

УДК 550.4

DOI 10.47148/0016-7894-2024-1-7-26

Особенности нефтегазоносности палеозойского и мезозойского структурных этажей Енисей-Хатангской нефтегазоносной области с учетом тектонических и геохимических данных

© 2024 г. | С.Л. Каламкар, А.Л. Петров, И.Ф. Лошакова, Г.Д., Ухлово, А.Н. Обухов

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; kalamkarov@vnigni.ru; a.petrov@vnigni.ru; loshakova@vnigni.ru; ukhlova@vnigni.ru; obukhov@vnigni.ru

Поступила 08.12.2023 г.

Доработана 11.12.2023 г.

Принята к печати 12.12.2023 г.

Ключевые слова: *Енисей-Хатангский региональный прогиб; Тарейский вал; клиноформы; нефтегазоматеринские толщи; масштабы генерации УВ..*

Аннотация: Представлены детализированные сейсмогеологические модели по палеозойским и мезозойским реперным отражающим горизонтам Енисей-Хатангского регионального прогиба. Проведен региональный структурно-формационный и палеотектонический анализы для оценки условий формирования и переформирования палеоскопленных нефти и газа. Обобщены результаты геохимических исследований органического вещества палеозой-мезозойских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба и прилегающих территорий. Определены возможные очаги генерации, участвовавшие в формировании залежей углеводородов. Показано, что в палеозойском разрезе зоны сочленения Енисей-Хатангской нефтегазоносной области и Западно-Таймырского возможно нефтегазоносного района вероятны следующие уровни нефтегазогенерации: нижнекембрийский, верхнеордовикский, нижнесилурийский, девонский, карбон-пермский. Для промышленно нефтегазоносного мезозойского разреза дана оценка масштабов генерации и эмиграции углеводородов. Описано взаимодействие палеозойской и мезозойской нефтегазовых систем и влияние триасовых тектонических событий и складчатости на переформирование палеозойских скоплений углеводородов. Установлена связь прибортовых Тетояхского и Тарейского валов с клиноформными зонами Енисей-Хатангского регионального прогиба. В зоне сочленения северного борта Енисей-Хатангского регионального прогиба и Горного Таймыра по структурно-тектоническим и геохимическим критериям выделена новая перспективная зона нефтегазоаккумуляции — Тарейско-Тетояхская, контролируемая прибортовыми валами.

Для цитирования: Каламкар С.Л., Петров А.Л., Лошакова И.Ф., Ухлово Г.Д., Обухов А.Н. Особенности нефтегазоносности палеозойского и мезозойского структурных этажей Енисей-Хатангской нефтегазоносной области с учетом тектонических и геохимических данных // Геология нефти и газа. — 2024. — № 1. — С. 7–26. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-1-7-26.

Yenisei-Khatanga Petroleum Region: features of oil and gas occurrence in Palaeozoic and Mesozoic structural levels considering tectonic and geochemical data

© 2024 | Kalamkarov, A.L. Petrov, I.F. Loshakova, G.D. Ukhlova, A.N. Obukhov

All-Russian Scientific-Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russia; kalamkarov@vnigni.ru; a.petrov@vnigni.ru; loshakova@vnigni.ru; ukhlova@vnigni.ru; obukhov@vnigni.ru

Received 08.12.2023

Revised 11.12.2023

Accepted for publication 12.12.2023

Key words: *Yenisei-Khatanga Regional Trough; Tareisky swell; clinofolds; oil and gas source rocks; specific gravity of hydrocarbon generation; ranges of hydrocarbon generation.*

Abstract: The authors present the detailed geoseismic models of Palaeozoic and Mesozoic reference reflectors of the Yenisei-Khatanga Regional Trough. Regional structural and formational as well as paleotectonic analyses are carried out to evaluate settings of oil and gas paleoaccumulation formation and reformation. The results of geochemical studies of Organic Matter of Palaeozoic-Mesozoic deposits in the Yenisei-Khatanga Regional Trough and neighbouring lands are summarised. Possible kitchen areas that participated in hydrocarbon pool formation are determined. The following possible oil and gas generation levels in Palaeozoic interval of the joint zone of Yenisei-Khatanga Petroleum Area and West Taimyr possible oil and gas bearing region are identified: Lower Cambrian, Upper Ordovician, Lower Silurian, Devonian, and Carboniferous-Permian. The appraisal of hydrocarbon generation and expulsion is given for the Mesozoic commercially oil and gas producing interval. Mutual effect of Palaeozoic and Mesozoic petroleum systems and influence of Triassic tectonic events and folding on reformation of Palaeozoic hydrocarbon accumulations is described. The association of the near-flank Tetoyakhsky and Tareisky swells with clinofold zones of the Yenisei-Khatanga Regional Trough is revealed. A new promising oil and gas accumulation zone is identified in the zone of Yenisei-Khatanga Regional Trough and Taimyr Highland joint according to structural and tectonic as well as geochemical criteria — the Tareisky-Tetoyakhsky zone that is determined by near-flank swells.

For citation: Kalamkarov S.L., Petrov A.L., Loshakova I.F., Ukhlova G.D., Obukhov A.N. Yenisei-Khatanga Petroleum Region: features of oil and gas occurrence in Palaeozoic and Mesozoic structural levels considering tectonic and geochemical data. *Geologiya nefti i gaza*. 2024;(1):7–26. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-1-7-26. In Russ.

Введение

На суше и акватории Енисей-Хатангского регионального прогиба проведено более 10 региональных геолого-геофизических съемок, а также сделано несколько крупных обобщений по этим съемкам (Афанасенков А.П., 2016). Это пример планомерного комплексного высокотехнологического сейсмического изучения, сопровождаемого электроразведкой магнитотеллурического зондирования и зондированием методом становления поля в ближней зоне, грави- и магнитометрической съемкой, а также полевыми геологическими работами [1]. С открытием на западе прогиба крупнейшего Пайяхского месторождения в неокомском клиноформном комплексе начался современный этап освоения региона [2]. Здесь формируется новый центр нефтегазодобычи, появляется потребность в региональном изучении палеозойского осадочного комплекса. Всего за 2015–2023 гг. в регионе за счет госбюджета выполнено более 50 тыс. пог. км сейсморазведки МОГТ-2D в комплексе с электроразведкой и гравимагнитной съемкой, а в последнее время еще и с высокоточной аэрогеофизической съемкой. Общая плотность сейсмических профилей по территории нефтегазоносной области составляет 0,213 пог. км/км². В Приенисейском районе в 2020–2022 гг. открыты месторождения им. Зиничева, Западно-Иркинское, Новоогненное. ПАО «Газпром нефть» проводит глубокое бурение на Лескинском участке Западного Таймыра. В этом же районе осуществляется параметрическое бурение скв. Гыданская-118 (забой 1702 м, карбонатные отложения палеозоя, проект 5000 м). Параметрическая скв. Новоякимовская-1 закончена бурением в 2022 г. (среднеюрские отложения вымской свиты, 5025 м, в ожидании испытания).

Однако вопрос формирования, эволюции и сохранности УВ-систем и, главное, их взаимодействия, остается открытым. Отметим, что первая нефть в Енисей-Хатангском региональном прогибе прогнозировалась в палеозойских отложениях [3], а сейчас доказана высокая продуктивность нижнемеловых и юрских отложений. Именно в скв. Гыданская-118 в 2021 г. поднят керн с примазками нефти. В настоящее время в регионе установлено несколько уровней нефтегазогенерации [4–6] — доюрский (нижне-среднепалеозойский, пермский) и юрско-меловой, характеризующихся разными условиями генерации, аккумуляции УВ и разделенные этапом существенной тектонической раннемеозойской перестройки. Задачи настоящей статьи — рассмотреть возможности расширения этажа нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба и оценить связи палеозойских и мезозойских УВ-систем на основании совместного анализа тектонической истории развития, палеотектоники и имеющихся геохимических данных.

Исходные данные, фактический материал и методы исследования

Основой для написания настоящей статьи послужили результаты современных структурных построений, выполненных по границам мегасиквенсов в рамках единого интерпретационного проекта по Енисей-Хатангскому региональному прогибу, включающего более 80 тыс. пог. км сейсмических профилей МОГТ-2D, данные более 400 скважин и более 4000 образцов с геохимическими исследованиями. Это позволило более точно установить историю развития региона и существенно уточнить прогноз нефтегазоносности.

Принятая методика исследования включает в себя сейсмогеологический, структурно-формационный, палеотектонический и геолого-геохимический анализы для всей территории Енисей-Хатангского регионального прогиба. Выполнено моделирование УВ-систем доюрского и мезозойского нефтегазоносных комплексов с учетом истории развития региона.

На данный момент для территории исследования имеются геохимические данные по более чем 110 скважинам. Однако изученность глубоким бурением является неравномерной и достаточно низкой как по площади, так и по разрезу. Большая часть скважин имеет забой в меловых и верхнеюрских отложениях. Триасовые отложения изучены отдельными скважинами на поднятиях: Танамо-Малохетском, Рассохинском, Балахнинском мегавалах, а также в прибортовых частях Енисей-Хатангского регионального прогиба.

Исходными данными для обобщения результатов геохимических исследований ОБ рассматриваемой территории и построения схем масштабов генерации и эмиграции УВ послужил фактический материал ФГБУ «ВНИГНИ», в том числе по полевым работам на Таймыре и в Северо-Тунгусской нефтегазоносной области. Также были привлечены результаты геохимических исследований «СНИИГГиМС», ИНГТ СО РАН, «КНИИГГиМС», полученные в рамках подрядных работ по государственным контрактам (Афанасенков А.П., 2016). Комплекс геохимических методов включает: определение общего содержания $C_{орг}$; исследования образцов пород методом Rock-Eval; определение изотопного состава углерода нефтей, битумоидов и их фракций; газохроматографический и газохроматографический – масс-спектрометрический анализы УВ-флюидов. Плотности генерации УВ были оценены по разнице между исходным индексом водорода (HI_0) до начала генерации УВ и современным (HI_c). Оценка плотностей эмиграции УВ ($q_{эм}$) определялась путем умножения количества генерированных УВ на коэффициент эмиграции, который принимался в зависимости от типа ОБ и градации катагенеза по рассчитанным Т.К. Баженовой моделям эмиграции УВ для разных типов ОБ [7].

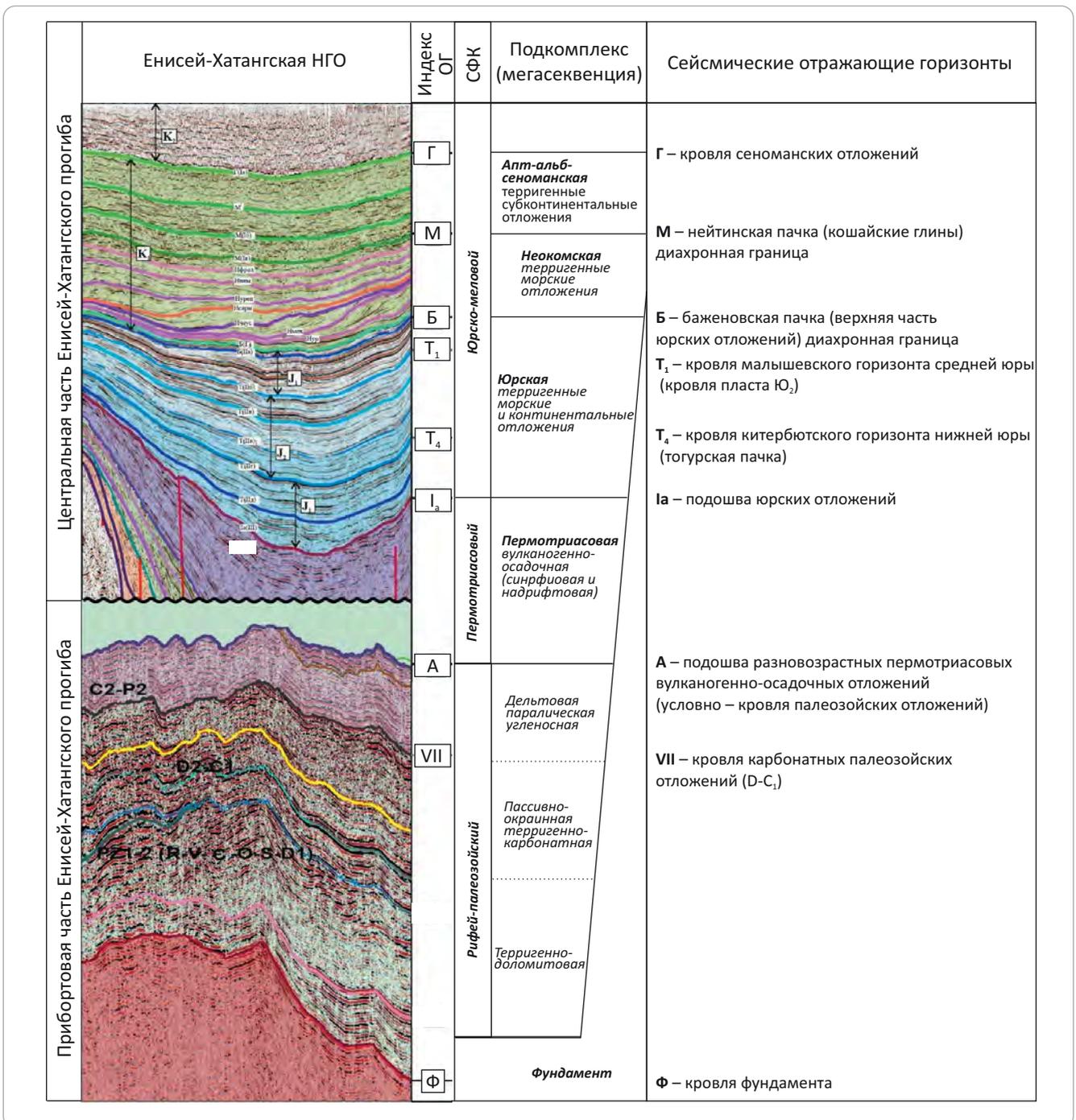
Структурно-формационные комплексы осадочного чехла Енисей-Хатангской нефтегазоносной области

Литолого-формационным и сейсмостратиграфическим расчленением осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба в последние годы занимались многие научные коллективы, в том числе ИНГ СО РАН (В.А. Конторович), КНИИГиМС (С.В. Ладыгин, А.П. Романов), ВСЕГЕИ (В.Ф. Проскурнин), СНИИГиМС (А.И. Исаев), НПЦ «Геостра» (В.А. Балдин, Н.З. Мунасыпов), Таймырнефтегеофизика (В.И. Казаис, Д.Г. Кушнир),

МГУ (А.В. Ступакова, А.М. Никишин) и др. В разрезе осадочного чехла рассматриваемой территории структурно-формационные комплексы большинство исследователей выделяют в сходных границах и они отличаются лишь детализацией [4, 5, 8].

