УДК 553.98 DOI 10.47148/0016-7894-2025-4-5-39

Геология, нефтегазоносность и перспективные направления геолого-разведочных работ в Енисей-Хатангской нефтегазоносной области

© 2025 г. | А.И. Варламов, П.Н. Мельников, А.Н. Обухов, Г.Д. Ухлова, С.Л. Каламкаров, И.Ф. Лошакова, В.И. Пороскун, М.Н. Кравченко, К.Р. Галин, М.А. Шпильман

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; varlamov.geo@gmail.com; melnikov@vnigni.ru; obukhov@vnigni.ru; ukhlova@vnigni.ru; kalamkarov@vnigni.ru; loshakova@vnigni.ru; poroskun@vnigni.ru; kravchenko@vnigni.ru; galin@vnigni.ru; shpilman@vnigni.ru

Поступила 08.07.2025 г.
Доработана 16.07.2025 г. Принята к печати 28.07.2025 г.

Ключевые слова: ***Таймыр; Енисей-Хатангская нефтегазоносная область; Енисей-Хатангский региональный прогиб; Сибирская платформа; структурно-формационный комплекс; нефтегазоносный комплекс; отражающий горизонт; месторождения нефти и газа; геолого-разведочные работы; параметрическое бурение; региональный интерпретационный проект; перспективы нефтегазоносности.***

Аннотация: Енисей-Хатангская нефтегазоносная область является наименее изученным регионом Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В тоже время открытие месторождений, сделанные в последнее десятилетие, и результаты геолого-разведочных работ дают основание полагать, что нефтегазовый потенциал этой нефтегазоносной области существенно недооценен и кроме традиционных мезозойских нефтегазоносных комплексов большой поисковывй интерес представляют и палеозойские, потенциально нефтегазоносные комплексы. В статье на богатом фактическом материале, интегрированном во ВНИГНИ в «Региональном интерпретационном проекте», сделаны выводы об этапности развития региона, охарактеризованы основные и вспомогательные отражающие горизонты, структурно-формационные и нефтегазоносные комплексы, уточнены контуры распространения некомпенсированных прогибов и клиноформных толщ. На этой основе проведены экспертные оценки нефтяного потенциала всей Енисей-Хатангской нефтегазоносной области и уточнено нефтегазогеологическое районирование. Рекомендовано бурение трех первоочередных параметрических скважин и выделены наиболее перспективные направления геолого-разведочных работ.

Для цитирования: Варламов А.И., Мельников П.Н., Обухов А.Н., Ухлова Г.Д., Каламкаров С.Л., Лошакова И.Ф., Пороскун В.И., Кравченко М.Н., Галин К.Р., Шпильман М.А. Геология, нефтегазоносность и перспективные направления геолого-разведочных работ в Енисей-Хатангской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. – 2025. – № 4. – С. 5–39. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-5-39.

Yenisei-Khatanga Petroleum Province: geology, oil and gas occurrence, and key exploration trends

© 2025 | A.I. Varlamov, P.N. Mel'nikov, A.N. Obukhov, G.D. Ukhlova, S.L. Kalamkarov, I.F. Loshakova, V.I. Poroskun, M.N. Kravchenko, K.R. Galin, M.A. Shpil'man

All-Russian Scientific-Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russia; varlamov.geo@gmail.com; melnikov@vnigni.ru; obukhov@vnigni.ru; ukhlova@vnigni.ru; kalamkarov@vnigni.ru; loshakova@vnigni.ru; poroskun@vnigni.ru; kravchenko@vnigni.ru; galin@vnigni.ru; shpilman@vnigni.ru

Received 08.07.2025
Revised 16.07.2025 Accepted for publication 28.07.2025

Key words: ***Taimyr; Yenisei-Khatanga Petroleum Region, Yenisei-Khatanga Regional Trough, Siberian Platform; structural and stratigraphic sequence, play, reflection horizon, oil and gas field, geological exploration, stratigraphic drilling, regional interpretation project, petroleum potential***

Abstract: The Yenisei-Khatanga petroleum region is the least explored region of the West Siberian petroleum platform. At the same time, field discoveries made in the past decade and results of exploration activities give reasons to believe that petroleum potential of this region is significantly underestimated. Moreover, the likely productive Palaeozoic sequences are of considerable exploration interest in addition to traditional Mesozoic oil and gas bearing formations. Based on extensive factual material integrated in VNIGNI into a “regional interpretation project,” the authors draw conclusions on the stages of the region’s geological development, characterize the primary and secondary reflecting horizons, structural and stratigraphic sequences, and oil and gas bearing formation, and update the boundaries of uncompensated troughs and clinoform sequences. In addition, expert assessments of the petroleum potential of the entire Yenisei–Khatangsky Petroleum Province are made, and the geopetroleum zoning are updated. The authors recommend drilling three priority stratigraphic wells and highlight the most promising exploration trends.

Varlamov A.I., Mel'nikov P.N., Obukhov A.N., Ukhlova G.D., Kalamkarov S.L., Loshakova I.F., Poroskun V.I., Kravchenko M.N., Galin K.R., Shpil'man M.A. Yenisei-Khatanga Petroleum Province: geology, oil and gas occurrence, and key exploration trends. *Geologiya nefti i gaza.* 2025;(4):5–39. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-5-39. In Russ.

Краткая история геологического исследования региона

Енисей-Хатангский региональный прогиб изучается уже почти 90 лет и несмотря на это до сих пор остается регионом повышенного интереса исследователей и объектом многочисленных дискуссий. В современном нефтегазогеологическом районировании территория Енисей-Хатангского регионального прогиба относится к Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (НГО), одновременно являясь северо-восточной окраиной Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП). В то же время возраст, характер фундамента и строение нефтегазоносных комплексов (НГК) имеют много общего с НГО Хатангско-Вилюйской НГП, что в свое время дало основание А.Э. Конторовичу и другим исследователям относить Енисей-Хатангский региональный прогиб в тектоническом плане к Сибирской платформе и рассматривать Енисей-Хатангскую НГО в составе Хатангско-Вилюйской НГП Восточно-Сибирской мегапровинции [1].

Основные черты геологического строения и нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба были установлены в 1950–1980-х гг., когда Министерство геологии СССР проводило системные геолого-геофизические исследования и были открыты первые месторождения нефти и газа.

Общее геологическое и тектоническое строение, описание литологического состава и стратиграфии представлены в классических работах И.С. Грамберга, В.С. Суркова, А.А. Трофимука, Г.Д. Гинсбурга, Е.Г. Бро, А.И. Данюшевской, Д.С. Сорокова, Г.Н. Карцевой, Л.Л. Кузнецова, В.И. Казаиса, Н.Е. Котта, Д.В. Лазуркина, В.Д. Накарякова, З.З. Ронкиной, В.Н. Сакса, В.Г. Сибгатулина, Э.М. Яганцева и многих других. Тектонические построения осуществлялись М.К. Калинко (1954), Ю.Е. Погребицким (1971), Д.В. Лазуркиным, Д.Б. Тальвирским (1976). Результаты этих исследований суммированы в коллективной монографии «Геология нефти и газа Сибирской платформы», опубликованной под редакцией А.Э.Конторовича, В.С.Суркова, А.А.Трофимука в 1981 г. [1].

Новейший этап исследований в Енисей-Хатангском региональном прогибе начался с 2000 г. региональными геофизическими работами на нефть и газ, финансируемыми Федеральным агентством по недропользованию (Роснедра). Для изучения объектов Енисей-Хатангского регионального прогиба использовались современные сейсморазведочные работы МОГТ-2D с кратностью перекрытия до 60–120 и более и длительность записи от 10 до 18 с, которые планомерно проводились на Таймырской, Пясинской, а с 2015 г. и на Северо-, Центрально- и Восточно-Таймырской, Тарейской, Северо-Авамской, Новокубалахской и Анабаро-Хатангской площадях, а также на акваториях р. Енисей и Енисейского залива (ОАО «Полярная геофизическая экспедиция», ОАО «Сибнефтегеофизика», ОАО «Таймыргеофизика», АО «Иркутскгеофизика», АО «Южморгеология» и др.) (рис. 1).

В рамках программы регионального изучения в последнее десятилетие в Енисей-Хатангской и Гыданской НГО пробурены параметрические скважины Гыданские-130 и 118, завершаются испытания скв. Новоякимовская-1, расположенной в наиболее погруженной области Носковско-Агапского прогиба. Кроме того, силами недропользователей пробурены скважины Лескинские-178 и 198 (ПАО «Газпром нефть»).

Основной вклад в геологическое изучение и комплексную интерпретацию этих новых данных внесли сотрудники научных и производственных коллективов: АО «СНИИГГиМС», ИНГГ СО РАН им. А.А. Трофимука, ООО НПЦ «Геостра», ФГБУ «ЗапСибНИИГГ, ПАО «Таймырнефтегеофизика», ОАО «Сибнефтегеофизика», АО «Южморгеология», КНИИГИМС, ФГБУ «ВСЕГЕИ», МГУ им. М.В.Ломоносова, а анализ и свод всех данных выполнялся в ФГБУ «ВНИГНИ». Из опубликованных источников следует отметить работы А.П. Афанасенкова, В.А. Балдина, А.М. Брехунцова, С.Н. Варламова, М.В. Дахновой, Т.Е. Ермоловой, А.В. Исаева, А.С. Ефимова, В.И. Казаиса, В.А. Конторовича, В.А. Кринина, Л.Л. Кузнецова Д.Г. Кушнира, А.И. Ларичева, И.В. Лыгина, И.И. Нестерова, А.А Полякова, А.П. Пронкина, В.Ф. Проскурнина, Д.П. Пука, А.П. Романова, В.И. Савченко, А.Г. Самойлова, В.С. Старосельцева, А.В. Ступаковой, Ю.А. Филипцова, Ю.А.Цимбалюка, В.В. Шиманского, Д. В. Яковлева и многих других [2–16].

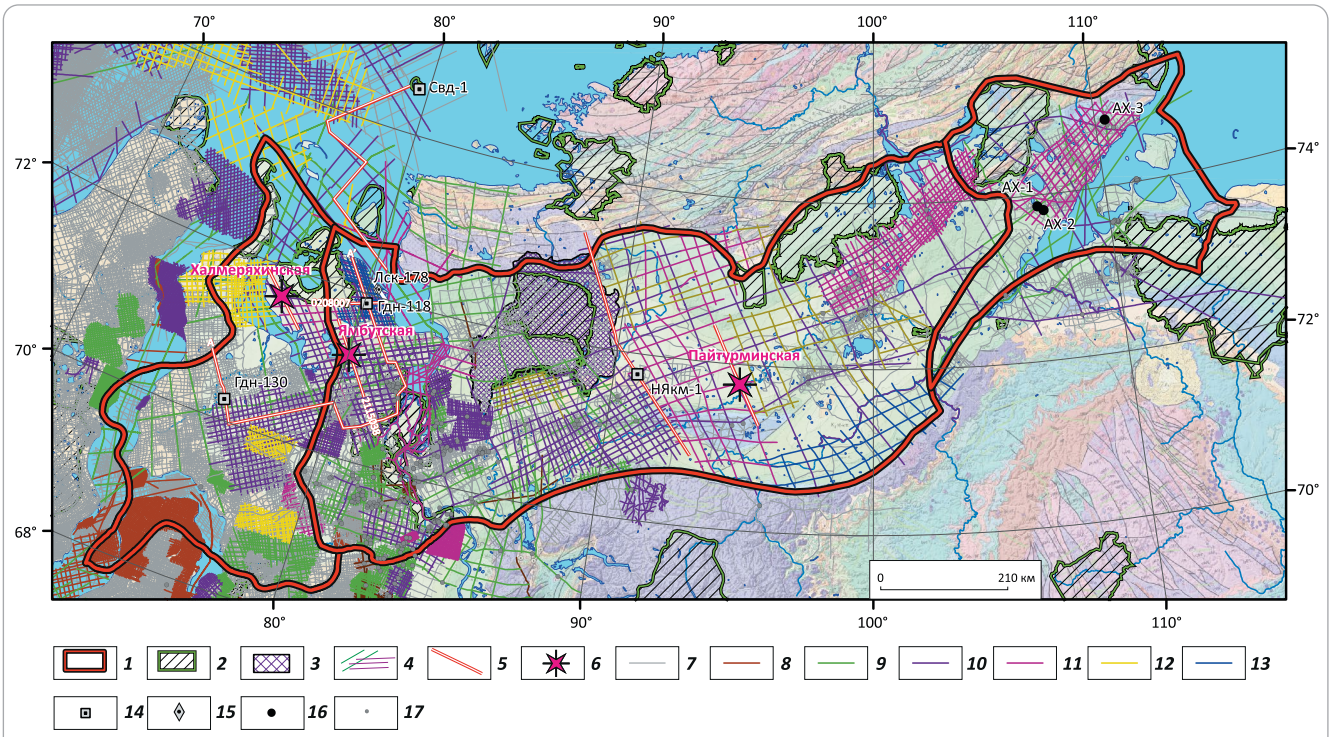
До сих пор далеко не все материалы опубликованы и ценнейшая информация содержится в научно-производственных отчетах по обобщению региональных работ последних лет. Крупные открытия и исследования были сделаны также коллективами недропользователей ПАО «Роснефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Газпром нефть» и др. [17–23].

Новые геологические данные повлияли и на геолого-разведочные работы недропользователей в регионе, поэтому кроме фундаментальных геологических результатов получены и научно-практические. К настоящему времени значительная часть территории перешла в распределенный фонд недр, что в свою очередь привело к более детальным работам и открытию ряда месторождений. Начиная с 2020 г. существенно увеличены запасы Пайяхского нефтяного месторождения (ООО «Восток Ойл), открыты нефтяное Западно-Иркинское (ООО «Восток Ойл»), нефтяное Новоогненное (ООО «Тагульское»), газоконденсатное имени Е. Зиничева (ООО «Ермакнефтегаз»), газовое Северо-Байкаловское (ООО «Восток Ойл») месторождения.

Создание и развитие регионального интерпретационного проекта

В ФГБУ «ВНИГНИ» создана удобная база геолого-геофизических данных [2, 24], которая продолжает пополняться и совершенствоваться.

Рис. 1. Схема изученности Енисей-Хатангского регионального прогиба
Fig. 1. Exploration maturity of the Yenisei-Khatanga Regional Trough



Границы (***1–3***): ***1*** — НГО, ***2*** — особо охраняемых природных территорий, ***3*** — водно-болотных угодий; ***4*** — сейсмические профили; ***5*** — линии сейсмических профилей, которые приводятся в данной публикации; ***6*** — рекомендуемые скважины; **изученность сейсморазведочными работами** (***7–13***): ***7*** — до 2000 г., ***8*** — 2000–2004 гг., ***9*** — 2005–2009 гг., ***10*** — 2010–2014 гг., ***11*** — 2015–2016 гг., ***12*** — 2017–2018 гг., ***13*** — 2019–2023 гг.; **скважины** (***14–17***): ***14*** — параметрические, ***15*** — поисковые, ***16*** — колонковые, ***17*** — изученные глубоким бурением

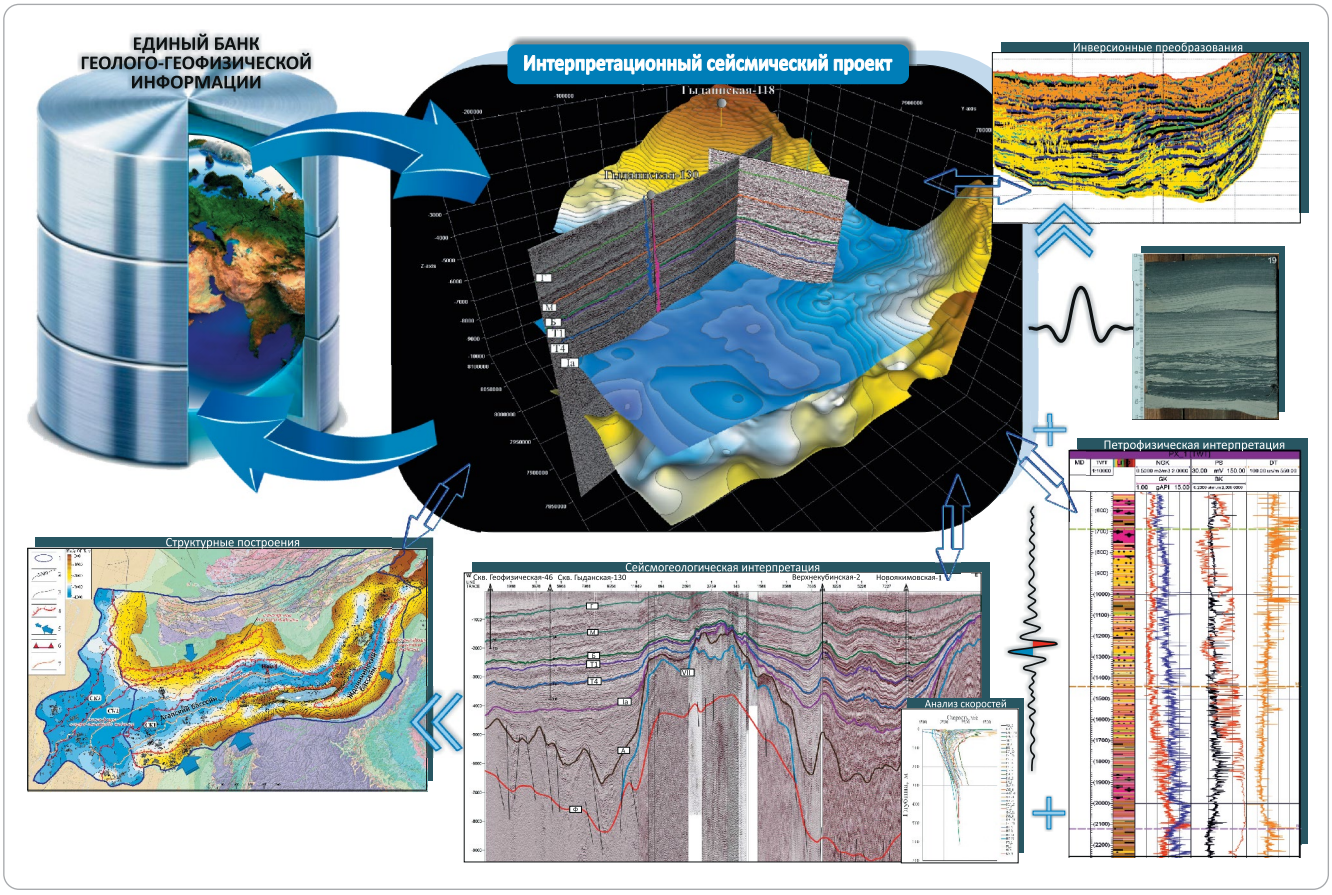
Boundaries (***1–3***): ***1*** — Petroleum Area, ***2*** — specially protected natural reservations, ***3*** — wetlands; ***4*** — seismic survey lines; ***5*** — seismic survey lines illustrated in this paper; ***6*** — recommended wells; **seismic exploration maturity** (***7–13***): ***7*** — before 2000, ***8*** — 2000–2004, ***9*** — 2005–2009, ***10*** — 2010–2014, ***11*** — 2015–2016, ***12*** — 2017–2018, ***13*** — 2019–2023; **wells** (***14–17***): ***14*** — stratigraphic, ***15*** — prospecting, ***16*** — core holes, ***17*** — studied by deep drilling

В настоящее время эта база только по территории Енисей-Хатангского регионального прогиба включает более 130 тыс. пог. км сейсмических разрезов МОГТ-2D и более 430 скважин (см. рис. 2). Материалы загружены в единый интерпретационный сейсмический проект, в котором все разрезы увязаны между собой, выполнена стратиграфическая привязка сейсмических отражающих горизонтов, а сами скважины переведены во временной масштаб (см. рис. 2). Для этого все стратиграфические разбивки были проанализированы и уточнены с учетом данных биостратиграфии и сейсмостратиграфии, что представляет собой сложный многоитеративный процесс. С учетом этих данных и априорной геологической модели строения региона выделены основные структурно-фациальные комплексы (СФК) и выполнена унификация реперных отражающих горизонтов, которые прослеживались по всей анализируемой территории.

Таким образом, в настоящее время в ФГБУ «ВНИГНИ» создан региональный интерпретационный проект на территорию, включающую Гыданскую, Енисей-Хатангскую, Анабаро-Хатангскую, Лено-Анабарскую НГО и Предверхоянский краевой прогиб. Проект постоянно пополняется новыми данными, которые оперативно анализируются, что в свою очередь является основанием для построения новых и уточнения уже существующих геологических моделей. Кроме того, результаты этой работы эффективно используются при планировании геолого-разведочных работ, разработке современных методов прогнозирования залежей, в том числе неструктурных и сложнопостроенных типов, и при уточнении количественной оценки ресурсной базы различных районов НГО. Интерпретационный проект представляет собой результат комплексного анализа и детальной увязки всех геолого-геофизических данных [25]. Для недропользователей (компаний) и государственных учреждений при планировании программы геолого-разведочных работ по поиску и анализу материалов данный проект позволит более оперативно получать и оценивать необходимую геолого-геофизическую информацию.

Построение прогнозных геологических моделей (как региональных, так и локальных) осуществляется на основе комплексной интерпретации результатов сейсмических и скважинных исследований. При этом также используются все имеющи-

Рис. 2. Обобщенная структура интерпретационного сейсмического проекта ФГБУ «ВНИГНИ»
Fig. 2. Generalized structure of VNIGNI seismic interpretation project



еся материалы сопутствующих методов исследования. Сейсмическое поле является носителем не только структурной информации, но и отображает физические и промысловые параметры резервуаров и, что особенно важно, содержит информацию об изменении свойств изучаемого объекта по латерали.

Похожие проекты есть во многих организациях, но данный проект в первую очередь является многоуровневым, т. е. включает не только региональные и композитные профили и опорные скважины, но и содержит всю имеющуюся информацию по локальным площадям. Все данные увязаны между собой, имеются в оперативном доступе и всегда можно ими воспользоваться в спорных случаях или для уточнения модели. Из моделей эксплуатационного этапа взят принцип постоянно действующей модели, когда непрерывно происходят мониторинг данных, их обновление, уточнение и переинтерпретация.

