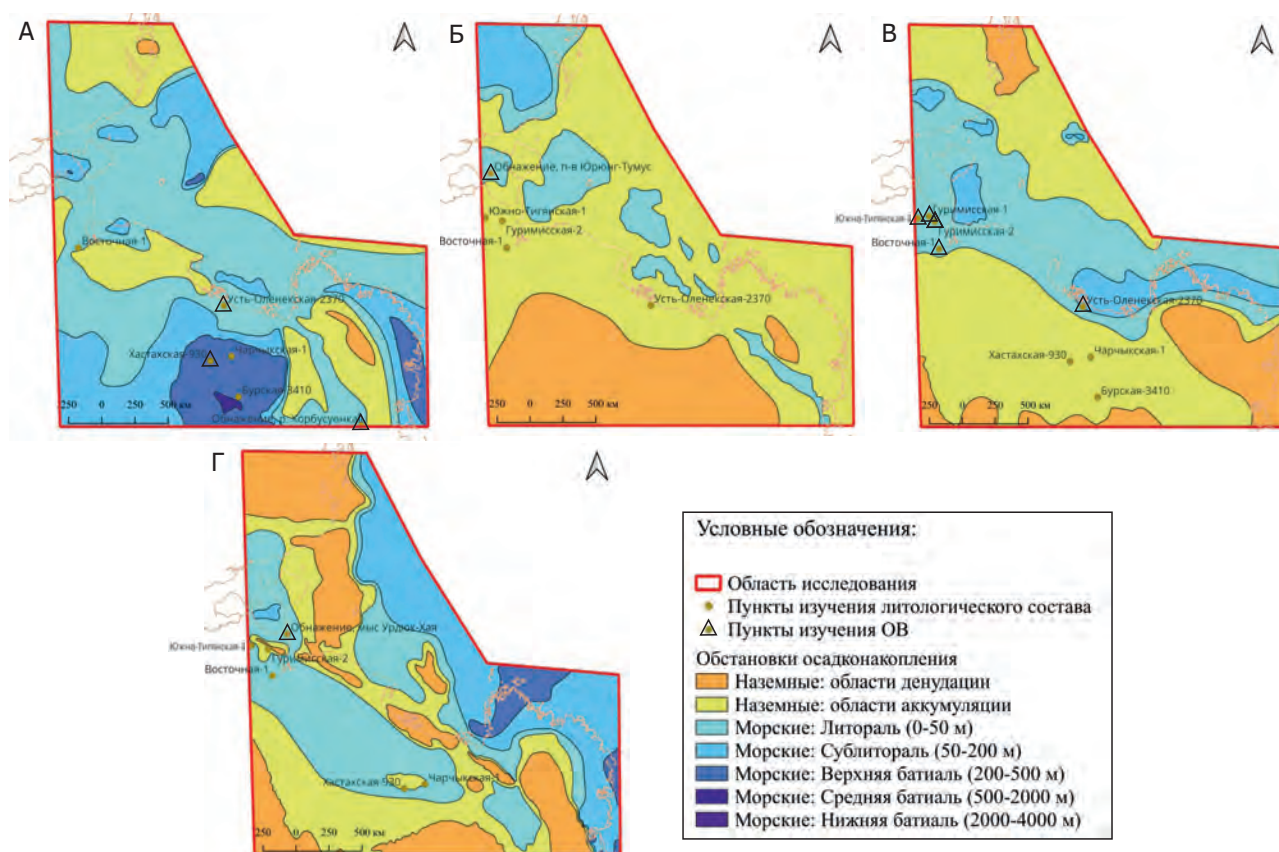


Рис. 5. Палеогеографические реконструкции на периоды: А — рифея-кембрия; Б — ордовика-карбона; В — перми-триаса; Г — юры — раннего мела

Fig. 5. Paleogeography of southeastern part of the Laptev Sea and the adjacent territory of the Siberian Platform. Timespans: А — Mezoproterozoic-Cambrian; Б — Ordovician-Carboniferous; В — Permian-Triassic; Г — Jurassic-Early Cretaceous

