

УДК 550.834.05+553.98

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ, РЕСУРСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ И НАПРАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ КОНТИНЕНТАЛЬНОЙ ОКРАИНЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ (*Anabaro-Хатангская и Лено-Анабарская НГО*)

В.А. Конторович^{1,2}, А.Э. Конторович¹, Л.М. Бурштейн¹, А.Ю. Калинин^{1,2}, Л.М. Калинина¹, Е.А. Костырева¹, Д.С. Мельник^{1,2}, С.А. Моисеев¹, Т.М. Парфенова^{1,2}, П.И. Сафонов^{1,2}, М.В. Соловьев^{1,2}, А.Н. Фомин^{1,2}, Е.А. Фурсенко^{1,2}

¹ Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3, Россия

² Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 1, Россия

Работа посвящена анализу геологического строения и оценке перспектив нефтегазоносности Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской нефтегазоносных областей (НГО) Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, которые расположены на континентальной окраине Сибирской платформы, на побережье моря Лаптевых. В административном отношении исследуемая территория включает северо-восточные районы Красноярского края, северо-запад Республики Саха (Якутия), акватории Хатангского залива и южной, транзитной части моря Лаптевых (Хатанско-Ленское междуречье).

В рамках проведенных исследований на базе комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов построены регионально-зональные модели геологического строения верхнепротерозойско-фанерозойских отложений арктических регионов Сибирской платформы; построены наборы сейсмогеологических разрезов, структурных и параметрических карт; проведен структурно-тектонический анализ; рассмотрен потенциал нефтепроизводящих формаций; проанализированы коллекторские свойства резервуаров и типы нефтегазоперспективных объектов; выполнена количественная оценка ресурсов углеводородов.

По результатам проведенных исследований сделан вывод, что изучаемая территория представляет интерес в отношении нефтегазоносности. В этом регионе открыто Центрально-Ольгинское месторождение, отмечены многочисленные битумо-, нефте- и газопоявления; в осадочном чехле развита серия обогащенных органическим веществом нефтепроизводящих формаций; в разрезах всех осадочных комплексов выделяются высокоеемкие пласти-коллекторы; существуют предпосылки для формирования как антиклинальных, так и сложнопостроенных нефтегазоперспективных объектов.

Перспективы нефтегазоносности Анабаро-Хатангской НГО связаны главным образом с пермскими терригенными отложениями и карбонатами кембрия—девона, в Лено-Анабарской НГО интерес в отношении нефтегазоносности представляют все верхнепротерозойско-палеозойские осадочные комплексы от рифея до перми.

Осадочный бассейн, сейсмогеологический комплекс, карта, нефтепроизводящие породы, катагенез, нефтегазоперспективный объект, залежь, ресурсы углеводородов, тектоника, антиклинальная структура, неантиклинальная ловушка, Сибирская платформа, море Лаптевых, Хатангский залив, Анабаро-Хатанская НГО, Лено-Анабарская НГО

GEOLOGY, OIL AND GAS POTENTIAL, HYDROCARBON RESOURCES AND DIRECTIONS OF GEOLOGICAL EXPLORATION IN THE NORTHEASTERN CONTINENTAL MARGIN OF THE SIBERIAN PLATFORM (*Anabar-Khatanga and Lena-Anabar OGAs*)

V.A. Kontorovich, A.E. Kontorovich, L.M. Burshtein, A.Y. Kalinin, L.M. Kalinina, E.A. Kostyрева, D.S. Melnik, S.A. Moiseev, T.M. Parfenova, P.I. Safronov, M.V. Solovev, A.N. Fomin, E.A. Fursenko

The work is devoted to the analysis of the geological structure and assessment of the oil and gas potential of the Anabar-Khatanga and Lena-Anabar oil and gas areas (OGA) of the Lena-Tunguska oil and gas province, which are located on the continental margin of the Siberian platform, on the coast of the Laptev Sea. Administratively, the study area includes the northeastern regions of the Krasnoyarsk Territory, the northwest of the Republic of Sakha (Yakutia), the offshore of the Khatanga Bay and the southern, transit part of the Laptev Sea (Khatanga-Lena interfluvium). Based on integrated interpretation of geological and geophysical materials, we present regional-zonal models of the geology of the upper Proterozoic-Phanerozoic deposits of the Arctic regions of the Siberian platform, sets of seismogeological sections, structural and parametric maps, results of

structural-tectonic analysis, potential estimates of oil-producing formations; analysis of reservoir properties and types of oil and gas promising objects, and a quantitative assessment of hydrocarbon resources. The study area is of interest in terms of oil and gas potential. In this region, the Central Olgin field was discovered, numerous bitumen, oil and gas shows were noted. A series of oil-producing formations enriched in organic matter occurs in the sedimentary cover, and in the sections of all sedimentary complexes, high-capacity reservoirs are distinguished. There are prerequisites for the formation of both anticlinal and complex oil and gas promising objects. The prospects for the oil and gas potential of the Anabar–Khatanga OGA are mainly associated with Permian terrigenous deposits and Cambrian–Devonian carbonates. In the Lena–Anabar OGA, all upper Proterozoic–Paleozoic sedimentary complexes from the Riphean to the Permian level are of interest in terms of oil and gas potential.

Sedimentary basin, seismogeological complex, map, oil-producing rocks, catagenesis, oil and gas prospect, reservoir, hydrocarbon resources, tectonics, anticlinal structure, non-anticlinal trap, Siberian Platform, Laptev Sea, Khatanga Bay, Anabar–Khatanga OGA, Lena–Anabar OGA

ВВЕДЕНИЕ

Изучение геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности арктических регионов России на современном этапе является одной из приоритетных задач нефтегазовой геологии и геофизики.

ИНГГ СО РАН на протяжении многих десятилетий занимается изучением Сибирского сектора Российской Арктики. Настоящая статья посвящена перспективам нефтегазоносности Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской нефтегазоносных областей (НГО), расположенных на северо-востоке континентальной окраины Сибирской платформы, на побережье моря Лаптевых. В административном отношении исследуемая территория включает северо-восточные районы Красноярского края, северо-запад Республики Саха (Якутия), акватории Хатангского залива и южной, транзитной части моря Лаптевых (Хатангско-Ленское междуречье) (рис. 1).

Геолого-разведочные работы и научные исследования, посвященные изучению геологического строения и оценке перспектив нефтегазоносности этого региона, ведутся с 30-х годов прошлого столетия. Наибольшие объемы сейморазведочных работ и глубокого бурения были выполнены в 1970—1980-х гг.

На современных картах тектонического районирования в пределах рассматриваемого региона выделяются два крупных тектонических элемента — Анабаро-Хатанская седловина и Лено-Анабарский прогиб.

В 30—первой половине 50-х гг. прошлого столетия исследуемая территория входила в состав единой Хатангской впадины, которая была выделена Н.С. Шатским в 1932 г. На тектонической карте

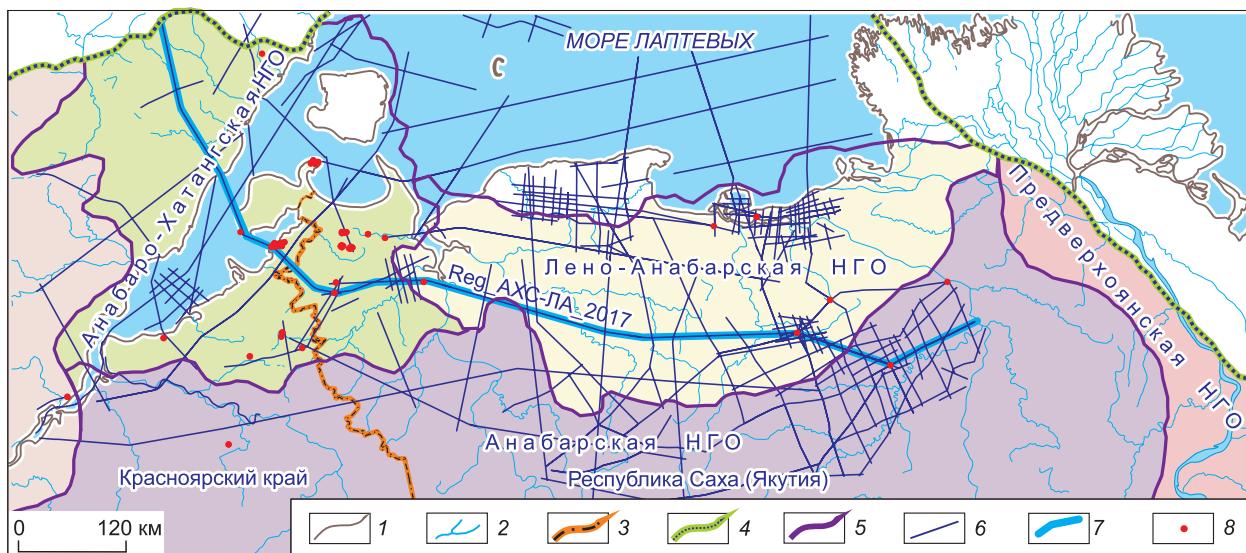


Рис. 1. Схема геолого-геофизической изученности Хатангско-Ленского междуречья.

1 — береговая линия, 2 — реки, 3 — административные границы; 4 — границы складчатых областей, 5 — границы НГО, 6 — сейсмические профили МОГТ, 7 — композитный профиль Reg_AXC-ЛА_2017, 8 — скважины.

СССР 1956 г. территория, протягивающаяся с запада на восток от устья р. Хатанга до р. Лена, была выделена в составе Хатангского прогиба.

В 1959 г. М.К. Калинко вновь вернулся к термину «Хатанская впадина», понимая под этой депрессией зону, которая протягивалась от Янгдо-Горбитецкого поднятия на западе до низовьев левобережья р. Лена на востоке и охватывала исследуемый регион и восточные районы современного Енисей-Хатангского прогиба [Калинко, 1959]. В этой же работе М.К. Калинко выделил в составе Хатангской впадины три крупные осложняющие ее структуры: Хетскую синеклизы, Анабаро-Хатангскую зону поднятий и Анабаро-Оленекский прогиб.

На современных схемах тектонического районирования северных районов Сибирской платформы Хетская синеклиза отнесена к Енисей-Хатангскому региональному прогибу, Анабаро-Хатангская зона поднятий трансформировалась в Анабаро-Хатангскую седловину, а Анабаро-Оленекский прогиб в Лено-Анабарский прогиб.

В плане нефтегазогеологического районирования расположенные на побережье моря Лаптевых Анабаро-Хатангская седловина и Лено-Анабарский прогиб выделены в составе одноименных нефтегазоносных областей (НГО) специалистами НИИГА (И.С. Грамберг, Д.С. Сороков и др.) и в таком составе с незначительными структурными изменениями были включены в карты перспектив нефтегазоносности Сибирской платформы (редакторы В.В. Семенович, А.А. Трофимук), СССР (редакторы С.П. Максимов, В.В. Семенович) и Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции [Старосельцев, 2012; и др.] (см. рис. 1).

В конце XX—начале XXI веков в рамках федеральных программ изучения арктических регионов России в Хатангском заливе, в акватории моря Лаптевых и на континентальной окраине Сибирской платформы была отработана сеть современных региональных сейсморазведочных профилей МОГТ и пробурена серия глубоких и колонковых скважин, анализ которых позволил уточнить модель геологического строения и перспективы нефтегазоносности этой территории.

Несмотря на многолетние исследования, современное состояние изученности Хатанско-Ленского региона по-прежнему отвечает только региональной стадии. На этой территории пробурено 60 глубоких скважин (в Анабаро-Хатангской НГО — 54, в Лено-Анабарской НГО — 6) и отработано 13 630 км сейсмических профилей МОГТ, в том числе 6570 км профилей 80-х годов XX в. и 7060 км современных профилей XXI в.; средняя плотность сейсмических наблюдений составляет 0,095 км/км² (см. рис. 1).

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

Геологическое строение, опорные разрезы, стратиграфия, сейсмостратиграфия и тектоника Хатанско-Ленского региона были детально рассмотрены в работе [Конторович и др., 2021]. В настоящей статье приведена краткая характеристика этих разделов.

В Хатанско-Ленском регионе верхнепротерозойско-фанерозойский осадочный чехол, представленный рифей-вендинскими, палеозойскими и мезозойскими отложениями, залегает на архейско-протерозайском фундаменте.

Залегающие в верхней части осадочного чехла мезозойские отложения, представленные триасом, юрой и мелом, сложены главным образом терригенными породами. В основании триаса залегает эфузивно-туфогенная толща, мощность которой составляет 0—150 м. Вскрыта скважинами мощность мезозоя изменяется от 0 до 1600 м.

В верхней части разреза палеозоя залегают пермские отложения, представленные (сверху вниз) в Анабаро-Хатангской НГО мисайлапской, верхнекожевниковской, нижнекожевниковской и тустахской свитами; в Лено-Анабарской НГО — бурской и джаргалахской толщами. Пермь сложена переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Вскрыта скважинами мощность отложений изменяется от 0 м на Нордвикской площади до 2370 м на Гуримисской. В основании перми выделяется региональная граница несогласия, и в отдельных частях исследуемого региона пермь перекрывает различные по возрасту породы — от рифея до карбона включительно.

Отложения девона — нижнего карбона, представленные главным образом карбонатами, распространены только на западе Хатанско-Ленского региона в Анабаро-Хатангской НГО.

На этой территории в раннем девоне существовал солеродный бассейн, с которым связана система контрастных соляных куполов, вскрытых скважинами на Нордвикской и Кожевниковской площадях и выходящих на поверхность на п-ове Юрюнг-Тумус (Хара-Тумус) [Калинко, 1959; Косыгин, 1960; Конторович и др., 2019а, 2021; Соляная тектоника..., 1973]. Вскрыта в безсолевой зоне толщина карбонатов девона — карбона составляет 28—420 м, на крыльях Нордвикского и Кожевниковского соляных куполов толщина девонских отложений достигает 600 м.