Общая мощность чехла от акустического фундамента достигает 19 км и включает в себя рифей-палеозойский, пермотриасовый и юрско-меловой структурно-формационные комплексы, соотношение мощностей которых в разных частях региона существенно меняется (рис. 1).

Рис. 1. Структурно-формационные комплексы прибортовых и центральной частей Енисей-Хатангской нефтегазоносной области
Fig. 1. Stratigraphic sequences of near-flank and central parts of the Yenisei-Khatanga Petroleum Area





OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 2. Карта толщин карбонатного палеозойского комплекса
Fig. 2. Map of Palaeozoic carbonate sequence thickness

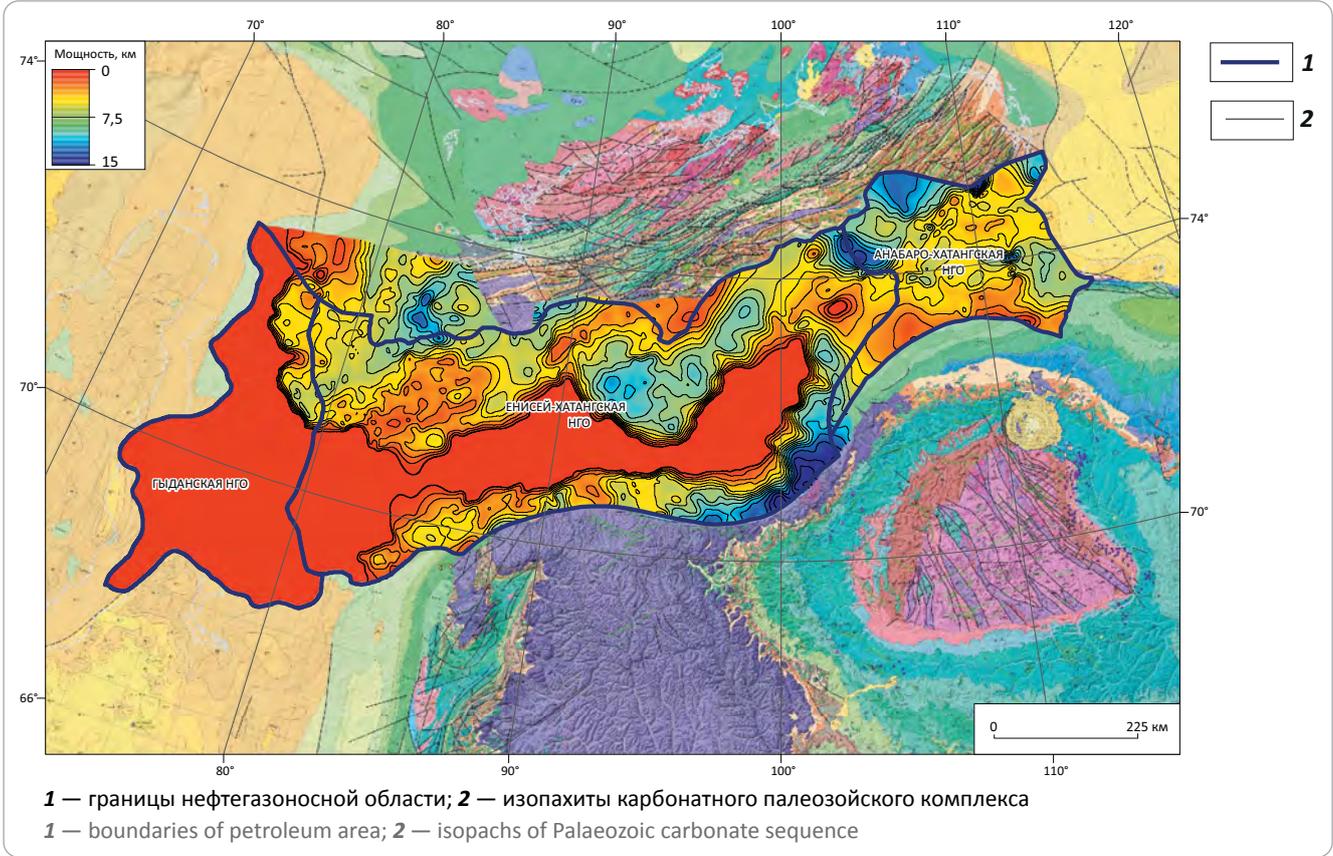
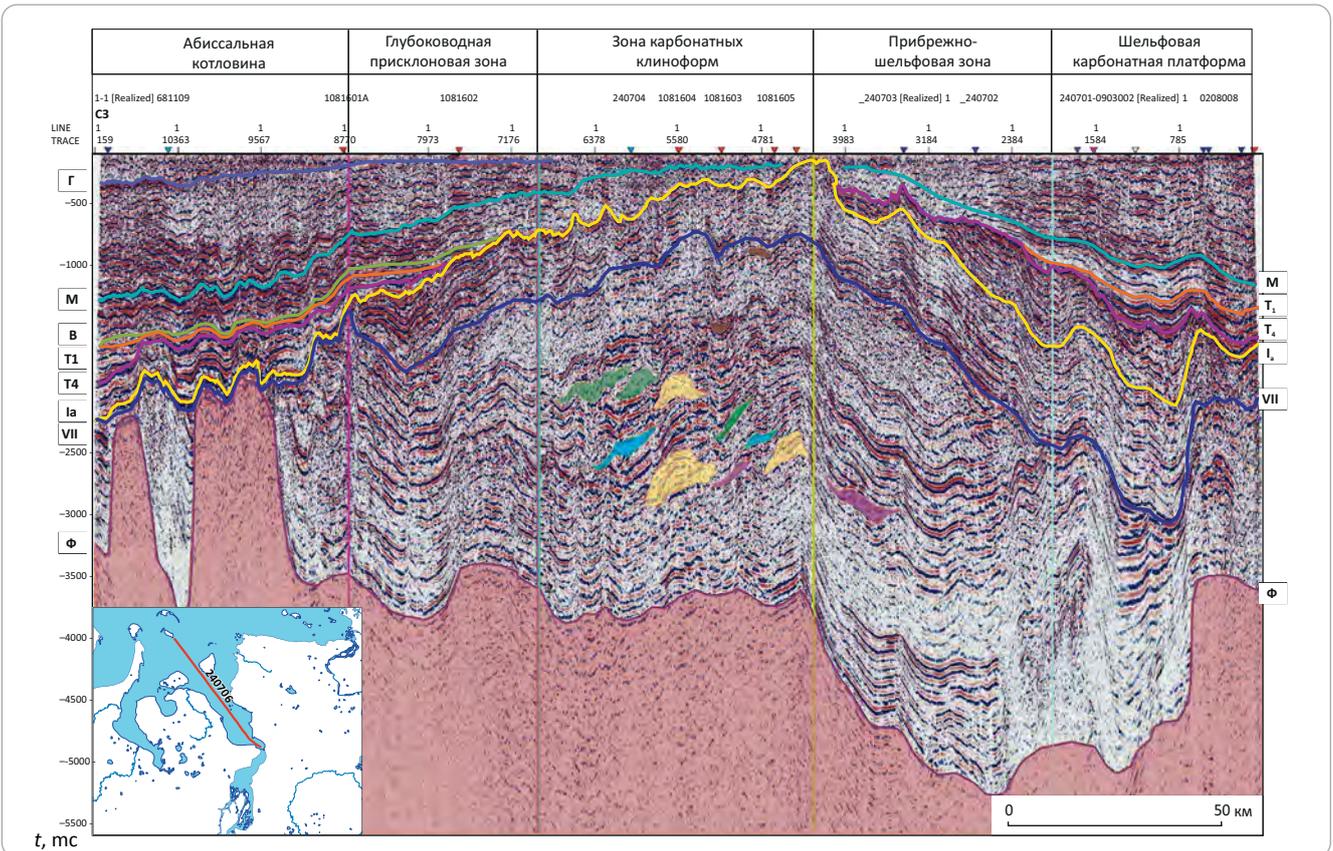


Рис. 3. Стратифицированный временной сейсмический разрез по профилю 240706
Fig. 3. Strata-bound slalom seismic section along 240706 Line



Рифей-палеозойский структурно-формационный комплекс

Рифей-палеозойский структурно-формационный комплекс включает в себя отложения от рифейского (?) до палеозойского возраста включительно (за исключением верхнепермских отложений). Подошвой комплекса является ОГ Ф (кровля фундамента), кровлей — ОГ А (подошва разновозрастных пермотриасовых отложений) и достигает максимальных мощностей на Таймыре. Рифей-вендские отложения, достоверно не доказанные и залегающие на больших глубинах, не являются предметом исследования настоящей статьи.

Рассматриваемый палеозойский структурно-формационный комплекс представлен двумя подкомплексами:

- карбонатно-терригенным ниже-среднепалеозойским;
- среднекаменноугольно-пермским терригенно-угленосным.

Мощность карбонатно-терригенного подкомплекса максимальна на Таймыре, постепенно уменьшаясь к бортам Енисей-Хатангского регионального прогиба [9]. По результатам ранее проведенных исследований на Сибирской платформе и Горном Таймыре установлено повсеместное предъюрское эрозионное срезание ниже- и среднепалеозойских отложений [4, 9].

В пределах рассматриваемого региона имеются обнажения палеозойских отложений на Западном Таймыре, где проводились полевые геологические маршруты с отбором образцов. Также при описании разреза учитывались данные, полученные по результатам бурения параметрической скв. Гыданская-118, и опубликованные материалы по поисково-оценочной скв. Лескинская-178 [10]. В скв. Гыданская-118 на глубине 1600,4 м вскрыты отложения мела и юры (до 970 м), ниже идет кора выветривания и аргиллито-алевролитовая черная и внизу карбонатно-доломитовая толщи. В интервале 1597,8–1600,4 м на забое вскрыт силл долерита. В скв. Лескинская-178 достоверно установлены карбонатные отложения девонского возраста [11].

Нижнепалеозойские (кембрий – ордовик) и среднепалеозойские (силур – нижний карбон) отложения являются преимущественно карбонатно-терригенными. В целом они образуют перспективный на нефть и газ ниже-среднепалеозойский пассивно-окраинный карбонатно-терригенный подкомплекс (карбонатные отложения палеозоя) (рис. 2). В пределах Гыданской нефтегазоносной области подкомплекс условно отсутствует из-за его глубокого залегания.

Отмечается наличие черносланцевых формаций, рифовых образований и эвапоритовых толщ (кембрий, ордовик, силур, девон), в том числе соляно-купольные явления, предполагаемые по сейсмическим образам, данным электроразведки и результатам полевых работ [1]. Таким образом, в

погруженной части Южно-Таймырской зоны (Западно-Таймырская впадина) наблюдаются различные литолого-формационные зоны в палеозойском разрезе. На сейсмических разрезах отмечается клиноформное строение нижнепалеозойской карбонатной толщи с проградацией клиноформ в северном, северо-западном направлениях до появления глубоководных черносланцевых толщ (рис. 3), что позволяет наметить северную и северо-западную границы палеозойского шельфового окраинно-континентального бассейна [8, 12–14].

Среднекаменноугольно-пермский терригенно-угленосный подкомплекс (терригенные отложения палеозоя) представлен терригенными породами и отличается высокой степенью угленосности. Результатом текущего периода регионального изучения Енисей-Хатангской, Гыданской нефтегазоносных областей и Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района является определение зоны уменьшения толщин среднекарбон-пермских отложений на северном борту Енисей-Хатангского регионального прогиба на Тарейско-Тетояхской зоне поднятий (рис. 4). В прибортовой части Енисей-Хатангского регионального прогиба терригенные палеозойские отложения в значительной степени размывы. Мощность отложений терригенного палеозоя на бортах Енисей-Хатангского регионального прогиба составляет 0–1 км, увеличиваясь к осевой зоне более чем на 5 км.

Пермотриасовый структурно-формационный комплекс

Комплекс включает в себя верхнепермско-нижнетриасовый вулканогенный рифтовый комплекс (туфолавовая толща) и триасовый надрифтовый терригенный подкомплекс.

Мощность комплекса в прибортовых зонах составляет не менее 1 км, увеличиваясь в осевых частях рифтовой зоны до 9,7 км.