осадконакопления, наиболее благоприятными областями для формирования НГМТ являлись небольшие морские относительно мелководные бассейны, распространенные на территории современного Хатангского залива, п-ве Таймыр, акватории моря Лаптевых и дельте р. Лены (рис. 5Б). Изученные в этих обстановках девонские отложения характеризуются хорошими нефтегазоматеринскими свойствами. Так, в образце известняка, отобранного с обнажения на п-ве Юрюнг-Тумус, содержание органического углерода достигает 3,93%, генерационный потенциал на современном этапе — до 0,27 мг УВ/г породы, водородный индекс — до 85 мг УВ/г S_{org} (по материалам ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» и ИНГГ СО РАН, 2014 г.). При этом органическое вещество сильно перезревшее (T_{max} достигает 573 °C), что указывает на истощенность НГМТ, а также позволяет предполагать ее хороший начальный генерационный потенциал. Формирование терригенных резервуарных толщ

предполагается в континентальных обстановках — в зоне аккумулятивной равнины.

Пермско-триасовый комплекс на изучаемой территории повсеместно сложен чередующимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами [7—9]. На рубеже перми и триаса площадь неглубокого морского бассейна, протягивающегося от современной дельты р. Лены на запад к Хатангскому заливу, увеличивается по сравнению с предыдущим этапом развития (рис. 4В), а скорости седиментации возрастают. В областях повышенных мощностей скорости осадконакопления достигают 57 м/млн лет. Мощность накопившихся осадков варьирует от 1800 до 5800 км. Пермские отложения, формировавшиеся в морских обстановках (рис. 5В), по данным ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» и ИНГГ СО РАН (2014), характеризуются высокими содержаниями органического углерода. В достаточно зрелом ($МК_3$ — $МК_4$) образце глинистого алевролита тустакской свиты ранней перми из скважины Усть-Оленекская

содержание органического углерода достигает 6,81%, значение водородного индекса — 64 мг УВ/г $C_{орг}$, генерационный потенциал — около 5 мг УВ/г породы.

Отложения тустахской и нижнекожевниковской свит, сформированные в более мелководных, прибрежных обстановках осадконакопления, изучены на территории Анабаро-Хатангской седловины, в скважинах Южно-Тигянская-1, Гуримисская-1, Гуримисская-2 и Восточная-1. Вскрытые скважинами аргиллиты и алевроито-аргиллиты характеризуются пониженным (в сравнении с образцом, отобранном в скважине Усть-Оленекская) содержанием органического углерода — до 3%. Среднее значение водородного индекса в изученных образцах варьирует от 15 до 92 мг УВ/г $C_{орг}$; генетический потенциал изменяется от 0,2 до 3,4 мг УВ/г породы.

Преобразованность органического вещества в отложениях тустахской свиты соответствует стадиям $МК_3$ — $МК_4$, в нижнекожевниковской — $МК_1$ — $МК_2$. Отложения верхнекожевниковской свиты поздней перми в пределах области исследования изучены в скважинах Гуримисская-2 на территории Анабаро-Хатангской седловины и Усть-Оленекская-2370 в районе Лено-Анабарского прогиба. Породы представлены аргиллитами и глинистыми алевролитами. Содержание органического углерода в них составляет 3,69% (скв. Усть-Оленекская) и 2,16% (скв. Гуримисская), водородный индекс достигает 76 мг УВ/г $C_{орг}$, генетический потенциал в среднем составляет 0,5 — 1 мг УВ/г породы, в скважине Усть-Оленекская достигает 3,1 мг УВ/г породы. Органическое вещество на территории Лено-Анабарского прогиба преобразовано до стадии $МК_3$ — $МК_4$, в Анабаро-Хатангской седловине — $МК_1$ [1, 9, 12, 13].