Отложения ордовика — силура на большей части исследуемой территории в разрезе отсутствуют и вскрыты только одной скважиной — Усть-Оленекская-2370, пробуренной на крайнем севере Лено-Анабарской НГО, на побережье моря Лаптевых; мощность ордовик-силурийской карбонатной толщи составляет 475 м [Граусман, 1995].

Кембрийские отложения развиты в пределах всей исследуемой территории и представлены известняками и доломитами с прослойями ангидритов. В Анабаро-Хатагской НГО мощность кембия увеличивается с 560—580 м на Костроминской и Хорудалахской площадях до 800 м в скважине Северо-Соулемская-1; в Лено-Анабарской НГО толщина кембрийских карбонатов изменяется от 385 м на севере в скв. Усть-Оленекская-2370 до 955—965 м на юге в Чарчыкской и Хастахской площадях.

Вендинские отложения, несогласно перекрывающие рифей, на большей части исследуемой территории представлены карбонатами. На востоке Хатангско-Ленского региона верхняя часть венда—низы кембия сложены толщей терригенных пород кессюсинской (тюсерской) свиты, которая содержит повышенные концентрации органического углерода, аллохтонных миграционных битумоидов и является нефтеобразующей [Грамберг, 1958].

Мощность венда изменяется от 24 м на Хорудалахском выступе фундамента, расположенному в южной части Анабаро-Хатангской НГО, до 480 м в южной части Лено-Анабарской НГО в скв. Бурская-3410.

Рифей на исследуемой территории вскрыт в четырех скважинах, пробуренных в южной части исследуемого региона на Хорудалахской, Бурской, Чарчыкской и Хастахской площадях. Наиболее полно разрез рифея охарактеризован в скв. Бурская-3410, вскрытая мощность этих отложений составляет 1392 м. В этой зоне рифей представлен переслаивающимися 400—500-метровыми пачками доломитов и терригенных пород.

Архейско-протерозойский фундамент в Хатангско-Ленском регионе вскрыт одной скв. Хорудалахская-1, в которой он представлен глубокометаморфизованными кристаллическими сланцами, гнейсами, кварцодержащими и магматическими породами.

В разрезе верхнепротерозойско-мезозойских отложений Хатангско-Ленского региона выделяются четыре крупных перерыва в осадконакоплении — предвендинский, преддевонский, предпермский и предмеловой.

Сейсмостратиграфия

На временных сейсмических разрезах Хатангско-Ленского междуречья выделяются шесть регионально-развитых сейсмогеологических мегакомплексов: архейско-протерозойский (фундамент), рифейский, вендинский, нижнесреднепалеозойский, пермский и мезозойский, которые контролируются динамически выраженными устойчивыми отражающими сейсмическими горизонтами [Конторович и др., 2013, 2014, 2019б, 2021] (рис. 2, табл. 1).

По сейсмическим данным, суммарная толщина верхнепротерозойско-фанерозойских платформенных отложений в Хатангско-Ленском регионе достигает 14—15 км [Конторович и др., 2013, 2014, 2021; Афанасенков и др., 2016], мощность осадочных комплексов составляет: рифей — 0—11 500 м, в среднем — 4850 м; венд — 0—950 м; кембр — 0—1800 м; средний палеозой (девон—карбон) — 0—1600 м; верхний палеозой (пермь) — 0—3000 м; мезозой (триас—мел) — 0—2500 м.

Структурно-тектоническое районирование

В рамках выполненных в ИНГГ СО РАН исследований была осуществлена комплексная интерпретация сейсмических материалов и данных глубокого бурения, построены структурные карты по поверхностям рифейского, вендинского, кембрийского, девонского, пермского и триас-юрского сейсмогеологических комплексов. Структурная карта по поверхности наиболее перспективного на исследуемой территории пермского комплекса послужила основой для построения тектонической карты Хатангско-Ленского региона (рис. 3).

Анализ структурных построений показал, что в региональном и зональном плане поверхности всех стратиграфических уровней в значительной мере подобны. В пределах рассматриваемого региона

Таблица 1. Стратиграфическая приуроченность опорных отражающих горизонтов

Индекс отражающего горизонта	Стратиграфическая приуроченность
K ₀	Поверхность основания мела
T ₀	Поверхность основания триаса
P ₀	Поверхность основания перми—граница регионального эрозионного среза
PZ ₀	Поверхность основания палеозоя—кровля венда
RR	Поверхность рифея
R ₁ —R ₂	Внутри рифея
F	Поверхность основания платформенного рифея—кровля архейско-протерозойского фундамента

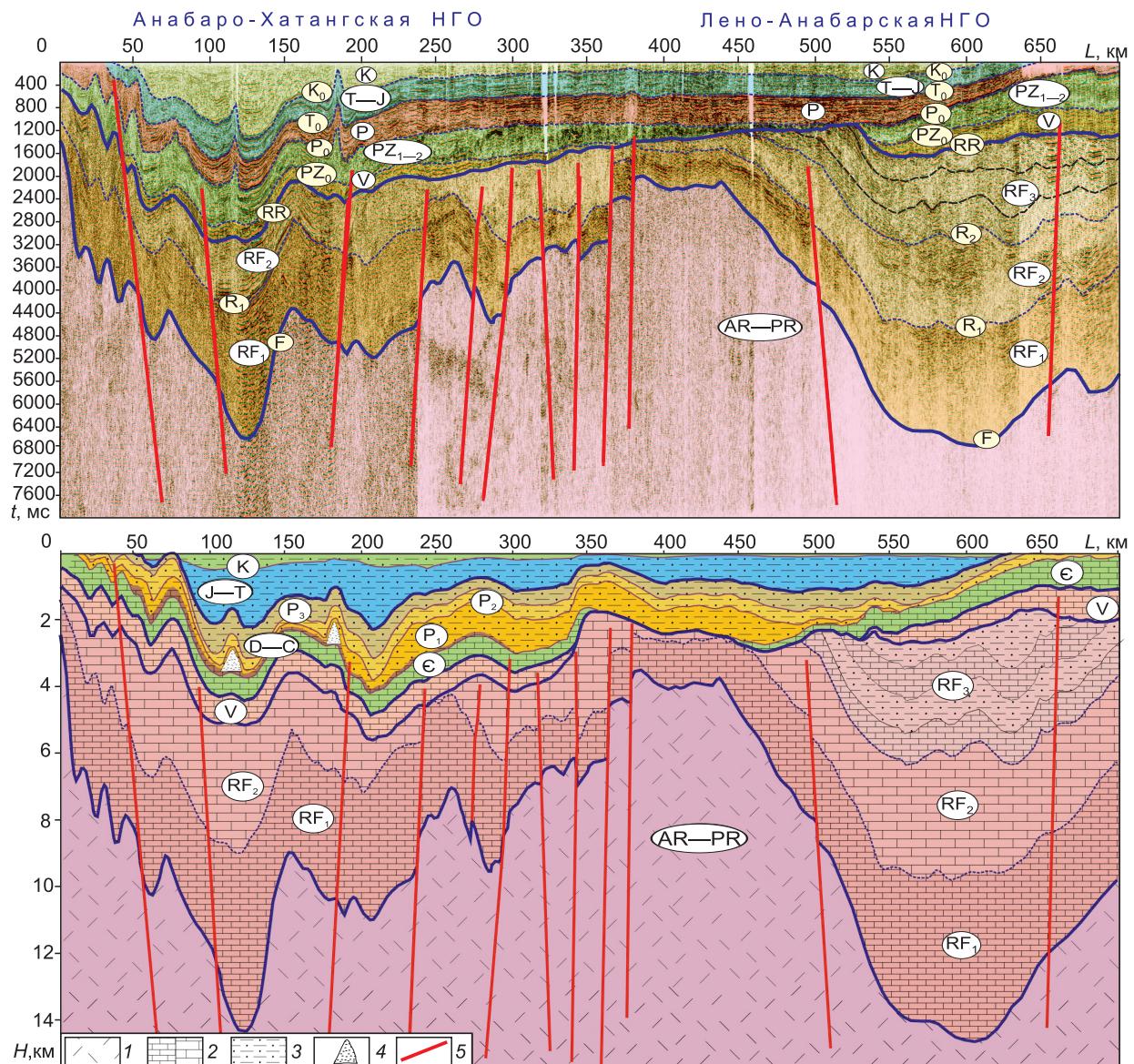


Рис. 2. Временной сейсмогеологический и глубинный геологический разрезы по региональному композитному профилю Reg_AXC-LA_2017.

1 — фундамент (кристаллические сланцы, гнейсы, магматические породы), 2 — карбонаты, 3 — терригенные породы, 4 — соляные купола, 5 — разломы.

неопротерозойско-палеозойские отражающие горизонты регионально погружаются в северном направлении. Наименьшие глубины фиксируются в южной части исследуемой территории — в пределах Северо-Сибирской мегамоноклизы и на северо-востоке — в Притаймырской зоне; наибольшие — в наиболее погруженных частях крупных надпорядковых депрессий — Енисей-Хатангского и Лено-Анабарского региональных прогибов и Южно-Лаптевской синеклизы.

В северной части исследуемой территории расположена Южно-Лаптевская синеклиза, в западной части которой выделяется Бегичевская мегавпадина, отделенная от Енисей-Хатангского регионального прогиба Солянокупольным мезовалом.

К западу от Солянокупольного мезовала находится вытянутая в широтном направлении крупная надпорядковая положительная структура Береговая гряда, отделяющая Южно-Лаптевскую синеклизу от Лено-Анабарского регионального прогиба. Гряда осложнена серией положительных структур I—II порядков и протягивается вдоль всего побережья от Хатангского залива на западе до устья р. Лена на востоке.

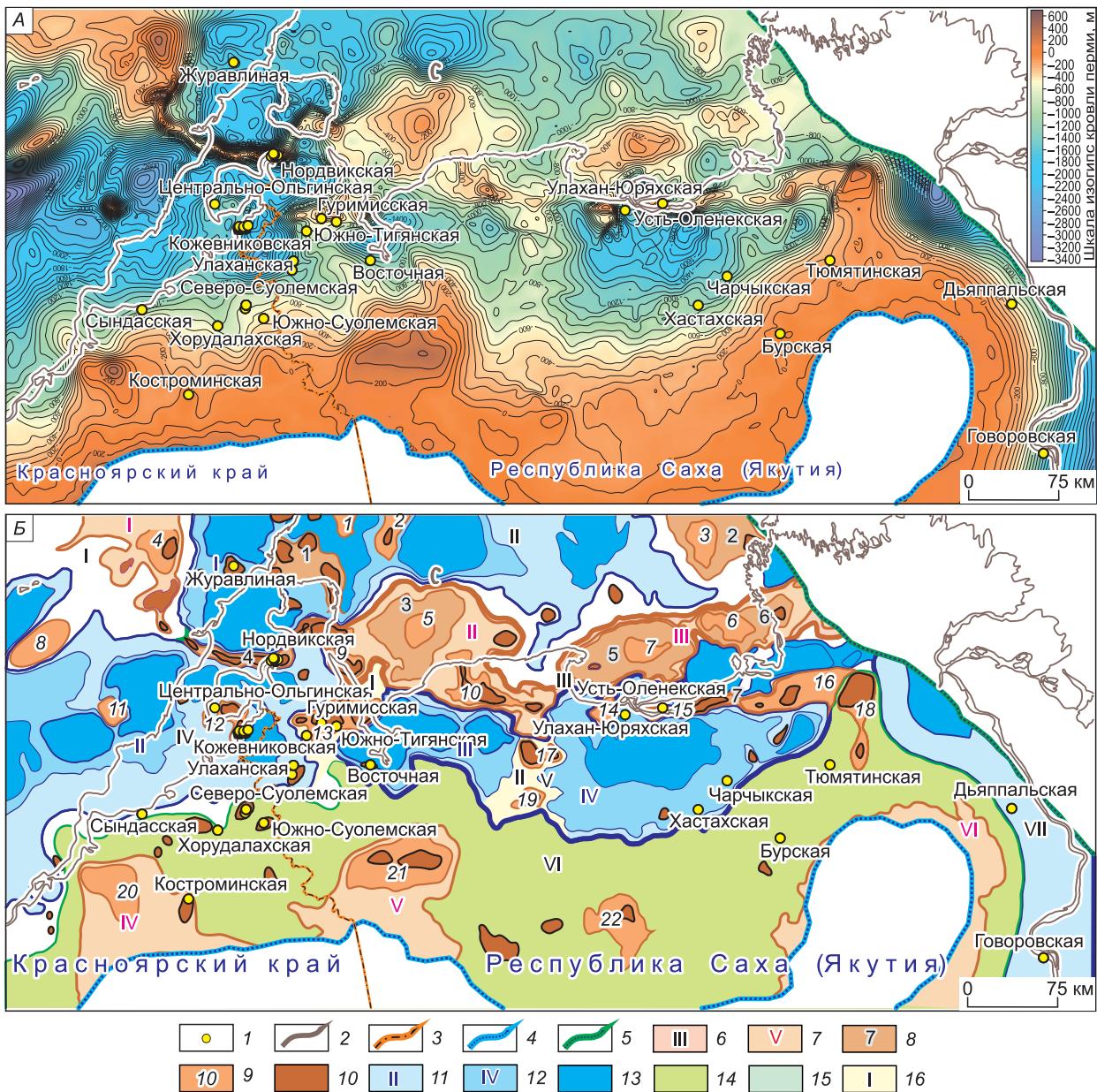


Рис. 3. Структурная карта по поверхности перми и тектоническая карта пермского структурного яруса арктических районов Сибирской платформы (Хатангско-Ленский регион).