Терригенные триасовые отложения являются аналогом тампейской серии триаса сопредельной Гыданской нефтегазоносной области. Однако эти толщи не были пройдены скважинами глубокого бурения и вскрыты только в Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области (Афанасенков А.П., 2016).

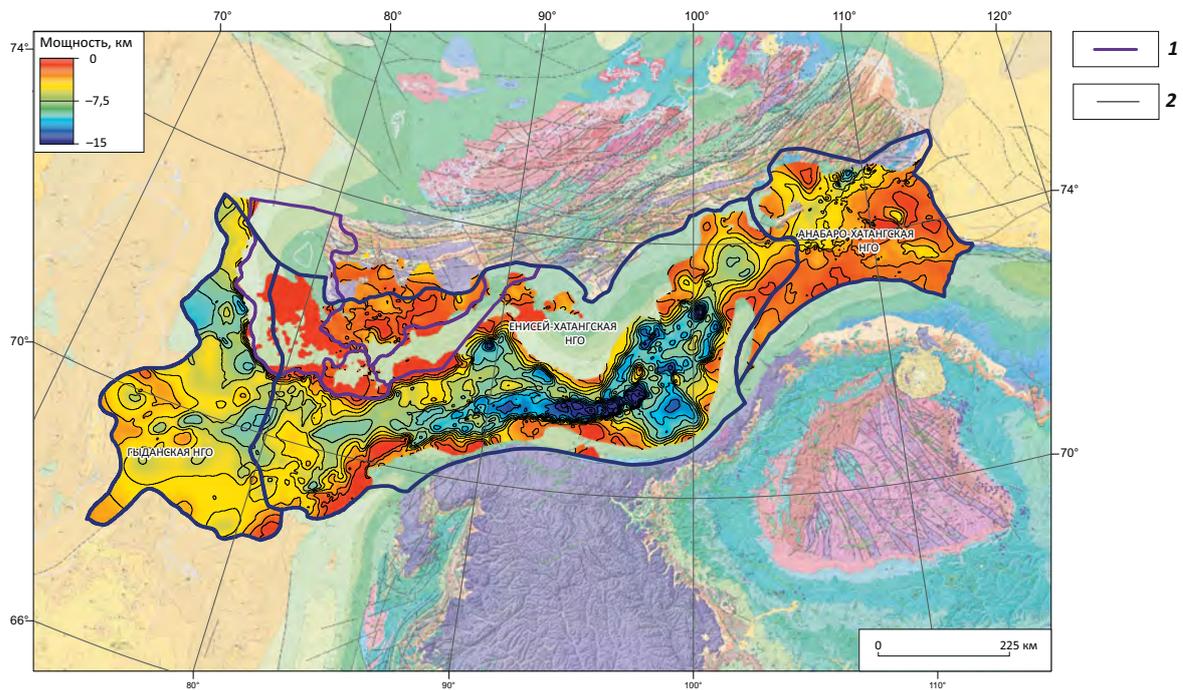
В целом средне-верхнетриасовый этап осадконакопления был началом формирования Енисей-Хатангского регионального прогиба с его мощной мезозойской терригенной толщей песчано-глинистых внутриконтинентальных отложений.

Мезозойский структурно-формационный комплекс

Комплекс имеет отличный от палеозойских комплексов структурный план. Формационный состав осадочного мезозойского чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба представлен двумя терригенными подкомплексами: юрским и меловым (неокомским и апт-альб-сеноманским).



Рис. 4. Карта толщин терригенного палеозоя
Fig. 4. Map of terrigenous Palaeozoic thickness



1 — граница Тарейско-Тетояхской зоны поднятий; **2** — изопахиты терригенного палеозойского комплекса. Остальные усл. обозначения см. на рис. 2

1 — boundary of Tareisky-Tetoyakhsky zone of uplifts; **2** — isopachs of Palaeozoic terrigenous sequence. For other Legend items see Fig. 2

Реперным сейсмическим отражающим горизонтом на всей территории Енисей-Хатангского регионального прогиба является ОГ Ia, отождествляемый с подошвой юрских отложений, представляющей на бортах эрозионную поверхность.

Юрский подкомплекс (мегасеквенция) представляет собой песчано-глинистые терригенные отложения преимущественно морского седиментогенеза (с присутствием дельтовых континентальных формаций) и имеет широкое площадное развитие. Мощность отложений юры в депрессионных зонах составляет 3,8–4,2 км с увеличением в районе Агапского мегапрогиба до 7 км и Боганидо-Жданихинского до 6 км. Толща юрских отложений последовательно, снизу вверх по разрезу, выклинивается в прибортовых зонах Таймырской и Северо-Сибирской моноклиз на глубинах около 0,5–1 км и менее, а также частично размыва и/или выклинивается на Мессояхском, Малохетском, Рассохинском и Балахинском мегавалах.

Меловой неокомский подкомплекс (мегасеквенция) имеет важное значение в Енисей-Хатангской нефтегазоносной области. Главной особенностью нижней части (валанжин-готтеривский ярус) неокомского комплекса Енисей-Хатангской нефтегазоносной области является ее клиноформное строение (рис. 5). Максимальные мощности мелового комплекса приурочены к Агапскому ме-

гапрогибу (2271 м, скв. Новоякимовская-1). Неокомский и предчетвертичный размывы наиболее развиты в сводовых частях приразломных мегавалов всей центральной системы Обско-Лаптевской гряды. Сокращение мощности меловых отложений происходит к обрамлению Енисей-Хатангского регионального прогиба.

Апт-альб-сеноманский подкомплекс (мегасеквенция) представлен терригенными субконтинентальными отложениями верхней части дорожковской свиты (K_2dr), долганской (K_{1-2dl}), яковлевской (K_{1jak}) и верхней частью малохетской (K_{1ml}) свиты.

Таким образом, по результатам структурно-формационного анализа выделены палеозойский (карбонатно-терригенный) и мезозойский (терригенный) структурно-формационные комплексы, разделенные пермотриасовым переходным преимущественно вулканогенным комплексом. Представлены новые структурные карты по основным реперным отражающим горизонтам Енисей-Хатангского регионального прогиба (в том числе по палеозойскому с учетом материалов 2015–2023 гг.), подтверждена существенная роль черносланцевых формаций в формировании УВ-потенциала палеозойских толщ, доказано, что соленосные отложения обеспечивали условия сохранности палеоскоплений УВ.

По построенным новым структурным картам уточнены геологическая модель региона и структурно-тектоническая карта.

В складчатую систему Таймыра входят глубокие (до 10 км) палеозойские *Западно-Таймырская и Восточно-Таймырская впадины*, отделяемые друг от друга нижнепалеозойским *Тарейским валом* и обрамляемые на севере *пограничной флексурой*.

Западно- и Восточно-Таймырские впадины являются зонами развития мощного (не менее 8 км) палеозойского окраинно-континентального бассейна (переходный древнеплатформенный структурный этаж), входящего в ряд шельфовых окраинно-континентальных палеозойских формаций Сибирской платформы. Толщи смяты в очень пологие складки, хорошо картируемые сейсморазведкой, причем верхние наддевонские толщи деформированы сильнее и существенно дискордантно по отношению к нижним пологозалегающим рифей(?)-нижнепалеозойским толщам, что характерно для соленосных бассейнов. Здесь по сейсмическим и электроразведочным данным предполагается наличие солей [13]. Выходы среднедевонских солей известны на Западном Таймыре и в Норильском районе.

Рассматриваемая территория ограничена на севере континента *Северо-Таймырским выступом*, слагаемым глубокометаморфизованными и пронизанными гранитными интрузиями протерозой-архейскими образованиями.

Южнее расположен Енисей-Хатангский региональный прогиб, сложенный по бортам палеозойскими отложениями, а в центральной части прогиба — мезозойскими платформенными и кайнозойскими отложениями. Структурные элементы Енисей-Хатангского регионального прогиба представлены на карте (рис. 6).

Тарейский вал является важным положительным элементом Южно-Таймырской моноклизы. Характеризуется резким сокращением мощности верхнепалеозойского терригенного комплекса и в структурном отношении служит разделом между крупной Западно-Таймырской палеозойской впадиной и верхнепалеозой-мезозойским Енисей-Хатангским региональным прогибом. В истории геологического развития северной окраины Сибирской платформы Тарейский вал был наиболее стабильным тектоническим элементом. В период пермотриасовой активизации он оставался положительным элементом, а в мезозойское время являлся депоцентром неокомского бассейна. Таким образом, выявлена связь Тарейского вала с клиноформными зонами сибирского (южного) и таймырского (северного) направлений сноса. Отличительная черта строения Тарейского, Тетояхского и Крестовского валов, входящих в Карско-Хатангскую мегаграду [15, 16] — сокращенный разрез угленосных верхнепалеозойских толщ в результате субгоризонтальных срывов и размыва. Палеотек-

тоническая история Тарейского вала характеризуется наиболее спокойным режимом относительно Таймырских и Енисей-Хатангского осадочных бассейнов. Актуализация модели Тарейского и Тетояхского валов позволяет уточнить историю развития нефтегазовых систем Енисей-Хатангского регионального прогиба.

В целом палеозойский Тарейский вал определяет возможность сохранности УВ, генерированных палеозойской нефтегазовой системой.

Нефтегазоматеринские толщи и оценка масштабов генерации и эмиграции УВ

После анализа структурно-тектонических и формационных особенностей региона необходимо рассмотреть нефтематеринские толщи исходя из истории открытия нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба. Первое обобщение результатов нефтепоисковых работ в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба было сделано А.Г. Алексиным [3], который связывал ее перспективность с верхне-среднепалеозойскими отложениями, не исключая возможности обнаружения залежей и в мезозое. В обширном исследовании по оценке перспектив нефтеносности Усть-Енисейского района обосновано, что нефте- и газопроявления, наблюдающиеся в мезозойских отложениях Малохетского вала, обусловлены миграцией из палеозойских пород. Однако к 1970-м гг. были доказаны промышленная нефтегазоносность и генерационный потенциал мезозойских отложений. И в настоящее время прогнозируется нефтеносность преимущественно юрско-меловых отложений, а триасовые и палеозойские комплексы пока официально не оцениваются.

В разрезе Енисей-Хатангского регионального прогиба и прилегающего Таймыра и Гыдана по результатам количественной оценки ресурсов УВ на 01.01.2017 г. выделяется 7 нефтегазоносных комплексов: доюрский нефтегазоперспективный и мезозойские нефтегазоносные комплексы: нижне-среднеюрский, верхнеюрский, волжско-берриасский, неокомский клиноформный, апт-альб-сенноманский и турон-сантонский.

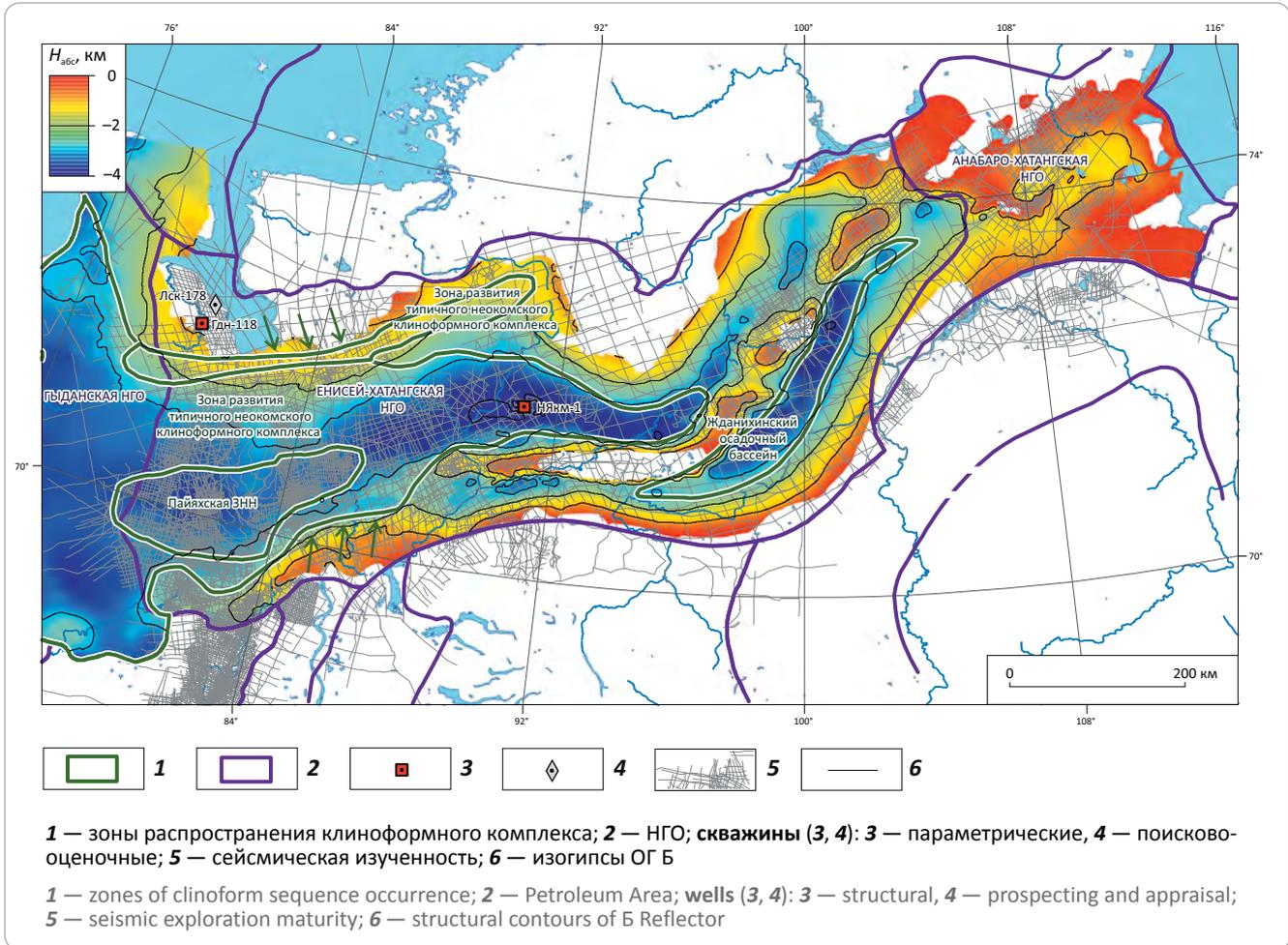
Залежи и проявления УВ размещаются в интервале глубин от 800 до 4000 м и более. В настоящее время к объектам первоочередного изучения на всей территории исследований следует отнести суходудинскую, малохетскую, яковлевскую, нижнехетскую нефтегазоносные толщ. Значительные перспективы в бортовых зонах связываются с неокомским и волжско-берриасским клиноформными нефтегазоносными комплексами, а также с нижне-среднеюрским и верхнеюрским нефтегазоносными комплексами.