Породы, обладающие коллекторскими свойствами, формировались в условиях прибрежной аккумулятивной равнины. Они вскрыты скважинами Хастахская, Чарчикская и Бурская и характеризуются значительным увеличением количества песчаных прослоев в пермском разрезе. Триасовые отложения, вскрытые скважинами Южно-Тигянская-1, Гуримисская-1, Гуримисская-2 и Восточная-1, характеризующимися прибрежно-морские условия осадконакопления, представлены песчаниками. Кроме этого, многочисленные признаки нефтегазоносности в пермско-триасовых отложениях, а также небольшие Нордвикское, Чайдахское, Южно-Тигянское и Оленекское месторождения указывают на активные миграционные процессы [5, 6, 9].

В составе отложений **юрско-барремского комплекса** наблюдается неравномерное переслаивание алевролитов, аргиллитов и песчаников [7]. Разрез нижнемеловых отложений этого комплекса (бериасс-баррем), вскрытый скважинами Хастахская и Чарчикская, отличается наличием пропластков угля и преобладанием песчаных и алевроитовых фаций, что указывает на континентальные обстановки осадконакопления на территории Лено-Анабарского прогиба. В конце юры в связи с присоединением к Сибирской древней платформе с севера Колымско-Омолыйского террейна начинается орогенез в Верхоянье (по материалам работ В.Ю. Керимова, Р.Н. Мустаева, Е.А. Лавреновой, Г.А. Заварзиной и др., 2023 г.). На фоне тектонической перестройки существовавший ранее единый бассейн седиментации фрагментируется и по обе стороны от орогена начинают формироваться прогибы (Приверхоянский ретрофорланд и Усть-Ленский профорланд) (рис. 1, 4Г). Крупные депоцентры, соответствующие форландам, характеризуются относительно небольшими (600—3000 м) толщинами осадочных образований. Скорости осадконакопления варьируют от 10 до 40 м/млн лет.

Обстановки осадконакопления предполагают весьма благоприятные условия для формирования НГМТ в этом возрастном интервале разреза. Так, на большей части территории распространены прибрежно-морские обстановки накопления осадков с углублением бассейна в сторону современной акватории моря Лаптевых (рис. 5Г). В условиях литорали накапливались отложения, нефтегазоматеринские свойства которых изучены в обнажении на мысе Урдюк-Хая. Верхнеюрские аргиллиты характеризуются высоким содержанием (от 0,87 до 5,65%) органического углерода, водородного индекса (от 10 до 277 мг УВ/г $C_{орг}$) и генерационного потенциала, достигающего 15 мг УВ/г породы. Преобразованность органического вещества этих отложений соответствует стадии $МК_1$ (по материалам ГНЦ ФГУП «Южморгеология» и ИНГГ СО РАН, 2014 г.). В более глубоководных обстановках Усть-Ленского профорланда прогнозируется улучшение генерационных характеристик верхнеюрских НГМТ. Резервуарные толщи могли развиваться в прибрежно-морских и континентальных обстановках осадконакопления в результате сноса большого количества обломочного материала с Верхоянского орогена. Коллекторскими свойствами обладают песчаные прослои юрских и нижнемеловых отложений, что согласуется с наличием нефтегазопроявлений, установленных в юрских

отложения на Нордвикской и Чайдахской площадях [6, 9].

Аптско-верхнемеловой комплекс сложен песчаниками, включающими гальку известняков, аргиллитов и пласты угля. Положение депоцентров в южной и северной частях наследуется от юрско-барремского этапа развития, однако область распространения повышенных мощностей существенно сокращается (рис. 4Д). Мощность отложений, заполняющих депоцентр, соответствующий Приверхоянскому ретрофорланду, составляет 500—1600 м. Относительно повышенные (до 3000 м) мощности характерны для депоцентра, соответствующего Усть-Ленскому профорланду. Скорости седиментации также существенно различаются в двух прогибах и составляют, соответственно, 10—30 м/млн лет в пределах Приверхоянского ретрофорланда и до 60 м/млн лет в области Усть-Ленского профорланда.

Анализ состава отложений и мощностей осадочных образований не позволяет выделять на территории Лено-Анабарского прогиба и Анабаро-Хатангской седловины благоприятные условия для развития НГМТ, однако аптско-верхнемеловой комплекс может рассматриваться в качестве вместилища для УВ при наличии надежных флюидопоров. С учетом выполненных палеореконокструкций отложения, обладающие нефтегазоматеринскими свойствами, могли формироваться в пределах Усть-Ленского профорланда.