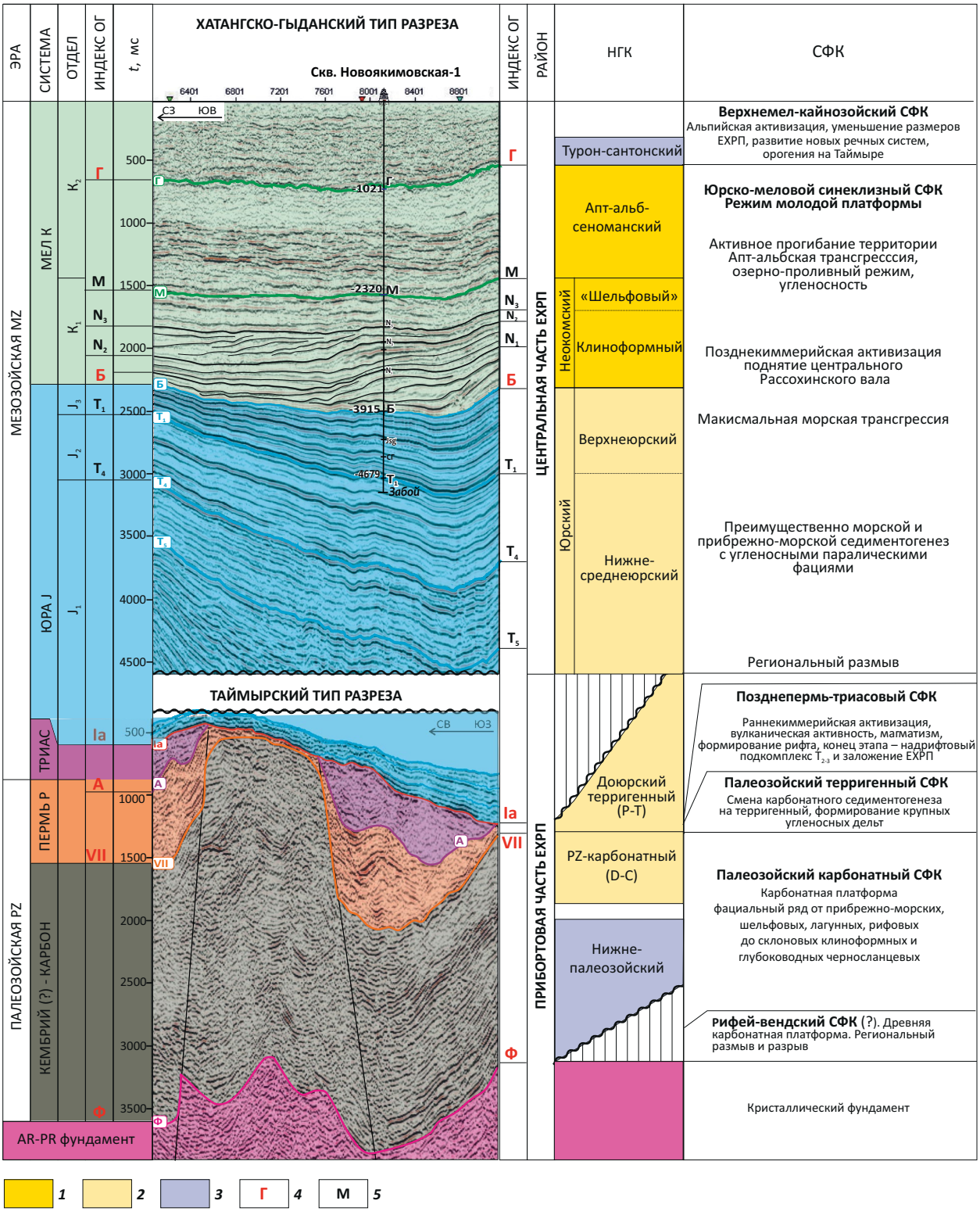
Анализ интерпретационного проекта, имеющихся фондовых материалов и опубликованных работ позволил уточнить геологическое строение осадочного чехла, закономерности строения СФК, стратификацию отражающих горизонтов и границы нефтегазогеологического районирования.

Главные этапы развития Енисей-Хатангского регионального прогиба и характеристика СФК

Геологическое строение Енисей-Хатангского регионального прогиба изучено весьма неравномерно. Мезозой-кайнозойские отложения, характеризующиеся относительной простотой строения и залегающие большей частью на досягаемых для глубокого бурения глубинах, изучены значительно детальнее, чем палеозойские, вскрытые всего несколькими скважинами и тем более, чем венд-рифейские. Поэтому достоверность построений по палеозойским и допалеозойским сейсмическим комплексам определяется уровнем интерпретации сейсмических разрезов и напрямую зависит от привязки отражающих горизонтов и представлениями об условиях осадконакопления и литолого-фациальной зональности. На исследуемой территории было прослежено шесть реперных сейсмических ОГ, отождествляемых с границами СФК, и шесть вспомогательных в юрско-меловом интервале разреза (рис. 3, 4):

1. ОГ Ф — реперный горизонт, отождествляется с поверхностью кристаллического фундамента архей-протерозойского возраста. В центральной части Енисей-Хатангского регионального прогиба ОГ прослеживается на очень больших глубинах (более 9 с), так что достоверное определение его поло-

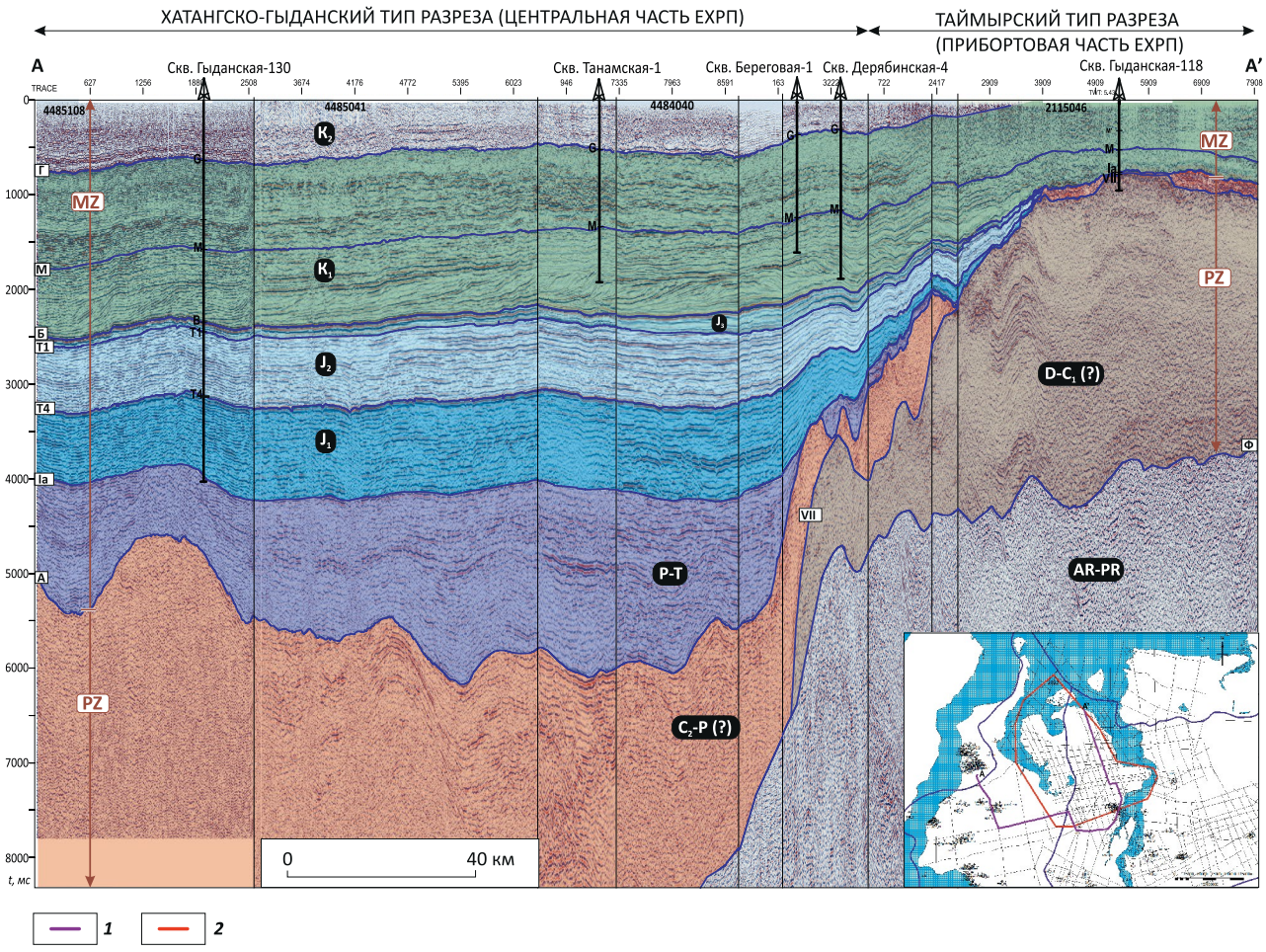
Рис. 3. Сводная стратиграфическая колонка с типами разрезов и СФК
Fig. 3. Summary stratigraphic chart showing section types and seismic facies rock associations



Нефтегазоносные комплексы (***1–3***): ***1*** — установлена промышленная нефтегазоносность, ***2*** — получены притоки УВ, ***3*** — продуктивность не установлена; **сейсмические ОГ** (***4***, ***5***): ***4*** — реперные (границы СФК), ***5*** — вспомогательные

Plays (***1–3***): ***1*** – with determined commercial oil and gas occurrence, ***2*** – HC inflows are obtained, ***3*** – productivity is not identified; **seismic reflectors** (***4***, ***5***): ***4*** — marker (boundaries of seismic facies rock associations), ***5*** — auxiliary

Рис. 4. Композитный сейсмический разрез через параметрические скважины Гыданские-130, 118 (два типа разреза)
Fig. 4. Slalom seismic section across the Gydanskaya-130 and Gydanskaya-118 stratigraphic wells (two section types).



1 — линия композитного разреза по линии А-А'; ***2*** —контур предшествующих тематических работ

1 — composite time section along A-A' line; ***2*** — outline of previous thematic works

жения в этих случаях затруднено. В прибортовых частях прогиба стратиграфическая привязка и корреляция ОГ Ф выполнены с большой степенью достоверности и достаточно уверенно интерпретируется разломно-блоковое строение фундамента.

2. ОГ VII — реперный горизонт, соответствует кровле преимущественно карбонатных палеозойских отложений, включая отложения нижнего карбона. В восточной части района работ, в Лено-Анабарской НГО и восточнее, ОГ представляет собой эрозионную границу, разделяющую пермотриасовые и разновозрастные палеозойские отложения.

3. ОГ А — реперный горизонт, отождествляется с подошвой разновозрастных верхнепермь-нижнетриасовых вулканогенно-осадочных отложений.

4. ОГ Ia — реперный горизонт, сопоставляется с диахронной подошвой юрских отложений.

5. ОГ T_4 — вспомогательный горизонт, отождествляется тогурской глинистой пачкой в кровле китербютской свиты тоарского яруса нижней юры.

6. ОГ T_1 — вспомогательный горизонт, соответствует кровле малышевского горизонта средней юры. При интерпретации клиноформного комплекса позднеюрско-раннемелового возраста используется как реперный.

7. ОГ Б — реперный горизонт, соответствует кровле баженовской свиты (горизонта) и ее аналогов. Является условной границей юрских и меловых отложений.

8. ОГ N_1 — вспомогательный горизонт в неокомском клиноформном комплексе, соответствует кровле нижнего седиментационного комплекса ($СК_1$).

9. ОГ N_2 — вспомогательный горизонт, соответствует кровле среднего седиментационного комплекса ($СК_2$) в клиноформных неокомских отложениях.

10. ОГ N_3 — вспомогательный горизонт, соответствует кровле верхнего седиментационного комплекса ($СК_3$) в клиноформных неокомских отложениях.

11. ОГ М — вспомогательный горизонт, сопоставляемый с нейтинской пачкой (кошайские глины) в аптском ярусе нижнего мела.

12. ОГ Г — реперный горизонт, кровля сеноманского яруса верхнего мела. Из-за размыва осадков горизонт отсутствует на крупных валах (Балахнинском, Рассохинском), а также к востоку от Енисей-Хатангской НГО.

В осадочном чехле рассматриваемого региона уверенно выделяется три крупных структурных этажа, сформировавшихся в течение трех фаз тектогенеза. Первый из них — древнеплатформенный, рифей-палеозойский, представленный мощной терригенно-карбонатной толщей, близкой по своим характеристикам одновозрастным отложениям севера Сибирской платформы. Второй этаж — рифтогенный, сформированный в позднепермь-триасовое время, представленный вулканогенно-осадочными отложениями. Третий этаж — плитный, мезозой-кайнозойский, образованный терригенными толщами выполнения пострифтового палеорельефа, аналогичный одновозрастным толщам осадочного чехла Западно-Сибирской плиты (табл. 1). В составе рифей-палеозойского структурного этажа выделяется два СФК — рифей-вендский и палеозойский (см. рис. 3).

Рифей-вендский СФК на изучаемой территории не вскрыт скважинами, поэтому на сейсмических разрезах выделяется с определенной долей условности. Следует отметить, что вендский возраст отложений достоверно не установлен, но по аналогии с платформенными областями карбонатонакопление началось на рубеже раннего и позднего венда. Рифейские отложения широко распространены на севере Сибирской платформы, где они встречаются в естественных разрезах на восточном склоне Анабарского свода, на территории Уджинского свода и в центральной части Оленекского свода. Естественные выходы рифейских отложений также установлены на северо-западном склоне Анабарского поднятия, где они обнажаются в виде полосы шириной 15–30 км в долине р. Котуй и ее притоках. На юго-востоке толща рифейских пород залегает с несогласием на породах архея и нижнего протерозоя, вскрывающихся в центральной части Анабарского поднятия. Северо-западная граница полосы выходов образований рифея перекрыта более молодыми отложениями верхневендской староречeнской свиты на севере и нижнекембрийской медвежинской свитой в южной части.

В северо-восточной части п-ова Таймыр в основании этого СФК залегают локально распространенная терригенно-карбонатные ждановская и октябрьская толщи, относимые Н.С. Прияткиной и другими к мезопротерозою (среднему рифею) [39] Основная часть СФК образована отложениями верхнего рифея (неопротерозоя), представленого в основном молассовой формацией (становская свита), сложенной хаоточным переслаиванием красноцветных и сероцветных косослоистых песчаников, конгломератаов, алевролитов и мергелей мощностью 1200–1500 м, образовавшихся в субконтинентальной и прибрежно-морской обстановках. На становской свите трансгрессивно залегает колосовская свита, образованная преимущественно карбонатной известняково-доломитовой толщей мощностью до 2000 м и более, в разрезе которой зафиксированы вулканогенные породы основного и кислого состава. Общая мощность осадков позднепротерозойского возраста изменяется от 1800–2000 м на севере п-ова Тамыр до 300 м на юге территории (северный склон Анабарской антеклизы), но на северо-востоке может достигать 3500–4000 м. Такая мощность СФК по простиранию может прослеживаться на значительные расстояния.

К востоку от Енисей-Хатангского регионального прогиба рифейские отложения вскрыты скважинами в Лено-Анабарской НГО, где они представлены преимущественно доломитами, мергелями и алевролитами. Столь широкое распространение рифейских толщ в регионе и дает основание большинству исследователей выделять рифей-вендский СФК [2, 3, 12], основываясь на том, что он на значительной территории сложен терригенно-карбонатными, слабометаморфизированными породами, смятыми в относительно пологие, но высокоамплитудные складки платформенного типа. В наиболее погруженной зоне, в пределах Западно- и Восточно-Таймырских впадин, мощность данного СФК по разным оценкам достигает 7 км, постепенно уменьшаясь к бортам Енисей-Хатангского регионального прогиба.

Палеозойский кембрийско-нижнекаменноугольный карбонатный СФК образован преимущественно карбонатными отложениями, формировавшимися в условиях пассивной континентальной окраины. На сейсмических разрезах в кровле СФК прослеживается ОГ VII. В основании компекса четкий ОГ не прослеживается.

Разрез отложений палеозоя в рассматриваемом регионе представляет собой мощную полицикличеcкую и полифациальную толщу преимущественно карбонатного состава. Данные по стратиграфии, литологическому составу, фациальной зональности рассматриваемых отложений изложены в работах Ю.Е. Погребицкого, Л.Н. Болдушевской, Ю.А. Филипцова, С.В. Ладыгина, А.П Романова, С.Н. Варламова, Д.Г. Кушнира в двух фациальных зонах — северной и южной [1, 2, 12, 13, 37]. В северной зоне преобладают черносланцевые, относительно глубоководные глинисто-кремнисто-карбонатные, частично битуминозные отложения, напоминающие породы доманиковой фации (около 0,5–1,5 км), которые накапливались в условиях некомпенсированного погружения. В южной зоне распространены разнообразные шельфовые и склоновые известняки, мергели и доломиты, а нижне- и среднедевонские отложения представлены еще и гипсами общей мощностью до 4 км (в Западно-Таймырской впадине до 5–7 км), весьма сходными

Табл 1. Структурно-формационные комплексы, тектоноседиментационные события и история нефтегазоносности в Енисей-Хатангской НГО

Tab. 1. Seismic facies rock associations, tectonic and depositional events, and petroleum system history in Yenisei-Khatanga Petroleum Area

Этажи	СФК		Тектоноседиментационные события	История УВ-систем
Мезозойский этаж молодой платформы	Верхнемел-кайнозойский	Кайнозойский терригенный озерно-речной (в осадках слабо выражен)	– альпийская (эоцен – квартер) активизация, резкое уменьшение седиментации в Енисей-Хатангском региональном прогибе, развитие рек Палеохатанги и Палеоенисея – формирование системы мегавалов и выступов, орогения на п-ове Таймыр	Продолжение формирования объектов и крупных зон нефтегазонакопления и месторождений газовых в мезозойском этаже и основной этап активации, разрушение крупных палеоскоплений в Рассохинско-Балахнинской зоне нефтегазонакопления и продолжение переформирования палеоскоплений в карб-PZ и терр-PZ
		Верхнемел-палеоценовый терригенный шельфовый (проливный) озерно-лагунный и пенепленный	– тектоническая стабилизация, регрессия пролива к западу, образование пенепленов на Таймыре, севере Сибири и в Верхоянье	Формирование объектов и крупных зон нефтегазонакопления и месторождений газовых в нефтегазоносном мезозойском этаже и начало активации и переформирования палеоскоплений в карб-PZ и терр-PZ
	Юрско-меловой (плитный)	Аптско-альбско-сеноманский	– максимальное расширение бассейна и его угленосности	Формирование объектов, крупных зон нефтегазонакопления и газовых и нефтяных месторождений в нефтегазоносном мезозойском этаже
		Неокомский	– позднекиммерийская активизация — начало поднятий Рассохинского вала – некомпенсированное прогибание, образование клиноформных серий	– формирование центральной Рассохинско-Балахнинской зоны нефтегазонакопления – формирование нефтегазоматеринских пород гумусового и сапрапелевого шельфового типов (T, J, K) Оптимум — в яновстановской свите (J_3-K_1)
		Юрский	– устойчивое мощное прогибание, морской и прибрежно-морской режим терригенного осадконакопления с присутствием угленосных фаций	– накопление НГМП гумусового и смешанного типов в формирующемся мезозойском этаже нефтегазоносности – консервация палеозойских палеоскоплений
	Средне-нижнетриасовый надрифтовый с терригенным с туфотерригенным типом седиментогенеза		– складчатость в триасе на Таймыре – по оси рифта формирование субширотного узкого прогиба с терригенным осадконакоплением — заложение Енисей-Хатангского регионального прогиба – гранитный интрузивный и долеритовый силловый магматизм	– **переформирование** и разрушение зон нефтегазонакопления в карб-PZ и терр-PZ – прекращение нефтегазонакопления и разрушение палеоскоплений УВ — крекинг и образование битумных палеоскоплений – во второй половине этапа начало консервации битумных скоплений
Верхне-пермь-нижнетриасовый синрифтовый	**Верхнеперь-нижнетриасовый синрифтовый** с вулканогенно–терригенным типом седиментогенеза		– рифтинг, мощный трапповый и интрузивный магматизм – раннекиммерийская активизация, соляной тектогенез	– разрушение и **переформирование** зон нефтегазонакопления – формирование объектов и крупных зон нефтегазонакопления и месторождений газовых в терр-PZ и нефтяных в карб-PZ – генерация в нефтегазоматеринских толщах, в карб-PZ и терр-PZ

Табл. 1, окончание
Tab. 1, end.

Этажи	СФК	Тектоноседиментационные события	История УВ-систем
Рифей-палеозойский древнеплатформный этаж	**Палеозойский терригенный шельфовый** платформенный с дельтовым терригенным угленосным типом седиментогенеза (СФК *терригенный палеозой* – терр-PZ)	– резкое изменение типа седиментогенеза — прекращение карбонатонакопления, формирование крупных речных дельт	– формирование нефтегазоматеринских пород гумусового и смешанного типов в терр-PZ – формирование коллекторов – во вторичных доломитах в карб-PZ, терригенные коллектора в терр-PZ – генерация в НГМТ, в карб-PZ
	Палеозойский карбонатный шельфовый платформенный (СФК *карбонатный палеозой* — карб-PZ	– обширный площадной тектоноседиментационный режим терригенно-карбонатной платформы – рифтинг и соленакопление в девоне	– формирование нефтегазоматеринских пород – в черносланцевых толщах O, S_1–D_1 и D_2–C_1 Оптимум – в усть-енисейской свите (S_1) Соленосные покрышки – кембрий – девон
	Рифей-вендский карбонатно-доломитово-терригенный	– региональный размыв и разрывы – древняя карбонатная платформа	– разрушение и переформирование неопротерозойских зон нефтегазонакопления

с соответствующими отложениями северо-запада Сибирской платформы.

Палеозойские отложения хорошо изучены на прилегающей территории Северо-Тунгусской НГО на Путоранском своде. Они представлены кембрий-нижнекаменноугольной полициклической толщей, сформированной переславивающимися пластами и пачками различных доломитов, глинистых алевролитов, аргиллитов, известняков, в том числе и с доманикоидными темноцветными тонколистоватыми породами, а также — с локально распространенными девонскими эвапоритами суммарной мощностью более 2800 м. По данным В.А. Кринина, И.И. Порозова, на Путоранском своде выше этого карбонатного комплекса залегает терригенно-сульфатно-галогенная верхнепалеозойская толща мощностью более 320 м [26], которая в свою очередь на плато Путорана перекрыта туфолавовой толщей нижнего триаса.

При изучении палеозойского разреза учитывались данные, полученные по результатам бурения параметрической скв. Гыданская-118 и поисково-оценочной скв. Лескинская-178 [17, 19]. Кроме того, были использованы материалы геологической съемки и детальных палеонтолого-стратиграфических и литолого-фациальных исследований, проведенных на п-ове Таймыр в различные годы, которые дают основание предполагать, что разрез палеозоя имеет много общего с бортовыми зонами Енисей-Хатангской НГО [40, 42, 45, 46].

Этот мощный осадочный комплекс, полностью включающий кембрийскую, ордовикскую, силурийскую, девонскую системы и значительную часть каменноугольных отложений, формировавшийся на протяжении около 220 млн лет, из-за залегания на больших глубинах и слабой изученности на закрытых территориях описывается различными исследователями как единое целое. Между тем накопленные при изучении разрезов Сибирской платформы и Таймырской складчатой области материалы в совокупности с данными бурения глубоких скважин дают основание для экстраполяций закономерностей и особенностей геологического строения на закрытые территории Енисей-Хатангского регионального прогиба и разделения этого СФК на два подкомплекса, что имеет огромное значение для прогноза перспектив нефтегазоносности этого региона.