Для обобщения материалов проведенных исследований привлечены обширные фактические данные геохимических исследований ОВ палеозойских и мезозойских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба и прилегающих районов,



Рис. 5. Структурная карта по ОГ Б (крылья баженитов, подошва разновозрастного клиноформного комплекса (гольчихинская и яновстановская – диахронная))

Fig. 5. Depth map over Б Reflector (Bazhenite Top, bottom of heterochronous clinoform sequence (Golchikhinsky and Yanovstanovsky – diachronous))



выполненных во ВНИГНИ в последние годы. Результаты исследований приведены по керновому материалу из 80 скважин, а также пород из естественных обнажений (более 4000 образцов).

Нефтематеринские толщи территории Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей

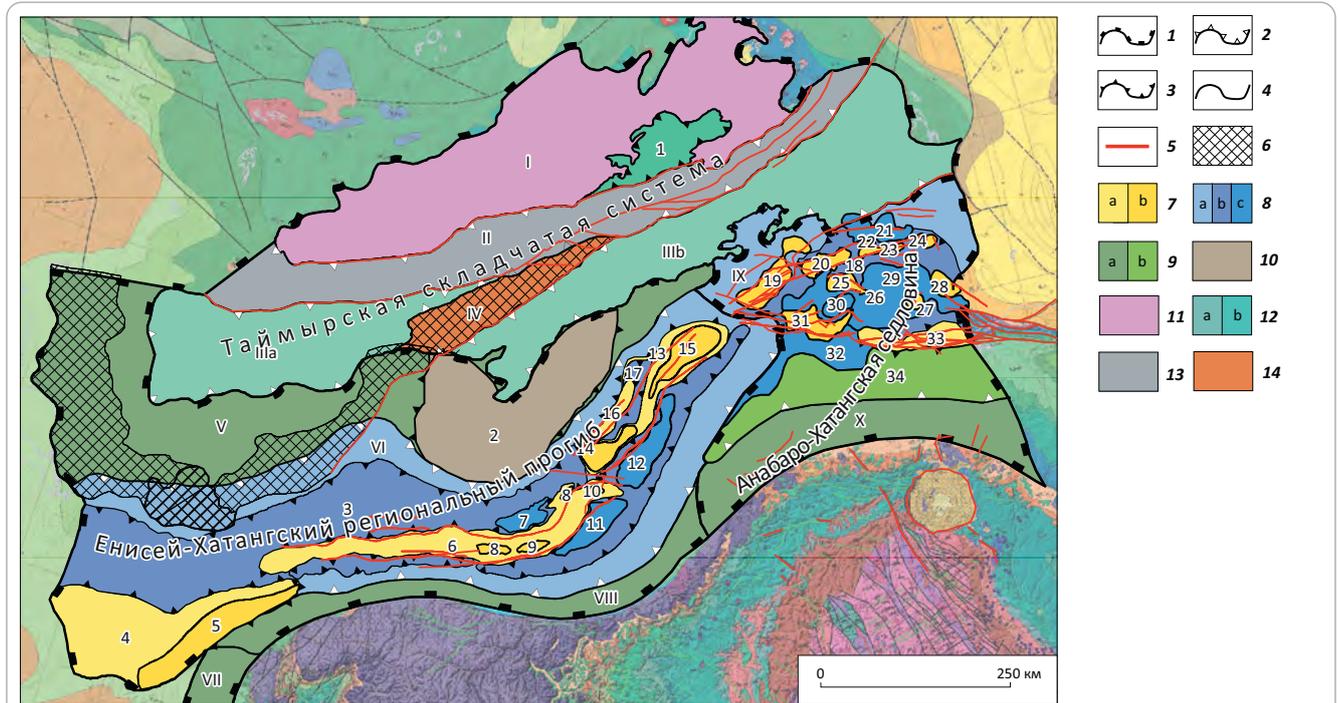
На западе Гыданской нефтегазоносной области проанализированы результаты геохимических исследований по керновому материалу 29 скважин (266 образцов) [17]. Органическое вещество нижнемеловых отложений в основном представлено керогеном III типа. Прослои, обогащенные сапропелевым ОВ, были встречены в аргиллитах скв. Утренняя-262, где значения водородного индекса достигают 250 мг УВ/г $S_{орг}$. Однако масштабы генерации этими породами жидких УВ, вероятно, не столь велики, так как они находятся на начальных стадиях катагенеза (PK_3 – MK_1). В разрезе юрских отложений ОВ с существенной долей сапропелевой составляющей присутствует в породах гольчихинской свиты (J_2 – K_1gl). Генерационный потенциал

нефтегазоматеринских толщ (НИ) — 250–220 мг УВ/г породы при зрелости ОВ (T_{max} 440–445 °C) — MK_1 – MK_2 .

Невысокий начальный генерационный потенциал материнских пород нижнемеловых отложений позволяет рассматривать их как преимущественно газоматеринские. Параметры термической зрелости юрских нефтегазоматеринских толщ, свидетельствующие о нахождении в главной зоне нефтеобразования, а также их фациально-генетический тип позволяют рассматривать эти толщи как источник жидких УВ.

Нефтематеринские толщи изучались в Енисей-Хатангской нефтегазоносной области. Обобщены результаты проведенных геохимических исследований по каменному материалу 36 скважин и полевых участков (2916 образцов) [17]. Нефтегазоматеринские породы триаса исследовались, главным образом, по образцам из восточной части Енисей-Хатангской нефтегазоносной области и по углеводородно-генерационному потенциалу они характеризуются как бедные, преимущественно газоматеринские (III тип).

Рис. 6. Структурно-тектоническая карта Енисей-Хатангского регионального прогиба и сопредельных территорий
 Fig. 6. Structural and tectonic map of the Yenisei-Khatanga Regional Trough and neighbouring lands



Границы тектонических элементов (1–4): 1 — надпорядковых, 2 — I порядка, 3 — II порядка, 4 — III порядка; 5 — разрывные нарушения; 6 — Тарейско-Тетояжская зона поднятий; **структурно-тектонические элементы Енисей-Хатангского регионального прогиба и Анабаро-Хатангской седловины: мезозойские (7–9):** 7 — положительные (а — II порядка, б — III порядка), 8 — отрицательные (а — I порядка, б — II порядка, с — III порядка), 9 — промежуточные (а — I порядка, б — II порядка), **палеозойские: 10** — Янгодо-Горбитский выступ; **структурно-тектонические элементы Таймырской складчатой системы: палеозойские (11–13):** 11 — положительные (I порядка), 12 — отрицательные (а — I порядка, б — II порядка), 13 — промежуточные (I порядка), 14 — Тарейский вал.

Структурно-тектонические элементы Таймырской складчатой системы: I порядка: I — Северо-Таймырский выступ, II — пограничная флексура, IIIa — Западно-Таймырская палеозойская впадина, IIIb — Восточно-Таймырская впадина, IV — Тарейский вал; II порядка: 1 — полуграбен Шренк.

Структурно-тектонические элементы Енисей-Хатангского регионального прогиба: I порядка: V — Таймырская моноклиза, VI — Центрально-Таймырский желоб, VII — Пакулихинская моноклиза, VIII — Северо-Сибирская моноклиза; II и III порядков: 2 — Янгодо-Горбитский выступ, 3 — Носковско-Агапский полуграбен, 22 — Западно-Журавлиное поднятие, 4 — Танамо-Малохетский мегавал, 5 — Малохетский вал, 6 — Рассохинский мегавал, 7 — Агапский прогиб, 8 — Волочанский вал, 9 — Восточно-Волочанский вал, 10 — Курьинский вал, 11 — Боганидский прогиб, 12 — Жданихинский прогиб, 13 — Балახнинский мегавал, 14 — Балახнинский вал, 15 — Владимирский вал, 16 — Кубалахский вал, 17 — Турку-Логатский прогиб.

Структурно-тектонические элементы Анабаро-Хатангской седловины: I порядка: IX — Анабаро-Хатангская впадина, X — Анабарская моноклиза; II и III порядков: 18 — Харатумусский прогиб, 19 — Киряко-Тасский выступ, 20 — Осиповское поднятие, 21 — Апрелевско-Цветковский полуграбен, 22 — Западно-Журавлиное поднятие, 23 — Журавлиный вал, 24 — Цветковское поднятие, 25 — Лабазный вал, 26 — Западно-Нордвикское поднятие, 27 — Нордвикское поднятие, 28 — Береговое поднятие, 29 — Харатумусская впадина, 30 — Портнягинская впадина, 31 — Сопочно-Белогорский вал, 32 — Эджанский полуграбен, 33 — Тигяно-Анабарская зона поднятия, 34 — Харатумусская ступень

Boundaries of tectonic elements (1–4): 1 — super-order, 2 — I-st order, 3 — II-nd order, 4 — III-rd order; 5 — faults; 6 — Tareisky-Tetoyakhsky zone of uplifts; **structural and tectonic elements of Yenisei-Khatanga Regional Trough and Anabar-Khatanga saddle: Mesozoic (7–9):** 7 — positive (a — II-nd order, b — III-rd order), 8 — negative (a — I-st order, b — II-nd order, c — III-rd order), 9 — intermediate (a — I-st order, b — II-nd order), Palaeozoic: 10 — Yangodo-Gorbitsky salient; **structural and tectonic elements of Taimyr fold system: Palaeozoic (11–13):** 11 — positive (I-st order), 12 — negative (a — I-st order, b — II-nd order), 13 — intermediate (I-st order), 14 — Tareisky swell.

Structural and tectonic elements of the Taimyr fold system: I-st order: I — North Taimyrsky salient, II — Pogranichny flexure, IIIa — West Taimyrsky Palaeozoic depression, IIIb — East Taimyrsky depression, IV — Tareisky swell; II-nd order: 1 — Shrenk half-graben.

Structural and tectonic elements of the Yenisei-Khatanga regional trough: I-st order: V — Taimyrsky monocline, VI — Central Taimyrsky trench, VII — Pakulikinsky monocline, VIII — North Siberian monocline; II-nd and III-rd order: 2 — Yangodo-Gorbitsky uplift, 3 — Noskovsky-Agapsky megatrough, 4 — Tanamo-Malokhetskyy mega-swell, 5 — Malokhetskyy swell, 6 — Rassokhinsky mega-swell, 7 — Agapsky trough, 8 — Volochansky swell, 9 — East Volochansky swell, 10 — Kur'insky swell, 11 — Boganidsky trough, 12 — Zhdanikhinsky trough, 13 — Balakhninsky mega-swell, 14 — Balakhninsky swell, 15 — Vladimirsky swell, 16 — Kubalakhsky swell, 17 — Turku-Logatsky trough.

Structural and tectonic elements of the Anabar-Khatanga Saddle: I-st order: IX — Anabar-Khatanga depression, X — Anabarsky monocline; II-nd and III-rd order: 18 — Kharatumussky trough, 19 — Kiryako-Tassky salient, 20 — Osipovsky high, 21 — Aprelevsky-Tsvetkovsky half-graben, 22 — West Zhuravliny high, 23 — Zhuravliny swell, 24 — Tsvetkovsky high, 25 — Labazny swell, 26 — West Nordviksky high, 27 — Nordviksky high, 28 — Beregovoe high, 29 — Kharatumussky depression, 30 — Portnyaginsky depression, 31 — Sopochno-Belogorsky swell, 32 — Edzhansky half-graben, 33 — Tigyano-Anabarsky zone of high, 34 — Kharatumussky flat

В изученных отложениях нижней юры не выделяются толщи, значительно обогащенные органическим углеродом. Органическое вещество представлено преимущественно керогеном III типа. В разрезе среднеюрских отложений наибольший интерес с точки зрения возможности генерации жидких УВ представляют высокообогащенные ОВ прослои в вымской и малышевской свитах, характеризующиеся повышенной концентрацией $C_{орг}$ (до 30 % на породу) и высоким остаточным генерационным потенциалом (S_2 до 100 мг УВ/г породы).

Для верхнеюрского разреза основными нефтематеринскими породами являются отложения яновстанской и гольчихинской свит, где выделяются мощные (до 90 м в скв. Новоякимовская-1) пачки аргиллитов и глинистых алевролитов, обогащенных преимущественно сапропелевым ОВ. Отложения вошли в главную зону нефтеобразования (MK_1 – MK_2) и могут быть источником жидких УВ (рис. 7).