1 — глубокие скважины, площади, 2 — береговая линия, 3 — административная граница, 4 — зона отсутствия отложений перми, 5 — Верхоянская складчатая область; тектонические элементы: 6—10 — положительные структуры: 6 — надпорядковые, 7 — I порядка, 8 — II порядка, 9 — III порядка; 10 — IV порядка; 11—13 — отрицательные: 11 — надпорядковые, 12 — I порядка, 13 — II—III порядка; 14—16 — промежуточные структуры: 14 — моноклизы, 15 — моноклины, 16 — седловины.

Тектонические элементы: Надпорядковые и 0 порядка: I — Восточно-Таймырская моноклина, II — Южно-Лаптевская синеклиза, III — Береговая гряда, IV — Енисей-Хатангский региональный прогиб, V — Лено-Анабарский региональный прогиб, VI — Северо-Анабарская мегамоноклина; VII — Предверхоянский региональный прогиб; положительные структуры: I порядка (мегавал, мегавыступ, свод): I — Притаймырский мегавыступ, II — Юрьянгский мегавал, III — Пограничный мегавал, IV — Новорыбинский мегавыступ, V — Дроуханский мегавыступ, VI — Оленекский свод; II порядка (мезовал, мезоподнятие): I — Северо-Бегичевский, 2 — Приленское, 3 — Центрально-Юрянгское, 4 — Сопочный, 5 — Западно-Пограничный, 6 — Восточно-Пограничный, 7 — Туора-Хайский (Усть-Оленекский); III порядка (куполовидное поднятие, вал): I — Южно-Лаптевское-1, 2 — Южно-Лаптевское-2, 3 — Приленское поднятие, 4 — Восточно-Таймырское, 5 — Центрально-Береговое, 6 — Восточно-Оленекское, 7 — Северо-Оленекское, 8 — Северо-Хетский, 9 — Западно-Юрянгский, 10 — Прончищевский, 11 — Северо-Сандасское, 12 — Косистое, 13 — Тигяно-Анабарский, 14 — Улахан-Юряхское, 15 — Усть-Оленекский, 16 — Нагымское, 17 — Седловинное, 18 — Северо-Тюмятинский, 19 — Междуреченское, 20 — Центрально-Рыбинское, 21 — Северо-Доруихское, 22 — Южное; отрицательные структуры: I порядка (мегавпадина, мегапрогиб): I — Бегичевская, II — Хетский, III — Юрьянг-Хаянская, IV — Таймырская, мезоседловины: I — Западная, II — Восточная.

Контролируемый Береговой грядой на севере и Северо-Сибирской моноклизой на юге Лено-Анабарский региональный прогиб представляет собой крупную, вытянутую в широтном направлении депрессию, осложненную Юрянг-Хаянской и Таймырыской мегавпадинами.

Расположенная к западу Западная седловина отделяет Лено-Анабарский прогиб от крупной надпорядковой линейной депрессии Енисей-Хатангского регионального прогиба, который протягивается в широтном направлении вдоль Таймырской складчатой области и раскрывается в Западно-Сибирскую геосинеклизу.

Большая часть положительных структур III—IV порядков Хатангско-Ленского региона, представляющих собой традиционные антиклинальные объекты, осложняют более крупные положительные структуры, моноклинали и седловины. Так, Солянокупольный мезовал осложнен Нордвикским и Западно-Нордвикским локальными поднятиями; в южной части Береговой гряды выделяются Улахан-Юряхское, Усть-Оленекское, Прончищевское и др. поднятия; в зоне сочленения Енисей-Хатангского и Лено-Анабарского региональных прогибов находятся Южно-Тигянское и Гуримиское поднятие; восточная седловина, отделяющая Юрянг-Хаянскую и Таймырскую мегавпадины, осложнена Седловинным и Междуреченским поднятиями; в пределах Северо-Анабарской мегамоноклизы расположены Центрально-Рыбинское, Северо-Доруоухское и Южное куполовидное поднятие и т. д.

Всего на исследуемой территории выделены семь надпорядковых тектонических структур, из которых четыре отрицательные, одна положительная и две промежуточные.

Выше было отмечено, что на исследуемой территории традиционно выделяются Анабаро-Хатангская седловина и Лено-Анабарский региональный прогиб. Анализ современных структурных построений показал, что расположенный на востоке Лено-Анабарский прогиб, осложненный двумя отрицательными структурами I порядка — Юрянг-Хаянской и Таймырской мегавпадинами, надежно выделяется в рельефах всех неопротерозойско-фанерозойских осадочных комплексов.

Что касается Анабаро-Хатангской седловины, то на современных структурных картах такой тектонический элемент не выделяется. Большую часть Анабаро-Хатангской зоны занимают две глубокие депрессии, разделенные Сопочным мезовалом. Южная депрессионная зона является восточным окончанием Енисей-Хатангского регионального прогиба, северная раскрывается в акваторию моря Лаптевых и представляет собой южную часть Южно-Лаптевской мегасинеклизы.

В то же время геологическое строение западной и восточной частей Хатангско-Ленского региона существенно отличается, и с позиции нефтегазогеологического районирования выделение Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО, на наш взгляд, абсолютно оправдано.

Анализ геолого-геофизических материалов позволяет сделать вывод, что доминирующее влияние на современное структурно-тектоническое строение северных районов Сибирской платформы оказали четыре принципиально-важных тектонических процесса:

1. История осадконакопления с рифея по мезозой.

2. Соляной тектогенез, в результате которого в Анабаро-Хатангской НГО были сформированы выходящие на поверхность и погребенные соляные диапирсы, предопределившие формирование в структурных планах верхнего девона, карбона, перми и мезозоя антиклинальных структур.

3. Предпермский (раннепермский) перерыв в осадконакоплении, в результате которого палеорельеф исследуемой территории был счищован и была сформирована слабодислоцированная поверхность. Учитывая, что в Анабаро-Хатангской зоне под терригенными отложениями перми залегает девон—карбон, а в Лено-Анабарской — преимущественно кембрий, можно предполагать, что к началу предпермского перерыва рельеф исследуемой территории регионально погружался в западном направлении, в направлении Енисей-Хатангского регионального прогиба.

4. Интенсивные односторонние перспективы пермские и более молодые мезозойские региональные и вертикальные тектонические движения, предопределившие региональный тренд погружения территории в северном направлении, и формирование современных положительных и отрицательных структур различных порядков.

Совокупность этих геологических процессов предопределили подобие структурных планов и современный рельеф реперных стратиграфических уровней в нижней и верхней частях осадочного чехла Хатангско-Ленского региона.

РЕЗУЛЬТАТЫ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТ

Основные объемы глубокого бурения и испытаний потенциально нефтегазоносных пластов в Хатангско-Ленском междуречье были проведены в 1940—1980 гг.

Эти исследования, с одной стороны, подтвердили перспективы нефтегазоносности этого региона, с другой, — не привели к значимым открытиям. На большинстве введенных в бурение объектах из пермских и мезозойских отложений были получены незначительные притоки нефти, а открытые Южно-

Таблица 2.

Результаты испытаний скважин

Площадь	Толща	Максимальные дебиты		
		нефть, м ³ /сут	газ, тыс. м ³ /сут	вода, м ³ /сут
Анабаро-Хатангская НГО				
Нордвикская	Триас (Т)	1.00	11.5	7.00
Восточная	Тустахская (P ₁)		Сухо	
Гурмисская	»	Пленка	—	316.00
Северо-Суолемская	»	»	—	190.00
Чайдахская	Нижнекожевниковская (P ₁)	»	2.5	132.00
Южно-Тигянская	»	15.30	2.5	1.00
Ильинская	»	0.56	26.1	2.40
Кожевниковская	»	2.50	—	9.10
Центрально-Ольгинская	»	C ₁ +C ₂ извл. 9661	C ₁ +C ₂ извл. 1038.0	—
»	Верхнекожевниковская (P ₂)	C ₁ +C ₂ извл. 17 309.00	C ₁ +C ₂ извл. 580.0	—
Северо-Суолемская	Девон—карбон (D—C)	—	—	24.40
Костроминская	Рифей—кембрий (R—E ₁)	—	—	33.60
Лено-Анабарская НГО				
Улахан-Юряхская	Нижний триас (T ₁)	—	72.0	—
»	Верхнекожевниковская (P ₂)	—	Приток	600.00
Хастахская	Джаргалахская (P ₁)	—	—	88.80
Чарчыкская	»	—	—	475.60
Бурская	Кембрий	—	—	68.10
Чарчыкская	Доломитовая толща (E ₁)	—	—	781.90
Хастахская	Тюессалинская (E ₂₋₃)	—	—	395.58
Усть-Оленекская	Сарбыняхская (S ₁)—буорсырская (O ₃)	—	—	35.00
Чарчыкская	Чарчикская (V ₂)	—	—	403.91
Хастахская	Куландинская (Rf ₃)	—	—	168.00
Бурская	Рифей—кембрий	—	—	66.60
Предверхоянская НГО				
Говоровская	Чекуровская (J ₂₋₃)		Сухо	
Дьяппальская	Тюсэрская (E ₁)	—		ГВС

Тигянская и Нордвикская нефтяные залежи не были поставлены на государственный баланс. Более глубокозалегающие преимущественно карбонатные горизонты рифея, венда, кембрия, ордовика и девона—карбона вскрыты единичными скважинами и изучены чрезвычайно слабо.

В исследуемом регионе нефтепроявления различной интенсивности зафиксированы как на дневной поверхности (п-ов Нордвик, в русле р. Чайдах, на юго-восточном берегу бухты Кожевниково и т. д.), так и в скважинах. Характерной особенностью северных районов Сибирской платформы также являются многочисленные залежи битумов, открытые в отложениях рифея, венда, кембрия и перми на Оленекской, Восточно-Анабарской, Туорассистской и др. площадях.

Остановимся на результатах нефтепоисковых работ прошедших десятилетий.

К настоящему времени в Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО испытания проведены в 50 скважинах (табл. 2, рис. 4).

1. Отложения триаса испытаны на шести площадях, и во всех случаях отмечены признаки нефтегазоносности:

а) на площади Урунг-Тумусская в колонковой скв. К-429 получен приток нефти дебитом 0.96 м³/сут;

б) нефтяная залежь открыта на Нордвикской площади, начальные дебиты нефти не превышали 1 м³/сут, газа до 11.5 тыс. м³/сут, за время пробной эксплуатации, которая проводилась с ноября 1946 по август 1947 г., из этого объекта добыто 60 т нефти;

в) притоки газа получены на Улахан-Юряхской, Кожевниковской и Ильинской площадях, дебиты газа в скважинах Улахан-Юряхская К-305 и К-306 составили соответственно 45 и 72 тыс. м³/сут;

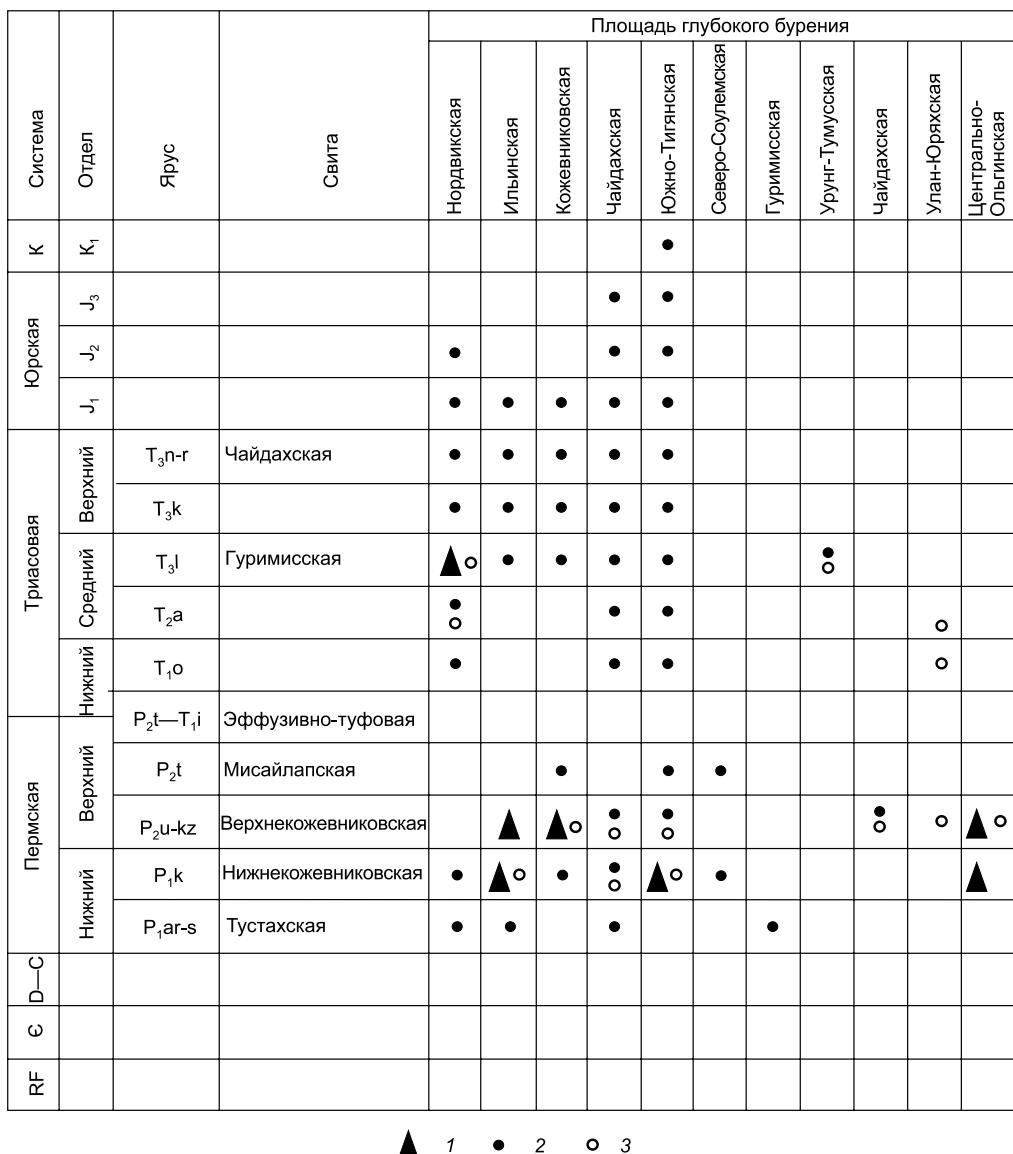


Рис. 4. Распределение залежей и нефтегазопроявлений в Хатангско-Ленском регионе.