Кембрийско-силурийский подкомплекс. Нижне-среднекембрийские отложения (включая амгинский ярус) на севере Сибирской платформы (Норильский район) представлены шумнинской свитой (мощность 50–150 м) и ее аналогами, сложенными темноцветными тонкослоистыми микрозернистыми известняками, сильно обогащенными ОВ (мадстоунами и вакстоунами), формировавшимися на больших глубинах в открыто-морском бассейне или глубоководных проливах [52]) . Аналогичные или близкие им нижне-среднекембрийские отложения описаны в естественных обнажениях в пределах Горного Таймыра, где они представлены гравийнореченской толщей (мощность 70 м), образованной мергелями и темноцветными доломитами, распространенными только в нижней части, известняками и черными аргиллитами, залегающими в средней и верхней частях толщи [46]. В других фациальных зонах Таймыра отложения этого же возраста представлены южнинской толщей, а

точнее — ее двумя нижними пачками (мощность 65–75 м), сложенными черными углеродистыми аргиллитами с конкрециями фосфоритов. Верхняя пачка южнинской толщи, также образованная черными углеродистыми аргиллитами, содержит фауну трилобитов майского яруса среднего кембрия.

Среднекембрийские отложения (майский ярус) вместе с верхнекембрийскими составляют единую седиментационную последовательнось регрессивного характера, главной закономерностью которой является плавная смена глубоководных темноцветных тонкослоистых известняков (мадстоунов) и карбонатных мергелей преимущественно сероцветными алевритистыми и пелитоморфными известняками, образованными дистальными и проксимальными турбидитами, накапливавшимися во всех частях склона морского палеобассейна — глубокопогруженной, средней и верхней мелководной. На Сибирской платформе (Норильский район) они представлены рыбнинской и чопкинской свитами (мощность 1100–1500 м) [34], на Путоранском своде — частью тамуканской свиты, арыканской и хибарбинской свитами (мощность свыше 900 м) [26], а на Таймыре — устремленновской толщей, грустинской и степановской свитами [40, 46]. Венчает эту регрессивную последовательность комплекс мелководных прибрежно-морских и лагунно-шельфовых отложений, представленный на севере Сибирской платформы туколандинской свитой, образованной переслаиванием различных светлоокрашенных известняков и доломитов с красноцветными мергелями и алевритистыми доломитами (мощность 375 м). В северо-восточной части Таймыра фациальным аналогом этих отложений является широкинская толща, образованная переслаиванием красноцветных мергелей и алевролитов с зеленовато-серыми сульфатсодержащими известняками и доломитами (мощность до 460 м).

Приведенные выше материалы дают очень веские основания предполагать, что на всей закрытой территории Енисей-Хатангского регионального прогиба нижне-среднекембрийские (без майского яруса) отложения тоже представлены маломощными глубоководными доманикоидными осадками, а скорее всего — еще более глубоководными.

Среднекембрийские (майский ярус) и верхнекембрийские отложения, образовавшие мощную (более 1000 м) дельтообразно построенную формацию карбонатного флиша, существенно продвинули зону мелководного прибрежного осадконакопления в северном направлении в сторону глубоководного открыто-морского бассейна, но центральная часть Енисей-Хатангского регионального прогиба была по-прежнему занята глубоководным морским бассейном.

В ордовикское и сулурийское время в результате длительных трансгрессий глубоководный морской бассейн занимал не только центральную часть Енисей-Хатангского регионального прогиба, но и большую часть Таймыра, о чем свидетельствует широкое распространение на этой территории граптолитовых сланцев, черных кремнистых аргиллитов, алевритоглинистых сланцев и темноцветных тонкослоистых битуминозных известняков [42, 47, 40, 43]. Однако присутствие в разрезах сероцветных алевритистых известняков с текстурами турбидитов и контуритов предполагает полициклический характер осадконакопления. В пользу этого свидетельствуют хотя и небольшие, но все-таки значительные суммарные мощности ордовикских (более 500 м) и силурийских (400–600 м) отложений [42, 47], которые в то же время в разы меньше мощностей одновозрастных осадочных толщ, формировавшихся в мелководно-шельфовых фациальных зонах.

Следует отметить, что в центральной части Таймыра на Тарейско-Быррыганской геологической площади верхнекембрий-силурийские отложения отличаются меньшими глубинами осадкообразования, что, возможно, связано с относительной близостью островной суши [48].

На севере Сибирской платформы (Норильский район, плато Путорана) в ордовикское и силурийское время время в пределах южной бортовой зоны палеобассейна накапливались мелководные лагунно-шельфовые, прибрежно-морские и верхнесклоновые отложения [26, 50, 51].

Девон-нижнекаменноугольный подкомплекс существенно отличается от кембрий-силурийского. Во-первых, на Таймыре по данным геологической съемки масштаба 1: 1 000 000 в девон-нижнекаменноугольных отложениях полностью отсутствуют глубоководные открыто-морские (бассейновые) литофации, которыми в основном представлен кембрий-силурийский подкомплекс [43]. Во-вторых, осадконакопление отложений девона и нижнего карбона протекало в условиях следующих фациальных зон: 1) верхней и средней частей склона палеобассейна с глубинами не более 100–150 м, но ниже базиса действия штормовых волн; 2) прибрежно-морской акватории, включающей литоральную и сублиторальную зоны; 3) супралиторальной зоны и себховой прибрежной равнины с периодически протекающим в прибрежных лиманах соленакоплением. В-третьих, скорости осадконакопления в девон-раннекаменноугольное время были значительно выше, что и привело к накоплению осадочных толщ большой мощности.

Подтверждая сказанное, приведем мощности отложений, установленные в конкретных разрезах Таймыра. Так, на Ливенско-Клюевской геологической площади только нижнедевонские отложения в составе пряминской (без нижних слоев, относящихся к верхнему силуру) и приморской свит достигают мощности 900 м. На Тарейско-Быррангской геологической плащади мощность отложений нижнего и среднего девона (верхние 50 м бунгенской свиты, тарейская и песчанинская свиты) составляет 550–600 м, а мощность всей девонской толщи, включая валентиновскую свиту верхнего девона, достигает

1150–1200 м [43]. Вышележащие нижнекаменноугольные карбонатные отложения (турнейский ярус) на этой же геологической плащади в составе вольнинской свиты характеризуются мощностью, варьирующей в пределах 160–250 м [41, 43].

Близкие мощности девонских и нижнекаменноугольных отложений установлены по данными бурения на северной бортовой зоне Енисей-Хатанского регионального прогиба. Так, в поисковой скв. Лескинская-178 отложения девона имеют мощность свыше 1650 м (интервал глубин (2115–3770 м), а нижнего карбона — 830 м (интервал глубин 1290–2120 м). В параметрической скв. Гыданская-118 вскрыта только верхняя часть девонских отложений мощностью 160 м (интервал глубин 1440–1600 м), а нижнекаменноугольные отложения имеют мощность 465 м (интервал глубин 975–1440 м) (рис. 5).

Характер ОГ VII, совпадающего с кровлей описываемого подкомплекса и приуроченного к границе раздела карбонатной и терригенной формаций, на рубеже раннего и позднего карбона четко отражает выделяющиеся в палеорельефе поднятия Тарейско-Тетояхской группы (рис. 6). Эта группа поднятий сформировалась в заключительную фазу позднегерцинского тектогенеза, что и привело к формированиию вышележащего терригенного СФК и одновременно к возможной частичной денудации девон-каменноугольных отложений.

Верхнепалеозойский (C_2–P) терригенный СФК

На рубеже нижнего и среднего карбона произошла резкая смена режима седиментации. Длительная эпоха карбонатонакопления закончилась и началась новая эпоха терригенного осадкообразования, которая продолжается и в настоящее время. Отложения комплекса формировались в мелководных условиях прибрежно-морской зоны и в субконтинентальных условиях, при которых образовывались прибрежные бары с участием эолового фактора, а также — в дельтах рек, в которых накапливались толщи с различной степенью угленосности. Наиболее широко распространены различные песчаники, алевролиты, аргиллиты и мергели. Нижняя граница комплекса часто носит эрозионный характер. В качестве примера приведем данные геологической съемки на Озерно-Таймырской геологической площади, характеризующие контакт макаровской свиты (башкирский ярус среднего карбона), несогласно залегающей на нижнекаменноугольных отложениях [43]. Суммарная мощность отложений комплекса в составе макаровской, турузовской, быррангской, соколинской достигает 4000 м и более. В то же время на Коротковской геологической площади нижняя граница комплекса может быть согласной, без видимого перерыва, а общая мощность отложений СФК оценивается в 700 м [48]. Такие вариации мощности комплекса объясняются не только седиментационными особенностями, но и контролем палеорельефа, сильно изменявшимся в результате позднегерцинской тектонической активности. Верхняя граница рассматриваемого СФК на разных площаях датируется либо кровлей нижнепермских отложений, либо казанским ярусом средней перми.

На сейсмических разрезах в кровле СФК прослежен ОГ А, приуроченный к поверхности разновозрастных нижне-среднепермских отложений. Отложения характеризуются неповсеместным распространением, они отсутствуют на приподнятых участках древней карбонатной платформы, в том числе на Тарейско-Тетояхской группе поднятий. Это хорошо видно по волновой картине на сейсмических разрезах и подтверждается материалами скв. Гыданская-118 (см. рис. 4, 6). То есть на наиболее приподнятых участках отложения палеозойского терригенного СФК заполняют локальные впадины. Во впадинах на сейсмических разрезах картируется совершенно другой характер волновой картины — динамически выраженные, протяженные отражения типа «заполнения». Такой тип сейсмофаций характерен для терригенных и вулканогенно-осадочных отложений.

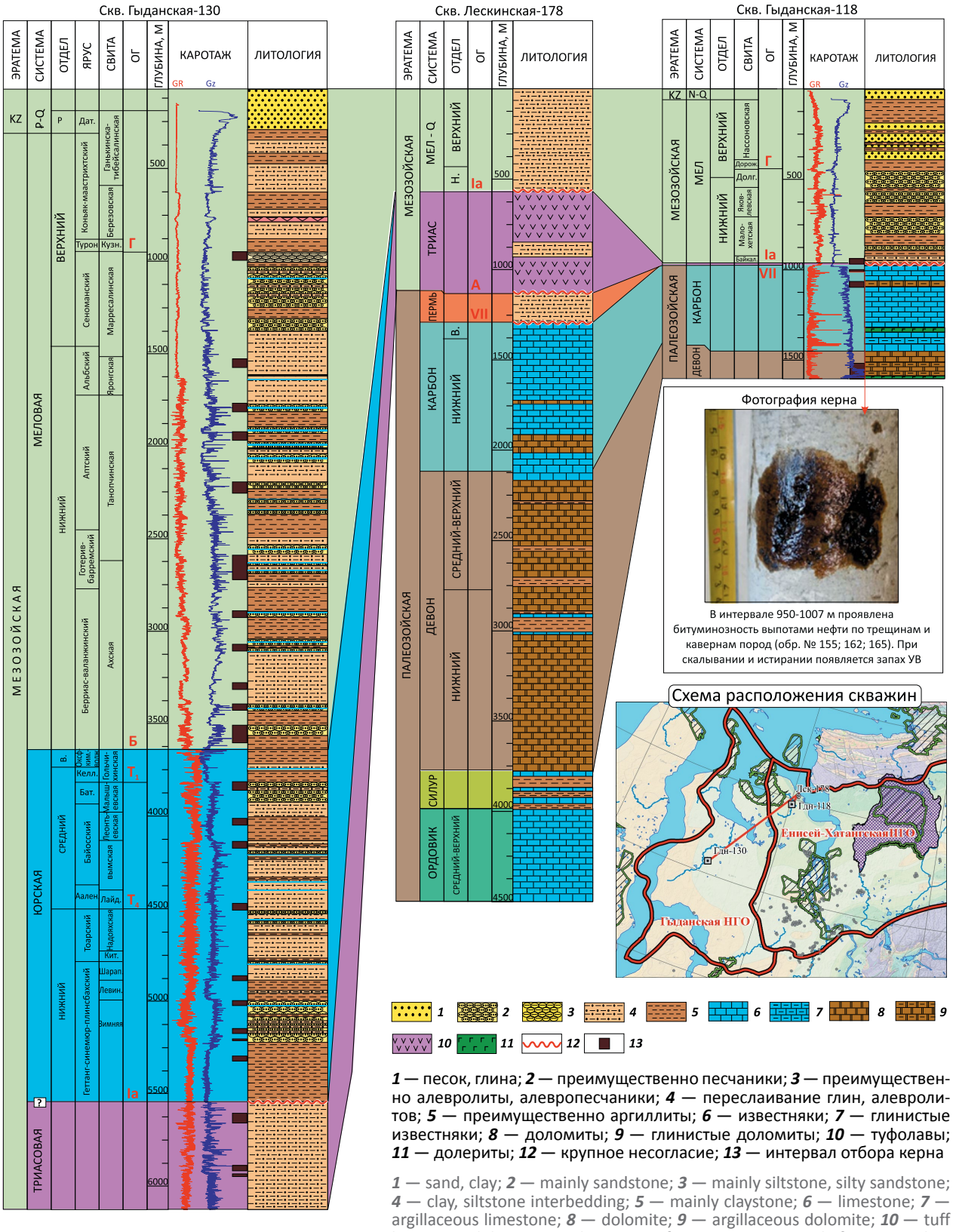
И все эти комплексы являются частью древней Сибирской платформы, ее континентальной пассивной окраиной.

Верхнепермско-триасовый (P_2–T) СФК подразделяется на два подкомплекса: верхнепермь-нижнетриасовый и средне-верхнетриасовый. На сейсмических разрезах в кровле СФК прослежен ОГ Ia, сопоставляемый с подошвой юрских отложений, под которыми могут залегать разновозрастные пермотриасовые отложения. На сейсмических разрезах сколь-нибудь яркую границу внутри триасовых отложений проследить на большие расстояния не представляется возможным. То есть на данном уровне региональная акустическая граница не выделяется.

По волновой картине на сейсмических разрезах в верхней части триасовых отложений выделяется два типа залегания пород: согласное в пределах погруженных депрессионных зон и кровельное типа эрозионного среза триасовых отложений в прибортовых частях. На территории исследования наличие интенсивного эрозионного среза в кровле триасовых отложений фиксируется отдельными полосами вдоль мегавалов Мессояхского, Танамо-Малохетского, Рассохинского, Балахнинского (Обско-Лаптевская гряда по В.А. Балдину), а также на бортах бассейна (Южно-Таймырская и Северо-Сибирская моноклизы). В целом ОГ Ia характеризует строение эрозионной поверхности доюрского основания и выделен повсеместно. Современный структурный план кровли комплекса представляет собой обширную депрессию, совпадающую в плане с современными границами прогиба.

Верхнепермь-нижнетриасовый синрифтовый подкомплекс сложен вулканогенно-осадочными толщами. На рубеже палеозоя и мезозоя (P_3–T_1)

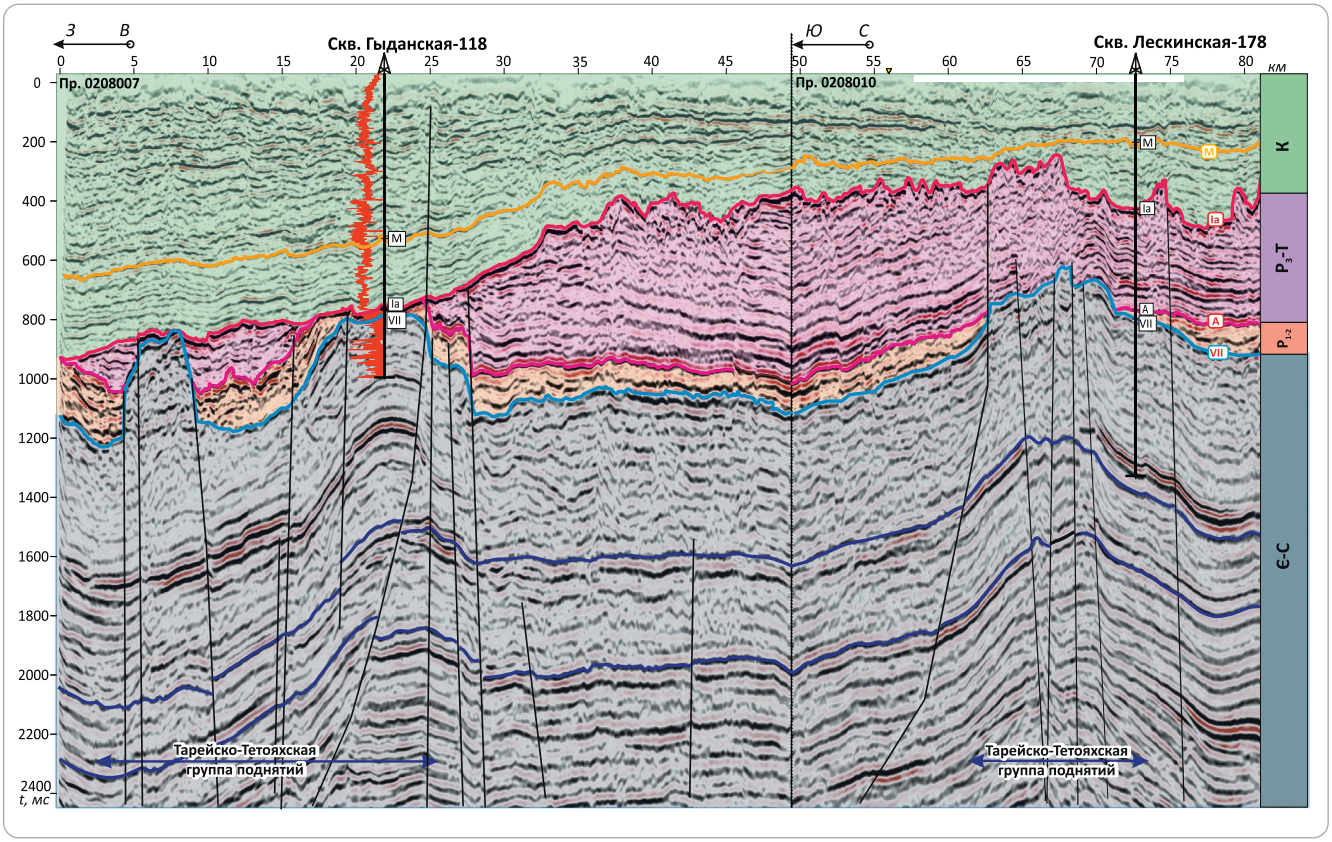
Рис. 5. Схема корреляции скважин
Fig. 5. Well correlation chart



1 — песок, глина; ***2*** — преимущественно песчаники; ***3*** — преимущественно алевролиты, алевропесчаники; ***4*** — переслаивание глин, алевролитов; ***5*** — преимущественно аргиллиты; ***6*** — известняки; ***7*** — глинистые известняки; ***8*** — доломиты; ***9*** — глинистые доломиты; ***10*** — туфолавы; ***11*** — долериты; ***12*** — крупное несогласие; ***13*** — интервал отбора керна

1 — sand, clay; ***2*** — mainly sandstone; ***3*** — mainly siltstone, silty sandstone; ***4*** — clay, siltstone interbedding; ***5*** — mainly claystone; ***6*** — limestone; ***7*** — argillaceous limestone; ***8*** — dolomite; ***9*** — argillaceous dolomite; ***10*** — tuff lava; ***11*** — dolerite; ***12*** — large unconformity; ***13*** — interval of core sampling

Рис. 6. Отображение строения палеозойских отложений в районе Тарейско-Тетояхской группы поднятий
Fig. 6. Interpretation of the Palaeozoic interval structure within the Tareysky-Tetoyakhsky group of uplifts



произошла резкая перестройка тектонического режима. Платформенный спокойным режим сменился рифтовым, в течение которого преобладал вулканический режим, приведший к образованию мощного (более 2 км) единого (площадь более 2 млн км^2) траппового покрова и других интрузивных комплексов (рис. 7). Основные излияния базальтов продолжались относительно короткое в геологическом смысле время, по экспертным оценкам не более 1–3 млн лет [37], но охватили весьма обширные территории Западной и Восточной Сибири и Таймыра (Сибирская трапповая провинция). За счет этих процессов была сформирована вулканическая поверхность (так называемая вулканическая печать), фиксирующая предсреднетриасовый уровень и степень тектонических деформации в регионе. В целом верхнепермь-нижнетриасовый рифтовый комплекс представлен магматическими образованиями основного и ультраосновного состава, вероятнее всего переслаивающимися с осадочно-туфогенно-вулканогенными толщами. Здесь следует отметить, что не все исследователи разделяют рифтовую модель строения центральной зоны Енисей-Хатангского регионального прогиба. Так, в статье В.А. Конторовича, Ю.Ф. Филиппова в качестве опровержения этой модели приводятся следующие аргументы: 1. «Рифтогенез должен был сопровождаться излиянием огромных масс магматических пород, которые должны были заполнять центральную, наиболее погруженную часть прогиба…» и далее 2. «Заполнение наиболее погруженной части прогиба мощными толщами пермско-триасовых базальтов, обладающих аномально высокими плотностными и магнитными свойствами, должно было породить высокоамплитудные аномалии магнитного и гравитационного полей…» [44]. Действительно, так происходит в рифтовых системах срединно-океанического хребта, где огромные массы базальтов формируют океаническую кору. Образование Енисей-Хатангской рифтовой системы происходило на Сибирском кратоне с континентальной корой, и базальтовые массы по системам разломов протыкали весь осадочный чехол, изливаясь на дневную поверхность.

Средне-верхнетриасовый надрифтовый подкомплекс. В среднетриасовое время площади седиментогенеза уменьшились на 90 % и вдоль оси рифтовой системы образовался узкий субширотно вытянутый и относительно узкий (до 300 км) глубокий морской пролив с терригенным осадконакоплением. Этот этап стал началом формирования современного Енисей-Хатангского регионального прогиба.

Терригенные прослои в этом комплексе большей частью представлены озерно-континентальными угленосными отложениями. Мощность комплекса в прибортовых зонах составляет 1–2 км, увеличиваясь в рифтовой осевой зоне Енисей-Хатангского регионального прогиба до 2–4 км. Таким образом, на Сибирской платформе и на Таймыре этот комплекс представлен континентальными траппами,

а на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба формировались мощные толщи прибрежно-морских и морских терригенно-вулканических пород и интрузивных образований.

На основе данных сейсморазведки, увязанных с имеющимися материалами бурения, на Рассохинском и Малохетском мегавалах, а также в пределах Южно-Таймырской моноклизы прогнозируется, что комплекс представлен преимущественно терригенными отложениями среднего – верхнего триаса и является аналогом тампейской серии Западной Сибири с присутствием долеритовых силлов и возможно траппов.

Юрско-меловой (плитный) СФК

В юре начался основной режим морского и прибрежно-морского терригенного осадконакопления с присутствием дельтовых и лагунных угленосных фаций на фоне общего прогибания территории. Юрские и меловые отложения развиты в пределах всего устойчивого прослеживания Енисей-Хатангского регионального прогиба за исключением наиболее приподнятых участков.

Данный СФК подразделяется на три подкомплекса: юрский, неокомский и аптско-альбско-сеноманский.

Отложения *юрского подкомплекса* накапливались в пределах слаборасчлененного неглубокого бассейна. На сейсмических разрезах наблюдается субгоризональное пологоволнистое залегание сейсмических границ с параллельно-слоистой записью с общим погружением к центру бассейна. Внутри юрского подкомплекса выделены и прослежены ОГ $Т_4$, отождествляемый с тогурской пачкой тоарского яруса нижней юры, и ОГ $Т_1$, отождествляемый с кровлей малышевской свиты (пласт $Ю_2$) средней юры. Мощность отложений юры в депрессионных зонах составляет 3,8–4,2 км с увеличением в районе Агапского мегапрогиба до 7 км и Боганидо-Жданихинского палеобассейна до 6 км. Толща юрских отложений последовательно (снизу–вверх по разрезу) выклинивается в прибортовых зонах Таймырской и Северо-Сибирской моноклиз, а также частично размыта и/или выклинивается и тектонически деформируется на Мессояхском, Малохетском, Рассохинском и Балахнинском мегавалах.