В отложениях нижнего мела источником жидких УВ могли быть пачки обогащенных $C_{орг}$ темно-серых аргиллитов, приуроченных к подошве шуратовской и нижнехетской свит (осевая, наиболее погруженная часть Енисей-Хатангского прогиба).

Таким образом, по результатам проведенных геохимических исследований ОВ нефтегазоматеринские толщи установлены практически по всему разрезу мезозойских отложений Енисей-Хатангской нефтегазоносной области.

Генерационные источники УВ Енисей-Хатангской и Гыданской нефтегазоносных областей

По результатам проведенных корреляций биомаркерных параметров нефтей и битумоидов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области было установлено, что материнскими породами для нижнемеловых нефтей западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба могли быть отложения верхней части гольчихинской свиты, яновстанская свита и, вероятно, отдельные интервалы сиговской свиты, содержащие пачки пород, обогащенных сапропелевым ОВ [18].

Материнскими породами изученных нефтей из отложений средней юры (вымская и малышевская свиты) запада Енисей-Хатангской нефтегазоносной области могли быть нефтегазоматеринские толщи разновозрастных отложений.

Материнскими породами для нефтей из барремских отложений Гыданской нефтегазоносной области, скорее всего, могли быть нижнемеловые толщи ахской и таноупчинской свит. Невысокая катагенетическая преобразованность материнского ОВ этих нефтей исключает участие зрелых среднеюрских нефтематеринских толщ Ямало-Гыданской синеклизы в формировании залежей УВ в барремских отложениях.

Нефтематеринские толщи протерозоя – палеозоя

Результаты геохимических исследований приведены по каменному материалу 13 скважин и

полевых участков (716 образцов). Верхнепротерозойский (рифей-вендский) комплекс установлен в южной части Анабаро-Ленского прогиба, а также в пределах Анабарской моноклизы. В отложениях рифея выявлены интервалы разреза, в которых концентрации $C_{орг}$ составляет от 0,8–2 % (скважины Хастахская-930, Бурская-3410) до 2–6 % (скважины Хорудалахская-1, Костроминская-1) на породу. Катагенетическая преобразованность пород, изученных в западной части Анабарской моноклизы, достигла градаций MK_4 и выше, в то время как зрелость рифейских отложений в Лено-Анабарской впадине соответствует градации MK_2 .

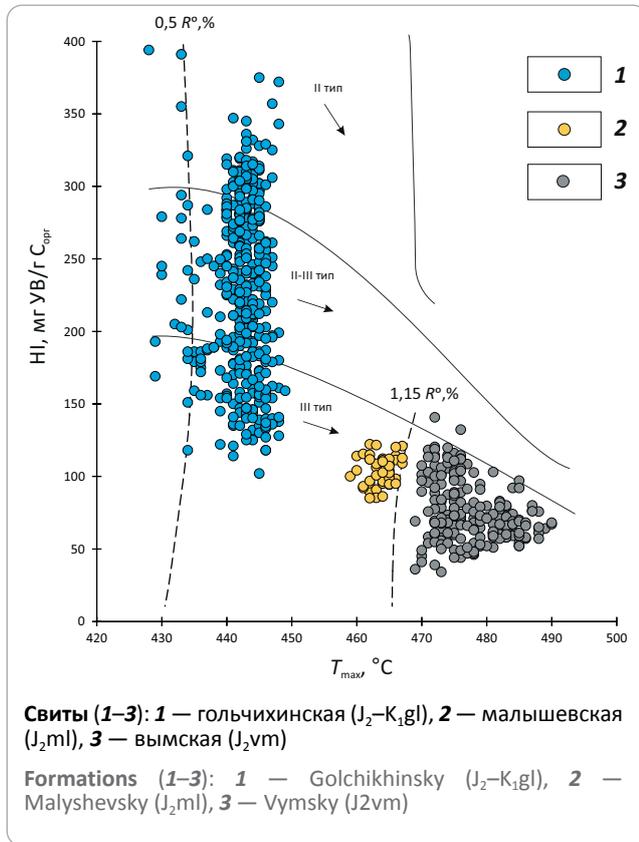
Силур-девонские отложения изучены как по образцам из естественных обнажений в пределах Горного Таймыра, так и по образцам коренных выходов пород в северной зоне Курейской синеклизы. В западной части Таймыра в отложениях силура и девона выделяются глинисто-углеродистые черносланцевые толщи, сходные по составу с доманиковыми фациями. Содержание $C_{орг}$ в отложениях усть-пясинской (S_2 – D_2up) и домбинской (D_3dm) свит составляет 5–6 %. Катагенез ОВ достигает градаций AK_3 – AK_4 . В карбонатно-ангидрито-глинистых образцах из обнажений сидинской свиты девона (D_{1-2sd}) южной прибортовой зоны Енисей-Хатангского регионального прогиба концентрация $C_{орг}$ значительно ниже и не превышает 0,6–0,7 % на породу, что может быть связано как с интенсивными процессами гипергенеза на поверхности, так и с контактовым катагенезом интрузий долеритов, оказавшими влияние на ОВ пород.

Девонские отложения, обогащенные ОВ, изучены также на Тарейском участке Таймыра (рис. 8). В тарейской (D_{1tr}) свите средние концентрации $C_{орг}$ составляют 0,5 %, встречаются также прослои с повышенными содержаниями: в известняках — до 2,3 %, в аргиллитах — до 4,7 %. В дептурмалинской (D_2dp) свите концентрации $C_{орг}$ достигают 1,3 %, в домбинской (D_3dm) свите, представленной черными глинами и глинисто-кремнистыми сланцами и известняками, до 5,3 %, что указывает на присутствие в разрезе нефтегазоматеринских толщ. Стоит отметить, что девонские отложения были одними из основных нефтегазоматеринских толщ и в Анабаро-Хатангской седловине. Так, по результатам геохимических исследований нафтидов этого региона было показано, что своим происхождением они обязаны ОВ девонского соленосного комплекса [19]. Однако девонские черносланцевые формации северных районов Таймыра в южном направлении замещаются прибрежно-лагунными. Как показали анализы образцов по работам 2023 г. на южном обрамлении Енисей-Хатангской нефтегазоносной области, во всем среднепалеозойском разрезе отмечаются низкие показатели ОВ, а осадочный чехол здесь претерпел сильные гипергенные изменения.

Отложения каменноугольной системы изучены по образцам из обнажений зелдеевской (C_1zl) и макаровской свит (C_2mk) Таймыра, а также об-

Рис. 7. Зависимость $HI - T_{max}$ для юрских отложений скв. Новоякимовская-1

Fig. 7. $HI - T_{max}$ dependence for Jurassic rocks in Novoyakimovskaya-1 well



разцам керна из скважин Рыбинской и Суолемской площадей Анабаро-Хатангской седловины. На Таймыре углеродистые сланцевые толщи карбона, по мнению ряда исследователей [6], как и девонские отложения, близки фациям доманика и могут рассматриваться как нефтегазоматеринские толщи. Содержание C_{org} в черных известковисто-глинистых сланцах зелеевской (C_1zl) и макаровской (C_2mk) свит составляет 1,5–2 % на породу. Тип ОВ гумусово-сапропелевый. Катагенетическая преобразованность ОВ этих отложений достигла стадии АК и нефтегазоматеринские толщи в основном исчерпали свой генерационный потенциал.

Верхнекаменноугольно-верхнепермские отложения изучены в пределах восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба, на Таймыре, в Анабаро-Хатангской седловине и в Лено-Анабарской впадине.

Средние концентрации ОВ в пермских отложениях составляют менее 2 %. В глинистых разрезах восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба содержится примерно равное количество гумусового и сапропелевого ОВ. Катагенетическая преобразованность ОВ в пермских отложениях по отражательной способности витринита достигла градации MK_2-MK_3 , на Балахинской площади — MK_3-MK_4 , что соответствует главной зоне нефтеобразования на этапе наибольшего погружения пород.

В нижнепермских отложениях Западного Таймыра, представленных терригенной угленосной толщей, прослеживаются слои аргиллитов и глинистых алевролитов с содержанием C_{org} до 4–6,5 % в ефремовской (P_{1ef}) и убойненской (P_{1ub}) свитах [20]. Они содержат сапропелево-гумусовое ОВ с преобладанием гумусовой составляющей. Органическое вещество этих отложений преобразовано до градаций, соответствующих главной зоне нефтеобразования (MK_2-MK_3), и могло генерировать УВ.

В отложениях верхнего палеозоя Анабаро-Хатангской седловины (тустахская свита C_3-P_1 , нижне-верхнекожевниковская свита P_{1-2} и мисайлапская свита P_2) содержание C_{org} составляет в среднем около 2 %. Преобладает ОВ гумусового типа. Степень преобразованности каменноугольно-пермских отложений изменяется в широком диапазоне — от MK_2 (главная зона нефтегенерации) до AK_3 — начала AK_4 .

Таким образом, по результатам геохимических исследований в палеозойских отложениях выявлены обогащенные ОВ нефтегазоматеринские толщи в силурийском, девонском (Таймыр), каменноугольном и пермском разрезах. Фациально-генетический тип среднепалеозойских толщ и степень их преобразованности позволяют рассматривать их как возможные источники жидких УВ, однако к настоящему времени уже исчерпавших свой генерационный потенциал. Терригенно-угленосные толщи перми с преобладанием гумусовых компонентов в составе ОВ рассматриваются как газогенерирующие.

В целом южная бортовая Енисей-Хатангская зона по результатам отбора образцов 2023 г. должна быть отнесена к прибрежно-лагунной пестроцветной формации, в которой не могли накапливаться толщи с высоким содержанием ОВ, и по истории геологического и тектонического развития они были существенно нарушены гипергенными процессами.

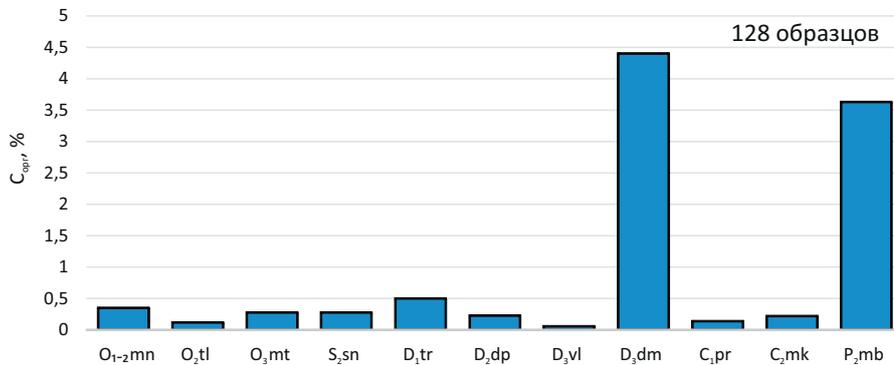
Оценка масштабов генерации и эмиграции УВ

Оценка масштабов генерации и эмиграции УВ проведена по двум геохимически изученным районам: западному — преимущественно мезозойскому и восточному — преимущественно протерозой-палеозойскому.

На основании интерпретации результатов геохимических исследований ОВ пород в осадочном чехле Гыданско-Енисей-Хатангского нефтегазоносного бассейна было выделено 10 основных нефтегазоматеринских толщ. Они приурочены к преимущественно глинистым отложениям нижнехетской — K_1nch , яновстанской (верхам гольчихинской) — J_3-K_1jan , сиговской — J_2sig , точинской — J_2-3tch , малышевской — J_2ml , леонтьевской — J_2ln , вымской — J_2vm , лайдинской — J_2ld , китербютской — J_1kt и левинской — J_1lv свит.



Рис. 8. Средние значения $C_{орг}$ в палеозойских отложениях Таймыра
Fig. 8. $C_{орг}$ mean values in Palaeozoic deposits of Taimyr



На восточном участке рассматриваемой территории, в пределах которой проводился расчет плотностей генерации и эмиграции УВ, в качестве основных нефтегазоматеринских толщ были выделены усть-ильинская свита раннего рифея, хатыспытская свита среднего венда, куонамская свита раннего – среднего кембрия (условно), верхнедевонская толща (условно), тустахская и нижнекожевниковская свиты ранней перми, китербютская свита ранней юры и толщи средней и поздней юры. Необходимо отметить, что данные оценки масштабов генерации и эмиграции УВ на восточном участке следует воспринимать с определенной долей условности, так как из-за недостаточного объема геохимической информации расчетные параметры принимались по аналогии с данными, полученными по результатам геохимических исследований ОВ Восточной Сибири.

Расчет плотностей генерации УВ производился по формуле

$$q(\tau \text{ УВ}) = \frac{(HI_0 \times C_{орг0}) - (HI_C \times C_{оргC})}{100} \times \rho \times V \times 10^{-9},$$

где q — масса УВ, генерированных нефтегазоматеринской свитой на $1 \text{ м}^2/\text{т}$; HI_0 — исходный водородный индекс (до начала процесса генерации УВ), мг УВ/г $C_{орг}$; HI_C — современный водородный индекс, мг УВ/г $C_{орг}$; $C_{орг0}$ — исходное содержание $C_{орг}$ в породах нефтегазоматеринской толщи, %; $C_{оргC}$ — современное содержание $C_{орг}$ в породах нефтегазоматеринской толщи, %; ρ — плотность пород, г/см³; V — объем пород нефтегазоматеринской свиты, см³.