Начиная с палеогена формирование отложений в пределах Приверхоянского ретрофорланда прекращается, а депоцентр, расположенный в акватории, мигрирует в северном направлении по мере формирования бассейна моря Лаптевых. Прогибание в южной части Усть-Ленского профорланда, сопровождаемое довольно высокими скоростями осадконакопления (до 60—73 м/млн лет) (рис. 4Е), возобновляется в неоген-четвертичное время, что, вероятно, связано с активизацией сдвиговой тектоники на фоне взаимного движения относительно двух крупных литосферных плит — Северо-Американской и Евразийской, граница между которыми проходит в пределах шельфа моря Лаптевых и Верхоянской складчатой области.

Заключение

Анализ эволюции разновозрастных осадочных бассейнов позволяет выделить 4 области устойчивого прогибания (осадочно-породные бассейны) в пределах изучаемой территории (рис. 4). «Северо-Сибирский» осадочно-породный бассейн

(ОПБ) располагается в южной части Лено-Анабарского прогиба. Он включает отложения трех осадочных комплексов: рифейско-кембрийского, распространенного по всей площади бассейна, юрско-барремского и аптско-верхнемелового, депоцентры которых мигрировали в процессе развития в северную часть области. «Хатангский» ОПБ расположен на территории Хатангского залива, о-ва Большой Бегичев и п-ва Юрюнг-Тумус. Его осадочное наполнение представлено отложениями рифейско-кембрийского, ордовикско-каменноугольного, пермско-триасового и юрско-барремского комплексов. Соотношение комплексов в отдельных частях «Хатангского» бассейна варьирует, что обусловлено миграцией депоцентров в процессе его развития. «Таймырский» ОПБ преимущественно состоит из отложений ордовикско-каменноугольного комплекса. Рифейско-кембрийские, пермско-триасовые и юрско-барремские отложения присутствуют в подчиненном количестве. «Лаптевский» ОПБ обрамляет дельту р. Лены и открывается в сторону акватории. В пределах изучаемой территории в составе осадочных образований этого бассейна присутствуют отложения всех комплексов: рифейско-кембрийского, ордовикско-каменноугольного, пермско-триасового, юрско-барремского, аптско-верхнемелового и неоген-четвертичного. Юрско-барремские отложения доминируют в разрезе южной окраины бассейна.

На основании изучения факторов, контролирующих формирование начального генерационного потенциала НГМТ и условия его реализации, включая обстановки осадконакопления, скорости седиментации, устойчивое погружение в постседиментационный период, выделены вероятные очаги генерации прогнозируемых НГМТ. В частности, очаги генерации рифейской и вендской НГМТ расположены на территории «Северо-Сибирского», «Хатангского» и «Лаптевского» ОПБ, девонской — в «Хатангском», «Таймырском» и «Лаптевском» ОПБ, пермской — в пределах «Хатангского» и «Лаптевского» ОПБ, юрской — в «Северо-Сибирском», «Хатангском» и «Лаптевском» ОПБ.

Таким образом, перспективы нефтегазоносности «Таймырского» ОПБ обеспечиваются ГАУС в составе девонских отложений, «Северо-Сибирского» — ГАУС рифейско-вендского и юрского комплексов, «Хатангского» и «Лаптевского» — ГАУС рифейско-вендского, девонского, пермского и юрского интервалов разреза.

С учетом изложенного наиболее перспективными для поисков УВ являются области,

принадлежащие «Хатангскому» ОПБ, что подтверждается открытыми месторождениями (Нордвикское, Чайдахское, Южно-Тигянское) и «Лаптевскому» ОПБ, перспективы которого требуют дальнейшего изучения.

Проведенные исследования свидетельствуют об отсутствии существенных перспектив

Лено-Анабарского прогиба, за исключением, возможно, его южной части, принадлежащей «Северо-Сибирскому» ОПБ.