Обширная трансгрессия в поздней юре привела к формированию некомпенсированного глубоководного бассейна с формированием конденсированных осадков, обогащенных органикой.

С кровлей юрского подкомплекса отождествляется сейсмический ОГ Б. Но если в центральной части Западно-Сибирской плиты этот ОГ является региональным репером, то в прибортовых частях Западно-Сибирского палеобассейна выполнить фазовую корреляцию ОГ Б достаточно сложно. Связано это с тем, что баженовская свита, сложенная плотными кремнисто-глинистыми породами, образование которой протекало в трансгрессивную фазу седиментационного цикла в условиях голодного некомпенсированного палеобассейна, фациально замещается прибрежно-морскими терригенными отложениями, составляющими единый комплекс с аналогичными неокомскими породами. В регрессивную фазу седиментационного цикла осадконакопление смещается на склоны (верхний и средний рамп), где и формируется клиноформная полициклическая дельтообразная толща, проградирующая из мелководных прибрежных обстановок осадконакопления в более глубоководные. Поэтому в зонах фациальных переходов обычно видны сложные взаимоотношения реперных (пропадающих здесь) и вспомогательных ОГ.

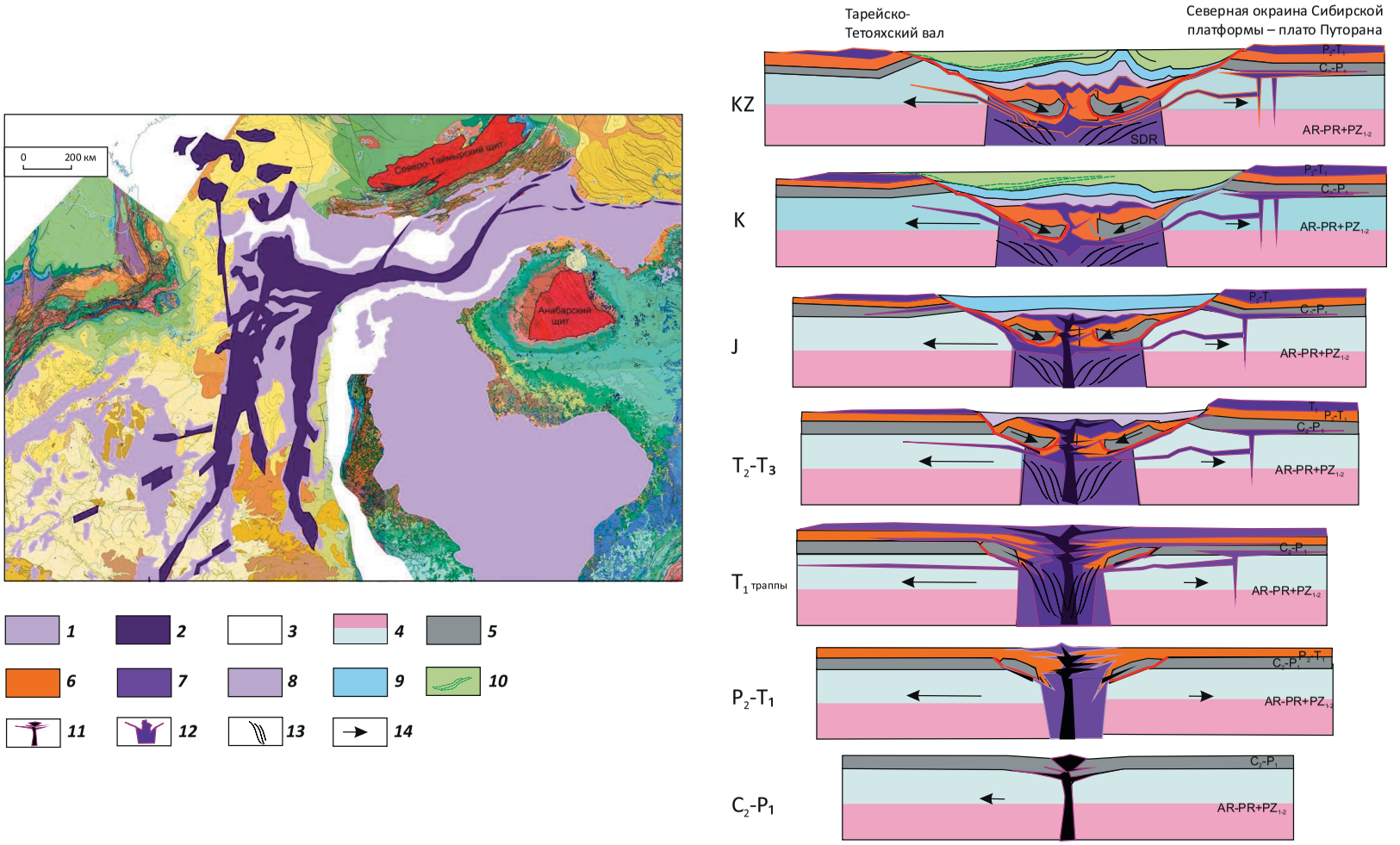
Неокомский подкомплекс характеризуется клиноформным строением отложений по аналогии с западно-сибирскими. В неокомское время активизировались источники сноса терригенного материала с обрамления бассейна, приведшие к лавинной седиментации и образованию относительно глубоководных ачимовских конусов выноса [35]. На сейсмических разрезах наблюдается клиноформное строение отложений, отображающее постепенное боковое заполнение бассейна на фоне регрессии. На сейсмических разрезах в кровле подкомплекса прослежен ОГ М, отождествляемый с глинистой кошайской пачкой, которая сформировалась во время относительного повышения уровня моря и когда глубоководный бассейн был уже заполнен осадками.

Клиноформные отложения распространены большей частью в Носковско-Агапском мегапрогибе Енисей-Хатангского регионального прогиба и обладают рядом уникальных характеристик, таких как число клиноформ, их выраженность в волновом поле сейсмических разрезов и направление падения отложений. Эти особенности обусловлены прежде всего характеристиками источника сноса.

Раннемеловой Носковско-Агапский мегапрогиб (рис. 8, 9) занимает площадь более 120 000 км², расширяясь к западу, в то время как на востоке он ограничен Рассохинско-Балахнинским мегавалом с юга и Таймырской моноклизой, Янгодо-Горбитским выступом с севера. Клиноформы характеризуются субширотным простиранием и северо-западным падением. По-видимому, источником их формирования являлась активная Путоранская область сноса. На Таймырской моноклизе закартированы клиноформы встречного, южного падения. Они обладают относительно слабой выраженностью и небольшой площадью распространения, что обусловлено, по всей видимости, поступлением осадочного материала с п-ова Таймыр, являвшегося слабоактивным источником сноса.

В юго-западной части исследуемой территории выделяется Боганидо-Жданихинский палеобассейн с косослоистым строением неокомских отложений. Здесь материал для накопления неокомских отложений предположительно поступал с Анабарской области сноса, однако с севера прогиб был ограничен Рассохинско-Балахнинским мегавалом, что в

Рис. 7. Рифтовый этап развития Енисей-Хатангского регионального прогиба
Fig. 7. Rifting stage in the Yenisei-Khatanga Regional Trough evolution

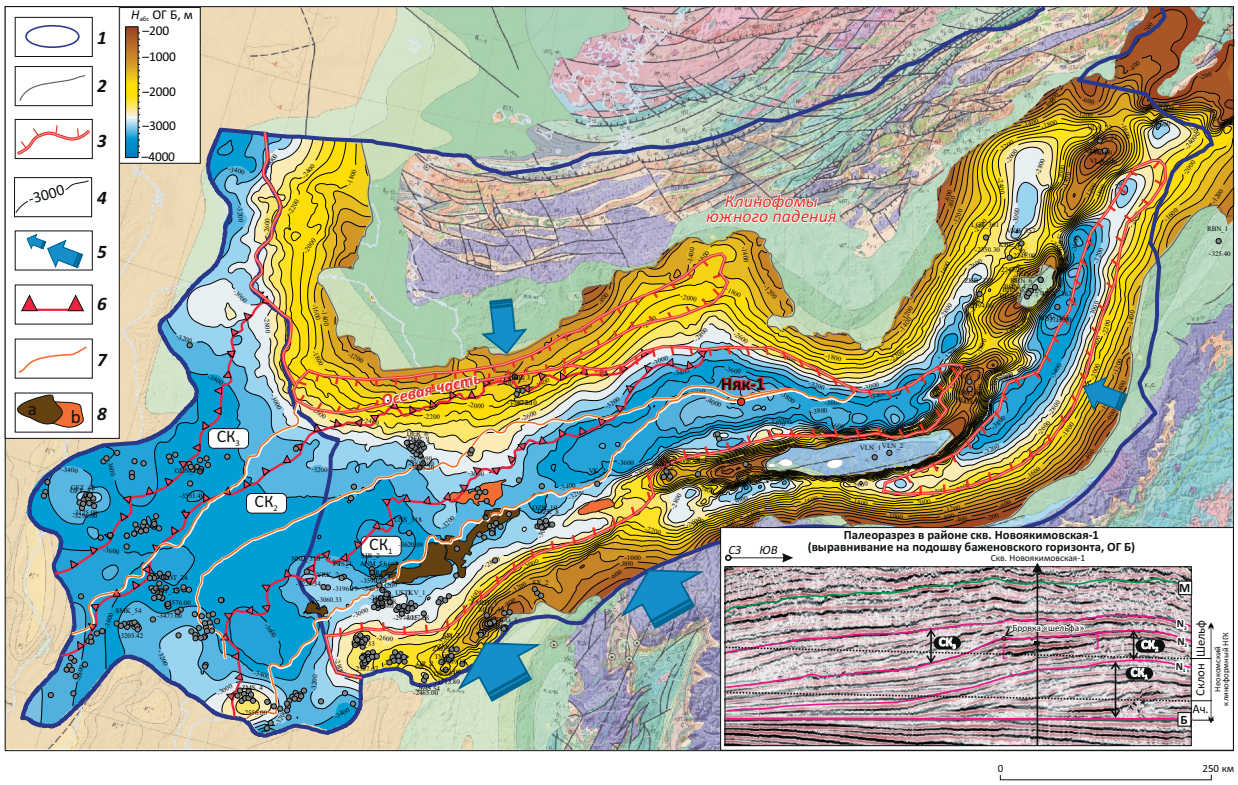


1 — туфолавовая толща триаса; ***2*** — вулканомагматичесакие отложения пермотриаса; ***3*** — зона тектонической денудации триасовых отложений; **комплексы** (***4–10***): ***4*** — протерозой-палеозой карбонатный (PR–PZ_{1-2}), ***5*** — терригенный палеозой (C_2–P_2), ***6, 7*** — трапповый туфолавовый (P_3–T_1), ***8*** — туфотеррригенный (T_{2-3}), ***9*** — юрский (J), ***10*** — меловой с клиноформами (K); ***11*** — ось рифта; **зоны** (***12***, ***13***): ***12*** — вулканоплутоническая зона, ***13*** — SDR в основании рифта; ***14*** — направления регионального растяжения и срывов

1 — tuff-lava Triassic formations; ***2*** — volcanic and igneous Permian-Triassic deposits; ***3*** — zone of tectonic denudation of Triassic deposits; **series** (***4–10***): ***4*** — carbonate Proterozoic-Palaeozoic (PR–PZ_{1-2}), ***5*** — terrigenous Palaeozoic (C_2–P_2), ***6, 7*** — traprock tuff lava (P_3–T_1), ***8*** — tuff terrigenous (T_{2-3}), ***9*** — Jurassic (J), ***10*** — Cretaceous with clinoforms (K); ***11*** — rift axis; **zones** (***12***, ***13***): ***12*** — volcanic and plutonic belt; ***13*** — SDR zones in basal part of rift; ***14*** — directions of regional extension and lift-offs

Рис. 8. Отображение строения неокомских клиноформных отложений на структурной карте по ОГ Б (вблизи кровли юрских отложений)

Fig. 8. Structure of the Neocomian clinoform formations shown on the Б Reflector depth map (near the Jurassic Top)



Границы (***1–3***): ***1*** — НГО, ***2*** — прекращения прослеживания ОГ Б, ***3*** — неокомсикх некомпенсированных палеобассейнов; ***4*** — изогипсы ОГ Б (вблизи кровли юрских отложений), м; ***5*** — направления поступления осадочного материала; ***6*** — линии выклинивания неокомских СК; ***7*** — бровки аккумулятивного палеошельфа (для неокмских СК); ***8*** — месторождения в ачимовских отложениях: a — нефтяные, b — газоконденсатные

Boundaries (***1–3***): ***1*** — Petroleum Area, ***2*** — line of Б Reflector tracing termination, ***3*** — uncompensated Neocomian paleobasins; ***4*** — structural contours of Б Reflector (near the Jurassic Top), m; ***5*** — directions of sedimentary material transportation; ***6*** — lines of Neocomian structural complex pinch-out; ***7*** — depositional paleoshelf edges (for Neocomian structural complexes); ***8*** — fields in the Achimov formations: a — oil, b — gas condensate

определенной степени препятствовало формированию полноценного клиноформного комплекса. Поэтому данные отложения скорее всего можно отнести к субклиноформам.

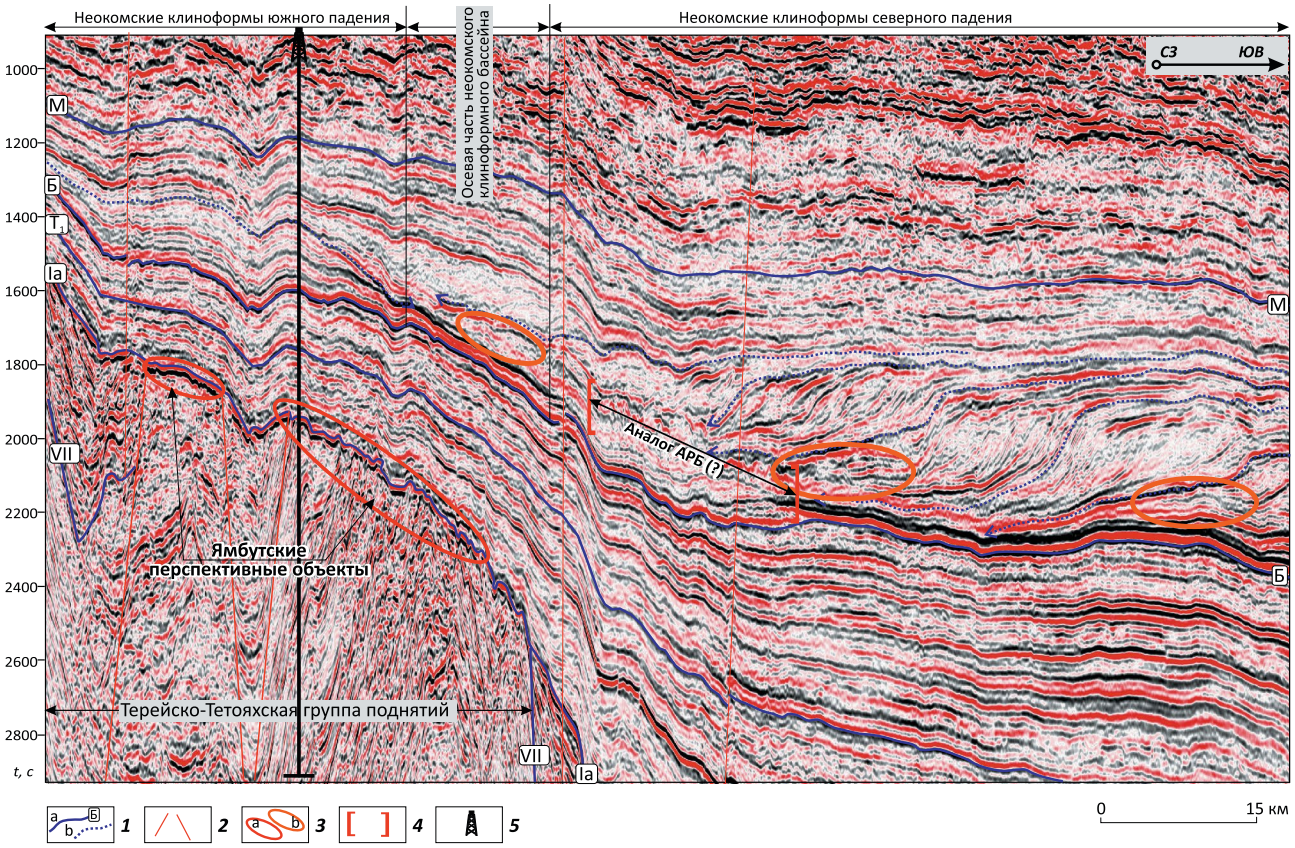
В неокомских отложениях выделяется два НГК: клиноформный и «шельфовый», отложения аккумулятивного шельфа, характеризующиеся субпараллельным напластованием в прибрежно-морских обстановках осадконакопления.

Неокомский размыв проявился в сводовых частях приразломных мегавалов всей центральной системы мегавалов Обско-Лаптевской гряды. На Рассохинском мегавалу меловые отложения полностью эродированы, сильно размыты они и на Балахнинском валу. Происходит плавное сокращение мощности меловых отложений к обрамлению Енисей-Хатангского регионального прогиба. На севере Сибирской платформы на прибортовой моноклинали меловые толщи выклиниваются, а на борту Таймырской складчатой системы они тектонически смещены по сбросовым нарушениям. В пределах последней выделяется прогиб Шренка, который показывает, что большая часть территории Таймыра была покрыта маломощным (до 200–300 м) чехлом угленосных, скорее всего континентальных юрско-меловых отложений.

Аптско-альбско-сеноманский подкомплекс. Продолжается регрессия и отложения становятся все более мелководными до континентальных. В восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба бассейн закрывается. В западной и центральной частях формируется аллювиальная равнина с речной сетью. На сейсмических разрезах в кровле подкомплекса прослежен ОГ Г. Волновая картина на сейсмических разрезах представляет собой отражающие невыдержанные горизонты с изменчивыми динамическими характеристиками, часто с холмообразной формой записи, т. е. типичной для континентальных отложений.

Верхнемел-кайнозойский СФК представляет комплекс прибрежно-морских и озерно-речных отложений. В нем выделяется два подкомплекса: верхнемел-палеоценовый и кайнозойский.

Рис. 9. Отображение строения неокомских клиноформ на сейсмическом субмеридиональном разрезе по пр. 2115038
Fig. 9. Interpretation of Neocomian clinoform structure in roughly NS trending seismic section along 2115038 survey line



1 — сейсмические отражающие горизонты: a — реперные, b — вспомогательные; 2 — крупные тектонические нарушения; ***3*** — неструктурные перспективные объекты: a — в палеозойском интервале разреза, b — в ачимовских (нижнемеловых) конусах выноса; ***4*** — область распространения предполагаемых аномальных разрезов баженовской свиты и ее аналогов (АРБ); ***5*** — рекомендуемая скважина (Ямбутская)

1 – seismic reflectors: a – reference, b – auxiliary; ***2*** – large faults; ***3*** – non-structural exploration targets: a – in Palaeozoic interval, b – in the Achimov (Lower Cretaceous) fans; ***4*** – area of occurrence of the supposed abnormal Bazhenov section and its analogues; ***5*** – recommended well (Yambutskaya)

Верхнемел-палеоценовый подкомплекс характеризует этап завершения формирования Енисей-Хатангского регионального прогиба и устойчивого сокращения площадей седиментогенеза. Он представлен терригенными шельфовыми (проливными) и озерно-лагунными и пенепленными фациями в прибортовых зонах.

Кайнозойский терригенный озерно-речной имеет мощность, редко превышающую 100 м, и в осадках слабо выражен. В это время происходили альпийская (эоцен – квартер) активизация, формирование системы мегавалов и выступов, орогения на Таймыре, резкое уменьшение размеров Енисей-Хатангского регионального прогиба, развитие речной системы Палеохатанги или Палеоенисея.

Представления авторов статьи об истории геологического развития Енисей-Хатангской Енисей-Хатангского регионального прогиба, строении структурно-формационных комплексов и нефтегазоносности показаны в табл. 1.

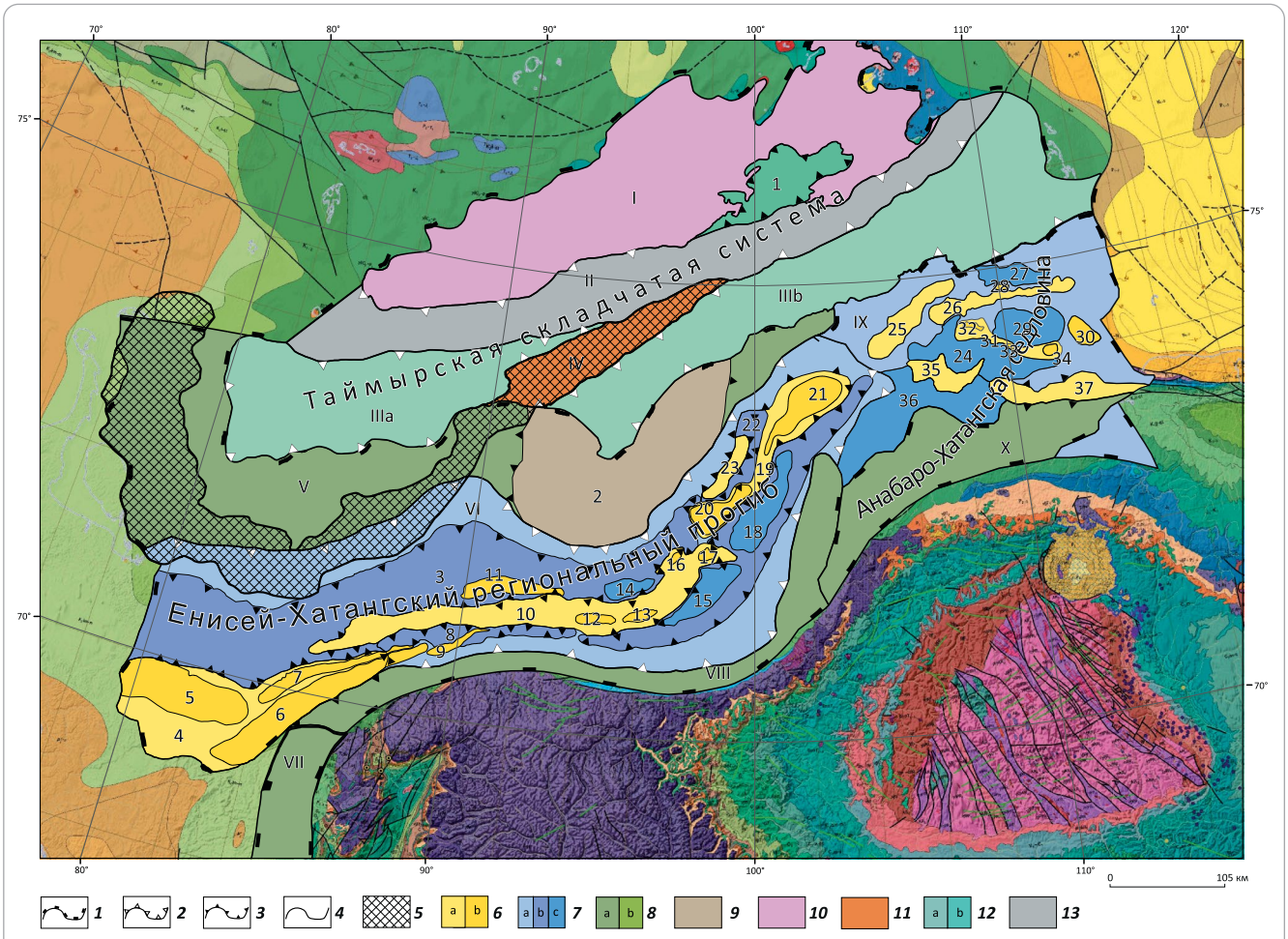
Основные тектонические элементы Енисей-Хатангского регионального прогиба

Основа современного структурно-тектонического районирования была заложена в период 1960–1980-х гг. и представлена на картах Ю.Е. Погребицкого, Д.Б. Тальвирского. Впоследствии структурно-тектонические построения по Енисей-Хатангскому НГО проводились В.С. Старосельцевым, А.П. Афанасенковым, В.А. Конторовичем, В.А. Балдиным, В.Ф. Проскурниным, В.И. Казаисом, Д.Г. Кушниром и др.