Современное содержание $C_{орг}$ оценивалось в разных фациальных зонах как средневзвешенное на мощность нефтегазоматеринской толщи с учетом толщин прослоев разного литологического состава. Доля материнских пород (преимущественно аргиллитов и алевролитов) в составе нефтегазоматеринской толщи оценивалась по данным керн и ГИС в изученных скважинах. Современные значения водородного индекса (HI_C) рассчитывались как средние значения, полученные методом Rock-Eval, для материнской толщи данного уровня катагенеза. Плот-

ность пород (ρ) принималась как среднее значение для одновозрастных нефтегазоматеринских толщ по кривым гамма-гамма-каротажа. Начальный водородный индекс (HI_0) был получен непосредственно при анализе методом Rock-Eval пород из зон невысокого катагенеза, т. е. зон, в которых активные процессы генерации УВ еще не начались.

На рис. 9 приведены объемы генерации и эмиграции УВ для выделенных нефтегазоматеринских толщ, рассчитанные для западного и восточного районов исследования. Общий объем генерации мезозойских нефтегазоматеринских толщ западного участка, включающего Гыданскую и западную часть Енисей-Хатангской нефтегазоносной области, равен 590 млрд т УВ. Общий объем генерации преимущественно протерозой-палеозойских толщ восточного района исследований составляет около 520 млрд т УВ. Исходя из этого, объем генерации в Западно-Таймырской палеозойской впадине также будет не менее 500 млрд т УВ.

Объемы эмиграции УВ зависят от типа ОВ и степени его катагенетической зрелости и равны 413 и 460 млрд т УВ соответственно для западного и восточных участков. Как видно из расчетов, для более зрелых протерозой-палеозойских нефтегазоматеринских толщ доля эмигрировавших УВ составляет почти 90 %, в отличие от мезозойских толщ, где доля УВ, эмигрировавших из материнских толщ, не превышает 70 %.

Таким образом, несмотря на принятые допущения о геохимических характеристиках палеозойских материнских толщ, объемы генерации и эмиграции УВ могли быть практически сопоставимы с объемами в материнских толщах мезозоя, в том числе и за счет большей катагенетической преобразованности.

В качестве иллюстрации результатов расчета для отложений яновстанской свиты и ее стратиграфических аналогов на западе Енисей-Хатангской нефтегазоносной области и отложений верхней юры на востоке рассматриваемой территории приведена схема плотностей эмиграции УВ (рис. 10). Для отложений яновстанской свиты, являющейся

основной нефтегазоматеринской толщей региона в мезозойских отложениях, увеличение плотности эмиграции УВ характерно для наиболее погруженной осевой части прогиба, где катагенетическая зрелость ОВ материнских толщ соответствует главной зоне нефтеобразования. Средняя плотность генерации УВ для западной части территории составляет $0,45 \text{ т УВ/м}^2$, средняя плотность эмиграции УВ — $0,26 \text{ т УВ/м}^2$.

По результатам обобщения проведенных геохимических исследований ОВ нефтегазоматеринские толщи выявлены по всему разрезу мезозойских отложений территорий Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей.

Наибольший интерес с точки зрения генерации жидких УВ могут представлять нефтегазоматеринские толщи яновстанской свиты и ее стратиграфических аналогов.

В качестве основных нефтегазоматеринских толщ палеозойского разреза могут выступать углеродистые черносланцевые толщи силура, девона и карбона, выявленные по результатам геохимических работ на Западном Таймыре. Существенный вклад в потенциал нефтегазогенерации внесли и отложения перми, изученные на территории Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области, Горного Таймыра и северного борта Северо-Тунгусской нефтегазоносной области.

Приведенные расчеты масштабов генерации и эмиграции могут указывать на значительный углеводородно-генерационный потенциал протерозой-палеозойских отложений восточного района (восток Енисей-Хатангской и Анабаро-Хатангской нефтегазоносных областей). Учитывая единую историю развития (схожесть литолого-формационного строения) палеозойского разреза рассматриваемой территории, можно предположить сопоставимый генерационный потенциал домезозойских толщ и на западном участке.

Геологическая модель Тарейско-Тетояхской зоны поднятий

Анализ формационных, тектонических и нефтегазогеологических особенностей региона позволяет выделить перспективные зоны нефтегазонакопления.

Наиболее интересна и изучена зона северной бортовой части Енисей-Хатангского регионального прогиба, где расположена Тарейско-Тетояхская зона поднятий.

Тарейский прибортовой вал, выделяемый в пределах этой зоны понятий, хорошо картируется по сейсмическим разрезам и карте толщин терригенных палеозойских отложений (dH ОГ VII – ОГ А) (см. рис. 2, 3). Для бортовой зоны характерно отсутствие или значительно сокращенная мощность верхнепалеозойского терригенного комплекса. В целом по территории Енисей-Хатангского регионального прогиба толщина верхнепалеозойского

терригенного комплекса увеличивается с запада на восток с 1 до 3,8 км, а на Тарейском валу комплекс отсутствует либо имеет крайне малую мощность вследствие тектонических срывов и частичного размыва. При этом нижезалегающий палеозойский карбонатный комплекс в пределах площади исследования характеризуется достаточно выдержанной толщиной (в субширотном направлении около 5–6 км в среднем и мощность возрастает с юга на север от 4 км на Таймырской моноклизе до 7 км в депоцентрах в Западно-Таймырской впадине). Вышезалегающий нижнетриасовый трапповый комплекс имеет максимальную толщину (до 3 км) на западе региона в районе Западно-Таймырской впадины, а средне-верхнетриасовый комплекс развит южнее Тарейского вала (см. рис. 4). Вдоль пограничного разлома он образует узкие глубокие (до 1,7 км) грабены, а в Енисей-Хатангском региональном прогибе — площадной мощный (более 2,5 км) терригенно-вулканогенный комплекс (аналог тампейской серии Ямало-Гыданской синеклизы). Особенностью Тарейско-Тетояхской зоны поднятий является ее разворот в северо-восточном направлении.

Для прогноза нефтегазоносности проведен палеотектонический анализ района Тарейского вала. Изучением этой части Енисей-Хатангского регионального прогиба занимались многие исследователи, из которых необходимо отметить построения следующих авторов: Л.Н. Болдушевской [6], В.А. Балдина [4] и группы ПАО «Газпром нефть» [12]. Наиболее четкая картина палеотектоники представлена в модели Л.Н. Болдушевской с соавторами [6].

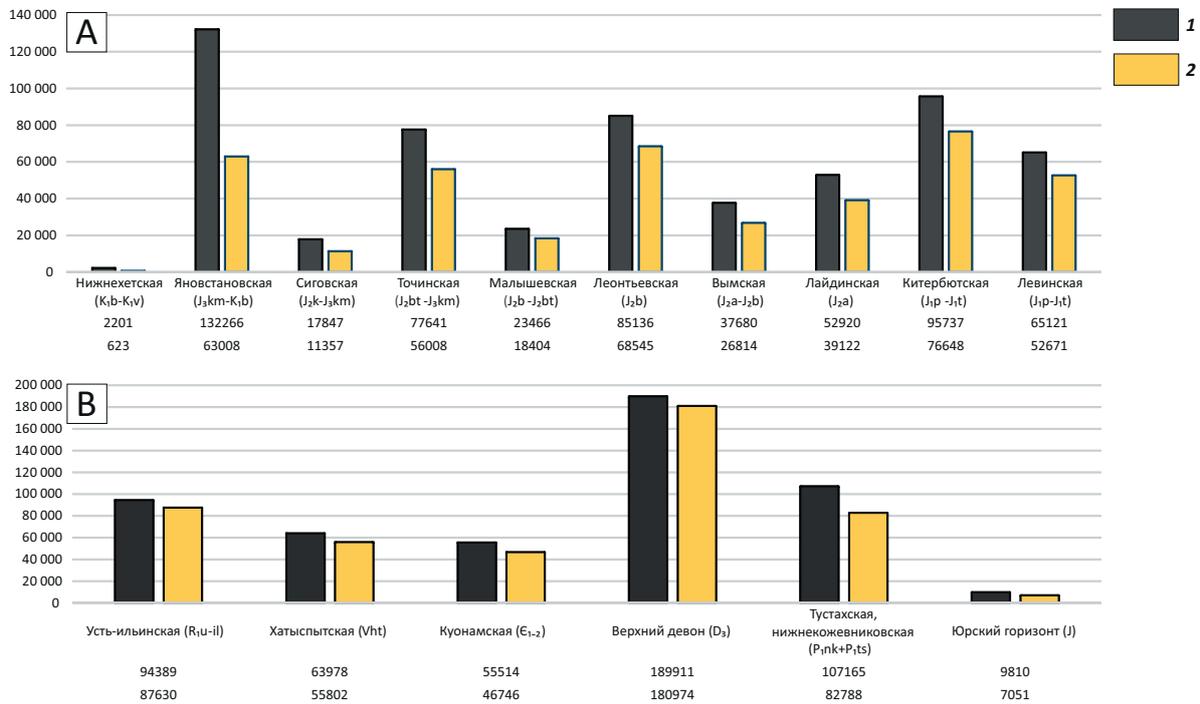
Результаты изучения показали, что в глубоком палеозойском Западно-Таймырском прогибе к концу пермского времени был реализован нефтегазогенерационный потенциал черносланцевых формаций и могли сформироваться палеоскопления УВ как в ловушках системы внутренних валов, так и на обширном пологом выступе Тарейского вала.

Позднепермь-раннетриасовый импульс рифтинга, сопровождаемый трапповым вулканизмом и внедрениями силлов, существенно нарушил эти сформированные УВ-системы. В дополнение средне-поздетриасовая складчатость привела еще и к переформированию палеоскоплений. Предлагаемая палеотектоническая схема дополняет разработки предыдущих исследователей важными на взгляд авторов статьи моментами:

– необходимо учесть события и процессы, происходившие в соседней южной Енисей-Хатангской рифтовой депрессии в пермотриасовое и раннемезозойское время;



Рис. 9. Масштабы генерации и эмиграции УВ для выделенных нефтегазоматеринских толщ
Fig. 9. Ranges of HC generation and expulsion for identified oil and gas source sequences



A — Гыданская НГО и запад Енисей-Хатангской НГО (генерировано УВ: 590015 млн т, эмигрировало УВ: 413200 млн т, эмиграция/генерация: 70 %), **B** — восток Енисей-Хатангской НГО и Анабаро-Хатангская НГО (генерировано УВ: 520767 млн т, эмигрировало УВ: 460991 млн т, эмиграция/генерация: 88 %)

1 — объем генерации УВ, млн т усл. топлива; **2** — объем эмиграции УВ, млн т усл. топлива

A — Gydan Petroleum Area and Western Yenisei-Khatanga Petroleum Area (hydrocarbon generated: 590015 mln tons, hydrocarbon migrated: 413200 mln tons, emigration/ generation: 70 %), **B** — Eastern Yenisei-Khatanga Petroleum Area and Anabar-Khatanga Petroleum Area (hydrocarbon generated: 520767 mln tons, hydrocarbon migrated: 460991 mln tons, emigration/ generation: 88 %)

1 — amount of HC generation, mln tons of oil equivalent; **2** — amount of HC expulsion, mln tons of oil equivalent

– Тарейский вал во время триасового тектогенеза испытывал минимальные деформации и на протяжении почти всей своей истории был самым стабильным положительным тектоническим элементом;

– к южному склону приурочена полоса встречных неокомских клиноформ — мощной (7–8 сиквенсов клиноформ) Сибирской зоны сноса и слабой (1–2 сиквенса) Таймырской зоны [21].

Все эти особенности представлены на сейсмогеологическом разрезе (рис. 11).

Как уже отмечалось, палеоскопления УВ Таймырской палеозойской мощной (из-за присутствия черносланцевых доманикоидных нефтегазоматеринских пород) нефтегазовой системы были переформированы и частично разрушены. Но значительная доля УВ могла сохраниться, так как при гипергенном разрушении формируются битумные покрывки-экраны. То есть на Тарейском валу под мезозойским чехлом могут быть обнаружены месторождения битумов, а под ними — месторождения высоковязкой и даже легкой нефти.