1 — нефтяные залежи, 2 — нефтепроявления, 3 — газопроявления.

г) в Предверхоянской НГО при испытании чекуровской свиты юры в скв. Говоровская-1 притока не получено.

2. Пермские отложения испытаны в 43 скважинах на 10 площадях; из которых в семи получены притоки нефти/газа, или зафиксированы прямые признаки нефтегазоносности:

а) в 11 скважинах получены притоки воды, в большинстве случаев с пленкой нефти; дебиты воды на Гуримисской, Северо-Суолемской, Хастахской, Чайдахской, Чарчыкской и Улахан-Юряхской площадях достигали 89—600 м³/сут, что свидетельствует о наличии в разрезе перми высокоеемких коллекторов;

б) на Ильинской и Улахан-Юряхской площадях получены притоки газа дебитами до 26 тыс. м³/сут, на Чайдахской площади в скв. 252 были испытаны два интервала верхней перми; из верхнего получен приток воды и газа с дебитами соответственно 14.2 м³/сут и 1.5 тыс. м³/сут, из нижнего — приток воды с пленкой нефти;

в) притоки нефти получены на 14 площадях; дебиты в основном не превышали $1 \text{ м}^3/\text{сут}$: на Южно-Тигянской площади при испытании нижнекожевниковских песчаников получен приток нефти дебитом $15.3 \text{ м}^3/\text{сут}$, на Кожевниковской площади — $2.5 \text{ м}^3/\text{сут}$;

г) в 2017 г. компанией «Роснефть» в южной части п-ова Хара-Тумус и прилегающей акватории Хатангского залива открыто Центрально-Ольгинское нефтяное месторождение, залежь которого находится в резервуаре перми.

3. Неопротерозойские и нижнесреднепалеозойские отложения во всех испытанных скважинах оказались водоносными:

а) отложения девона—карбона испытаны в скважинах Северо-Соулемская-1 и Южно-Соулемская-2, дебиты воды составили 10—35 м³/сут; на Нордвикской площади при испытании карбонатов девона—карбона получены притоки воды дебитами до 40 м³/сут с пленкой нефти;

б) кембрий испытан на трех площадях Лено-Анабарской НГО; дебиты воды в скважинах Бурская-1, Хастахская-390 и Чарчыкская-1 достигали соответственно 68, 395 и 660 м³/сут;

в) испытания венда проводились в скважинах Хастахская-1 и Чарчыкская-1; дебиты воды составили соответственно 168 и 403 м³/сут;

г) рифей испытан в трех скважинах: в скв. Чарчыкская-1 притока не получено, в скважинах Костроминская-1 и Бурская-3410 притоки воды составили соответственно 33 и 66 м³/сут;

д) в Предверхоянской НГО при испытании тюсэрской свиты нижнего кембрия в скв. Дьяппальская-1 получен небольшой приток газоводяной смеси.

КРИТЕРИИ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Нефтепроизводящие породы

Наличие нефтепроизводящих пород в рифейских, венденских и пермских отложениях Хатангско-Ленского региона признавалось отдельными исследователями с 40—50-х гг. XX в. [Грамберг, 1958; Калинко, 1959; Натапов, 1962; Конторович и др., 1971, 1974, 1976; Сороков, Гинсбург, 1977; Иванов, 1979; Каширцев, 2003, 2013].

До начала XXI в. геохимические исследования предполагаемых нефтематеринских пород проводились в небольших объемах только специалистами НИИГА (А.И. Данюшевская, В.Л. Иванов, И.С. Грамберг, Д.С. Сороков).

В первые десятилетия XXI в. ИНГГ СО РАН по программе собственных фундаментальных исследований, а также при поддержке нефтяных компаний Роснефть и British Petroleum организовал серию экспедиций в арктические регионы Сибирской платформы и на острова моря Лаптевых с целью отбора образцов для изучения стратиграфии, литологии, геохимии органического вещества пород осадочных комплексов из естественных выходов и скважин (Д.В. Гражданкин, Б.Б. Кочнев, К.Е. Наговицын, Е.А. Костырева, Б.Л. Никитенко, А.В. Ядренкин, Н.К. Бахарев, А.Ю. Язиков, А.Г. Клец, Н.Г. Изох, А.Ю. Попов, Т.М. Парфенова, Е.А. Фурсенко, А.Н. Фомин, Д.С. Мельник и др.) (табл. 3, 4). Были выполнены исследования распределения C_{opr}, битумоидов, их группового состава, углеводородов-биомаркеров в них, уровня катагенеза ОВ и изотопного состава дебитуминизированного ОВ. В совокупности была изучена коллекция образцов от рифея до мела включительно. Близкие исследования были проведены также СНИИГГиМС [Соболев и др., 2019].

Ниже дана краткая характеристика полученных результатов с дифференциацией по возрасту изученных комплексов.

Рифей. По данным СНИИГГиМС, в рифее Хатангско-Ленского региона значительный интерес представляют отложения дебенгдинской свиты верхнего рифея [Соболев и др., 2019]. В ее составе выделяется мощная пачка преимущественно глинистых пород, из которых не менее половины (140—150 м) темноцветных аргиллитов и глинистых алевролитов. Эти отложения имеют повышенные содержания углерода (0.24—1.72 %). По результатам пиролитических исследований в скв. Хастахская-930 катагенез РОВ соответствует градациям M₁²—МК₂. Это свидетельствует, что рассматриваемая толща рифейских пород достигла условий проявления главной зоны нефтеобразования.

Из древнейших отложений региона в ИНГГ СО РАН по керну скважин изучена сравнительно небольшая коллекция пород рифея — 39 образцов. Содержание органического углерода изменяется в глинисто-карбонатных породах от 0.02 до 0.84 % на породу, среднее — 0.33 % (см. табл. 3). Учитывая высокий уровень катагенеза ОВ рифея и венда в регионе (см. ниже) и, следовательно, глубокую деструкцию ОВ, необходимо иметь в виду, что в протокатагенезе концентрация C_{opr} в породах была в 3.0—4.5 раза выше [Конторович и др., 2021].

Известно [Петров, 1984, Конторович, 2004], что для аквагенного органического вещества рифея Сибирской платформы характерны аномальные значения биомаркерных показателей: отношение концентраций стеранов C₂₉/C₂₇ > 1 и трициклический индекс I_{TC} > 1. На Восточно-Европейской платформе имеют место обратные соотношения: C₂₉/C₂₇ ≤ 1 и I_{TC} < 1. В неопротерозое Хатангско-Ленского региона эти показатели меняются в более широком диапазоне: C₂₉/C₂₇ от 0.5 до 6.9, I_{TC} от 0.1 до 2.9), что указывает на разнообразие биофаций и, соответственно, состава аквагенного ОВ в неопротерозойских отложениях региона. Исследования последних лет показали наличие в аллохтонных битумоидах и нафтидах 12- и 13-монометилалканов, установленных только в органическом веществе докембрия и генетически связанных с ними нафтидов. Это позволяет предполагать наличие этих соединений в составе автохтонных битумоидов рифея Хатангско-Ленского региона.

Таблица 3. Содержание $C_{\text{опр}}$ и пиролитические параметры органического вещества неопротерозоя и палеозоя арктических регионов Сибирской платформы (скважины западной части Хатангско-Ленского региона)

Площадь	Возраст	Свита, толща	$C_{\text{опр}} \%,$ на породу	HI, мг УВ/г $C_{\text{опр}}$
Бурская, Дьяпальская, Хастахская, Усть-Оленекская	RF—V	Куладинская, нэлэгерская, сиэтачанская, тукуланская, хастахская, кысылаяжская, глинисто-доломитовая, кыстарахская, песчаниковая, чарышская, хараптэхская	<u>0.02 – 0.84</u> 0.33 (38)	<u>34 – 42</u> 74 (7)
Бурская	V—E	Кессюсинская серия, маттайская свита	0.29	—
Восточная, Говоровская, Дьяпальская, Костроминская, Северо-Суолемская, Хастахская, Чарышская	E	Огоньорская, маятхская, тюессалинская, доломитовая, чускунская	<u>0.01 – 0.18</u> (27)	24
Усть-Оленекская	O—S	Курпахская, харасырская, буорсырская, сарбынняхская	<u>0.03 – 0.37</u> (7)	<u>(12–15)</u> 14 (2)
Северо-Суолемская, Южно-Суолемская	C	—	<u>0.04 – 0.35</u> 0.20 (2)	—
Восточная, Гуримисская, Нордвикская, Рыбинская, Северо-Суолемская, Улаханская, Усть-Оленекская, Южно-Тигянская, Южно-Суолемская	P ₁	Тустахская*	<u>0.07 – 5.93</u> 1.78 (117)	<u>3 – 125</u> 38 (110)
Дьяпальская, Хастахская, Чарышская	P ₁	Джаргалахская	<u>0.44 – 4.51</u> 1.94 (12)	<u>18 – 48</u> 59 (11)
Восточная, Гуримисская, Нордвикская, Рыбинская, Северо-Суолемская, Улаханская, Усть-Оленекская, Южно-Тигянская	P ₁	Нижнекожевниковская*	<u>0.37 – 4.02</u> 1.97 (89)	<u>2 – 323</u> 41(86)
Гуримисская, Рыбинская, Улаханская, Усть-Оленекская, Южно-Суолемская	P ₂	Верхнекожевниковская	<u>0.22 – 2.52</u> 1.56 (30)	<u>21 – 367</u> 65 (28)
Рыбинская, Улаханская	P ₂	Мисайлапская	<u>0.81 – 1.46</u> 1.02 (6)	<u>12 – 63</u> 36 (6)
Говоровская, Чарышская	P ₂	Бурская	<u>0.55 – 2.40</u> 1.80 (5)	<u>35 – 122</u> 81 (5)

Примечание. Над чертой — разброс значений, под чертой — среднее значение, в скобках — количество образцов.

* Из расчета исключены углистые породы.

Поскольку в настоящем тексте широко используются данные о катагенезе органического вещества, сделаем одно методическое замечание. Диагностика уровня катагенетической преобразованности (зрелости) органического вещества (ОВ) углепетрографическими методами традиционно производится по отражательной способности витринита (R_{Vt}^o) — мацерала террагенного ОВ. Поэтому R_{Vt}^o принята за этalon диагностики градаций катагенеза.

В морских и древних (додевонских) отложениях, где он отсутствует, градации катагенеза определялись по альгиниту (R_{Alg}^o) — мацералу аквагенного ОВ либо по битуминиту ($R_{\text{Бт}}^o$) и сорбомикстиниту ($R_{\text{СМ}}^o$). Шкала для диагностики катагенеза ОВ по этим мацералам была построена на примере осадочных толщ с аквагенным и террагенным ОВ, расположенным близко по разрезу в одном бассейне. При этом учитывалось, что в мезокатагенезе их R^o несколько отстает от аналогичных значений витринита, а в апокатагенезе эти различия постепенно нивелируются. Замеры отражательной способности проводились на микроскопе-спектрофотометре МСФП-2 при длине волны 546 нм в иммерсионной (R^o) среде. Построенные шкалы были проверены также по пиролитическим и биомаркерным данным.

Зависимость отражательной способности альгинита и битуминита от современной

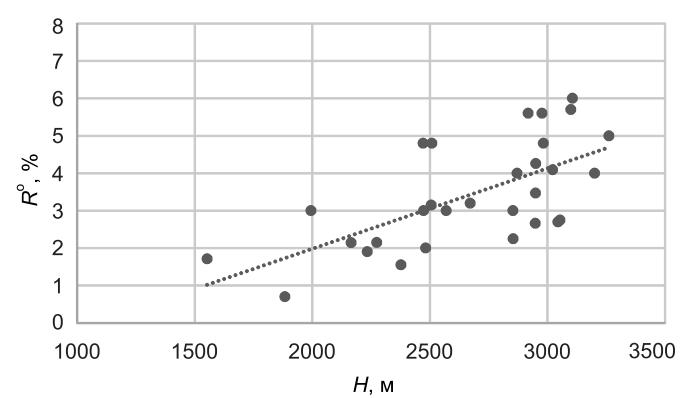


Рис. 5. Зависимость отражательной способности альгинита и битуминита, пересчитанной на витринит, от современной глубины залегания верхнепротерозойских и нижне-среднепалеозойских отложений.