Крупным геотектоническим элементом региона является складчатая система Таймыра (рис. 10). В нее входят глубокие (до 10 км) палеозойские Западно-Таймырская и Восточно-Таймырская впадины, отделяемые друг от друга Тарейско-Тетояхской системой валов и обрамляемые на севере Пограничной флексурой.

Западно- и Восточно-Таймырские впадины являются зонами развития мощного (в среднем не

Рис. 10. Структурно-тектоническая карта Енисей-Хатангского прогиба
Fig. 10. Structural and tectonic map of the Yenisei-Khatanga Regional Trough



Границы тектонических элементов (***1–4***): ***1*** — надпорядковых, ***2*** — I порядка, ***3*** — II порядка, ***4*** — III порядок; ***5*** — Тарейско-Тетояхская зона поднятий; **структурно-тектонические элементы Енисей-Хатангского регионального прогиба** (***6–9***): **мезозойские** (***6–8***): ***6*** — положительные (a — II порядка, b — III порядка), ***7*** — отрицательные (a — I порядка, b — II порядка, c — III порядка), ***8*** — промежуточные (a — II порядка, b — III порядка), **палеозойские**: ***9*** — Янгодо-Горбитский выступ; **палеозойские структурно-тектонические элементы Таймырской складчатой системы** (***10–13***): ***10*** — положительные (I порядка), ***11*** — Тарейский вал, ***12*** — отрицательные (a — II порядка, b — III порядка), ***13*** — промежуточные (I порядка)

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

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, достаточно хорошо картируемые сейсморазведкой, причем верхние наддевонские толщи деформированы сильнее и существенно дискордантно по отношению к нижним пологозалегающим рифей-нижнепалеозойским толщам, что может являться следствием позднегерцинского тектогенеза. По версии К.О. Соборнова эти факты могут объясняться механизмами образования соляных куполов [28]. Как отмечалось выше, пачки среднедевонских солей распростанены на Западном Таймыре и в Норильском районе, поэтому авторы статьи не исключают, что процессы галокинеза играли определенную структуроформирующую роль и в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба. Наличие соляных толщ является благоприятным фактором для образования месторождений нефти и газа в палеозойских комплексах, которые в регионе катагенетически изменены, но не метаморфизованы.

Складчатая система Таймыра ограничена на севере континента Северо-Таймырским выступом, представленным глубокометаморфизованными протерозой-архейскими породами, пронизанными мезозойскими гранитными интрузиями [28].

Табл 2. Структура начальных суммарных извлекаемых ресурсов УВ Енисей-Хатангской НГО по состоянию на 01.01.2017 и 01.01.2024 гг.

Tab. 2. Structure of total initial recoverable HC resources in the Yenisei-Khatanga Petroleum Area as on 01.01.2017 and 01.01.2024

Тип УВ	Оценка по состоянию на	Накопленная добыча	Запасы		Ресурсы	НСР	Разведанность НСР, %
			категории $A + B_1 + C_1$	категории $B_2 + C_2$	категории $D_0 + D$		
Нефть, млн т	01.01.2017 г.	0	41,734	164,704	2258,227	2464,665	8
Нефть, млн т	01.01.2024 г.	0	253,173	1741,974	5000–5505*	7000–7500*	27–29
Растворенный газ, млрд м^3	01.01.2017 г.	0	2,378	13,742	354,466	370,586	4
Растворенный газ, млрд м^3	01.01.2024 г.	0	14,333	215,556	570–630*	800–860*	27–29
Свободный газ, млрд м^3	01.01.2017 г.	179,326	441,742	192,161	9687,477	10500,706	8
Свободный газ, млрд м^3	01.01.2024 г.	199,230	398,813	481,827	9420,836	10500,706	10
Конденсат, млн т	01.01.2017 г.	3,549	12,130	3,996	569,406	589,081	3
Конденсат, млн т	01.01.2024 г.	3,885	8,038	3,867	573,291	589,081	3

**Экспертная оценка НСР нефти и растворенного газа категории $D_0 + D$ по результатам проведенных ГРР в Енисей-Хатангской НГО.*

Енисей-Хатангский региональный прогиб в бортовых зонах образован палеозойскими отложениями большой мощности (суммарная мощность всего палеозоя может достигать 7–8 км). Центральная часть прогиба имеет принципиально другое строение — под мощными толщами мезозойского возраста (12–15 км) залегают существенно менее мощные отложения палеозоя (2–3 км). Суммарная мощность осадочного чехла в центральной части прогиба, включая рифей-вендский СФК, составляет 19 км и более. В бортовых зонах Енисей-Хатангского регионального прогиба развиты прибортовые валы, в пределах которых отложения верхнепалеозойского терригенного СФК могут иметь сокращенную мощность или вовсе отсутствовать. По данным В.А. Конторовича, С.В. Ершова, Л.М. Бурштейна, в осевой части прогиба мощность рифей-палеозойского макрокомплекса может достигать 8–9 км, а мезозойского — 10–13 км [49]. На северном борту это Тарейский вал, входящий в Тарейско-Тетояскую группу поднятий. Центральный рифтовый прогиб (Центрально-Таймырский желоб) в свою очередь осложнен Рассохинским и Балахнинским мегавалами, являющимися частью крупной Обско-Лаптевской гряды.

Центральная часть Енисей-Хатангского регионального прогиба в позднегерцинскую фазу тектогенеза претерпела высокоамплитудное прогибание, отражающееся на современной поверхности фундамента в виде глубокой субширотной авлакогеноподобной зоны аномальных глубин. Для структурного плана мезозойских комплексов важную роль играют кайнозойские тектонические движения, в результате которых была сформирована «инверсионная мезозойская система мегавалов», распространенная в центральной и северной бортовой зонах Енисей-Хатангского регионального прогиба.

Современная оценка ресурсного потенциала нефти и газа

По результатам оценки начальных суммарных ресурсов (НСР) УВ по состоянию на 01.01.2017 г., апробированных приказом Федерального агентства по недропользованию Роснедра (№ 391 от 10.09.2020 г.), ресурсный потенциал Енисей-Хатангской НГО 2,5 млрд т извлекаемой нефти и 10,5 трлн м^3 свободного газа. Степень разведанности ресурсов УВ-сырья по итогам прогноза оценена в 8 %, что позволяло отнести регион к территории повышенного интереса недропользователей.

С момента проведения ресурсной оценки произошел значительный прирост запасов за счет доразведки на Пайяхском нефтяном месторождении, открытия нефтяных Новоогненного и Западно-Иркинского, а также газоконденсатных им. Е. Зиничева и Северо-Байкаловского. Прирост запасов составил 1,8 млрд т нефти и 407 млрд м^3 газа, что повысило разведанность ресурсной базы НГО до 23 %. При этом число месторождений выросло с 16 до 20.

Кроме того, новые геолого-геофизические данные дают основание считать, что перспективными для поиска нефти и газа являются и мезозойские, и верхнепалеозойские отложения. В этой связи стало очевидным, что ресурсный потенциал Енисей-Хатангской НГО нуждается в переоценке, принципиального уточнения и детального анализа всех имеющихся данных. На основе предварительных результатов рассмотрения материалов геолого-разведочных работ авторы экспертно оценили величину НСР нефти и растворенного газа и конденсата Енисей-Хатангской НГО (табл. 2).

Стоит отметить, что все открытия произошли в неокомском НГК, разведанность которых выросла с 14 до 46 %, что не сопоставляется с уровнем буровой изученности объекта. О бóльшем ресурсном потенциале неокомских отложений свидетельствует и получение притока нефти и горючего газа из параметрической скв. Новоякимовская-1, пробуренной в центральной части Енисей-Хатангской НГО.

Кроме того, новые геолого-геофизические данные, полученные как в результате проведения региональных работ (бурение параметрических скважин Гыданская-118 и 130), работ недропользователей и обобщения полученных материалов дают основание считать, что перспективными для поиска нефти и газа являются и палеозойские отложения.

В разрезе Енисей-Хатангской НГО и прилегающих территорий можно выделить три основных нефтегазоносных и два потенциально нефтегазоноснеых комплекса, ресурсный потенциал которых по итогам оценки НСР УВ по состоянию на 01.01.2017 г. характеризуются следующими показателями (извлекаемые ресурсы УВ):

– аптско-альбско-сеноманский НГК (K_1a-K_2s) — 1,2 млрд т усл. УВ (доля от НСР УВ — 9 %);

– неокомский НГК (K_1b-K_1br):

– клинформный (ачимовский) резервуар — 3 млрд т усл. УВ (22 %);

– шельфовый резервуар — 3,7 млрд т усл. УВ (27 %);

– юрский НГК (J) — 2,3 млрд т усл. УВ (17 %);

– среднекаменноугольно-нижнепермский (C_2–P_1), терригенный — 2 млрд т усл. УВ (доля от НСР — 13 %);

– верхнепалеозойский (Д–C_1) карбонатный — 1,6 млрд т УВ (доля от НСР — 12 %).

Промышленная нефтегазоносность установлена в юрском, неокомском и аптско-альбско-сеноманском НГК. В надсеноманских отложениях (насоновская свита, K_2t-K_2st) отмечены газопроявления.

Уточнение нефтегазогеологического районирования

В основу нефтегазогеологического районирования были положены карты тектоники и нефтегазоносности, вышедшие в 1970–1980 гг. под редакцией В.С. Суркова, А.Э. Конторовича, В.С. Старосельцева и А.А. Трофимука, а также современные представления о строении и нефтегазогеологическом потенциале Енисей-Хатангского регионального прогиба.

Изучением Енисей-Хатангского регионального прогиба занимаются многие ученые из многих организаций, но до сих пор отсутствует общепринятая точка зрения на модель формирования данного района и его тектоническое и нефтегазогеологическое районирование. До настоящего времени идет дискуссия к какой нефтегазоносной провинции относить этот прогиб.

Уточнение границ НГО и нефтегазоносных районов (НГР) Енисей-Хатангского прогиба назрело давно, кроме того, за последнее десятилетие появилось много новых данных. Созданный постоянно действующий региональный проект, включающий самые современные геолого-геофизические данные, позволил уточнить геологическое строение территории, в том числе и структурные планы и, соответственно, районирование территории.

Бортовую зону сочленения Гыданской и Енисей-Хатангской НГО можно считать новым полигоном для изучения нефтегазоносности палеозойских отложений Западно-Сибирской НГП. Поскольку важной особенностью северной бортовой зоны Енисей-Хатангского регионального прогиба является наличие обособленной крупной зоны Тарейско-Тетояхских поднятий, то эту зону необходимо включить в контур НГП и, соответственно, расширить на север границу провинции (сейчас она входит лишь частично). Тарейско-Тетояхская группа поднятий является погребенным позднегерцинским (P_3–T) поднятием и его границы хорошо картируются в волновом поле сейсмических разрезов по зоне увеличенных толщин вулканогенно-осадочного пермотриасового комплекса отложений между сейсмическими ОГ VII и Ia (рис. 11, см. рис. 6).

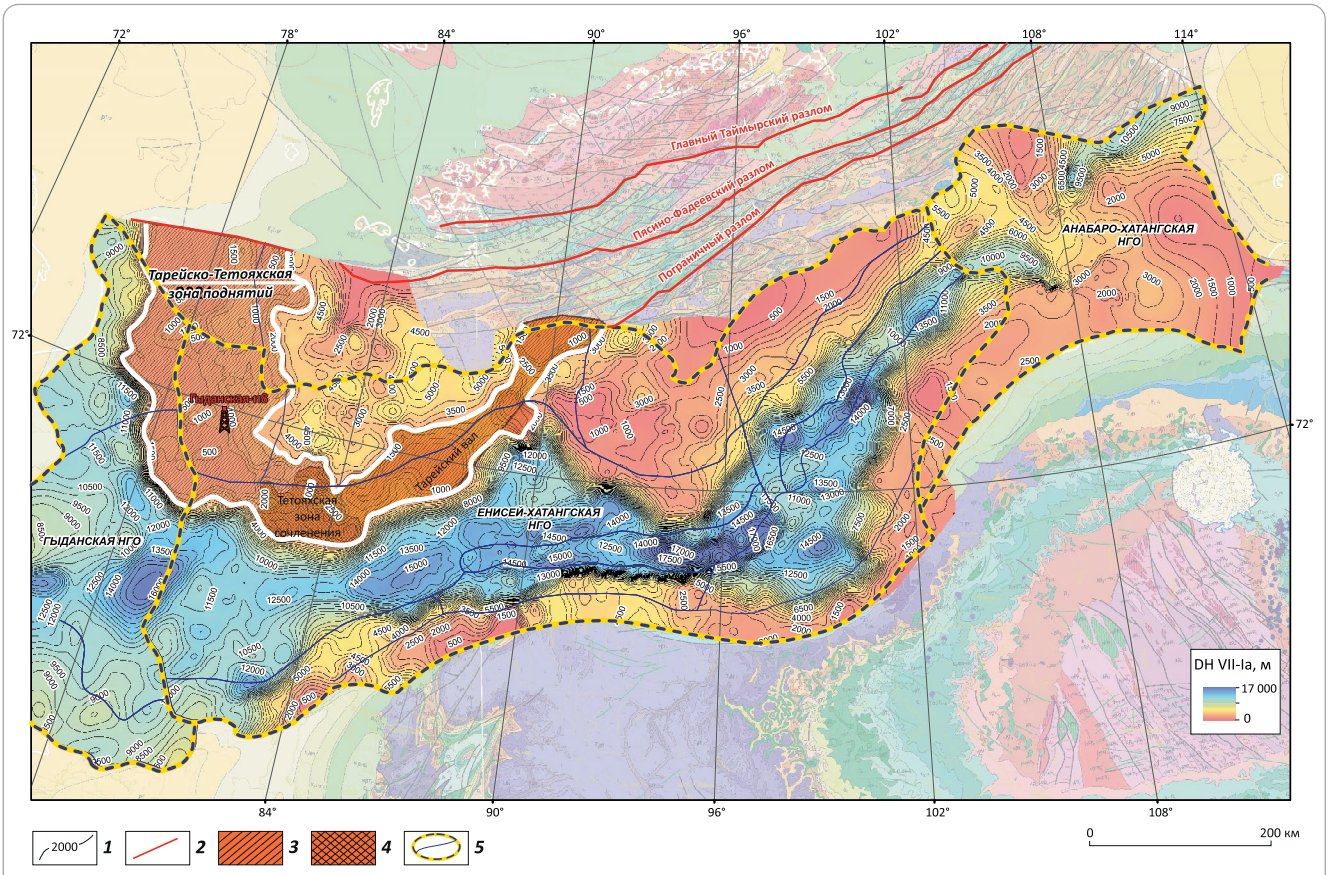
В результате изучения скважин Гыданская-118 и Лескинская-178 установлено наличие коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами в палеозойском карбонатном интервале разреза. Выявлено, что силурийские отложения (граптолитовые сланцы) могут считаться основной нефтегазоматеринской породой [17, 18]. По результатам проведенных расчетов масштабов генерации и эмиграции УВ показано, что палеозойские нефтегазоматеринские толщи Енисей-Хатангской и Анабаро-Хатангской НГО могли генерировать объемы УВ, практически соизмеримые с мезозойскими нефтегазоматеринскими толщами Гыдана и запада Енисей-Хатангского регионального прогиба [32].

В северном обрамлении Сибирской платформы имеется два структурно-тектонических этажа: нефтегазоносный мезозойский и перспективный палеозойский. В палеозойских отложениях промышленная нефтегазоносность пока не установлена. Тем не менее зафиксированы нефте- и газопроявления в скважинах Гыданская-118 и Лескинские, а также непосредственно в пределах п-ова Таймыр отмечены нефтепроявления при геологической съемке и бурении колонковых скважин.

Такое строение усложняет районирование, для уточнения границ НГР предлагается использовать тектонические элементы как мезозойских, так и палеозойских отложений, поскольку разделять единую структуру — Енисей-Хатангский прогиб — неправильно.

Основной элемент нефтегазогеологического районирования, который предлагается уточнить, — это выделение в отдельный район Тарейско-Тето-

Рис. 11. Карта толщин пермотриасового комплекса с границами Тарейско-Тетояхской группы поднятий
Fig. 11. Thickness map of Permian-Triassic sequence showing boundaries of the Tareysky-Tetoyakhsky group of uplifts



1 — изопахиты пермотриасового комплекса (dH ОГ VII-ОГ Ia), м; ***2*** — региональные тектонические нарушения, закартированные по данным геологической съемки; ***3*** — область палеозойских валов; ***4*** — зона сочленения валов; ***5*** — границы НГО и НГР 2017 г.

1 — isopachs of Permian-Triassic sequence (dH VII Reflector – Ia Reflector), m; ***2*** — regional faults mapped using geological survey data; ***3*** – area of Palaeozoic swells; ***4*** – zone of swell joint; ***5*** – petroleum area and petroleum district boundaries, 2017

яхскую группу поднятий (см. рис. 6, 11). Соответственно, граница сочленения Енисей-Хатангской с Гыданской НГО и Свердрупской ПНГО расширяется на запад и северо-запад, поскольку разделять единую группу поднятий вал на разные НГО некорректно (рис. 12).

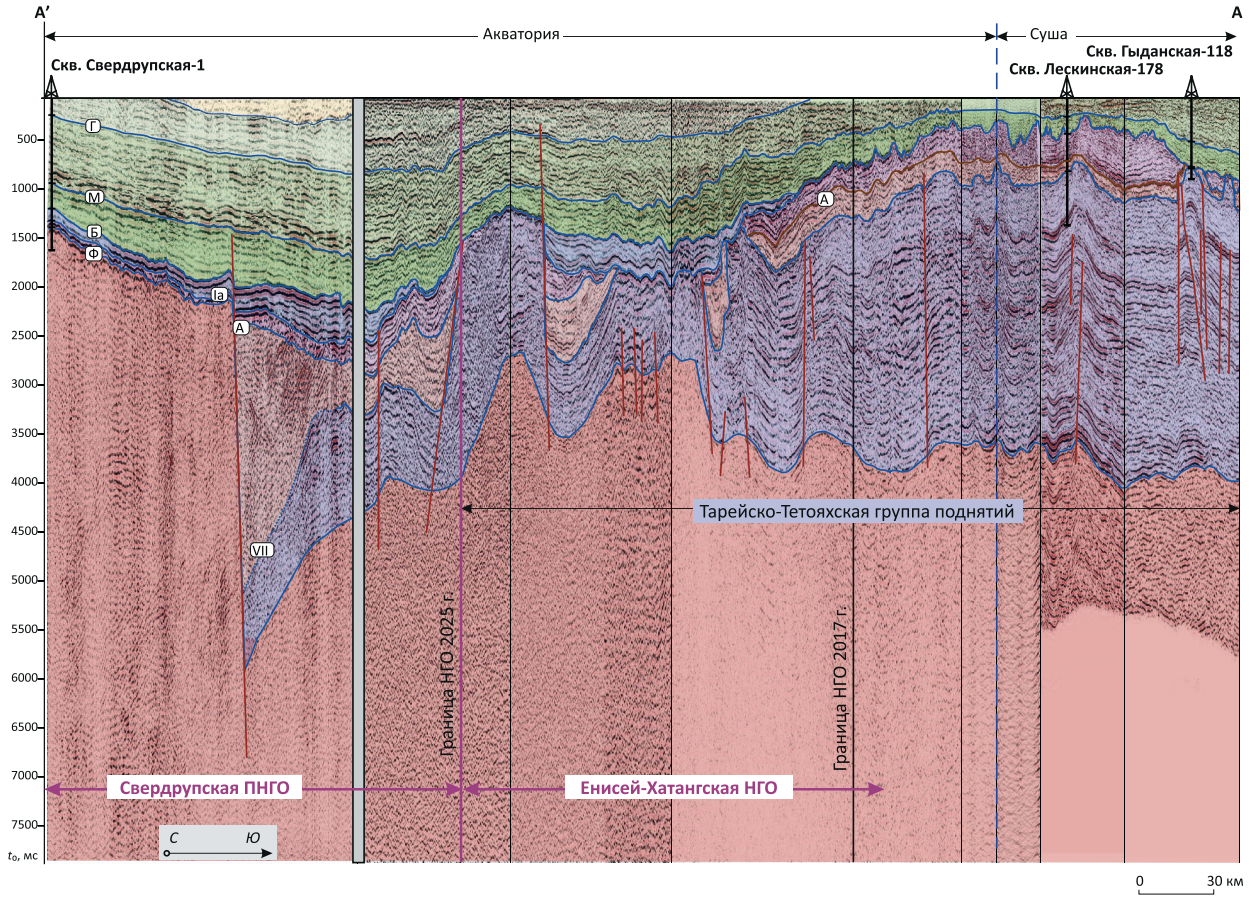
Перспективы нефтегазоносности здесь связаны в основном с палеозойскими карбонатными отложениями, что косвенно подтверждается бурением скважин Гыданская-118 и Лескинские. Кроме границ единой Тарейско-Тетояхской группы поднятий при уточнении границ НГР учтена и зона развития «встречных» клиноформ южного падения.

За счет расширения границ Енисей-Хатангской НГО на север предлагается выделить в новых границах Западно-Таймырский НГР II-11 и новый Восточно-Таймырский ПНГР II-12. В Западно-Таймырском НГР (за пределами прежнего контура НГП) уже выданы лицензии на пользование недрами с целью геологического изучения, включающего поиски и оценку месторождений полезных ископаемых. Этот район сложен палеозойскми осадочными комплексами, содержащими нефтематеринские породы, коллекторы и покрышки. Породы содержат нефтепроявления, но отличаются повышенной степенью тектонической дислоцированности.