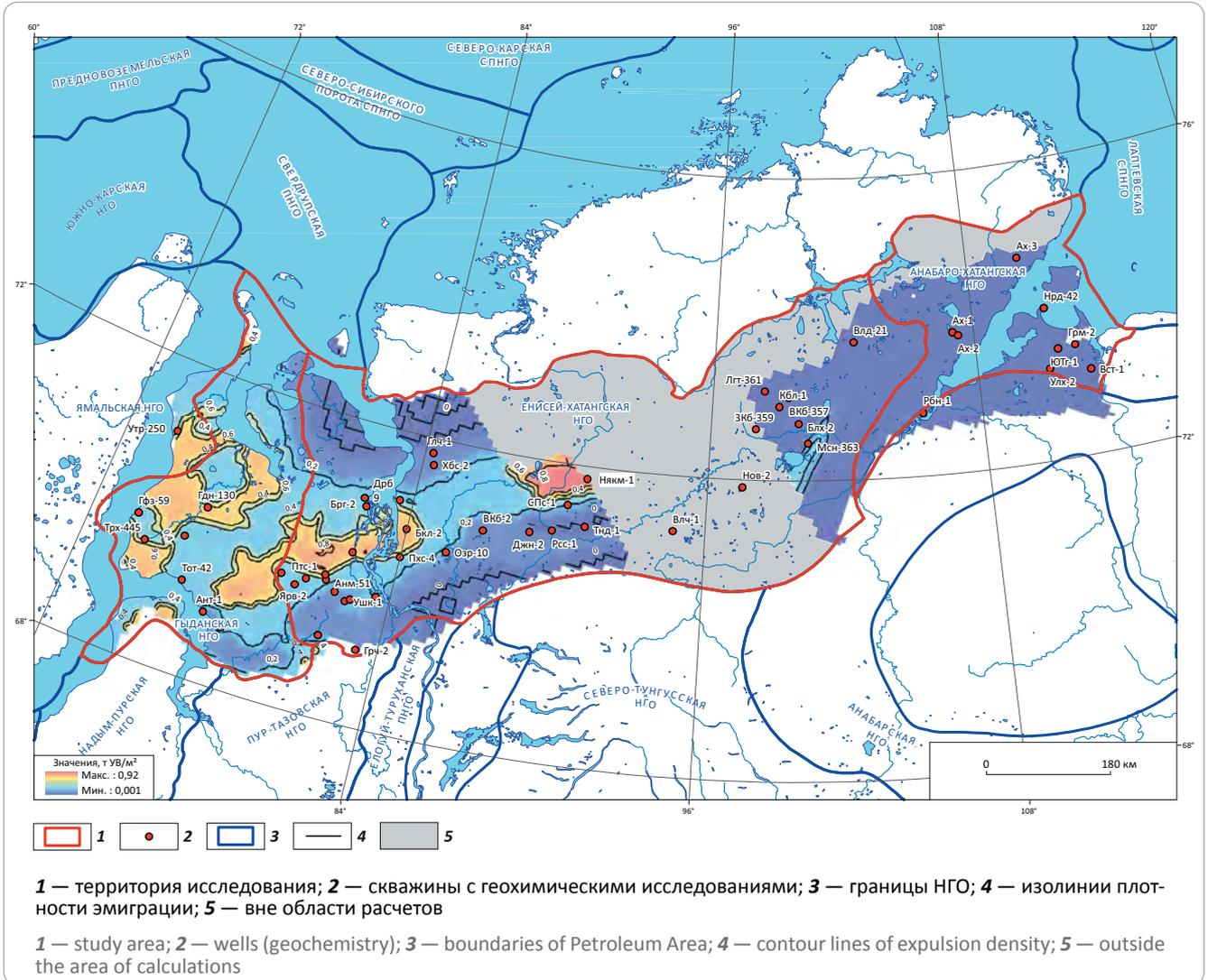
Тарейский вал в мезозойское время попал под воздействие другой нефтегазовой системы — Ени-

сей-Хатангской. В ней по рифтовой модели Енисей-Хатангского регионального прогиба трудно ожидать потока УВ от раннепалеозойских нефтегазоматеринских толщ, но мощный (более 5 км) пермотриасовый структурно-формационный комплекс мог генерировать существенный поток газобразных УВ, а терригенный триас (T₂₋₃) — даже УВ нефтяного ряда. Таким образом, Тарейский вал в настоящее время может содержать УВ Таймырской и новообразованные УВ мезозойской нефтегазовых систем.

На южном склоне Тарейского вала выявлена зона прекращения прослеживания клиноформ Сибирского сноса. Таким образом, Тарейский вал в неокомское время являлся депоцентром Енисей-Хатангского бассейна. Палеогеографические профили показывают, что в течение всего мезозоя Тарейский вал был самым стабильным структурным элементом Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (см. рис. 11, 12).

Можно сделать выводы о том, что нарушенный триасовой перестройкой нефтегазоносный потенциал палеозойских палеоскоплений мог частично сохраниться в крупной (протяженность более

Рис. 10. Схема масштабов эмиграции УВ из нефтегазоматеринских толщ яновстанской свиты (запад) и верхней юры (восток)
Fig. 10. Scheme of ranges of HC expulsion from the Yanovstansky Fm source rocks (West) and Upper Jurassic formations (East)



450 км при ширине не менее 50 км) самой стабильной геоструктуре — Тарейском валу.

Многие геохимические параметры по палеозойским отложениям в настоящей статье были взяты по восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и Анабаро-Хатангской седловины, и потому эти аналогии можно было бы продолжить детальным анализом схожей геоструктуры — Оленекским сводом. В статье А.А. Полякова [22] изучена палеотектоническая и геохимическая модели формирования Оленекского битумного месторождения, которые хорошо описывают ситуацию формирования месторождений на борту Лено-Анабарской впадины, причем биомаркеры УВ битумных скоплений оказались связанными с девонскими соленосными отложениями. Отметим, что девонские соли известны и на Таймыре [1].

В Лено-Анабарской впадине мог быть перерыв в конце триаса, но в юрское время вал был уже перекрыт юрскими отложениями. С учетом того, что снос происходил преимущественно с Сибири,

в Притаймырской зоне в течение всего мезозоя преобладал глинистый тип осадконакопления, т. е. формировались покрышки. На Тарейском валу под мезозойским чехлом могут быть обнаружены месторождения нефти, скорее всего, высоковязкой и битумов.

Выводы

Палеозойский комплекс исследуемого региона является перспективным для формирования нового кластера нефтегазодобычи.

Тарейско-Тетояхская зона нефтегазонакопления является наиболее перспективной в связи с возможными двумя очагами генерации — Таймырским палеозойским и Енисей-Хатангским пермско-мезозойским.

По результатам проведенных расчетов масштабов генерации и эмиграции УВ было показано, что палеозойские нефтегазоматеринские толщи восточной части Енисей-Хатангской и Анабаро-Хатангской нефтегазоносных областей могли генерировать прак-



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 11. Сейсмогеологические разрезы
 Fig. 11. Geoseismic sections

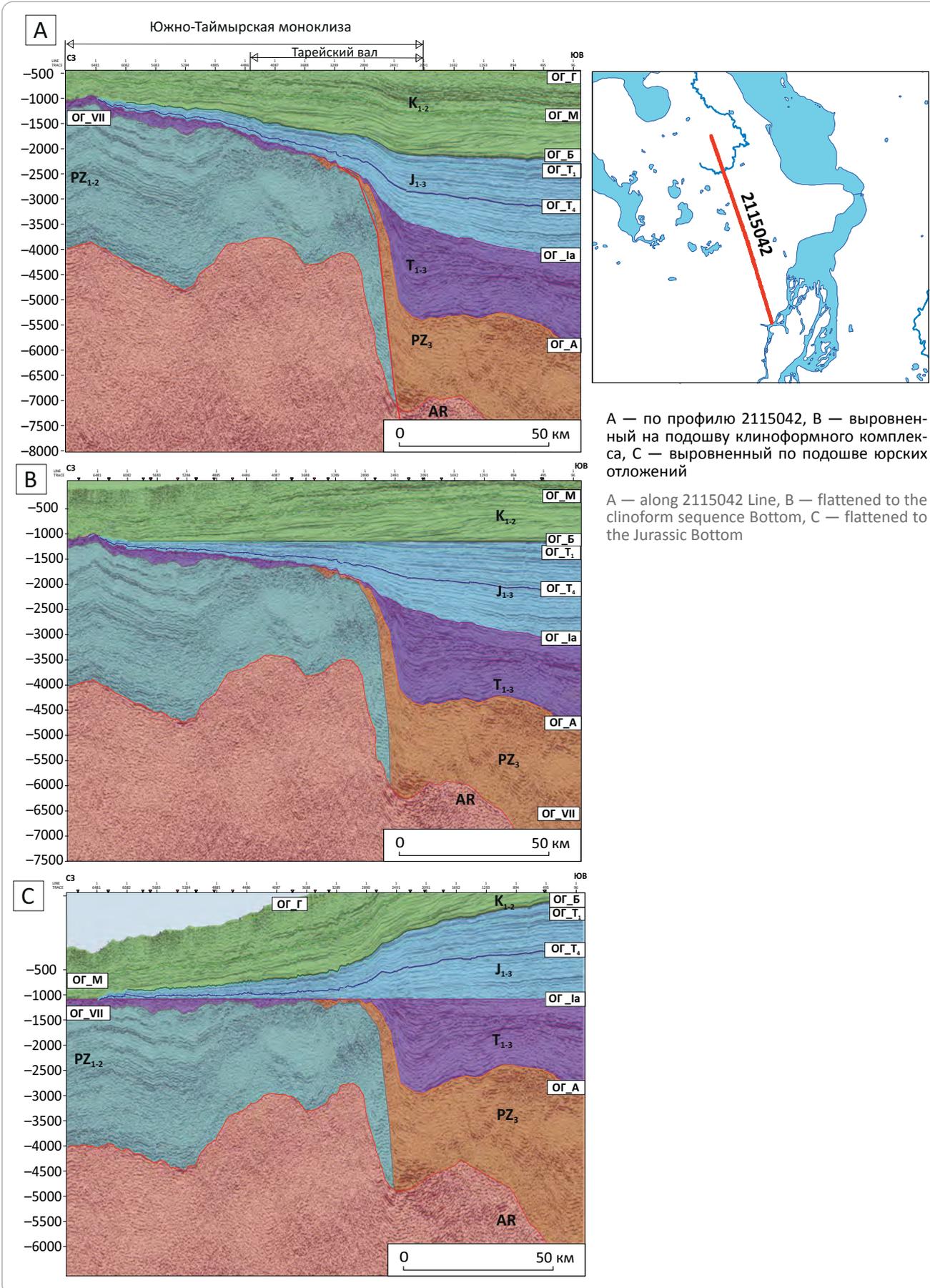
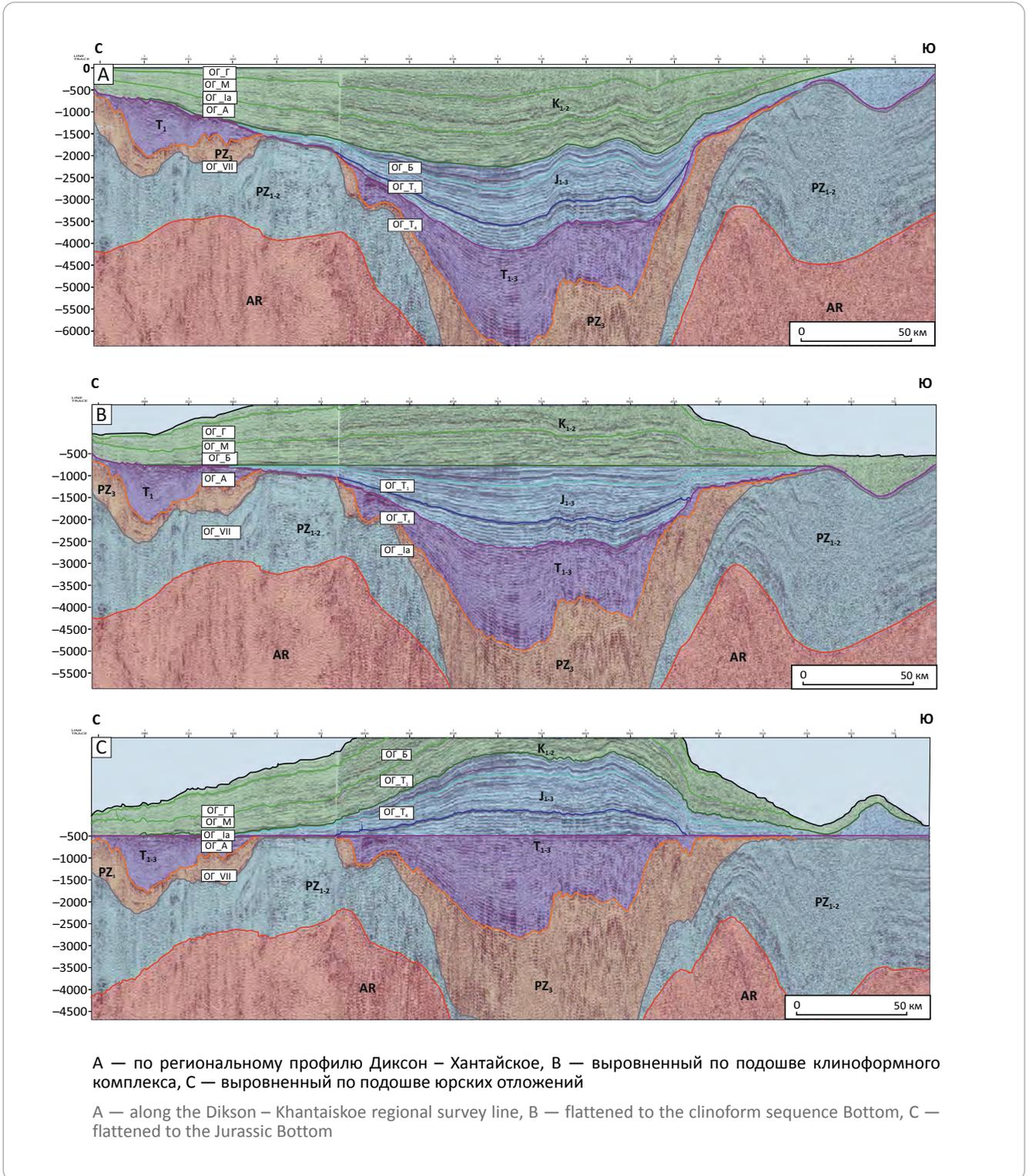


Рис. 12. Сейсмогеологические разрезы
Fig. 12. Geoseismic sections



тически соизмеримые объемы УВ с мезозойскими нефтегазоматеринскими толщами Гыдана и запада Енисей-Хатангского регионального прогиба. Исходя из единого литолого-формационного строения палеозойского разреза рассматриваемой территории, можно сделать предположение о сопоставимом генерационном потенциале домезозойских толщ и на западном участке.

Прослежены границы распространения Тарейского вала в районе прибортовой зоны сочленения Енисей-Хатангского регионального прогиба, Гыдана и Таймыра. Выделены основные черты строения вала, такие как отсутствие (или минимальная мощность) верхнепалеозойского терригенного комплекса и его приуроченность к зоне поднятия фундамента.