Полученные результаты носят предварительный характер, а сформированные гипотезы и предположения требуют дальнейшей проверки методами численного моделирования бассейнов и ГАУС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бакай Е.А., Смирнова М.Е., Коробова Н.И., Надежкин Д.В. Литолого-geoхимическая характеристика Пермского нефтегазоносного комплекса Лено-Анабарского прогиба (на примере скважины Усть-Оленекская-2370) // Вестник Московского университета. 2016. № 1. С. 71—81.
2. Грамберг И.С., Деменицкая Р.М., Секретов С.Б. Система рифтогенных грабенов шельфа моря Лаптевых как недостающего звена рифтового пояса хребта Геккеля-Момского рифта // Доклады Академии наук СССР. 1990. Т. 311. № 3. С. 689—694.
3. Грамберг И.С., Иванов В.Л., Орлов В.П., Погребницкий Ю.Е. Геология и полезные ископаемые России. В 6 томах. Том 5. Арктические и дальневосточные моря. Книга 1. Арктические моря. СПб.: ВСЕГЕИ, 2004. 468 с.
4. Драчев С.С. Тектоника рифтовой системы дна моря Лаптевых // Геотектоника. 2000. № 6. С. 43—58.
5. Каширцев В.А., Конторович А.Э., Иванов В.Л., Сафронов А.Ф. Месторождения природных битумов на северо-востоке Сибирской платформы // Геология и геофизика. 2010. Т. 51. № 1. С. 93—105.
6. Конторович В.А., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Соловьев М.В. Сейсмогеологические модели и нефтегазоносность осадочных комплексов в арктических регионах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Анабаро-Хатангская, Лено-Анабарская нефтегазоносные области) // Геология нефти и газа. 2019. № 5. С. 15—26. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-5-15-26>
7. Конторович В.А., Конторович А.Э., Губин И.А., Зотеев А.М., Лапковский В.В., Малышев Н.А., Соловьев М.В., Фрадкин Г.С. Структурно-тектоническая характеристика и модель геологического строения неопротерозойско-фанерозойских отложений Анабаро-Ленской зоны // Геология и геофизика. 2013. Т. 54. № 8. С. 1253—1274.
8. Конторович В.А., Конторович А.Э., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Лапковский В.В., Лунев Б.Л., Моисеев С.А., Соловьев М.В. Сейсмогеологическая и структурно-тектоническая характеристика континентальной окраины Сибирской платформы (Хатангско-Ленское междуречье) // Геология и геофизика. 2021. Т. 62. № 8. С. 1153—1171. <https://doi.org/10.15372/GiG2021122>
9. Лежнин Д.С., Афанасенков А.П., Соболев П.Н., Найденов Л.Ф. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Хатангско-Ленского междуречья // Геология нефти и газа. 2021. № 4. С. 7—28. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2021-4-7-28>
10. Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч. Структура и нефтегазовый потенциал Лаптевоморского региона // Литология и полезные ископаемые. 2017. № 4. С. 322—339. <https://doi.org/10.7868/S0024497X17040036>
11. Сафронов А.Ф., Сивцев А.И., Чалая О.Н., Зуева И.Н., Соколов А.Н., Фрадкин Г.С. Начальные геологические ресурсы углеводородов шельфа моря Лаптевых // Геология и геофизика. 2013. Т. 54. № 8. С. 1275—1279.
12. Соболев П.Н., Лежнин Д.С., Панарин И.А., Гаврилова Е.Н., Пименова А.М. Геохимические критерии нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Лено-Анабарского регионального прогиба и сопредельных территорий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 8. С. 62—74. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-8\(332\)-62-74](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-8(332)-62-74)
13. Фролов С.В., Коробова Н.И., Бакай Е.А., Курдина Н.С. Углеводородные системы и перспективы нефтегазоносности Анабаро-Ленского прогиба // Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 2. С. 173—185. <https://doi.org/http://doi.org/10.18599/grs.19.18>
14. Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов. М.: Научный мир, 2001. 606 с.
15. Franke D., Hinz K. & Oncken O. The Laptev Sea rift // Marine and Petroleum Geology. 2001. Vol. 18. P. 1083—1127. [https://doi.org/10.1016/S0264-8172\(01\)00041-1](https://doi.org/10.1016/S0264-8172(01)00041-1)