По сейсмическим данным, в Западно-Таймырском НГР выделяются все те же комплексы, что и в Тарейско-Тетояхском. Однако северная граница проведена условно в соответствии с геологической картой и требует уточнения. Западно-Таймырский и Восточно-Таймырский ПНГР разделяются по Пограничному разлому. В этих НГР перспективы нефтегазоносности связаны с палеозойскими отложениями, залегающими во впадинах, юрско-меловые отложения отсутствуют.

Кроме этого, предлагается уточнить границы других НГР за счет детализации структурных карт и структурно-тектонического районирования, поскольку появлялось много новых данных для картопостроений. Уточнены контуры Носковско-Агапского НГР II-6. Уточнены контуры Рассохинского и Балахнинского валов, а также уточнена область распространения неокомских кли-

Рис. 12. Композитный сейсмический разрез на границе Гыданской и Свердрупской НГО
Fig. 12. Slalom seismic section crossing the boundary of Gydansky and Sverdrupsky petroleum areas



ноформ (см. рис. 8, 9). В западной части Агапского палеобассейна открыто несколько месторождений в клиноформных неокомских отложениях: уникальные нефтяные Пайяхское и Западно-Иркинское, газоконденсатное им. Е. Зиничева, Новоогненное нефтяное и Северо-Байкальское газовое. Испытания параметрической скв. Новоякимовская-1 подтвердили нефтегазоносность клиноформных отложений центральной и восточной частей Агапского палеобассейна.

По сейсмическим данным уточнены контуры прогибов Дудыптинский II-4 и Боганидо-Жданихинский II-2 и соответствующих им ПНГР. Данные ПНГР разделяются по наличию косослоистых неокомских отложений (субклиноформ) в Боганидо-Жданихинском прогибе (см. рис. 7).

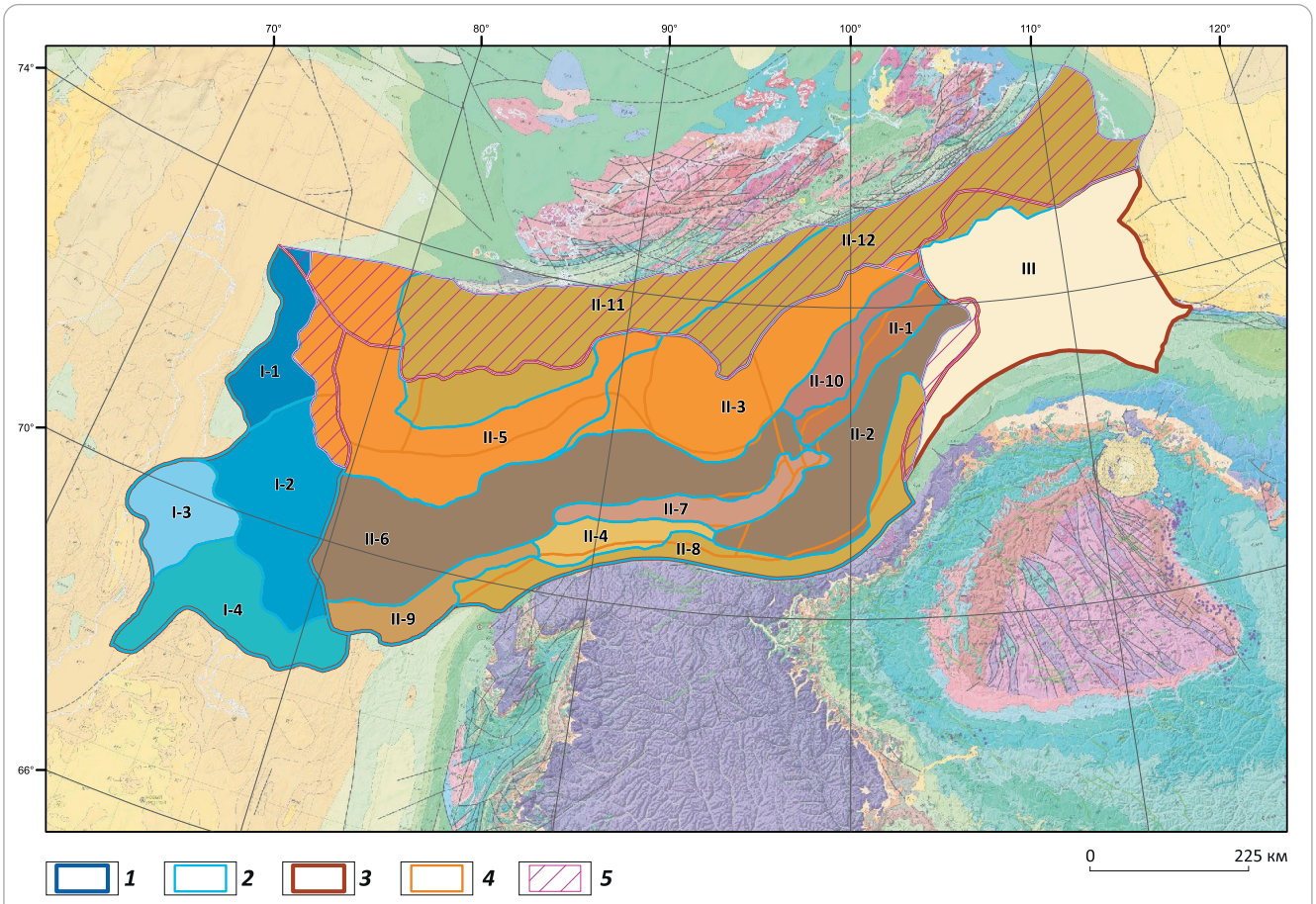
Для уточнения границ Северо-Сибирского ПНГР II-8, приуроченного к одноименной моноклизе, использовались современные сейсмические данные, по которым было закартировано отсутствие терригенных палеозойских (вероятнее всего, каменноугольных) отложений.

Сопоставление границ существующего районирования и предлагаемые границы показаны на рис. 13. Таким образом, учитывая новейшие данные геолого-разведочных работ, позволившие уточнить региональную модель строения Енисей-Хатангского регионального прогиба, предлагается оперативное уточнение нефтегазогеологического районирования, что позволит более эффективно выполнять оценку ресурсов этой перспективной территории.

Перспективные направления геолого-разведочных работ

В настоящее время, когда уникальные ресурсы УВ-сырья Западной Сибири в юрско-меловой толще большей частью уже выявлены и включены в активную разработку, поисковый интерес приобретают районы с наименьшей геологической изученностью и более глубокие горизонты, перспективы которых пока еще достоверно не обоснованы. В этом аспекте Енисей-Хатангский региональный прогиб авторами статьи авторами рассматривается как один из наиболее приоритетных регионов, в котором будет сделано еще много открытий месторождений нефти и газа. На территории Енисей-Хатангского регионального прогиба недропользователи активно приобретают лицензии (рис. 14). К настоящему времени практически залицензирована почти вся западная часть. Причем примерно половина территории занимают лицензии на геологическое изучение, где компании самостоятельно ведут поисковые работы. Для работ регионального

Рис. 13. Предлагаемая схема нефтегазогеологического районирования
Fig. 13. The proposed scheme of geopetroleum zoning



Границы (***1–5***):***1*** — НГО новые, ***2*** — НГР новые, ***3*** — НГО текущие, ***4*** — НГР текущие, ***5*** — НГО

I. **Гыданская НГО**: I.1. Северо-Гыданский НГР, I.2. Гыданский НГР, I.3. Напалковский НГР, I.4. Мессовский НГР; II. **Енисей-Хатангская НГО**: II.1. Балахнинский НГР, II.2. Боганидо-Жданихинский ПНГР, II.3. Янгодо-Горбитский ПНГР, II.4. Дудыптинский ПНГР, II.5. Тарейско-Тетояхский НГР, II.6. Носковско-Агапский НГР, II.7. Рассохинский ПНГР, II.8. Северо-Сибирский ПНГР, II.10. Турку-Логатский ПНГР, II.11. Западно-Таймырский НГР, II.12. Восточно-Таймырский ПНГР; III. **Анабаро-Хатангская НГО**

Boundaries (***1–5***):***1*** — petroleum area, new, ***2*** — petroleum district, new, ***3*** — petroleum area, current, ***4*** — petroleum district, current, ***5*** — petroleum area

I. **Gydansky Petroleum Area**: I.1. North Gydansky Petroleum District, I.2. Gydansky Petroleum District, I.3. Napalkovsky Petroleum District, I.4. Messovsky Petroleum District, II. **Yenisei-Khatanga Petroleum Area**: II.1. Balakhninsky Petroleum District, II.2. Boganodi-Zhdanikhinsky promising petroleum district, II.3. Yangodo-Gorbitsky promising petroleum district, II.4. Dudyptinsky promising petroleum district, II.5. Tareisko-Tetoyakhsky petroleum district, II.6. Noskovsko-Agapsky petroleum district, II.7. Rassokhinsky promising petroleum district, II.8. North Sibirsky promising petroleum district, II.10. Turku-Logatsky promising petroleum district, II.11. West Taimyrsky petroleum district, II.12. East Taimyrsky promising petroleum district, III. **Anabar-Khatanga Petroleum Area**

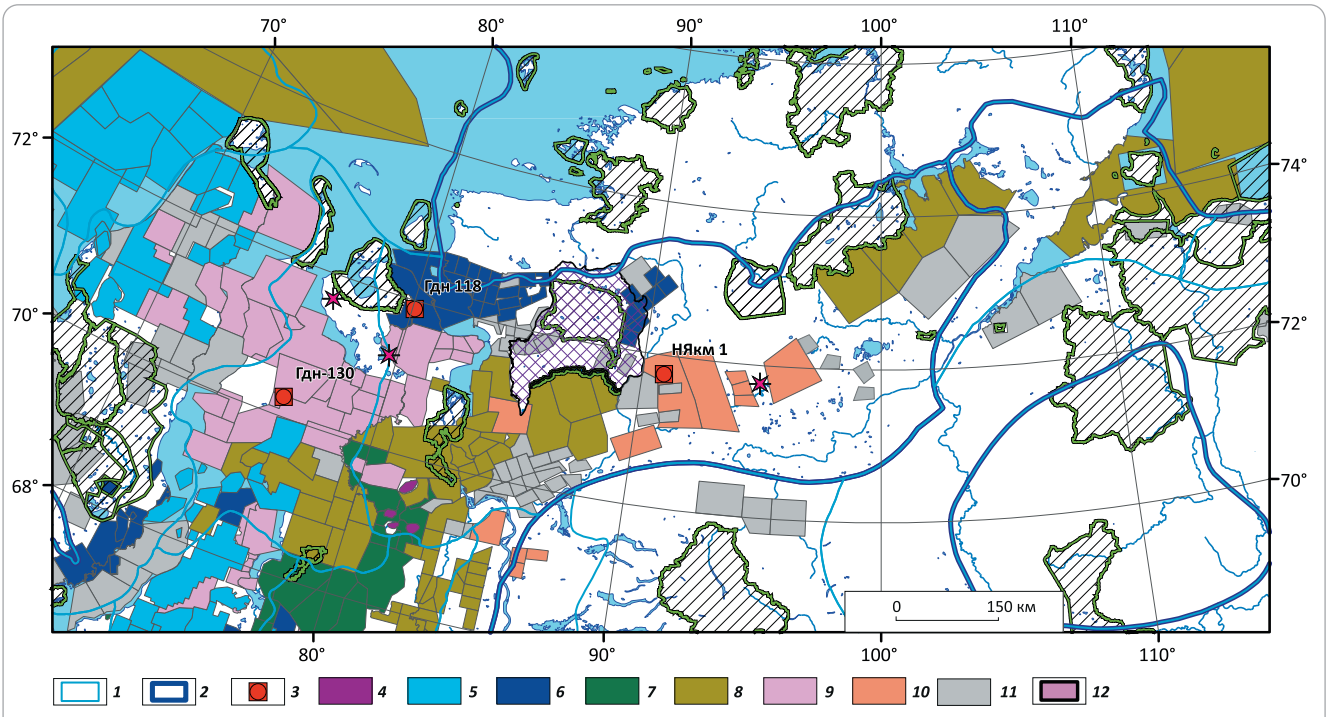
этапа за счет средств федерального бюджета большой интерес представляют все незалицензированные территории, но их можно дифференцировать с учетом особенностей конкретных НГК.

Для мезозойских НГК интерес представляет вся центральная часть и южная бортовая зона Енисей-Хатангского регионального прогиба как на поиск традиционных структурных ловушек, так и на литологически экранированные залежи в клиноформных комплексах юры и мела (см. рис. 7, 14). На границе юры и мела, в терминальную стадию развития неокомских клиноформных отложений, южный склон Тарейско-Тетояхских поднятий представлял собой депоцентр Енисей-Хатангского бассейна. Об этом свидетельствует закартированная осевая часть неокомского палеобассейна (см. рис. 7, 8). Склоны поднятия являются перспективными для поиска структурно-литологических залежей в мезозойских отложениях.

Главной задачей региональных работ на мезозойские НГК в настоящее время авторы статьи считают подготовку предложений по лицензированию недр на основе детального анализа геолого-геофизической информации, получаемой за счет проведения геолого-разведочных работ на нераспределенном фонде недр и с привлечение информации компаний недропользователей.

Перспективы палеозойского разреза нераспределенного фонда недр Енисей-Хатангского регионального прогиба следует рассмотреть более

Рис. 14. Карта лицензирования по состоянию на 01.07.2025 г.
Fig. 14. Licensing map as on 01.07.2025



1 — НГО; ***2*** — НГП; ***3*** — параметрические скважины; **действующие лицензионные участки** (***4–11***): ***4*** — АО «Норильскгазпром», ***5*** — ПАО «Газпром», ***6*** — ПАО «Газпром нефть», ***7*** — ПАО НК «ЛУКОЙЛ», ***8*** — ПАО НК «Роснефть», ***9*** — ПАО «Новатек», ***10*** — ПАО «Сургутнефтегаз», ***11*** — другие недропользователи, ***12*** — региональные геолого-разведочные работы за федеральный бюджет.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

1 — petroleum area; ***2*** — petroleum province; ***3*** — stratigraphic wells; **operating license areas** (***4–12***): ***4*** — Norilskgazprom, ***5*** — Gazprom, ***6*** — Gazprom neft, ***7*** — Lukoil, ***8*** — Rosneft, ***9*** — Novatek, ***10*** — Surgutneftegaz, ***11*** — other subsoil users, ***12*** — regional geological exploration activities funded from federal budget.

For other Legend items see Fig. 1

подробно. Отложения нижнепалеозойского подкомплекса (кембрий, ордовик, силур) палеозойского СФК авторы статьи считают малоперспективными, поскольку они представлены плотными породами с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, образование которых происходило в глубоководном морском бассейне. Кроме того, почти на всей рассматриваемой территории они залегают на больших глубинах и практически не разбурены. Мощность рассматриваемого подкомплекса в центральной части прогнозируется в пределах 1–1,5 км, может существенно увеличиваться в южном направлении. Не исключено, что в дальнейшем в результате геолого-разведочных работ будут выявлены участки, благоприятные для поисков месторождений и в нижнепалеозойских отложениях.

Девон-нижнекаменноугольный карбонатный потенциально нефтегазоносный комплекс (Д–C_1) представляет поисковый интерес в пределах бортовых зон Енисей-Хатангского регионального прогиба, где отложения этого возраста залегают на доступных для бурения глубинах от 1 до 6 км. В качестве потенциальных коллекторов можно рассматривать зоны накопления мелководных прибрежно-морских обломочных и органогенных известняков (грейнстоунов, пакстоунов и баундстоунов), имеющих широкое распространение в рассматриваемом подкомплексе, характеризующихся хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Региональная экранирующая толща в кровле подкомплекса отсутствует, но в качестве локальных экранов можно рассматривать пачки плотных глинистых известняков и аргиллитов, залегающих как в девонских отложениях, так и в нижнекаменноугольных. Общая мощность подкомплекса может сильно изменяться в зависимости от обстановок осадконакопления в интервале 1500–2500 м. В кровле этого НГК прослеживается реперный ОГ VII, что существенно упрощает выявление отложений комплекса на сейсмических разрезах.

Среднекаменноугольно-нижнепермский терригенный потенциально нефтегазоносный комплекс на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба развит не повсеместно. Слагающие этот комплекс отложения формировались одновременно с восходящими движениями позднегерцинского тектогенеза, вследствие чего они отсутствуют в сводовых частях поднятий. В составе комплекса на нескольких уровнях отмечается широкое распространение различных песчаников

с прекрасными показателями пористости и проницаимости, чередующихся с алевролитами и пачками плотных непроницаемых аргиллитов, которые рассматриваются авторами статьи как локальные экраны. Мощность комплекса на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба сильно изменяется от 0 до 4000 м. Прослеживание данного комплекса выполнено с высокой степенью надежности, благодаря расположению в разрезе между двумя реперными ОГ – VII и А (см. рис. 12). Важно отметить, что хотя нефтегазоносность этого комплекса в Енисей-Хатангской НГО не установлена, именно в пермских терригенных отложениях открыты месторождения на смежной территории в Анабаро-Хатангской НГО на Ильинской, Кожевниковской и других площадях [49].

Главными задачами регионального этапа геолого-разведочных работ для девон-нижнекаменноугольного и среднекаменноугольно-нижнепермского комплексов являются прогноз нефтегазоносности, установление закономерностей зон развития коллекторов и выявление зон нефтегазонакопления. Для решения этих задач предлагается бурение первых трех параметрических скважин на наиболее перспективных по мнению авторов площадях.

Тарейско-Тетояхская группа поднятий — это район, наиболее подготовленный сейсморазведочными работами МОГТ-2D для изучения палеозойских отложений и оценки их нефтегазоносности в Енисей-Хатангском региональном прогибе. На этой территории удалось установить положение карбонатных отложений по площади и в разрезе и закартировать локальные высокоамплитудные выступы. В позднепалеозойское время это была наиболее приподнятая северная часть территории, и прослеживая ОГ VII (кровля палеозойского карбонатного СФК), получаем представление о строении данной группы поднятий (рис. 15).

Заложение параметрической скв. Ямбутская предлагается на одноименном палеоподнятии, образованном в позднегерцинскую стадию тектогенеза. Поисковый интерес здесь представляют отложения сразу несколько объектов, расположенных на различных стратиграфических уровнях. Целевой горизонт — это карбонатные отложения девон-нижнекаменноугольного НГК, которые в данном поднятии сильно дислоцированы, а, возможно, и тектонически экранированы. Бурение этой скважины позволит оценить перспективы нефтегазоносности не только карбонатного, но и вышележащего терригенного НГК, а также изучить характер границы между палеозоем и мезозоем и попутно оценить потенциал мезозойских комплексов в этом районе. Граница палеозоя и мезозоя, которой авторами статьи рассматривается как очень перспективный уровень, который на многих площадях Западной Сибири и называется НГГЗК — нефтегазоносный горизонт зоны контакта. Часто он выделяется на сейсмических разрезах на палеоподнятиях по особенностям волновой картины, как и в случае Ямбутского объекта. Видно, что ОГ Iа, соединившись с ОГ А, характеризуется неравномерными значениями амплитуд и пониженной энергетической составляющей. На этой территории на сейсмических разрезах по волновой картине хорошо выделяются участки, интерпретируемые как зоны стратиграфических несогласий и литологического выклинивания, которые весьма перспективны на поиски неантиклинальных ловушек.

Кроме того, в меловых отложениях четко прослеживаются клиноформные комплексы с четкими их разделяющими отражениями, что свидетельствует о дельтообразной форме самих комплексов и проградации борта палеобассейна на северо-северо-запад (см. рис. 8). Контрастность отражений на границах комплексов позволяет сделать предположение о вероятном наличии глинистых плотных пачек, разделяющих пласты песчаников и алевролитов.

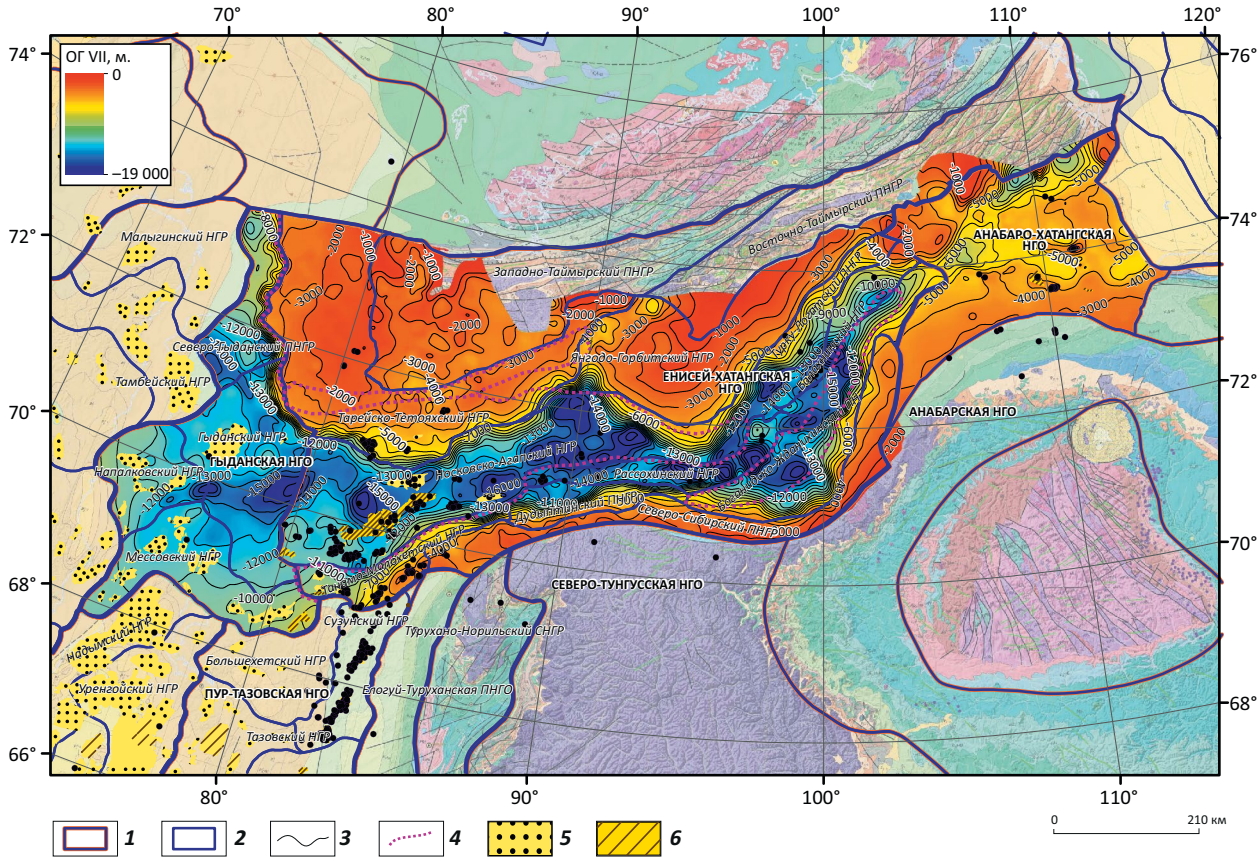
Но немного южнее, в клиноформных отложениях северного падения, по волновой картине на сейсмических разрезах картируется ачимовский конус выноса, который может является литологическим и структурно-литологическим перспективным объектом.