Таблица 4. Содержание C_{opr} , пиролитические параметры, изотопный состав углерода органического вещества мезозоя арктических регионов Сибирской платформы (обнажения западной части Хатангско-Ленского региона)

Обнажение	Возраст	Свита	C_{opr} , % на породу	HI, мг УВ/г C_{opr}	$\delta^{13}C_{opr}$, ‰
п-ов Юрюнг-Тумус (8 проб), кряж Прончищев (6 проб)	K_1	Тигянская, паксинская	0.36 – 57.00 0.64*	14 – 331 66	-25.8 ... -24.3 -25.18
п-ов Юрюнг-Тумус (2 пробы), кряж Прончищева (3 пробы)	J_{2-3}	Сиговская, иннокентьевская	0.39 – 3.21 1.57	101 – 47 22	-27.4 ... -22.9 -25.3
п-ов Юрюнг-Тумус (5 проб), кряж Прончищева (10 проб), Восточный Таймыр (1 проба)	J_2	Юрюнгтумусская, арангастахская	0.54 – 1.51 0.86	31 – 154 57	-25.6 ... -24 -24.7
п-ов Юрюнг-Тумус (11 проб), кряж Прончищев (1 проба), Восточный Таймыр (7 проб), о. Котельный (20 проб), р. Келимляр (42 пробы)	J_1	Зимняя, аиркатская, эренская, хоргонская, китербютская, короткинская, келимлярская, кыринская, песчаная	0.28 – 5.47 1.33	5 – 381 90	-32.2 ... -24.6 -27.3
Восточный Таймыр (12 проб), о. Котельный (176 проб)	T	Кешинская, цветковомысская, восточно-таймырская, моржовская, кульдиминская, осипайская, немцовская, тихорецкая, шейнинская, станционная, туор-юряхская, прямореченская, таба-юряхская	0.08 – 58.50 2.07*	13 – 412 96	-32.2 ... -23.1 -27.4

Примечание. Над чертой — разброс значений, под чертой — среднее значение.

* Из расчета среднего (C_{opr}) исключены угли и углистые аргиллиты.

глубины залегания верхнепротерозойских и нижнесреднепалеозойских отложений показана на рис. 5. Видно, что в подавляющем количестве образцов отражательная способность этих макералов в масле больше 2 % и к современным глубинам 2800—3200 м возрастает до 4—5 %. На основании регрессионной зависимости, приведенной на рис. 5 и составленной по данным сейморазведки и глубокого бурения структурной карты по поверхности протерозоя, построена карта катагенеза органического вещества (значений R^o) в верхней части разреза протерозоя (рис. 6).

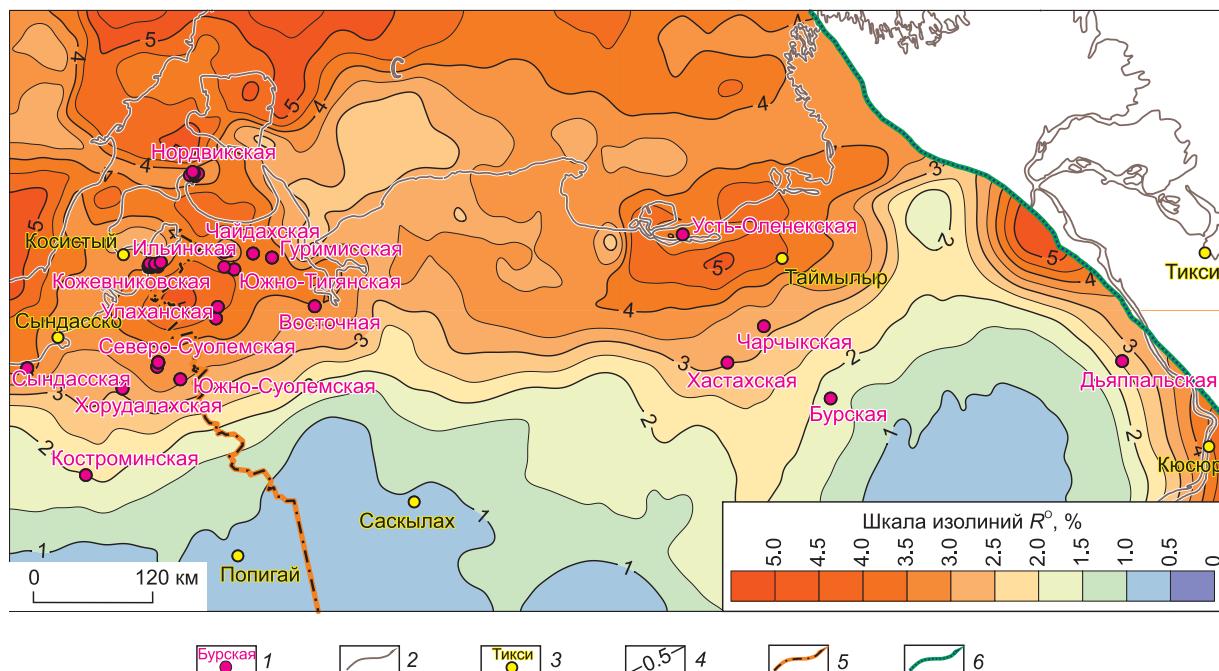


Рис. 6. Карта катагенеза органического вещества (значения R^o альгинита и битуминита, пересчитанные на витринит, в верхней части разреза протерозоя).

1 — глубокие скважины, площади; 2 — береговая линия; 3 — населенные пункты; 4 — изолинии R^o ; 5 — административная граница; 6 — Верхоянская складчатая область.

Катагенез органического вещества на большей части территории в рассматриваемых отложениях отвечает концу мезокатагенеза и апокатагенезу: R^o альгинита и битуминита меняется от 3.055 до 5.050. Это означает, что породы этих комплексов практически исчерпали свой генерационный потенциал. Их начальный генерационный потенциал был существенно выше. Это подтверждается и пиролитическими данными: $S_1 \leq 0.1$ мг УВ/г породы, $S_2 \leq 1.0$ мг УВ/г породы, $\text{HI} < 142$ мг УВ/г C_{opr}). П.Н. Соболев с соавторами [2019] также относят аргиллиты дебенгдинской свиты верхнего рифея к нефтепроизводящим.

Венд. Литология и органическая геохимия хатыспытской свиты венда на северо-востоке Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции изучены В.А. Каширцевым, Т.М. Парфеновой, П.Н. Соболевым, Д.С. Мельником и др. [Парфенова и др., 2010, 2014, 2018; Соболев и др., 2019; Мельник и др., 2023]. Показано, что разрез хатыспытской свиты сформирован пачками преимущественно карбонатных пород и пачками глинисто-карбонатных и глинисто-кремнисто-карбонатных, карбонатно-кремнистых пород и силицитов.

Первая группа пород обеднена органическим веществом (C_{opr} менее 0.10 %), вторая — обогащена им (C_{opr} до 1—4 %). На р. Хорбусонка в разрезе свиты выявлен слой черных сланцев толщиной до 10 см с содержанием C_{opr} около 10 %.

Хатыспытская свита вслед за работами [Грамберг, 1958; Натапов, 1962; Геология..., 1981] рассматривается как нефтепроизводящая.

В слое черных сланцев среднее содержание битумоидов равно 0.35 %. В составе этих битумоидов насыщенные УВ составляют 14 %, ароматические — 24 %, смолы — 61 %, асфальтены — 1 %. Среди *n*-алканов преобладают соединения C_{17} — C_{19} , среди изопреноидных алканов — фитан и пристан. В составе стеранов, что типично для докембрийского и нижнесреднепалеозойского по возрасту аквагенного органического вещества и нефлей, по концентрации преобладает этилхолестан — C_{29} [Петров, 1984; Конторович, 2004].

В основной массе пород хатыспытской свиты в глинистых известняках концентрации C_{opr} варьируют от 1.67 до 4.40 %, в известняках и карбонатно-кремнистых породах — от 0.21 до 1.26 %, в известняках и доломитах — от 0.02 до 0.20 %. В групповом составе битумоидов хатыспытской свиты преобладают смолы и асфальтены, в большинстве образцов изученной коллекции их масса превышает 60 %.

Состав углеводородов-биомаркеров во всей свите подобен описанному выше в высокоуглеродистом слое черных сланцев. В нем среди стеранов также преобладает этилхолестан C_{29} .

Органическое вещество хатыспытской свиты в большинстве изученных образцов характеризуется высокой концентрацией изотопа ^{12}C . Значения $\delta^{13}\text{C}$ варьируют от -37.8 ‰ до -28.5 ‰. Вместе с тем в отдельных образцах обнаружены аномально высокие для органического вещества докембия и нижнего палеозоя значения $\delta^{13}\text{C}$ — от -23.3 до -26.8 ‰.

В керне венда (кессюсинская свита) присутствует только в скв. Бурская-3410 и изучен только в одном образце. Содержание органического вещества в нем 0.29 % на породу. Низкое его содержание не позволило провести пиролитические исследования. По биомаркерным параметрам (отношение стеранов $C_{29}/C_{27} = 1.03$, $I_{\text{TC}} = 0.42$) ОВ кессюсинской серии аквагенное.

Катагенез органического вещества в скв. Бурская-3410 отвечает концу мезокатагенеза (R^o примерно 1.7), на основной территории региона он выше и достигает апокатагенеза (см. рис. 6). Это означает, что органическое вещество венда также в значительной степени исчерпало свой генерационный потенциал.

Кембрий. Содержание органического углерода в глинисто-карбонатных породах кембрия изменяется от 0.01 до 0.61 % на породу (проанализировано 24 образца, см. табл. 3); пиролитические характеристики — $S_2 = 0.15$ мг УВ/г породы, $\text{HI} = 24$ мг УВ/г C_{opr} .

Биомаркерные параметры (отношение стеранов $C_{29}/C_{27} = 0.5$ —2.5, $I_{\text{TC}} = 0.1$ —3.6 и др.) свидетельствуют о разнообразии аквагенного ОВ в регионе в кембрийский период. Аналогичная ситуация выше была описана для рифея.

Катагенез органического вещества на большей части территории развития кембрия отвечает второй половине мезокатагенеза и апокатагенезу: R^o альгинита и битуминита меняется от 3.0 до 5.0. Это означает, что породы кембрия, как и нижезалегающие комплексы неопротерозоя, практически исчерпали свой генерационный потенциал. Значит их начальный генерационный потенциал был выше.

Ордовик и силур вскрыты только в скв. Усть-Оленекская-2370. Содержание C_{opr} изменяется в изученных семи образцах отложений этого возраста от 0.03 до 1.33 %, среднее 0.37 % на породу. Биомаркерные параметры (отношения стеранов $C_{29}/C_{27} \leq 1.3$, $I_{\text{TC}} \leq 0.5$) указывают на аквагенную природу ОВ (см. табл. 3). Катагенез органического вещества в отложениях нижнего палеозоя и силура близок.

По пиролитическим характеристикам ($S_1 \leq 0.1$ мг УВ/г породы, $S_2 \leq 0.2$ мг УВ/г породы, $\text{HI} \leq 15$ мг УВ/г C_{opr}) органическое вещество глинисто-карбонатных пород ордовика и силура также исчерпало свой генерационный потенциал.

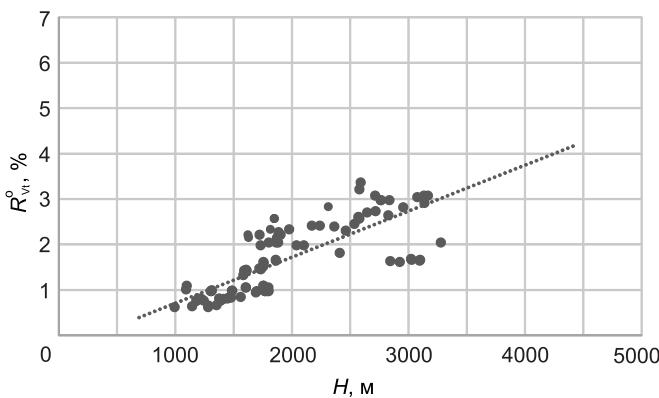


Рис. 7. Зависимость отражательной способности витринита от глубины залегания пермских отложений (без скважин Гуримская-1, Северо-Суолемская-1).

Нижний карбон. Нижнекаменноугольные отложения изучены на примере только двух образцов из скважин Северо-Суолемская-1 и Южно-Суолемская-10. Содержание $C_{\text{опр}}$ в них 0.04 и 0.35 % на породу. Биомаркерные параметры (отношение стеранов $C_{29}/C_{27} \leq 1.2$ и трициклический индекс $I_{\text{TC}} \leq 1.00$) указывают на преимущественно аквагенный

типа ОВ. Уровень катагенеза сходен с катагенезом ОВ в нижней части разреза перми.

Пермь. Пермские отложения изучены в исследуемом регионе по наиболее представительной коллекции — 259 образцов керна (см. табл. 4). Содержание органического углерода в алевритах и аргиллитах пермского возраста варьирует от 0.10—0.20 % на породу в тустахской и нижнекожевниковской свитах до 4—6 % в нижнекожевниковской, тустахской и джаргалахской свитах. В углистых породах концентрация $C_{\text{опр}}$ изменяется от 1.1 до 22 % на породу. Наиболее обогащены органическим веществом нижнепермские отложения, где средние значения $C_{\text{опр}}$ равны 1.78—1.97 % на породу (см. табл. 3). В верхнепермских отложениях средние значения $C_{\text{опр}}$ изменяются от 1.02 до 1.80 % на породу.

Органическое вещество пермских отложений по биомаркерным параметрам в джаргалахской (отношение стеранов $C_{29}/C_{27} = 1.7—6.6$, $I_{\text{TC}} = 0.7—4.0$), в мисайлапской ($C_{29}/C_{27} = 1.5—6.4$, $I_{\text{TC}} = 0.9—1.8$) и бурской ($C_{29}/C_{27} = 4.4—7.5$, $I_{\text{TC}} = 1.0—2.40$) свитах террагенное, а в тустахской ($C_{29}/C_{27} = 0.8—6.0$, $I_{\text{TC}} = 0.2—8.0$), нижнекожевниковской ($C_{29}/C_{27} = 1.0—8.4$, $I_{\text{TC}} = 0.5—3.5$) и верхнекожевниковской ($C_{29}/C_{27} = 1.1—4.0$, $I_{\text{TC}} = 1.0—1.6$) свитах смешанное, террагенно-аквагенное.

В пермском комплексе пород в разрезах нижнекожевниковской, джаргалахской и тустахской свит выделены обогащенные зрелым органическим веществом глинистые пачки, которые в мезокатагенезе способны были генерировать значительные массы углеводородов.