REFERENCES

1. Bakaj E.A., Smirnova M.E., Korobova N.I., Nadezhkin D.V. Lithological and geochemical characteristics of the Permian oil and gas complex of the Leno-Anabar trough (using the example of the Ust-Olenekskaya-2370 well) // Bulletin of the Moscow University. 2016. No. 1. P. 71—81 (In Russian).
2. Gramberg I.S., Demenickaja R.M., Sekretov S.B. The system of rift grabens of the Laptev Sea shelf as the

- missing link of the rift belt of the Haeckel-Momsky Rift ridge // Reports of the Academy of Sciences of the USSR. 1990. Vol. 311. No. 3. P. 689—694 (In Russian).
3. Gramberg I.S., Ivanov V.L., Orlov V.P., Pogrebickij Ju.E. Geology and minerals of Russia. In six volumes. Volume 5. Arctic and Far Eastern seas. Book 1. The Arctic Seas. St. Petersburg: VSEGEI, 2004. 468 p. (In Russian).
 4. Drachev S.S. Tectonics of the rift system of the Laptev Sea floor // Geotectonics. 2000. No. 6. P. 43—58 (In Russian).
 5. Kashircev V.A., Kontorovich A.Je., Ivanov V.L., Safronov A.F. Natural bitumen fields in the northeast of the Siberian Platform // Geology and Geophysics. 2010. Vol. 51. No. 1. P. 93—105 (In Russian).
 6. Kontorovich V.A., Kalinin A.Ju., Kalinina L.M., Solov'ev M.V. Seismogeological models and petroleum potential of sedimentary sequences in the Arctic regions of Lena-Tunguska petroleum province (Anabar-Khatanga, Lena-Anabar petroleum areas) // Oil and gas geology. 2019. No. 5. P. 15—26 (In Russian). <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-5-15-26>
 7. Kontorovich V.A., Kontorovich A.Je., Gubin I.A., Zoteev A.M., Lapkovskij V.V., Malyshev N.A., Solov'ev M.V., Fradkin G.S. The neoproterozoic-phanerozoic section of the Anabar-Lena province: structural framework, geological model, and petroleum potential // Geology and geophysics. 2013. Vol. 54. No. 8. P. 1253—1274 (In Russian).
 8. Kontorovich V.A., Kontorovich A.Je., Kalinin A.Ju., Kalinina L.M., Lapkovskij V.V., Lunev B.L., Moiseev S.A., Solov'ev M.V. Seismogeologic, structural, and tectonic characteristics of the continental margin of the Siberian platform (Khatanga-Lena interfluvium) // Geology and geophysics. 2021. Vol. 62. No. 8. P. 1153—1171 (In Russian). <https://doi.org/10.15372/GiG2021122>
 9. Lezhnin D.S., Afanasenkov A.P., Sobolev P.N., Najdenov L.F. Riphean-Palaeozoic series in the Khatanga-Lena interfluvium: geological structure and petroleum potential // Oil and gas geology. 2021. No. 4. P. 7—28 (In Russian). <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2021-4-7-28>
 10. Polyakova I.D., Borukaev G.Ch. The structure and oil and gas potential of the Laptev Sea region // Lithology and minerals. 2017. No. 4. P. 322—339 (In Russian). <https://doi.org/10.7868/S0024497X17040036>
 11. Safronov A.F., Sivcev A.I., Chalaja O.N., Zueva I.N., Sokolov A.N., Fradkin G.S. Initial Geologic Hydrocarbon Resources of the Laptev Sea Shelf // Geology and geophysics. 2013. Vol. 54. No. 8. P. 1275—1279 (In Russian).
 12. Sobolev P.N., Lezhnin D.S., Panarin I.A., Gavrilova E.N., Pimenova A.M. Geochemical criteria of petroleum potential of the riphean-paleozoic sediments of the lena-anabarsky regional trough and adjacent territories // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2019. No. 8. P. 62—74 (In Russian). [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-8\(332\)-62-74](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-8(332)-62-74)
 13. Frolov S.V., Korobova N.I., Bakaj E.A., Kurdina N.S. Hydrocarbon systems and oil and gas potential prospects of the Anabar-Lena trough // Georesources. 2017. Special issue. Part 2. P. 173—185 (In Russian). <https://doi.org/http://doi.org/10.18599/grs.19.18>
 14. Hain V.E. Tectonics of continents and oceans. Moscow: Scientific world, 2001. 606 p.
 15. Franke D., Hinz K. & Oncken O. The Laptev Sea rift // Marine and Petroleum Geology. 2001. Vol. 18. P. 1083—1127. [https://doi.org/10.1016/S0264-8172\(01\)00041-1](https://doi.org/10.1016/S0264-8172(01)00041-1)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Павёлкина Д.А. — внесла основной вклад при выполнении исследования (сбор материалов, формирование и анализ базы данных результатов геохимических исследований, анализ базы данных признаков нефтегазоносности, разработка структурного каркаса геологической модели, выполнение палеогеографических реконструкций, выделение депоцентров осадконакопления, установление областей устойчивого прогибания, расчет скоростей осадконакопления основных осадочных комплексов, прогноз элементов углеводородных систем, подготовка входных данных для моделирования), подготовила текст статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Высоколян А.М. — сформировала геоинформационную базу данных признаков нефтегазоносности и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Diana A. Pavelkina — made the main contribution to the research (collection of materials, formation and analysis of the database of geochemical research results, analysis of the database of signs of oil and gas potential, development of the structural framework of the geological model, paleogeographic reconstructions, identification of main depocenters and domains of consistent subsidence, calculation of sedimentation rates of the main sedimentary complexes, forecast of elements of petroleum systems, preparation of input data for modeling), has prepared the text of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Anastasia M. Vysokolyan — formed a geoinformation database of signs of oil and gas potential and accepted the responsibility for all aspects of the work.