Еще южнее ачимовского конуса выноса наблюдается интересная волновая картина в интервале верхнеюрско-неокомских отложений: по мере приближение к ОГ Б отражения теряют свою динамическую выраженность, характер волновой картины становится линзообразным, холмообразным, отражения интерферируют, а временная мощность резко увеличивается. Подобная волновая картина локально встречается в Западно-Сибирской НГП и отождествляется с так называемыми аномальными разрезами баженовской свиты или в данном случае с разрезами яновстанской свиты. Аномальные разрезы баженовской свиты обычно представлены мощной толщей, в которой битуминозные глинистые породы чередуются с песчаниками и алевролитами, идентичными по составу и текстурам ачимовским песчаникам. В любом случае такое резкое увеличение толщин вряд ли возможно за счет только глинистых пород, скорее всего это линзы песчаников, что делает данный уровень перспективным и необходимым для изучения.

В целом Ямбутский объект является одним из самых перспективных в пределах Енисей-Хатангской НГО и очень важным для изучения геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности как мезозойских, так и палеозойских НГК. В соответствии с этим предлагается бурение параметрической скв. Ямбутская глубиной 5000 м (см. рис. 9).

Кроме Ямбутского объекта в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба выделяется перспективный Халмеряхинский, расположенный на севере Гыданской НГО. На этом объекте

Рис. 15. Структурная карта по ОГ VII (кровля палеозойского карбонатного СФК)
Fig. 15. Depth map of VII Reflector (Top of Palaeozoic carbonate seismic facies rock association)



Границы (***1***, ***2***): ***1*** — НГО новые, ***2*** — НГР новые; ***3*** — изогипсы ОГ VII; ***4*** — область распространения клиноформ; **месторождения** (***5***, ***6***): ***5*** — газовые и преимущественно газовые, ***6*** — нефтяные и преимущественно нефтяные

Boundaries (***1***, ***2***): ***1*** — petroleum area, new, ***2*** — petroleum district, new; ***3*** — structural contours of VII Reflector; ***4*** — area of clinoform occurrence; **fields** (***5***, ***6***): ***5*** — gas and mainly gas, ***6*** — oil and mainly oil

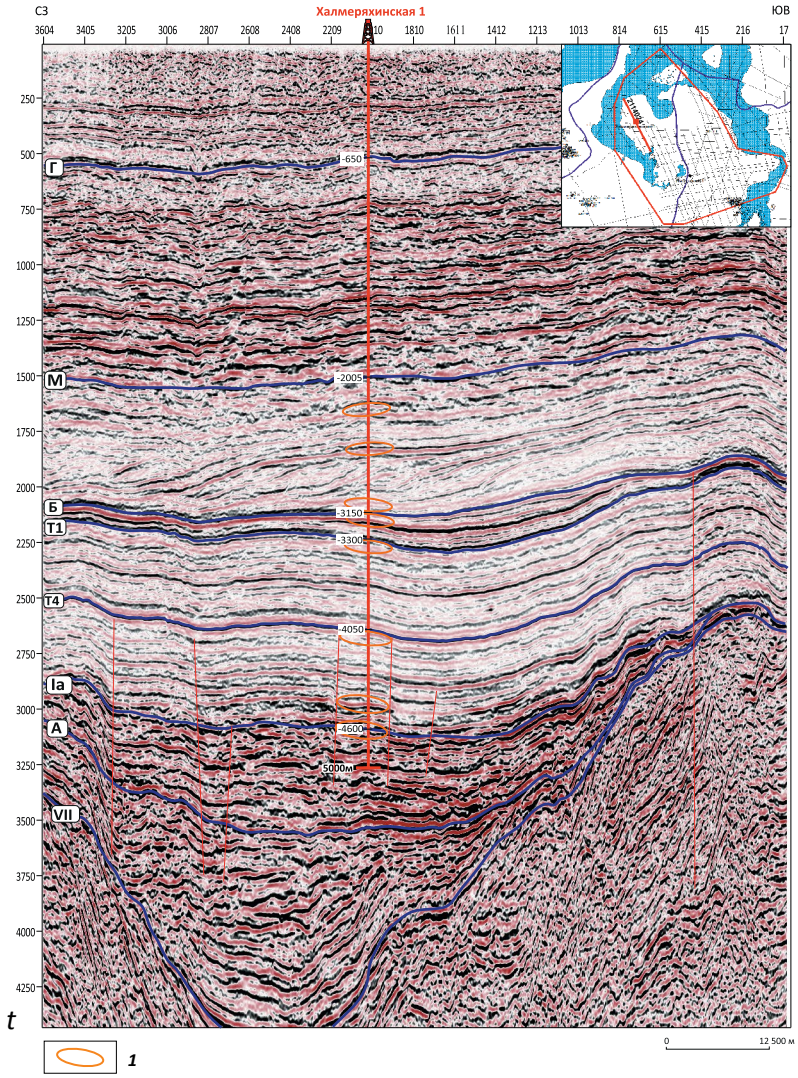
поисковый интерес представляют сразу несколько НГК (см. рис. 9, 14). Первым перспективным НГК здесь является неокомский, верхняя часть которого образована прибрежно-морскими песчано-алевритo-глинистыми породами. На сейсмическом разрезе интерпретируется их «косослоистое» строение, что может свидетельствует о наличии прибрежных песчаных баров. В то же время, динамически выраженные отражения подтверждают предположение о существовании локальных глинистых покрышек. Средняя и нижняя части НГК образованы склоновыми клиноформными отложениями, среди которых широко распространены турбидиты, и в меньшей степени контуриты. В этих отложениях четко прослеживаются вспомогательные отражающие горизонты, отражающие клиноформное строение толщ, а сам характер ОГ дает основание предполагать наличие плотных глинистых пачек в верхних частях клиноформ, как и в традиционных ачимовских отложениях. На данном уровне перспективными являются и песчаники аккумулятивного шельфа, и клиноформные отложения. Интерес могут представлять и вышележащие меловые отложения, в которых возможны структурные и структурно-литологические залежи.

Следующий перспективный уровень — нижне-среднеюрские отложения, предположительно сложенные мелководными прибрежно-морскими отложениями. Здесь можно ожидать выявление структурных ловушек.

Весьма интересная волновая картина наблюдается в интервале верхнеюрских отложений: в месте заложения рекомендуемой скважины в сейсмическом разрезе картируется локальная линза, мощность которой увеличивается в несколько раз (интервал между ОГ T_1 и Б, рис. 17). Подобное строение отложений может быть связано с наличием здесь мощного песчаного тела.

С доюрскими отложениями авторы статьи тоже связывают определенные перспективы. Во-первых, сама сложная поверхность, с вероятным несогласием разделяющая юрские и триасовые отложения, может играть роль экрана для возможных стратиграфических и литологических ловушек в триасовых отложениях. Во-вторых, можно ожи-

Рис. 16. Рекомендуемая параметрическая скв. Халмеряхинская-1
Fig. 16. Recommended Khalmeryakhinskaya structural well



1 – перспективные объекты
Остальные усл. обозначения см. на рис. 9

1 – exploration targets
For other legend items see Fig. 9

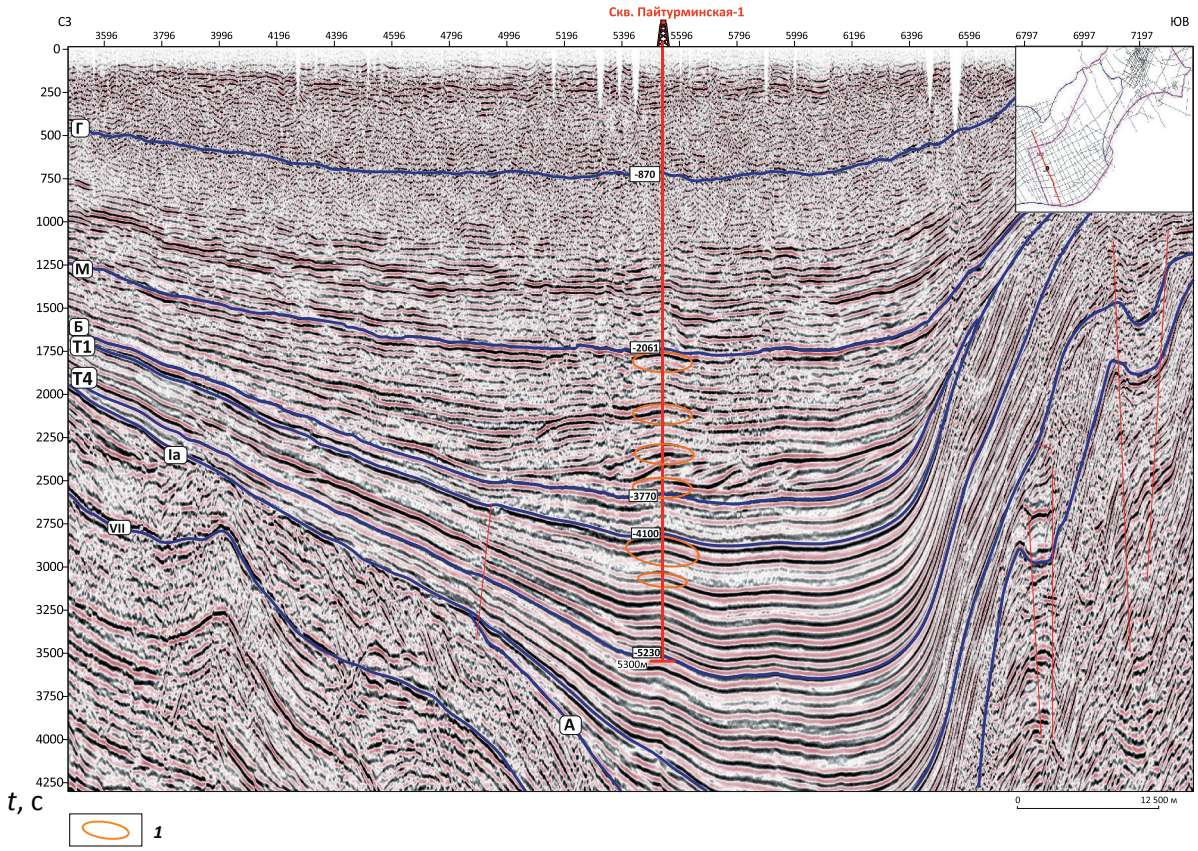
дать открытие залежей в самой терригенной пермско-триасовой толще. Предположение о том, что это прибрежно-морские терригенные отложения (а не глубоководные и не вулканогенные) основывается на характере волновой картины сейсмического разреза, на котором наблюдаются невыдержанные, часто бугристые и холмообразные отражающие площадки с высокой энергией сейсмической записи.

На основании изложенного в данном районе предполагается бурение параметрической скв. Халмеряхинская-1 глубиной 5300 м.

Центральная и восточная части Енисей-Хатангского регионального прогиба отличаются от западной гораздо меньшей плотностью проведенных геолого-разведочных работ, и, как следствие, они залицензированы в значительно меньшей степени. Работы регионального этапа здесь далеки от завершения, поэтому решение геологических задач, перечисленных в начале раздела, представляется весьма актуальным **Пайтурминский объект**, расположенный в Носковско-Агапском мегапрогибе в зоне распространения клиноформ (см. рис. 14, 16). Основные перспективные объекты здесь также прогнозируются в клиноформном неокомском интервале разреза. В меловых отложениях четко прослеживаются клиноформные границы, что свидетельствует о наличии глинистых покрышек и коллекторов, как в традиционных ачимовских отложениях.

По сравнению с Паяхской клиноформной зоной, клиноформы Агапского прогиба имеют мень-

Рис. 17. Рекомендуемая параметрическая скв. Пайтурминская-1
Fig. 17. Recommended Paiturminskaya structural well



1 – перспективные объекты
Остальные усл. обозначения см. на рис. 9

1 – exploration targets
For other legend items see Fig. 9

шее число циклов, но их мощность на 20 % больше. Данные клиноформы также связаны со сносом с размываемого Рассохинского вала.

Перспективными в данной зоне могут оказаться и юрские отложения, с которыми связываются основные задачи параметрического бурения. Предполагается, что они в этом районе представлены мелководными прибрежно-морскими и склоновыми флишевыми отложениями, в которых могут формироваться месторождения, связанные со структурными и литологическими ловушками. Предлагается бурение параметрической скв. Пайтурминская-1 до глубины 5300 м.

Выводы и рекомендации

В результате проведенного комплексного анализа геолого-геофизических материалов, загруженных в действующий интерпретационный проект, включающих все региональные профильные и частично площадные сейсморазведочные работы, данные сопутствующих методов (аэрогеофизических, гравиметрических, магнитометрических и геохимических исследований) было детализировано и уточнено строение Енисей-Хатангского регионального прогиба и сделаны следующие выводы.

1. В строении осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба выделяется три крупных структурных этажа, соответствующих трем основным этапам развития региона: 1) рифей-палеозойский, древнеплатформенный, в течение которого были образованы рифей-вендский карбонатно-терригенный и палеозойский, преимущественно карбонатный СФК; 2) верхнепермь-триасовый рифтогенный, полностью изменивший характер седиментогенеза на преимущественно вулканогенный (верхнепермь-нижнетриасовый СФК) и вулконогенно-осадочный (нижне-средне-триасовый СФК); 3) мезозой-кайнозойский плитный с терригенным морским осадконакоплением, включающий юрский, неокомский, аптско-альбско-сеноманский СФК, преимущественно озерно-лагунный верхнемел-нижнепалеогеновый и озерно-речной субконтинентальный среднепалеоген-неогеновый СФК.

2. По новым сейсмическим, гравитационным, магнитным, электроразведочным, а также аэрогео-

физическим данным разработана и обоснована рифтовая модель строения центральной осевой зоны Енисей-Хатангского регионального прогиба. Здесь на глубинах более около 20 км архей-протерозойский кристаллический фундамент замещается рифтовым вулканомагматическим фундаментом основного и ультраосновного состава, бесперспективным на нефть и газ. В связи с этим основная часть разреза доюрского комплекса в осевых зонах Енисей-Хатангского регионального прогиба сложена туфолавовой толщей, бесперспективной в отношении нефтегазоносности.

3. Открытия крупных и уникальных месторождений, сделанные в последние годы, дают основание утверждать, что НСР нефти Енисей-Хатангской НГО в свое время были существенно занижены. Учитывая новые геолого-геофизические данные авторы статьи, основываясь на экспертных оценках, считают, что НСР нефти значительно больше 2,5 млрд т, утвержденных в 2017 г., и составляют не менее 7–7,5 млрд т.

4. Основные перспективы наращивания сырьевой базы УВ авторы статьи связывают с поиском месторождений в аптско-альбско-сеноманском, неокомском, юрском, среднекаменноугольно-нижнепермском и девон-нижнекаменноугольным НГК, в которых прогнозируется широкое распространение структурных, литологических и других видов ловушек в прибрежно-морских и склоновых клиноформных отложениях мезозоя и палеозоя.

5. Детализировано внутреннее строение и границы Тарейско-Тетояхской зоны поднятий, которую предлагается выделить в самостоятельный НГР. Перспективы нефтегазоносности этого нового района связаны с палеозойскими карбонатными отложениями. Терейско-Тетояхская зона поднятий является первоочередным объектом изучения обрамления Западно-Сибирской плиты, которая позволит наращивать ресурсный потенциал в будущем.

Важнейшими задачами геолого-разведочных работ авторы статьи считают выявление и изучение зон нефтегазонакопления в мезозойских и палеозойских отложениях, зон распространения структурных и литологических ловушек и прогноз коллекторов с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Для этих целей рекомендуется бурение трех параметрических скважин — Ямбутской, Алмеряхинской и Пайтурминской.

Литература

1. *Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П. и др.* Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М. : Недра, 1981. – 552 с.

2. *Афанасенков А.П., Битнер А.К., Романов А.П., Шеходанова Ю.В., Казаис В.И., Кушнир Д.Г., Каламкаров 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.

3. *Балдин В.А., Мунасыпов Н.З.* Неопротерозойско-палеозойские и триасовые комплексы Гыдана и Таймыра // Геофизика. – 2017. – № 3. – С. 76–88.

4. *Балдин В.А.* Основные направления нефтегазопоисковых работ в Западной Сибири // Санкт-Петербург 2023. Геонауки: время перемен, время перспектив : сб-к мат-ов 10-й юбилейной научно-практической конференции (Санкт-Петербург, 17–20 апреля 2023 г.). – М. : «EAGE ГЕОМОДЕЛЬ», 2023. – С. 128–132.

5. *Балдин В.А., Мунасыпов Н.З., Шарафутдинов Т.Р.* Уточнение границ Западно-Сибирского бассейна на Таймырском полуострове // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 59–74. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-59-74.

6. *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.

7. *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 02.07.2025). DOI: 10.17353/2070-5379/36_2019.

8. *Конторович В.А., Аюнова Д.В., Губин И.А., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Конторович А.Э., Малышев Н.А., Скворцов М.Б., Соловьев М.В., Сурикова Е.С.* История тектонического развития арктических территорий и акваторий Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 3–4. – С. 423–444. DOI: 10.15372/GiG20170307.

9. *Конторович В.А.* Тектоника и нефтегазоносность западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1027–1050.

10. *Кринин В.А.* Западная граница Сибирской платформы и перспективы нефтегазоносности ее окраины // Геология нефти и газа. – 2024. – № 5. – С. 67–88. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-67-88.

11. *Куркин А.А., Васильев С.В., Федоров С.А.* Анализ геологических неопределённостей Западного Таймыра // Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность 2021: сб. науч. тр. по материалам Международной научно-практической конференции (Москва, 27–28 мая 2021 г.). – М. : Перо, 2021. – С. 276–279.

12. *Кушнир Д.Г. Яковлев Д.В., Романов А.П.* Тектоника и нефтегазогеологическое районирование Таймыра по результатам региональных исследований // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15. – № 2. – Режим доступа: https://ngtp.ru/upload/iblock/0c3/22_2020.pdf (дата обращения 01.07.2025). DOI: 10.17353/2070-5379/22_2020.

13. *Болдушевская Л.Н., Филипцов 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.

14. *Пронкин А.П., Савченко В.И., Хлебников П.А., Эрнст В.А., Филипцов Ю.А., Афанасенков А.П., Ефимов А.С., Ступакова А.В., Бордунов С.И., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Глухова Т.А., Перетолчин К.А.* Новые данные о геологическом строении и возможной нефтегазоносности зон сочленения Западно-Сибирской и Сибирской платформ со складчатым Таймыром // Геология нефти и газа. – 2012. – № 1. – С. 30–44.

15. *Исаев А.В., Афанасенков А.П., Поляков А.А., Хилько И.А., Чикишев А.А.* Строение и перспективы нефтеносности клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. – 2022. – Т. 63. – № 11. – С. 1591–1603. DOI: 10.15372/GiG2021189.

16. *Афанасенков А.П., Обухов А.Н., Чикишев А.А., Шайдаков В.А., Бордюг А.В., Каламкаров С.Л.* Тектоника северного обрамления Сибирской платформы по результатам комплексного анализа геолого-геофизических данных // Геология нефти и газа. – 2018. – № 1. – С. 7–27.

17. *Бакай Е.А., Морозов Н.В., Абля Э.А. и др*. Силурийские граптолитовые сланцы зоны сочленения Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей как возможный источник нефти и газа // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – № 4(26). – С. 94–108.

18. *Букатова Е.М., Ужегова Ю.А., Погребнюк С.А. и др*. Перспективы нефтегазоносности ордовикско-каменноугольных отложений слабоизученной зоны Западного Таймыра в условиях ограниченных данных // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – № 4. – С. 28–39. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-28-39.

19. *Вилесов А.П., Ершова В.Б., Соловьева А.Д*. Литологическая и седиментологическая характеристика разреза палеозойского комплекса Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района (по данным бурения) // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – № 4. – С. 14–27. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-14-27.

20. *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 // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – № 4. – С. 40–54. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-40-54.

21. *Гатовский Ю.А., Вилесов А.П*. Биостратиграфическая характеристика осадочных комплексов палеозоя Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по данным бурения // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – № 4. – С. 55–67. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-55-67.

22. *Морозов Н.В., Калачева Д.Ю., Камполи И.А. и др*. Нефтегазоматеринские породы Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по данным бурения // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – № 4. – С. 109–123. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-109-123.

23. *Щербаков В.Д*. Характеристика магматических пород в разрезе скважины на Лескинском лицензионном участке // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – № 4. – С. 134–141. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-134-141.

24. *Черемисина Е.Н., Чесалов Л.Е., Любимова А.В., Марков К.Н., Финкельштейн М.Я., Спиридонов В.А., Суханов М.Г.* Информационноаналитическое обеспечение работ на нефть и газ на базе отечественного программно-технологического обеспечения // Геоинформатика. — 2023. — № 3. — С. 4–23. DOI: 10.47148/1609-364X-2023-3-4-23.

25. *Ухлова Г.Д., Лыбина О.Н*. Цифровые сейсмогеологические модели. Необходимость и возможность создания разноранговых интерактивных проектов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 11. – С. 52–58. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-11-52-58.

26. *Кринин В.А., Порозов И.И.* Влияние позднепермско-раннетриасового магматизма на нефтегазовый потенциал осадочных бассейнов сибирской платформы на примере Анабаро-Хатангской седловины // Геология нефти и газа. – 2019. – № 2. – С. 25–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-2-25-38.

27. *Болдушевская Л.Н., Филипцов 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.

28. *Соборнов К.О.* Соленосные складчато-надвиговые пояса Северной и Центральной Евразии: строение и нефтегазоносность // Геология нефти и газа. – 2024. – № 5. – С. 45–66. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-45-66.

29. *Зинченко И.А., Морозов Н.В., Перетолчин К.А. и др*. История развития углеводородных систем Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по результатам бассейнового моделирования // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – № 4. – С. 124–133. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-124-133.

30. *Ershova V.B., Prokopiev A.V., Khudoley A.K*. Devonian–Permian sedimentary basins and paleogeography of the Eastern Russian Arctic: An overview // Tectonophysics. – 2016. – Т. 691. – No. Part A. – С. 234–255. DOI: 10.1016/j.tecto.2016.03.026.

31. *Обухов А.Н., Корнеев А.А., Каламкаров С.Л. и др*. Геодинамическая модель формирования Рассохинского и Балахнинского мегавалов по результатам региональных геолого-геофизических работ в Енисей-хатангскомрегиональном прогибе // Шестая Всероссийская тектонофизическая конференция «Тектонофизика и актуальные вопросы наук о Земле»: мат-лы докладов Всероссийской конференции с международным участием, приуроченной к 300-летию Российской академии наук (Москва, 07–12 октября 2024 г.). – М.: Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, 2024. – С. 247–255.

32. *Каламкаров С.Л., Петров А.Л., Лошакова И.Ф., Ухлова 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.

33. *Скворцов М.Б., Обухов А.Н., Кирсанов А.М., Левченко П.А.* Перспективы нефтегазоносности центральной части Енисей-Хатангского прогиба по результатам глубокого параметрического бурения // Геология нефти и газа. – 2024. – № 6. – С. 5–14. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-6-5-14.

34. *Варламов А.И., Пак К.Л., Комлев Д.А., Лабекина 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.