По пиролитическим характеристикам ($S_1 \leq 0.2$ мг УВ/г породы, $S_2 \leq 0.5$ мг УВ/г породы, $HI \leq 150$ мг УВ/г $C_{\text{опр}}$) органическое вещество в пермских отложениях имеет невысокий и только в единичных образцах нижне- и верхнекожевниковской свит удовлетворительный (200—367 мг УВ/г $C_{\text{опр}}$) остаточный нефтегенерационный потенциал.

Зависимость значений отражательной способности витринита в породах перми от современной глубины залегания отложений свидетельствует, что до глубины 1300—1500 м отражательная способность витринита в породах перми возрастает от 0.6 до ~1.5 %. Это указывает, что породы достигли стадий протокатагенеза и мезокатагенеза и сохранили способность генерировать углеводороды (рис. 7).

На глубинах 1700—3500 м отражательная способность витринита варьирует от 2.0 до 3.5 %. Эти породы находятся на стадии апокатагенеза и в значительной степени исчерпали свой генерационный потенциал. Соответственно этому были построены две карты катагенеза органического вещества — в верхней и нижней частях пермского комплекса (рис. 8, 9).

На исследуемой территории мощность перми регионально увеличивается в северном направлении с первых десятков метров до 2.5 км. Это обстоятельство предопределило существенную дифференциацию катагенеза органического вещества в нижней части разреза перми. На большей части исследуемой территории накопившееся в низах перми органическое вещество преобразовано до стадии апокатагенеза ($R_{\text{vt}}^0 > 2\%$).

Иключение составляет южная, расположенная к югу от Хастахской, Хорудалахской и Южно-Суолемской площадей, моноклинальная зона, в пределах которой кровля палеозоя находится в главной зоне нефтеобразования. В Анабаро-Хатангской НГО в верхней части палеозоя залегает нефтепроизводящая толща девона — нижнего карбона, которая в настоящее время полностью реализовала свой генерационный потенциал. Процессы нефтеобразования в этой толще пород происходили главным образом в поздней перми и триасе. На этих этапах развития тектонических катаклизмов в рассматриваемом районе не происходило и, как следствие, залежи углеводородов должны были сохраниться, что дополнительно аргументирует открытие залежей девонской нефти на Кожевниковской и Нордвикской площадях. В то же время происходившие на этих этапах развития процессы формирования соляных куполов и образования антиклинальных ловушек могли привести к перераспределению и разрушению залежей углеводородов.

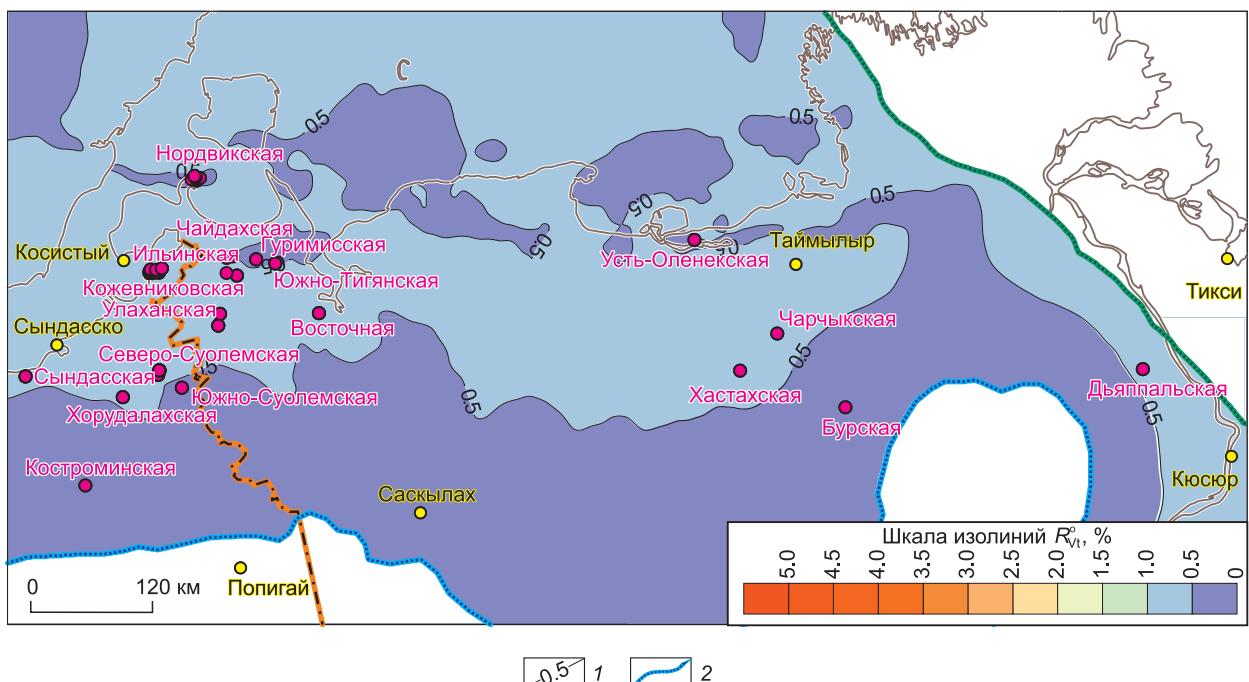


Рис. 8. Карта катагенеза органического вещества в верхней части разреза перми—нижняя часть разреза мезозоя.

1 — изолинии; 2 — зона отсутствия отложений перми. Остальные усл. обозн. см. на рис. 6.

В верхней части разреза перми органическое вещество находится на стадиях прото- и мезокатагенеза (см. рис. 8). На стадии протокатагенеза органическое вещество располагается вдоль южной границы района исследования на Северо-Анабарской мегамоноклизе. На этом же уровне находится катагенез органического вещества на некоторых поднятиях внутри территории изучений.

На исследуемой территории мощность перми регионально увеличивается в северном направлении с первых десятков метров до 2.5 км. Это обстоятельство предопределило существенную дифференциацию катагенеза органического вещества в основании разреза перми. На большей части ОВ, сконцентрированное в низах перми, преобразовано до стадии апокатагенеза ($R_{vt}^o > 2\%$).

Распределение органического вещества в отложениях мезозоя изучено по коллекции образцов, отобранных на обнажениях пород этого возраста (см. табл. 4).

Триас. Отложения изучены по пробам из обнажений Восточного Таймыра и о. Котельный. Продолжительность изучения — 188 проб, отобранных в основном на о. Котельный. Содержания C_{opr} в породах триаса изменяются в широком диапазоне — от значений ниже 0.10 % до концентраций значительно выше 10 % (см. табл. 4). Последние характеризуют угли (58.50 %) и углистые аргиллиты (14.34 %) соответственно немцовской и кульдиминской свит обнажений Восточного Таймыра. Согласно пиролитическому показателю HI (412 мг УВ/г C_{opr}), образец угля немцовской свиты обладает высоким генерационным потенциалом, но способен главным образом к генерации углеводородных газов, поскольку представляет террагенный генотип ОВ, что подтверждается тяжелым изотопным составом органического углерода (~25 %). Остальные пробы этого разреза содержат незначительные количества органического вещества террагенного генотипа ($\delta^{13}C >> -28 \text{ ‰}$, $C_{29}/C_{27} >> 1$, $I_{TC} >> 1$) с низким генерационным потенциалом ($HI < 100 \text{ мг УВ/г } C_{opr}$).

Значительно богаче органическим веществом пробы, отобранные из триасовых толщ о. Котельный. В их составе выделяются глины тихорецкой, станционной и прямореченской свит с повышенными значениями C_{opr} (>> 1 %) и HI (>> 200 мг УВ/г C_{opr}), что позволяет оценивать их генерационный потенциал от умеренного до высокого. Изотопный состав углерода ($\delta^{13}C_{opr} < -28 \text{ ‰}$) и значения биомаркерных показателей ($C_{29}/C_{27} < 1$, $I_{TC} < 1$) показывают, что органическое вещество этих толщ имеет преимущественно аквагенный генотип. Это предполагает генерацию в них главным образом жидких углеводородов.

Юра. Юрские отложения охарактеризованы пробами, отобранными на обнажениях Восточного Таймыра, кряжа Прончищева, п-ова Юрунг-Тумус, Келимяр, о. Котельный. Всего было отобрано и проанализировано 102 пробы (см. табл. 4).

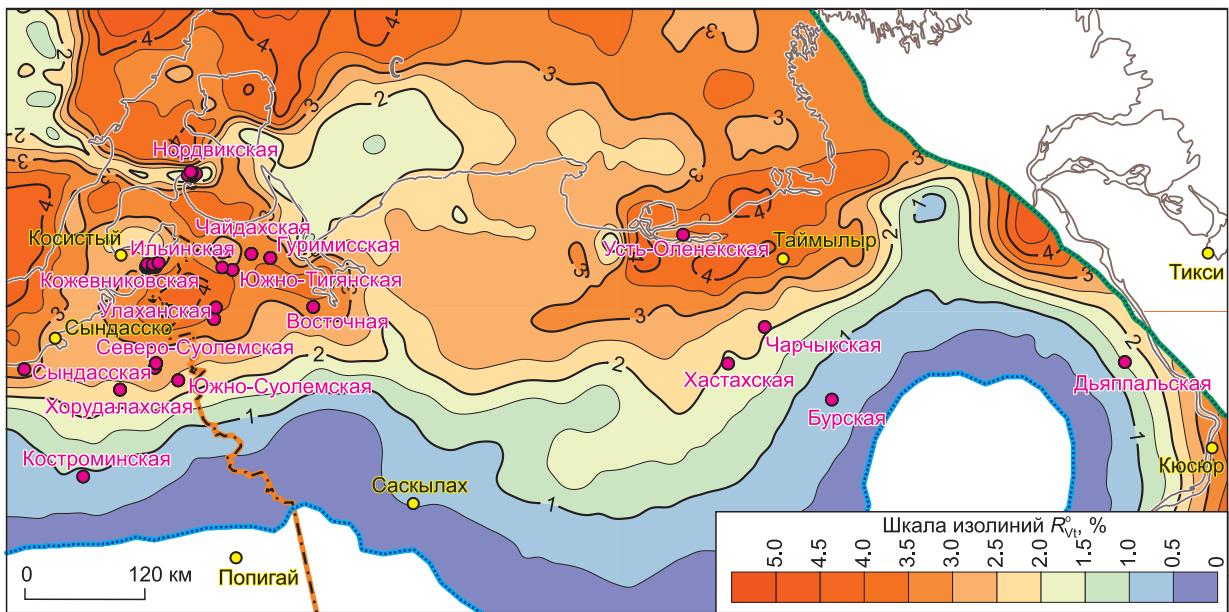


Рис. 9. Карта катагенеза органического вещества в нижней части разреза перми.

Усл. обозн. см. на рис. 6, 8.

В нижней юре (81 проба) концентрации C_{opr} меняются от 0.28 до 5.47 %, среднее 1.33 %. Они существенно отличаются по геохимическим показателям, которые определены для ОВ. Содержания C_{opr} в породах, отобранных на обнажениях Восточного Таймыра, кряжа Прончищева и п-ова Юрюнг-Тумус, невысоки (< 1 %). Такие C_{opr} и одновременно низкие значения НИ (< 100 мг УВ/г C_{opr}), а также террагенный генотип ОВ ($\delta^{13}C_{opr} > -27 \text{ \textperthousand}$), соотношение стеранов $C_{29}/C_{27} \gg 1$, $I_{TC} \gg 1$), не позволяют рассматривать нижнеюрские породы изученных разрезов в качестве нефтегазоматеринских.

Единственным исключением является проба из китербютской свиты ($J_1 t$), отобранная на обнажении Восточного Таймыра, для которой C_{opr} составляет 1.87 %, НИ 139 мг УВ/г C_{opr} , а по генетическим показателям установлен аквагенный генотип ОВ ($\delta^{13}C = -28.6 \text{ \textperthousand}$, соотношение стеранов $C_{29}/C_{27} = 0.68$, $I_{TC} = 0.59$).

Выше по разрезу, в низах тоара, выделяется курунгская подсвита келимянской свиты, представленная глинами с высокими концентрациями C_{opr} (в среднем 2.65 %, диапазон изменения 1.23—5.47 %) и значениями НИ (в среднем 187 мг УВ/г C_{opr} , диапазон изменения 33—381 мг УВ/г C_{opr}), что позволяет рассматривать эти породы как нефтегазоматеринские с генерационным потенциалом от умеренного до высокого. Легкий изотопный состав ($\delta^{13}C_{opr} < -28 \text{ \textperthousand}$) и молекулярные генетические показатели (в среднем, $C_{29}/C_{27} = 1.51$, $I_{TC} = 0.64$) указывают на террагенно-аквагенный генотип ОВ.

Нижнеюрские отложения о. Котельный представлены песчаной свитой ($J_1 p-s$), содержания C_{opr} в которых выше 1 %. В то же время низкие значения НИ (< 100 мг УВ/г C_{opr}) и преимущественно террагенный генотип ОВ ($\delta^{13}C_{opr}$ около $-26 \text{ \textperthousand}$, $C_{29}/C_{27} \gg 1$, $I_{TC} > 0.5$) указывают на отсутствие у этих пород нефтегазоматеринского потенциала.

Согласно полученным геохимическим данным, в вышележащих породах средней и верхней юры (разрезы п-ова Юрюнг-Тумус, кряжа Прончищева, Восточного Таймыра) содержания C_{opr} и НИ низкие (см. табл. 4). ОВ в них имеет террагенный генотип.

Из меловых отложений изучено 14 проб, в том числе одна проба угля. Содержание C_{opr} в породах этого возраста невысокое, среднее 0.64 %. Для пород характерны повышенные значения изотопного состава углерода (от -25.8 до $-24.3 \text{ \textperthousand}$), что говорит о террагенной природе органического вещества. Генерационный потенциал его крайне низкий.