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

Лавренова Е.А. — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Шатыров А.К. — выполнил интерпретацию геофизических исследований в скважинах по специальной методике, позволяющей проследить смену осадочных трендов в процессе формирования осадочного чехла, и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Elena A. Lavrenova — developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Anar K. Shatyrov — performed the interpretation of geophysical studies in wells using a special technique that allows us to trace the change of sedimentary trends during the formation of the sedimentary cover, and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Павёлкина Диана Андреевна* — студентка 5-го курса 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: dianapavyolkina@yandex.ru

тел.: +7 (902) 987-64-04

ORCID: <https://orcid.org/0009-0006-6934-0785>

Diana A. Pavelkina* — student of the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits of Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

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

e-mail: dianapavyolkina@yandex.ru

tel.: +7 (902) 987-64-04

ORCID: <https://orcid.org/0009-0006-6934-0785>

Высоколян Анастасия Михайловна — студентка 5-го курса 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: visokolyan09@mail.ru

тел.: +7 (988) 679-90-25

ORCID: <https://orcid.org/0009-0006-4707-4439>

Anastasia M. Vysokolyan — student of the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits of Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

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

e-mail: visokolyan09@mail.ru

tel.: +7 (988) 679-90-25

ORCID: <https://orcid.org/0009-0006-4707-4439>

Лавренова Елена Александровна — кандидат геолого-минералогических наук, доцент 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: lavrenovaelena@mail.ru

тел.: +7 (903) 452-45-94

SPIN-код: 1859-8634

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

Elena A. Lavrenova — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Lecturer at the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

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

e-mail: lavrenovaelena@mail.ru

tel.: +7 (903) 452-45-94

SPIN-code: 1859-8634

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

Шатыров Анар Камандарович — инженер лаборатории «Моделирование углеводородных систем» ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия

e-mail: anar.shatyrov@mail.ru

тел.: +7 (926) 142-77-63

SPIN-код: 5794-0287

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3450-5325>

Anar K. Shatyrov — engineer of the Laboratory “Modeling of Hydrocarbon Systems” of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

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

e-mail: anar.shatyrov@mail.ru

tel.: +7 (926) 142-77-63

SPIN-code: 5794-0287

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3450-5325>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author