Литература

1. *Афанасенков А.П., Битнер А.К., Романов А.П., Шеходанова Ю.В., Казаис В.И., Кушнир Д.Г., Каламкаргов С.Л.* О перспективах нефтегазоносности доюрских отложений Горного Таймыра на основе геолого-геохимических исследований // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2019. – Т. 38. – № 2. – С. 51–64. DOI: 10.20403/2078-0575-2019-2-51-64.
2. *Исаев А.В., Поляков А.А.* Пайяхская зона нефтенакопления – трудноизвлекаемая нефть Таймыра [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2019/36_2019.html (дата обращения 03.10.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/36_2019.
3. *Алексин А.Г.* Геология и нефтегазоносность района Усть-Енисейского порта. – Л. : Главсевморпуть, 1952. – 104 с.
4. *Балдин В.А., Мунасыпов Н.З.* Неопротерозойско-палеозойские и триасовые комплексы Гыдана и Таймыра // Геофизика. – 2017. – № 3. – С. 76–88.
5. *Конторович В.А.* Тектоника и нефтегазоносность западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1027–1050.
6. *Болдушевская Л.Н., Филиппов Ю.А., Ладыгин С.В., Романов А.П.* Нефтегазоматеринские толщи палеозойского разреза Западного Таймыра и корреляционные связи: органическое вещество пород – нафтиды // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 4. – С. 26–33.
7. *Неручев С.Г., Баженова Т.К., Смирнов С.В., Андреева О.А., Климова Л.И.* Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции. – СПб : Недра, 2006. – 364 с.
8. *Погребницкий Ю.Е.* Палеотектонический анализ Таймырской складчатой системы : Труды Научно-исследовательского института геологии Арктики Министерства геологии СССР. – Л. : Наука, 1971. – Вып. 166. – 248 с.
9. *Афанасенков А.П., Обухов А.Н., Чикишев А.А., Шайдаков В.А., Бордюк А.В., Каламкаргов С.Л.* Тектоника северного обрамления Сибирской платформы по результатам комплексного анализа геолого-геофизических данных // Геология нефти и газа. – 2018. – № 1. – С. 7–27.
10. *Вилесов А.П., Ершова В.Б., Соловьева А.Д.* Литологическая и седиментологическая характеристика разреза палеозойского комплекса Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района (по данным бурения) // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – № 4. – С. 14–27. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-14-27.
11. *Гатовский Ю.А., Вилесов А.П.* Биостратиграфическая характеристика осадочных комплексов палеозоя Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по данным бурения // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – № 4. – С. 55–67. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-55-67.
12. *Куркин А.А., Васильев С.В., Федоров С.А.* Анализ геологических неопределенностей западного Таймыра // Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность 2021: сб. науч. тр. – М. : Перо, 2021. – С. 276–279.
13. *Вилесов А.П., Перетолчин К.А., Ершова Д.К., Букатова Е.М., Севрюков Д.А., Ужегова Ю.А., Минич А.А.* Палеогеографические реконструкции палеозойского комплекса Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по данным бурения // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – № 4. – С. 40–54. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-40-54.
14. *Варламов А.И., Пак К.Л., Комлев Д.А., Лабеккина И.А.* Стратиграфия, литология, седиментология и условия формирования отложений // Опорный разрез верхнего кембрия на р. Чопко, северо-запад Сибирской платформы: в 2 т. – М. : ВНИГНИ, 2021. – Т. 1. – 163 с.
15. *Кушнир Д.Г.* Геодинамика полуострова Таймыр по геофизическим данным // Геодинамика и тектонофизика. – 2018. – Т. 9. – № 1. – С. 81–92. DOI: 10.5800/GT-2018-9-1-0338.
16. *Кушнир Д.Г.* Глубинное геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Приенисейской полосы Таймыра и Гыдана [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11. – № 1. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/6_2016.pdf (дата обращения 18.10.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/6_2016.
17. *Афанасенков А.П., Петров А.Л., Грайзер Э.М.* Геохимическая характеристика и нефтегазогенерационный потенциал мезозойских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 109–127. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-109-127.
18. *Афанасенков А.П., Желлова Т.П., Петров А.Л.* Углеводороды-биомаркеры и изотопный состав углерода битумоидов и нефтей мезозойских отложений западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносной области // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 1. – С. 47–63. DOI:10.18599/grs.2019.1.47-63.
19. *Каширцев В.А., Ким Н.С., Фурсенко Е.А., Дзюба О.С., Фомин А.Н., Чалая О.Н.* Генезис нефтей и нефтепроявлений Анабаро-Хатангской седловины (арктический сектор Сибирской платформы) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2013. – № 1. – С. 54–63.
20. *Болдушевская Л.Н., Ладыгин С.В., Назимков Г.Д., Романов А.П., Филиппов Ю.А., Фомин А.Н.* Органическое вещество палеозойских отложений Западного Таймыра и западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба, палеотектонические реконструкции по геолого-геохимическим данным // Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности: мат-лы Всероссийской науч. конф. с участием иностранных ученых (29 сентября–2 октября 2008 г.) – Тюмень, 2008. – С. 23–25.
21. *Исаев А.В., Хилько И.А.* Нефтеперспективные зоны и локальные объекты клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология нефти и газа. – 2021. – № 5. – С. 5–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-5-18.
22. *Поляков А.А.* Новые данные о геологическом строении Оленекского месторождения битумов и перспективах нефтегазоносности прилегающей территории [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 3. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/9/33_2011.pdf (дата обращения 01.10.2023).

References

1. *Afanasenkov A.P., Bitner A.K., Romanov A.P., Shekhodanova Yu.V., Kazais V.I., Kushnir D.G., Kalamkarov S.L.* On the petroleum potential prospects of the Gorny Taymyr pre-jurassic deposits based on geological and geochemical studies. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2019;38(2):51–64. DOI: 10.20403/2078-0575-2019-2-51-64. In Russ.

2. Isaev A.V., Polyakov A.A. Payyakhskaya zona neftenakopleniya – trudnoizvlekaemaya neft' Taymyra [Payakh oil bearing area (Taimyr Peninsula) – hard-to-recover oil]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2019;14(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2019/36_2019.html (accessed 03.10.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/36_2019. In Russ.
3. Aleksin A.G. Geologiya i neftegazonosnost' raiona Ust'-Eniseiskogo porta [Geology and petroleum potential of the Ust'-Yenisei Port area]. Leningrad: Glavsevmorput'; 1952. 104 p. In Russ.
4. Baldin V.A., Munasyrov N.Z. Noe-Proterozoic-Palaeozoic and Triassic sequences of Gydan and Taimyr. *Geofizika*. 2017;(3):76–88. In Russ.
5. Kontorovich V.A. The tectonic framework and petroleum prospects of the western Yenisei-Khatanga regional trough. *Russian geology and geophysics*. 2011;52(8):804–824. In Russ.
6. Boldushevskaya L.N., Filiptsov Yu.A., Ladygin S.V., Romanov A.P. Paleozoic HC source rock intervals of the Western Taimyr and their correlation: naptides vs organic matter in rocks. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2012;(4):26–33. In Russ.
7. Neruchev S.G., Bazhenova T.K., Smirnov S.V., Andreeva O.A., Klimova L.I. Assessment of HC potential resources based on modelling of their generation, migration, and accumulation processes. St. Petersburg: Nedra; 2006. 364 p. In Russ.
8. Pogrebitskii Yu.E. Paleotektonicheskii analiz Taimyrskoi skladchatoi sistemy : Trudy Nauchno-issledovatel'skogo instituta geologii Arktiki Ministerstva geologii SSSR [Paleotectonic analysis of the Taimyr fold system: Proceedings of the Arctic Geological Research Institute, USSR Ministry of Geology]. Leningrad: Nauka; 1971. V. 166. 248 p. In Russ.
9. Afanasenkov A.P., Obukhov A.N., Chikishev A.A., Shaidakov V.A., Bordyug A.V., Kalamkarov S.L. Tectonic setting of the northern surroundings of the Siberian platform based on the integrated study of geological and geophysical data. *Geologiya nef'ti i gaza*. 2018;(1):7–27. In Russ.
10. Vilesov A.P., Ershova V.B., Solov'eva A.D. Lithological and sedimentological characteristics of the Paleozoic of the West Taimyr potential oil and gas bearing area (according to drilling data). *PROneft. Professionally about Oil*. 2022;7(4):14–27. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-14-27. In Russ.
11. Gatovskii Yu.A., Vilesov A.P. Biostratigraphic characteristics of Paleozoic sedimentary series of the West Taimyr potential oil and gas bearing area according to drilling data. *PROneft. Professionally about Oil*. 2022;7(4):55–67. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-55-67. In Russ.
12. Kurkin A.A., Vasil'ev S.V., Fedorov S.A. Analiz geologicheskikh neopredelennostei zapadnogo Taimyra. Novye idei v geologii nef'ti i gaza [Analysis of subsurface uncertainties in western Taimyr]. In: Novaya real'nost' 2021: sb. nauch. tr. Moscow: Pero; 2021. pp. 276–279. In Russ.
13. Vilesov A.P., Peretolchin K.A., Ershova D.K., Bukatova E.M., Sevryukov D.A., Uzhegova Yu.A., Minich A.A. Paleogeographic reconstructions of the Paleozoic Series of the West Taimyr potential oil and gas bearing area based on drilling data. *PROneft. Professionally about Oil*. 2022;7(4):40–54. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-40-54. In Russ.
14. Varlamov A.I., Pak K.L., Komlev D.A., Labekina I.A. Stratigrafiya, litologiya, sedimentologiya i usloviya formirovaniya otlozhenii [Stratigraphy, lithology, sedimentology, and settings of deposit formation]. In: Oporniy razrez verkhnego kembriya na r. Chopko, Severo-Zapad Sibirskoi platformy: in 2 vv. Moscow: VNIGNI, 2021. V. 1. 163 p. In Russ.
15. Kushnir D.G. Geodynamics of the Taimyr peninsula from geophysical data. *Geodynamics & Tectonophysics*. 2018;9(1):81–92. DOI: 10.5800/GT-2018-9-1-0338. In Russ.
16. Kushnir D.G. Glubinnoe geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti Prieniseyskoy polosy Taymyra i Gydana [Pre-Yenisei area of Taimyr and Gydan Peninsulas – deep seated geological structure and petroleum potential prospects]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2016;11(1). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/6_2016.pdf (accessed 18.10.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/6_2016. In Russ.
17. Afanasenkov A.P., Petrov A.L., Grayzer E.M. Geochemical description and oil-and-gas generation potential of Mesozoic formations within the Gydan and Yenisei-Khatanga oil and gas bearing regions. *Geologiya nef'ti i gaza*. 2018;(6):109–127. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-109-127. In Russ.
18. Afanasenkov A.P., Zheglova T.P., Petrov A.L. Hydrocarbon biomarkers and isotopic composition of carbon from bitumoids and oils of Mesozoic sediments in the western part of the Yenisei-Khatanga oil and gas region. *Georesursy = Georesources*. 2019;21(1):47–63. DOI: 10.18599/grs.2019.1.47-63. In Russ.
19. Kashirtsev V.A., Kim N.S., Fursenko E.A., Dzyuba O.S., Fomin A.N., Chalaya O.N. Genesis of oils and oil shows of the Anabar-Khatanga saddle (arctic sector of the Siberian platform). *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2013;13(1):54–63. In Russ.
20. Boldushevskaya L.N., Ladygin S.V., Nazimkov G.D., Romanov A.P., Filiptsov Yu.A., Fomin A.N. Organicheskoe veshchestvo paleozoiskikh otlozhenii Zapadnogo Taimyra i zapadnoi chasti Enisei-Khatangskogo regional'nogo progiba, paleotektonicheskie rekonstruktsii po geologo-geokhimicheskim dannym [Stratigraphy, lithology, sedimentology, and settings of deposit formation]. Fundament, struktury obramleniya Zapadno-Sibirskogo mezozoisko-kainozoiskogo osadochnogo basseina, ikh geodinamicheskaya evolyutsiya i problemy neftegazonosnosti: mat-ly Vserossiiskoi nauch. konf. s uchastiem inostrannykh uchenykh (29 September–2 October 2008). Tyumen', 2008. pp. 23–25. In Russ.
21. Isaev A.V., Khil'ko I.A. Oil-promising zones and local objects of clinoform sequence in the Yenisei-Khatanga regional trough. *Geologiya nef'ti i gaza*. 2021;(5):5–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-5-18. In Russ.
22. Polyakov A.A. New data on geological structure of the Olenek bitumen field and hydrocarbon potential of the adjacent territory. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2011;6(3). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/9/33_2011.pdf (accessed 01.10.2023). In Russ.

Информация об авторах**Каламкаров Сергей Львович**

Старший научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: kalamkarov@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0003-6362-4742

Петров Александр Леонидович

Научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: a.petrov@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0003-6092-1485

Лошакова Инна Федоровна

Ведущий геофизик
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: loshakova@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0008-4036-0429

Ухлова Галина Дадар-ооловна

Кандидат геолого-минералогических наук
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: ukhlova@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0007-1869-8004

Обухов Александр Николаевич

Доктор геолого-минералогических наук
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: obukhov@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0004-3701-8340

Information about authors**Sergei L. Kalamkarov**

Senior researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: kalamkarov@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0003-6362-4742

Aleksandr L. Petrov

Researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: a.petrov@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0003-6092-1485

Inna F. Loshakova

Leading geophysicist
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: loshakova@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0008-4036-0429

Ukhlova Galina Dadar-oolovna

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: ukhlova@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0007-1869-8004

Aleksandr N. Obukhov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: obukhov@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0004-3701-8340