Уголь из тиянской свиты (K_1 , кряж Прончищева) гумусовый, на его террагенную природу указывает значение $\delta^{13}C = -24.3 \text{ \textperthousand}$.

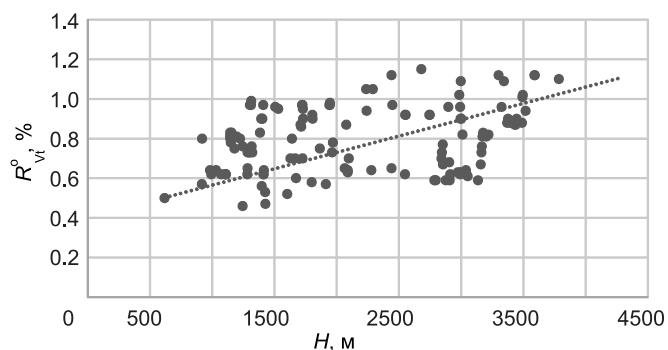
Отражательная способность витринита мезозойских отложений меняется от крайне низкой (0.4—0.6) до умеренной (0.8—1.2) (см. рис. 8, 10). Данний факт показывает, что отложения этого возраста только частично начали входить в главную зону нефтеобразования. Учитывая это, а также преимущественно террагенный состав ОВ, нефтегенерационный потенциал мезозойских отложений следует признать невысоким.

Рис. 10. Зависимость отражательной способности витринита от глубины залегания триас-юрских отложений.

Анализ полученных материалов показал, что на значительной части исследуемой территории мезозойские отложения не вошли в главную зону нефтеобразования. В южной части исследуемой территории, на склонах Оленекского вала и на положительных структурах II—III порядка, осложняющих Береговую гряду и Усть-Оленекский мезовал, отражательная способность витринита не превышает 0.5 %. В крупных депрессионных зонах R_{Vt}^o лежит в диапазоне 0.5 до 1.0 %, что отвечает ранней стадии мезокатагенеза.

Геохимические исследования арктических районов Сибирской платформы показали, что нефтегазоматеринским потенциалом от умеренного до высокого обладают породы триаса (о. Котельный) и нижней юры ($J_1 t$, р. Келимляр), обогащенные аквагенным и террагенно-аквагенным органическим веществом.

Таким образом, в Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО нефтепроизводившими в разные эпохи были докембрийские (рифей, венд), кембрийские, пермские и отчасти триасовые отложения, обогащенные органическим веществом. На большей части территории этих нефтегазоносных областей отложения докембрая, кембрая и нижней части разреза перми вошли в зону апокатагенеза и в значительной степени реализовали свой генерационный потенциал. Однако в периоды нахождения в главной зоне нефтеобразования эти толщи могли генерировать огромные массы жидких и газообразных углеводородов. Реальность этих процессов в прошлом подтверждается многочисленными скоплениями битумов на моноклинальных склонах этих зон генерации углеводородов и широким развитием проявления аллюхтонных битумоидов в нефтепроизводивших толщах. Вторичные изменения нафтидов в регионе носили разнообразный характер. Об этом свидетельствуют проявления как метаморфизованных, так и гипергенно измененных, в частности, биодеградированных нафтидов.



Коллекторские свойства резервуаров

Рифей—венд. Коллекторские свойства рифейских и вендских отложений изучены в обнажениях на северном склоне Анабарской антеклизы. Пористость пород в отдельных прослоях достигает 10—18 %, проницаемость изменяется от $(1—3) \cdot 10^{-6}$ мкм² до $(1—3) \cdot 10^{-5}$ мкм².

Кембрый. В отложениях нижнего кембра хорошие коллектора связаны с чабурским горизонтом алданского яруса. В основании горизонта залегает пачка терригенных пород: конгломератов, гравелитов, песчаников, выше — пачка карбонатов, представленных известняками, доломитами и мергелями. Наиболее высокими и хорошо выдержаными по простирианию емкостными и фильтрационными свойствами обладает терригенная пачка, пористость которой составляет 15—20 %, проницаемость колеблется в интервале ($n \cdot 10^{-6}$ до $n \cdot 10^{-3}$) мкм², где $n = 1—10$.

Пермь. Коллекторские свойства пермских отложений в пределах Хатангско-Ленского региона меняются значительно. Песчаные горизонты нижней и средней частей тустанской свиты, залегающей в основании комплекса, имеют невысокие коллекторские свойства, вверх по разрезу происходит их улучшение. Аналогичным образом ведут себя коллекторы песчаников нижнекожевниковской свиты, фильтрационно-емкостные характеристики которых улучшаются снизу вверх по разрезу. Максимальными значениями пористости и проницаемости (96×10^{-3} мкм²) обладают песчаники нижнекожевниковской свиты на восточном поднятии Южного Тигяна.

Верхнепермские отложения верхнекожевниковской свиты также характеризуются различными коллекторскими свойствами; пористость колеблется от 8.5 % (скв. Ильинская Р-1) до 28.7 % (скв. Чайдахская Р-250), проницаемость от 1.0×10^{-3} мкм² (скв. Южно-Тигянская Р-152) до 446×10^{-3} мкм² (скв. Чайдахская Р-250). Песчаники мисайлапской свиты, залегающей в верхах перми, характеризуются низкой проницаемостью и пропитаны тяжелой нефтью.

Коллекторские свойства пермских песчаников меняются как по разрезу, так и по латерали. В Нордвикском районе пористость пермских песчаников составляет 15—20 %, проницаемость — единицы и десятки миллидарси ($\cdot 10^{-3}$ мкм²); южнее на Сындашской площади пористость пород достигает 30—35 %, а проницаемость увеличивается до нескольких десятков миллидарси ($\cdot 10^{-3}$ мкм²).

Триас. Коллекторские свойства песчаников триаса изменяются в широких пределах: пористость от 6 до 35 %, проницаемость от 0.05 до 130×10^{-3} мкм².

Сводный анализ петрофизических характеристик горных пород и результатов испытаний показывает, что в разрезах всех стратиграфических уровней Хатангско-Ленского региона выделяются высоко-проницаемые резервуары, способные концентрировать значительные объемы углеводородов.

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Количественная оценка перспектив нефтегазоносности Хатангско-Ленского региона Лено-Тунгусской провинции представляет собой сложную задачу. До последнего времени отсутствовала обоснованная геологическая модель этой территории в целом. Обобщение и интерпретация всей полученной в последние десятилетия геолого-геофизической информации позволили с известной степенью достоверности решить эту задачу. В результате выполненных исследований стало очевидно, что наиболее перспективным стратиграфическим комплексом на территории региона являются отложения пермского комплекса. Определенные перспективы связаны, несомненно, с неопротерозойскими (рифей, венд), кембрийскими и триасовыми комплексами.

Неменьшую сложность представляет выбор методики оценки и эталонов для нее. Несмотря на многолетние исследования региона и многочисленные нефтегазопроявления, внутренние эталоны для количественной оценки перспектив нефтегазоносности хотя бы одного из перспективных комплексов полностью отсутствуют. Значительную сложность представляет и выбор внешних регионов. Такие эталоны для пермского комплекса на территории Сибири отсутствуют. Пермский комплекс Вилюйской НГО, по мнению авторов, таким эталоном быть не может.

Таблица 5. Геологические и извлекаемые ресурсы углеводородов Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО (тыс. т и млн м³ для жидких и газообразных соответственно)

НГО	Нефтегазоносный комплекс	Группа	УУВ	Нефть	Газ растворенный	Газ свободный	Конденсат
Анабаро-Хатангская	Триасовый	Геолог.	165 391	144 516	4 335	15 035	1 504
		Извлек.	53 226	36 129	1 084	15 035	977
	Пермский	Геолог.	1 270 049	1 001 912	36 589	219 893	11 654
		Извлек.	491 707	254 831	9 408	219 893	7 576
	Среднепалеозойский (Д—С)	Геолог.	49 617	31 312	939	16 493	874
		Извлек.	25 123	7 828	236	16 493	568
	Средневерхнекембрейский	Геолог.	115 774	73 060	2 192	38 481	2 039
		Извлек.	58 620	18 265	548	38 481	1 326
Лено-Анабарская	Нижнекембрейский	Геолог.	82 694	52 187	1 566	27 486	1 457
		Извлек.	41 871	13 046	391	27 486	946
	Вендский	Геолог.	49 617	14 452	434	32 984	1 748
		Извлек.	37 841	3 613	108	32 984	1 136
	Рифейский	Геолог.	38 030	14 489	386	21 989	1 165
		Извлек.	26 217	3 380	91	21 989	758
	Итого	Геолог.	1 771 173	1 331 929	46 440	372 361	20 442
		Извлек.	734 607	337 092	11 867	372 361	13 288
Лено-Анабарская	Триасовый	Геолог.	53 489	48 345	1 934	3 027	182
		Извлек.	18 229	14 503	580	3 027	118
	Пермский	Геолог.	962 783	870 208	34 808	54 498	3 270
		Извлек.	328 127	261 063	10 443	54 498	2 125
	Средневерхнекембрейский	Геолог.	320 927	293 156	11 727	15 138	908
		Извлек.	107 193	87 946	3 518	15 138	590
	Нижнекембрейский	Геолог.	142 635	130 292	5 212	6 728	404
		Извлек.	47 641	39 088	1 564	6 728	262
Лено-Анабарская	Вендский	Геолог.	178 292	161 149	6 446	10 092	605
		Извлек.	60 764	48 345	1 934	10 092	394
	Рифейский	Геолог.	124 806	104 404	4 176	15 307	918
		Извлек.	48 478	31 322	1 253	15 307	597
	Итого	Геолог.	1 782 932	1 607 553	64 301	104 789	6 287
		Извлек.	610 432	482 266	19 290	104 789	4 086

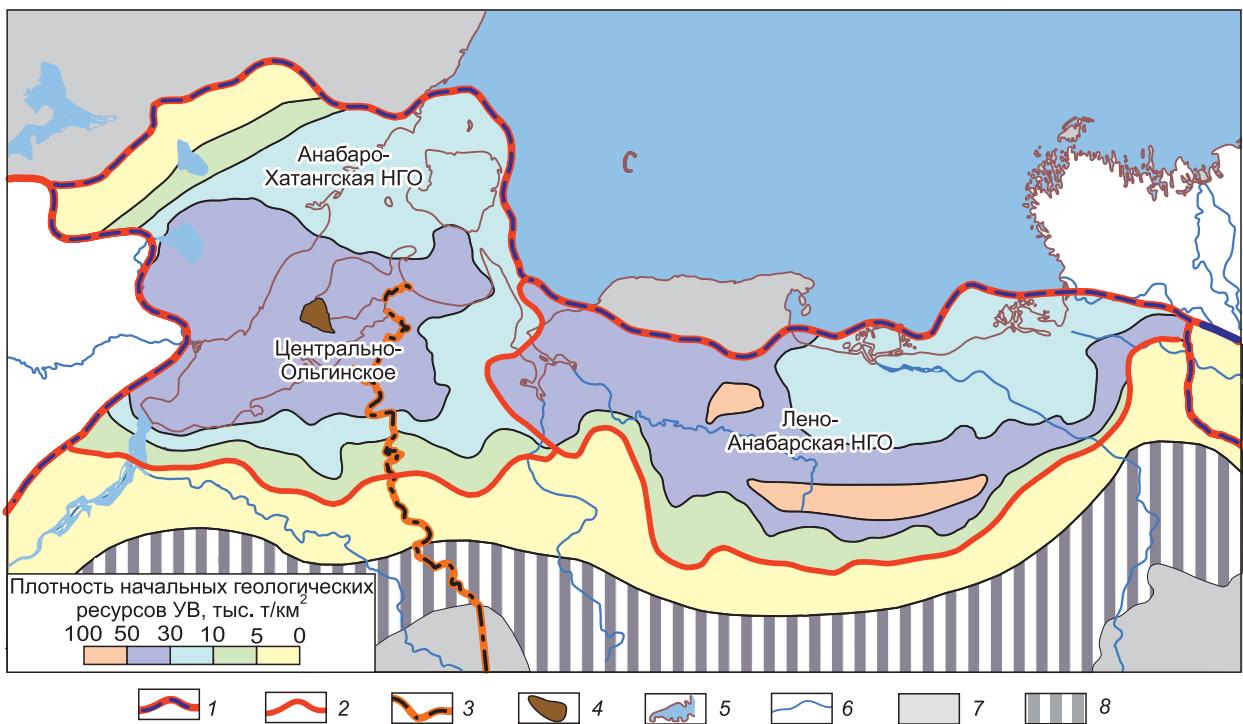


Рис. 11. Карта плотности начальных геологических ресурсов углеводородов Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО.

1 — границы нефтегазоносных провинций, 2 — границы нефтегазоносных областей, 3 — административные границы, 4 — месторождения, 5 — береговая линия, 6 — гидросеть, 7 — бесперспективные территории, 8 — территории, перспективные на вязкие нефти и битумы.

На территории Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) имеются многочисленные этапоны нефтегазоносности резервуаров в рифее, венде и нижнем кембрии, но геологическая характеристика их существенно отлична, по крайней мере, в трех отношениях. Первое важное отличие состоит в том, что на территории Сибири с доказанной нефтегазоносностью рифея, венда и кембрия флюидоупорами над залежами в этих резервуарах являются мощные соленосные резервуары кембрия. В Хатангско-Ленском регионе такие флюидоупоры отсутствуют.

На территории Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) континентальный перерыв и размыв рифейских отложений, в которых сосредоточены основные нефтепроизводящие толщи, закончился в венде. В Хатангско-Ленском регионе этот перерыв длился до начала позднего палеозоя, что существенно уменьшало вероятность сохранения залежей рифейской нефти.