35. *Карогодин Ю.Н., Эпов М.И., Ухлова Г.Д., Хакимов Э.М*. Нефтегазоносные комплексы в моделях литмостратиграфии и сиквенс-стратиграфии (на примере мела Западной Сибири) // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии: сб-к науч. тр. (Владивосток, 10–15 сентября 2014 г.). – Владивосток : Дальнаука, 2014. – С. 142–145.

36. *Варламов С.Н., Щербаненко В.М., Конторович В.А. и др*. Оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских и мезозойских осадочных комплексов Гыданской НГО, Енисей-Хатангской НГО и шельфа Карского моря (северная часть) на основе единой модели геологического строения региона: отчет по государственному контракту № 11/13 от 16.07.13 г. – ПАО «Сибнефтегеофизика», 2015.

37. *Оценка* ресурсного потенциала слабоизученных территорий северного обрамления Сибирской платформы на основе проведения современных геолого-геофизических исследований, регионального объемного и бассейнового моделирования с выделением объектов для параметрического бурения: геологический отчет / ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт». – М.: Изд-во ВНИГНИ, 2016 г. – 2581 с. / Исполн.: А.П. Афанасенков и др. – № ГР 643-14-466.

38. *Цимбалюк Ю.А., Хомицкий Е.Н., Боркун Ф.Я., и др*. Создание геолого-геофизических моделей доюрского основания Западной Сибири с целью выявления новых нефтегазоперспективных объектов на основе инновационных технологий обработки и интерпретации геолого-геофизических данных: отчет по государственному контракту № 5/14 от 24.02.14 г. – ФГБУ «ЗапСибНИИГГ», 2016.

39. *Приняткина Н.С., Худолей А.К., Купцова А.В*. Источники сноса неопротерозойских и верхнепалеозойских терригенных комплексов Восточного Таймыра: Петрографические, геохимические и геохронологические данные // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2020. – Т. 28. – № 6. – С. 76–91.

40. *Донукалова М.К., Кузьмичев А.Б., Багаева А.А., Толмачева Т.Ю*. Палеозойские отложения переходной зоны между карбонатной платформой и черносланцевым бассейном (Восточный Таймыр) // Литология и полезные ископаемые. – 2022. – № 1. – С. 48–67.

41. *Борисенков К.В., Коновалова В.А., Кутыгин Р.В*. Каменноугольные аммоноидеи Таймыра // Палеонтологический журнал. – 2019. – № 3. – С. 41–53.

42. *Обут А.М., Соболевская Р.Ф*. Граптолиты ордовика Таймыра. М.: Наука, 1964. 69 с.

43. *Государственная* геологическая карта Российской Федерации (третье поколение). Серия Таймырско-Североземельская. Лист S-48 – оз. Таймыр (восточная часть): Объяснительная записка / В.Ф. Проскурнин, А.В. Гавриш, В.В. Межубовский, В.Р. Трофимов, В.Н. Егоров и др. – 1:1 000 000. – СПб. : Изд-во Картфабрика ВСЕГЕИ, 2009. – 253 с. + 5 вкл.

44. *Конторович В.А., Филиппов Ю.Ф*. Условия формирования и геологическое строение Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геофизические технологии. – 2021. – № 4. – С. 16–25.

45. *Соболевская Р.Ф., Кабаньков В.Я*. Стратиграфия кембрийских отложений Горного Таймыра // Труды НИИГА – ВНИИОкеангеология. Т. 228. СПб. : ВНИИОкеангеология, 2014. 42 с.

46. *Проскурнин В.Ф., Соболевская Р.Ф., Кабаньков В.Я. и др*. Региональная стратиграфическая схема кембрийских отложений Таймыра. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2023. 53 с.

47. *Обут А.М., Соболевская Р.Ф., Бондарев В.И*. Граптолиты силура Таймыра. М.: Наука, 1965. 120 с.

48. *Проскурнин В.Ф., Шнейдер Г.В., Гавриш А.В., Нагайцева Н.Н. и др*. Государственная геологическая карта Российской федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Таймыро-Североземельская. Лист S–46 – Тарея. Объяснительная записка.

49. *Конторович В.А., Ершов С.В., Бурштейн Л.М*. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геофизические технологии. – 2023. – № 4. – С. 4–22.

50. *Каныгин А.В., Москаленко Т.А., Сычев О.В., Тимохин А.В., Ядренкина А.Г*. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Т. 3: Ордовик Сибирской платформы. Новосибирск: Гео, 2007. 269 с.

51. *Предтеченский Н.Н., Тесаков Ю.И., Обут А.М. и др*. Силур Сибирской платформы. Разрезы, фауна и флора северо-западной части Тунгусской синеклизы. М.: Наука, 1982. 188 с.

52. *Сухов С.С., Шабанов Ю.Я., Пегель Т.В. и др*. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы. Т. 1–2. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2016.

References

1. *Antsiferov A.S., Bakin V.E., Varlamov I.P. et al.* Geologiya nefti i gaza Sibirskoi platformy [Oil and gas geology of the Siberian Platform]. In: A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk, eds. Moscow: Nedra; 1981. 552 p. In Russ.

2. *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.

3. *Baldin V.A., Munasypov N.Z.* Neoproterozoic-paleozoic and triassic sequencesof the Gydan and Taimyr peninsulas. *Geofizika*. 2017;(3):76–88.

4. *Baldin V.A*. Osnovnye napravleniya neftegazopoiskovykh rabot v Zapadnoi Sibiri [The main directions of oil and gas exploration in Western Siberia]. Sankt-Peterburg 2023. Geonauki: vremya peremen, vremya perspektiv : sb-k mat-ov 10-i yubileinoi nauchno-prakticheskoi konferentsii (Sankt-Peterburg, 17–20 April 2023). Moscow: "EAGE GEOMODEL'", 2023. pp. 128–132.

5. *Baldin V.A., Munasypov N.Z., Sharafutdinov T.R*. More precise definition of West Siberian Basin borders on Taimyr Peninsula. *Geologiya nefti i gaza*. 2018;(3):59–74. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-59-74. In Russ.

6. *Isaev A.V., Khil'ko I.A.* Oil-promising zones and local objects of clinoform sequence in the Yenisei-Khatanga regional trough. *Geologiya nefti i gaza*. 2021;(5):5–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-5-18. In Russ.

7. *Isaev A.V., Polyakov A.A.* Payakh oil bearing area (Taimyr peninsula) — hard-to-recover oil. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika.* 2019;14(4). Avaliable at: http://www.ngtp.ru/rub/2019/36_2019.pdf (accessed 02.07.2025). DOI: 10.17353/2070-5379/36_2019. In Russ.

8. *Kontorovich V.A., Ayunova D.V., Gubin I.A., Kalinin A.Yu., Kalinina L.M., Kontorovich A.E., Malyshev N.A., Skvortsov M.B., Solov'ev M.V., Surikova E.S*. Tectonic evolution of the Arctic onshore and offshore regions of the West Siberian petroleum province. *Russian Geology and Geophysics*. 2017;58(3–4): 343–361. DOI: 10.1016/j.rgg.2016.09.010.

9. *Kontorovich V.A.* Tectonics and oil and gas potential of the western part of the Yenisei-Khatanga regional deep. *Russian Geology and Geophysics.* 2011;52(8):804-824. DOI: 10.1016/j.rgg.2011.07.006.

10. *Krinin V.A.* Western boundary of Siberian Platform and petroleum potential of its margin. *Geologiya nefti i gaza*. 2024;(5):67–88. DOI:10.47148/0016-7894-2024-5-67-88. In Russ.

11. *Kurkin A.A., Vasil'ev S.V., Fedorov S.A*. Analiz geologicheskikh neopredelennostei Zapadnogo Taimyra [Analysis of geological uncertainties in Western Taimyr]. Novye idei v geologii nefti i gaza. Novaya real'nost' 2021: sb. nauch. tr. po materialam Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii (Moscow, 27–28 may 2021). Moscow : Pero, 2021. pp. 276–279. In Russ.

12. *Kushnir D.G. Yakovlev D.V., Romanov A.P*. Tectonics and petroleum geological zoning of the Taimyr peninsula according to the results of regional studies. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika.* 2020;15(2). Avaliable at: https://ngtp.ru/upload/iblock/0c3/22_2020.pdf (accessed 01.07.2025). DOI: 10.17353/2070-5379/22_2020.

13. *Boldushevskaya L.N., Filiptsov Yu.A., Ladygin S.V., Romanov A.P*. Paleozoic HC source rock intervals of the Western Taimyr and their correlation: naphtides vs organic matter in rocks. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2012;(4):26–33. In Russ.

14. *Pronkin A.P., Savchenko V.I., Khlebnikov P.A., Ernst V.A., Filiptsov YU.A., Afanasenkov A.P., Efimov A.S., Stupakova A.V., Bordunov S.I., Suslova A.A., Sautkin R.S., Glukhova T.A., Peretolchin K.A.* New data on geological structure and possible petroleum potential of West Siberian and Siberian platforms joint with the folded Taimyr. *Geologiya nefti i gaza.* 2012;(1):30–44.

15. *Isaev A.V., Afanasenkov A.P., Polyakov A.A., Khilko I.A., Chikishev A.A*. The Clinoform Complex of the Yenisei–Khatanga Regional Trough: The Structure and Oil Potential. *Russian Geology and Geophysics*. 2022;63(11):1320–1331. DOI: 10.2113/RGG20214399.

16. *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 nefti i gaza*. 2018;(1):7–27. In Russ.

17. *Bakay E.A., Morozov N.V., Ablya E.A., Pronina N.V., Frolov S.V., Poludetkina E.N., Manko I.E., Tarasenko A.A.* Silurian graptolitic shales of the junction zone of the Gydan and the Enisey-Khatanga oil and gas bearing regions as a possible source of oil and gas. *PROneft. Professionally about Oil*. 2022;7(4):94–108. In Russ.

18. *Bukatova E.M., Uzhegova I.A., Pogrebnyuk S.A., Fedorov S.A., Vilesov A.P., Peretolchin K.A., Morozov N.V., Granovskiy A.M*. Oil and gas potential prospects of the Ordovician-Carboniferous deposits for West Taimyr under limited data conditions. *PROneft. Professionally about Oil*. 2022;7(4):28–39. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-28-39. In Russ.

19. *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.

20. *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.

21. *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.

22. *Morozov N.V., Kalacheva D.Yu., Kampoli I.A., Bakay E.A., Sevryukov D.A., Nikolaev M.N*. Source rocks of the West Taimyr potential oil and gas bearing area according to drilling data. *PROneft. Professionally about Oil*. 2022;7(4):109–123. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-109-123. In Russ.

23. *Shcherbakov V.D*. Composition and origin of igneous rocks in the sequence of well on Leskinsky license area. *PROneft. Professionally about Oil*. 2022;7(4):134–141. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-134-141. In Russ.

24. *Cheremisina E.N., Chesalov L.E., Lyubimova A.V., Markov K.N., Finkelstein M.Ya., Spiridonov V.A., Sukhanov M.G.* Information and analytical support for oil and gas exploration based on locally produced software and technology. Geoinformatika. 2023;(3):4–23. https://doi.org/10.47148/1609-364X-2023-3-4-23. In Russ.

25. *Ukhlova G.D., Lybina O.N*. Digital seismic models. Necessity and possibility to work out interactive multiranguage projects *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2018;(11):52–58. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-11-52-58.

26. *Krinin V.A., Porozov I.I.* Influence of late Permian-early triassic magmatism on petroleum potential of sedimentary basins within the siberian platform: an example of the Anabar-Khatanga saddle. *Geologiya nefti i gaza*. 2019;(2):25–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-2- 25-38. In Russ.

27. *Boldushevskaya L.N., Filiptsov Yu.A., Ladygin S.V., Romanov A.P*. Paleozoic HC source rock intervals of the Western Taimyr and their correlation: naphtides vs organic matter in rocks. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2012;(4):26–33. In Russ.

28. *Sobornov K.O.* Salt-bearing fold-and-thrust belts of Northern and Central Eurasia: structure and petroleum potential. *Geologiya nefti i gaza*. 2024;(5):45–66. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-45-66. In Russ.

29. *Zinchenko I.A., Morozov N.V., Peretolchin K.A., Kurkin A.A., Pogrebnyuk S.A*. History of development of petroleum systems within the West Taimyr potential oil and gas bearing area based on basin modeling results. *PROneft. Professionally about Oil*. 2022;7(4):124–133. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-124-133. In Russ.

30. *Ershova V.B., Prokopiev A.V., Khudoley A.K*. Devonian–Permian sedimentary basins and paleogeography of the Eastern Russian Arctic: An overview. *Tectonophysics*. 2016;691. No. Part A. pp. 234–255. DOI: 10.1016/j.tecto.2016.03.026.

31. *Obukhov A.N., Korneev A.A., Kalamkarov S.L. et al*. Geodinamicheskaya model' formirovaniya Rassokhinskogo i Balakhninskogo megavalov po rezul'tatam regional'nykh geologo-geofizicheskikh rabot v Enisei-khatangskomregional'nom progibe [Geodynamic model of the formation of the Rassokhinsky and Balakhninsky megawalls based on the results of regional geological and geophysical work in the Yenisei-Khatanga regional trough]. Shestaya Vserossiiskaya tektonofizicheskaya konferentsiya "Tektonofizika i aktual'nye voprosy nauk o Zemle": mat-ly dokladov Vserossiiskoi konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem, priurochennoi k 300-letiyu Rossiiskoi akademii nauk (Moscow, 07–12 oktober 2024). Moscow: Institut fiziki Zemli im. O.Yu. Shmidta RAN, 2024. pp. 247–255.

32. *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.

33. *Skvortsov M.B., Obukhov A.N., Kirsanov A.M., Levchenko P.A.* Petroleum potential of the central part of Yenisei-Khatanga Trough: the results of deep stratigraphic drilling. *Geologiya nefti i gaza*. 2024;(6):4–14. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-6-5-14. In Russ.

34. *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]. Opornyi razrez verkhnego kembriya na r. Chopko, Severo-Zapad Sibirskoi platformy: in 2 vv. Moscow: VNIGNI, 2021. V. 1. 163 p. In Russ.

35. *Karogodin Yu.N., Epov M.I., Ukhlova G.D., Khakimov E.M*. Neftegazonosnye kompleksy v modelyakh litmostratigrafii i sikvens-stratigrafii (na primere mela Zapadnoi Sibiri) [Oil and gas complexes in models of lithostratigraphy and sequence stratigraphy (using the Cretaceous of Western Siberia as an example)]. Melovaya sistema Rossii i blizhnego zarubezh'ya: problemy stratigrafii i paleogeografii: sb-k nauch. tr. (Vladivostok, 10–15 September 2014). Vladivostok : Dal'nauka, 2014. pp.142–145.

36. *Varlamov S.N., Shcherbanenko V.M., Kontorovich V.A. et al*. Otsenka perspektiv neftegazonosnosti paleozoiskikh i mezozoiskikh osadochnykh kompleksov Gydanskoi NGO, Enisei-Khatangskoi NGO i shel'fa Karskogo morya (severnaya chast') na osnove edinoi modeli geologicheskogo stroeniya regiona [Assessment of the oil and gas potential of Paleozoic and Mesozoic sedimentary complexes of Gydan NGO, Yenisei-Khatanga NGO and the shelf of the Kara Sea (northern part) based on a unified model of the geological structure of the region]: otchet po gosudarstvennomu kontraktu № 11/13 ot 16.07.13 g. PAO «Sibneftegeofizika», 2015.

37. *Estimation* of the resource potential of poorly explored territories of the northern border of the Siberian Platform on the basis of modern geological and geophysical studies, regional volumetric and basin modeling with the separation of objects for parametric drilling: geological report. FGBU "All-Russian Research Geological Oil Institute". Moscow: VNIGNI; 2016. – 2581 p. – Exec.: A.P. Afanasenkov et al. № ГР 643-14-466.

38. *Tsimbalyuk Yu.A., Khomitskii E.N., Borkun F.Ya. et al*. Sozdanie geologo-geofizicheskikh modelei doyurskogo osnovaniya Zapadnoi Sibiri s tsel'yu vyyavleniya novykh neftegazoperspektivnykh ob"ektov na osnove innovatsionnykh tekhnologii obrabotki i interpretatsii geologo-geofizicheskikh dannykh [Creation of geological and geophysical models of the pre-Jurassic foundation of Western Siberia in order to identify new oil and gas promising objects based on innovative technologies for processing and interpreting geological and geophysical data]: otchet po gosudarstvennomu kontraktu № 5/14 ot 24.02.14 g. FGBU «ZapSibNIIGG», 2016.

39. *Priyatkina N.S., Khudoley A.K., Kuptsova A.V*. Istochniki snosa neoproterozoyskikh i verkhnepaleozoyskikh terrigennykh kompleksov Vostochnogo Taymyra: Petrograficheskie, geokhimicheskie i geokhronologicheskie dannye [Provenance of Neoproterozoic and Upper Paleozoic terrigenous complexes of Eastern Taimyr: Petrographic, geochemical and geochronological data]. *Stratigrafiya. Geologicheskaya Korrelyatsiya*. 2020;28(6):76–91.

40. *Donukalova M.K., Kuzmitshev A.B., Bagaeva A.A., Tolmacheva T.Yu*. Paleozoyskie otlozheniya perekhodnoy zony mezhdu karbonatnoy platformoy i chernoslantsevym basseynom (Vostochnyy Taymyr) [Paleozoic deposits of the transition zone between the carbonate platform and black shale basin (Eastern Taimyr)]. *Litolologiya i Poleznye Iskopaemye*. 2022;(1):48–67.

41. *Borisenkov K.V., Konovalova V.A., Kutygin R.V*. Kamennougol'nye ammonoidy Taymyra [Carboniferous ammonoids of Taimyr]. *Paleontologicheskiy Zhurnal*. 2019(3):41–53.

42. *Obut A.M., Sobolevskaya R.F*. Graptolity ordovika Taymyra [Graptolites of the Ordovician of Taimyr]. Moscow: Nauka; 1964. 69 p.

43. *Proskurnin V.F., Gavrish A.V., Mezhubovskiy V.V., Trofimov V.R., Egorov V.N. et al*. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federatsii (tret'e pokolenie). Seriya Taymyrsko-Severozemel'skaya. List S-48 – oz. Taymyr (vostochnaya chast'): Ob"yasnitel'naya zapiska [State geological map of the Russian Federation (third generation). Taimyr-Severnaya Zemlya series. Sheet S-48 – Lake Taimyr (eastern part)]. St. Petersburg: Kartfabrika VSEGEI; 2009. 253 p. + 5 inserts.

44. *Kontorovich V.A., Filippov Yu.F*. Usloviya formirovaniya i geologicheskoe stroenie Enisey-Khatangskogo regional'nogo progiba Formation conditions and geological structure of the Yenisei-Khatanga regional trough. *Geophysicheskie Tekhnologii*. 2021(4):16–25.

45. *Sobolevskaya R.F., Kabankov V.Ya*. Stratigrafiya kembriyskikh otlozheniy Gornogo Taymyra [Cambrian stratigraphy of Mountain Taimyr]. Trudy NIIGA – VNIIOkeanogeologiya. Vol. 228. St. Petersburg: VNIIOkeanogeologiya; 2014. 42 p.

46. *Proskurnin V.F., Sobolevskaya R.F., Kabankov V.Ya. et al*. Regional'naya stratigraficheskaya skhema kembriyskikh otlozheniy Taymyra [Regional stratigraphic scheme of Cambrian deposits of Taimyr]. St. Petersburg: VSEGEI; 2023. 53 p.

47. *Obut A.M., Sobolevskaya R.F., Bondarev V.I*. Graptolity silura Taymyra [Silurian graptolites of Taimyr]. Moscow: Nauka; 1965. 120 p.

48. *Proskurnin V.F., Shneider G.V., Gavrish A.V., Nagaiteva N.N. et al*. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy federatsii. Masshtab 1:1 000 000 (tret'e pokolenie). Seriya Taimyro-Severozemel'skaya. List S–46 – Tareya. Ob"yasnitel'naya zapiska [State geological map of the Russian Federation. Scale 1:1,000,000 (third generation). Taimyr-Severnaya Zemlya series. Sheet S–46 – Tareya]. Ob"yasnitel'naya zapiska.

49. *Kontorovich V.A., Ershov S.V., Burstein L.M*. Geopologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti Enisey-Khatangskogo regional'nogo progiba [Geological structure and prospects of hydrocarbon potential of the Yenisei-Khatanga regional trough]. *Geophysicheskie Tekhnologii*. 2023;(4):4–22.

50. *Kanygin A.V., Moskalenko T.A., Sychev O.V., Timokhin A.V., Yadrenkina A.G*. Stratigrafiya neftegazonosnykh basseynov Sibiri. Tom 3: Ordokik Sibirskoy platformy [Stratigraphy of oil and gas basins of Siberia. Volume 3: Ordovician of the Siberian Platform]. Novosibirsk: Geo; 2007. 269 p.

51. *Predtechenskiy N.N., Tesakov Yu.I., Obut A.M. et al*. Silur Sibirskoy platformy. Razrezy, fauna i flora severo-zapadnoy chasti Tungusskoy sineklizy [Silur of the Siberian Platform. Sections, fauna and flora of the northwestern part of the Tunguska syneclise]. Moscow: Nauka; 1982. 188 p.

52. *Sukhov S.S., Shabanov Yu.Ya., Pegel' T.V. et al*. Stratigrafiya neftegazonosnykh basseynov Sibiri. Kembriy Sibirskoy platformy [Stratigraphy of oil and gas basins of Siberia. Cambrian of the Siberian Platform]. Vol. 1–2. Novosibirsk: INGG SB RAS; 2016.

Информация об авторах

Варламов Алексей Иванович
Доктор геолого-минералогических наук,
научный руководитель
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: varlamov.geo@gmail.com
Scopus: 23974029900

Мельников Павел Николаевич
Кандидат геолого-минералогических наук,
генеральный директор
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: melnikov@vnigni.ru
Scopus: 57457543400
ORCID: 0000-0001-6076-2937

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: 0009-0004-3701-8340

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: 0009-0007-1869-8004

Information about authors

Aleksei I. Varlamov
Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Academic Director
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: varlamov.geo@gmail.com
Scopus: 23974029900

Pavel N. Mel'nikov
Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Director General
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: melnikov@vnigni.ru
Scopus: 57457543400
ORCID: 0000-0001-6076-2937

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: 0009-0004-3701-8340

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: 0009-0007-1869-8004

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

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

Пороскун Владимир Ильич
Доктор геолого-минералогических наук,
заместитель генерального директора
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: poroskun@vnigni.ru
Scopus: 6506503536

Кравченко Мария Николаевна
Кандидат геолого минералогических наук,
заведующий отделом
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e mail: kravchenko@vnigni.ru

Галин Константин Русланович
геофизик 1-й категории
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: galin@vnigni.ru
ORCID 0009-0006-0902-8386

Шпильман Михаил Андреевич
Ведущий геолог
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: shpilman@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0002-3242-9165

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

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

Vladimir I. Poroskun
Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director General
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: poroskun@vnigni.ru
Scopus: 6506503536

Mariya N. Kravchenko
Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of a Department
All Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e mail: kravchenko@vnigni.ru

Konstantin R. Galin
1st category geophysicist
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: galin@vnigni.ru
ORCID: 0009-0006-0902-8386

Mikhail A. Shpilman
Lead Geologist
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: shpilman@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0002-3242-9165