Наконец, катагенез органического вещества и осадочных пород кембрия на территории его нефтегазоносности в южных районах Лено-Тунгусской провинции существенно ниже, чем в зонах его максимального погружения в Хатанго-Ленском регионе.

Все это позволяло принять для оценки только глобальные объемно-статистические зависимости [Конторович и др., 1979, 1986; Бурштейн, 1986] и вносить в них экспертные понижающие поправки с учетом выявленных геологических особенностей оцениваемого региона.

В ИНГГ СО РАН была выполнена количественная оценка ресурсов углеводородов арктических регионов Сибирской платформы с учетом всех сделанных оговорок. На рисунке 11 приведена карта плотностей начальных геологических ресурсов углеводородов исследуемой территории, в табл. 5 — сведения о геологических и извлекаемых ресурсах углеводородов Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО с дифференциацией по типам флюидов и нефтегазоперспективным комплексам.

В Лено-Анабарской НГО геологические/извлекаемые ресурсы углеводородов составляют соответственно 1 783/610 млн т, в том числе нефти — 1 608/482 млн т, конденсата — 6/4 млн т, растворенного в нефти (попутного) газа — 64 млрд м³/19 млрд м³, свободного газа — 105 млрд м³.

Согласно выполненной оценке, суммарные начальные геологические ресурсы углеводородов Анабаро-Хатангской НГО составляют 1 771 млн т УУВ, в том числе нефти 1 332 млн т. Суммарные извлекаемые ресурсы УВ насчитывают 735 млн т, в том числе нефти — 337 млн т, конденсата — 13 млн т, растворенного газа — 12 млрд м³, свободного газа — 372 млрд м³.

В целом в Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО оценка суммарных геологических ресурсов углеводородов составляет 3.55 млрд т, извлекаемых — 1.35 млрд т. Континентальная окраина Сибирской платформы является преимущественно нефтяной территорией. Количество жидких углеводородов в ее резервуарах достигает 83 % геологических (2.97 млрд т) и 62 % (0.84 млрд т) извлекаемых ресурсов углеводородов.

Наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности являются пермские отложения, в которых сконцентрирован 61 % начальных извлекаемых ресурсов углеводородов. Оценка ресурсов нефти и газа нижнего и среднего палеозоя (кембрий—нижний карбон) составляет 21 % ресурсов, в верхнепротерозойских (рифей—венд) и мезозойских отложениях находится соответственно 13 и 5 % ресурсов.

СОСТОЯНИЕ ЛИЦЕНЗИРОВАНИЯ

На территории Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО выделены участки распределенного и нераспределенного фонда недр, значительную часть региона занимают особо охраняемые территории (рис. 12).

В Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области фонд недр разделен на 15 участков, из которых 8 образуют распределенный и 7 — нераспределенный фонды. Особо охраняемые природные территории в пределах нефтегазоносной области разделены на 4 участка.

Участки распределенного фонда недр:

— площади участков: один занимает площадь от 1 000 до 3 000 км², два — от 3 000 до 5 000 км² и пять — более 5 000 км²;

— величина плотности геологических ресурсов изменяется от 1.3 до 76 тыс. т/км² (среднее 26); извлекаемых ресурсов углеводородов — от 0.5 до 29 тыс. т/км² (среднее 11);

— начальные суммарные геологические ресурсы углеводородов (нефть, попутный газ, свободный газ, конденсат): на одном участке превышают 300 млн т, на трех находятся в интервале от 100 до 300 млн т, на двух — от 30 до 100 млн т, на одном — от 5 до 30 млн т и на одном — менее 5 млн т;

— начальные суммарные извлекаемые ресурсы углеводородов (нефть, попутный газ, свободный газ, конденсат): на двух участках находятся в интервале от 100 до 300 млн т, на двух — от 30 до 100 млн т, на двух — от 5 до 30 млн т, на двух — менее 5 млн т.

Участки нераспределенного фонда недр:

— площади участков: один занимает площадь от 500 до 1 000 км², пять — от 1 000 до 3 000 км² и на одном — от 3 000 до 5 000 км²;

— величина плотности геологических ресурсов на участках нераспределенного фонда недр изменяется от 6 до 50 тыс. т/км² (среднее 28); извлекаемых ресурсов углеводородов — от 2.6 до 21 тыс. т/км² (среднее 12);

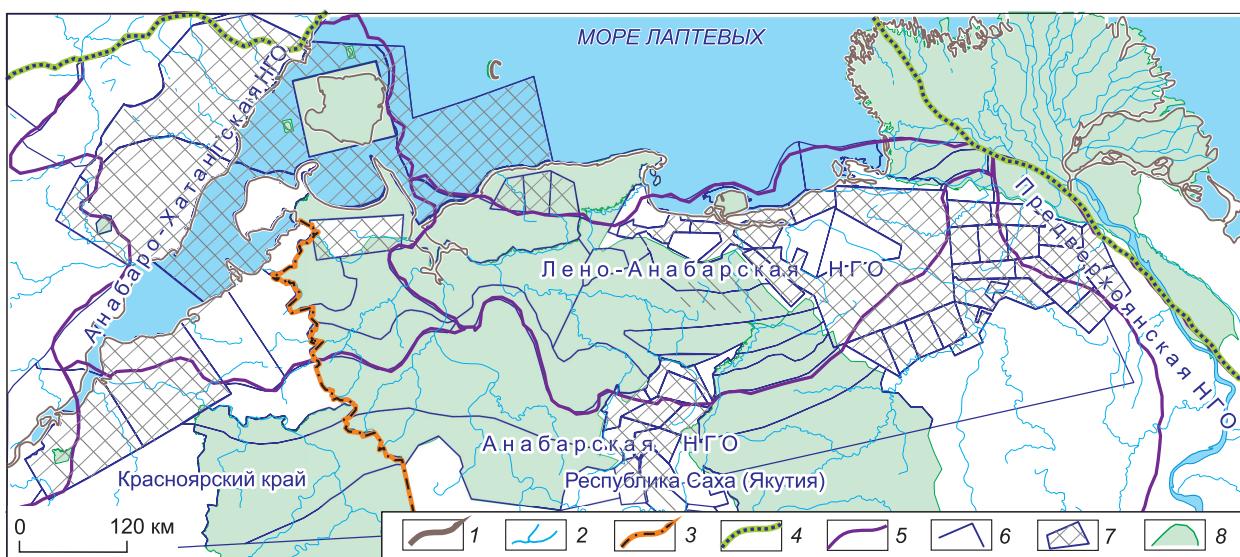


Рис. 12. Схема лицензирования арктических регионов Сибирской платформы.

1 — береговая линия, 2 — реки, 3 — административные границы, 4 — границы складчатых областей, 5 — границы нефтегазоносных областей, 6 — границы участков, 7 — участки распределенного фонда недр, 8 — особо охраняемые территории.

— начальные суммарные геологические ресурсы углеводородов (нефть, попутный газ, свободный газ, конденсат): на одном участке находятся в интервале от 100 до 300 млн т, на четырех — от 30 до 100 млн т и на двух — от 5 до 30 млн т;

— начальные суммарные извлекаемые ресурсы углеводородов (нефть, попутный газ, свободный газ, конденсат): на трех участках от 30 до 100 млн т, на четырех — от 5 до 30 млн т.

В Лено-Анабарской нефтегазоносной области фонд недр разделен на 19 участков, из которых 9 образуют распределенный и 10 — нераспределенный фонды. Особо охраняемые природные территории в пределах нефтегазоносной области разделены на 14 участков.

Участки распределенного фонда недр:

— площади участков: шесть занимают площадь от 200 до 500 км², два — от 500 до 1 000 км², один — более 5 000 км²;

— величина плотности геологических ресурсов углеводородов изменяется от 9.5 до 39 тыс. т/км² (среднее 25), извлекаемых ресурсов углеводородов — от 3.3 до 13 тыс. т/км² (среднее 9);

— начальные суммарные геологические ресурсы углеводородов (нефть, попутный газ, свободный газ, конденсат): на одном участке от 100 до 300 млн т, на семи — от 5 до 30 млн т и на одном — менее 5 млн т.;

— начальные суммарные извлекаемые ресурсы углеводородов: на одном участке от 30 до 100 млн т, на шести — от 5 до 30 млн т и на двух — менее 5 млн т.

Участки нераспределенного фонда недр:

— площади участков: два — от 200 до 500 км², четыре — от 500 до 1 000 км², четыре — от 1 000 до 3 000 км²;

— величина плотности геологических ресурсов изменяется от 28.9 до 41 тыс. т/км² (среднее 32); извлекаемых ресурсов углеводородов — от 9.9 до 14 тыс. т/км² (среднее 11);

— начальные суммарные геологические ресурсы углеводородов (нефть, попутный газ, свободный газ, конденсат): на четырех участках от 30 до 100 млн т, на шести — от 5 до 30 млн т;

— начальные суммарные извлекаемые ресурсы углеводородов (нефть, попутный газ, свободный газ, конденсат): на восьми участках от 5 до 30 млн т, на двух — менее 5 млн т.

НАПРАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

На территории Анабаро-Хатангской НГО значительный интерес в отношении нефтегазоносности представляют связанные с соляными куполами антиклинальные структуры. Вблизи открытых диапиров, «прорывающих» всю толщу верхнего девона, карбона и перми, могли формироваться структурно-тектонические ловушки, связанные с выклиниванием терригенных и карбонатных коллекторов на соляные штоки; над погребенными соляными куполами, в пермских и мезозойских отложениях могли формироваться классические антиклинальные залежи углеводородов (рис. 13).

На северо-востоке Анабаро-Хатангской седловины и в зоне ее сочленения с Лено-Анабарским прогибом в рельефах верхнепротерозойских, палеозойских и мезозойских горизонтов выделяются классические антиклинальные структуры, сформированные над выступами фундамента. В частности, объекты этого типа осложняют Западно-Юрянгское и Тигяно-Анабарское куполовидные поднятия (рис. 14).

Учитывая существенную дифференциацию петрофизических характеристик пермских и триас-юрских песчаных пластов, а также невыдержанность экранирующих свойств глинистых пачек-флюидоупоров в верхнепалеозойских и мезозойских отложениях исследуемого региона могут быть развиты литологически-экранированные и структурно-литологические ловушки. В этой зоне залежи углеводородов также могут быть связаны с органогенными и доломитизированными известняками кембрия и девона—карбона.

В Лено-Анабарской НГО интерес в отношении нефтегазоносности представляют отложения рифея, венда, кембрия и перми.

Неопротерозойские и нижнепалеозойские отложения перспективны главным образом в южной части Лено-Анабарской НГО, в зоне, где они залегают на относительно небольших, доступных для бурения глубинах.

Рифей. В юго-восточной части Лено-Анабарской НГО развит мощный рифейский бассейн, толщина которого значительно сокращается в юго-западном направлении за счет срезания верхнерифейских сейсмокомплексов (рис. 15).

На тектонической схеме по подошве платформенного рифея на этой территории выделены крупные положительные структуры, связанные с выступами рифейских пород, — Кангаласский мегавал, Кучубуйский и Верхбурский мезавалы. В пределах этих структур кровля рифея залегает на небольших глубинах 1400—1500 м, и эти выступы также могут представлять интерес в отношении нефтегазоносности. Со структурно-тектонических позиций строение этой территории аналогично строению Байкит-

ской антеклизы, Катангской седловины и Курейской синеклизы. В Катангской седловине и Курейской синеклизе получила развитие мощная толща рифейских отложений, Байкитская антеклиза представляет собой крупный выступ рифея. Именно к приподнятыму рифейскому макроблоку приурочена гигантская Юрубченко-Тохомская зона нефтегазонакопления. В пределах Кангаласского, Кучугуйского и Верхбурского блоков по аналогии с Юрубченко-Тохомской зоной можно ожидать развитие коллекторов, связанных с дезинтеграцией карбонатов.

Безусловно, между этими двумя зонами есть принципиальное отличие. На Байкитской антеклизе рифей перекрыт вендром и соленосным кембрием, а на Кангаласском, Кучугуйском и Верхбурском поднятиях пермью, т. е. здесь имеет место существенно более крупное несогласие и значительно более молодые флюидоупоры.

Кембрий и венд. Залежи в венде могут контролироваться структурно-литологическими и структурно-тектоническими ловушками в зонах выклинивания этих отложений на приподнятые участки рифея (рис. 16).

Ловушки в кембрии могут быть как структурно-литологические, так и структурно-тектонические в зонах выклинивания базальных кембрийских горизонтов. Наличие структурно-стратиграфических ловушек можно предполагать в зонах эрозионных срезов кембрийского комплекса (см. рис. 16). Учитывая клиноформное строение кембрийских отложений, можно рассчитывать и на литологически-экранированные объекты.

Пермь. Нефтегазоперспективные объекты в пермских отложениях могут быть связаны с поднятиями и зонами литологического замещения коллекторов. Выше было отмечено, что в Лено-Анабарской НГО пробурено четыре скважины — Усть-Оленекская-2370, Бурская-3410, Чарчыкская-1, Хастахская-930. При этом Бурская, Чарчыкская и Хастахская скважины находятся в южной части региона, в зоне, где мощность перми сокращена до 450 м. При современной степени изученности и невысоком качестве сейсмических материалов осуществлять прогноз качества коллекторов и выявлять сложнопостроенные литологически-экранированные нефтегазоперспективные объекты не представляется возможным. Что касается антиклинальных поднятий, то на большей части Лено-Анабарской НГО структурные планы всех стратиграфических уровней представляют собой погружающуюся в северном направлении моноклиналь и только вблизи береговой линии выделяется цепочка контрастных антиклинальных структур: Прончищевский вал, Улахан-Юряхское куполовидное поднятие и Усть-Оленекский вал (рис. 17).

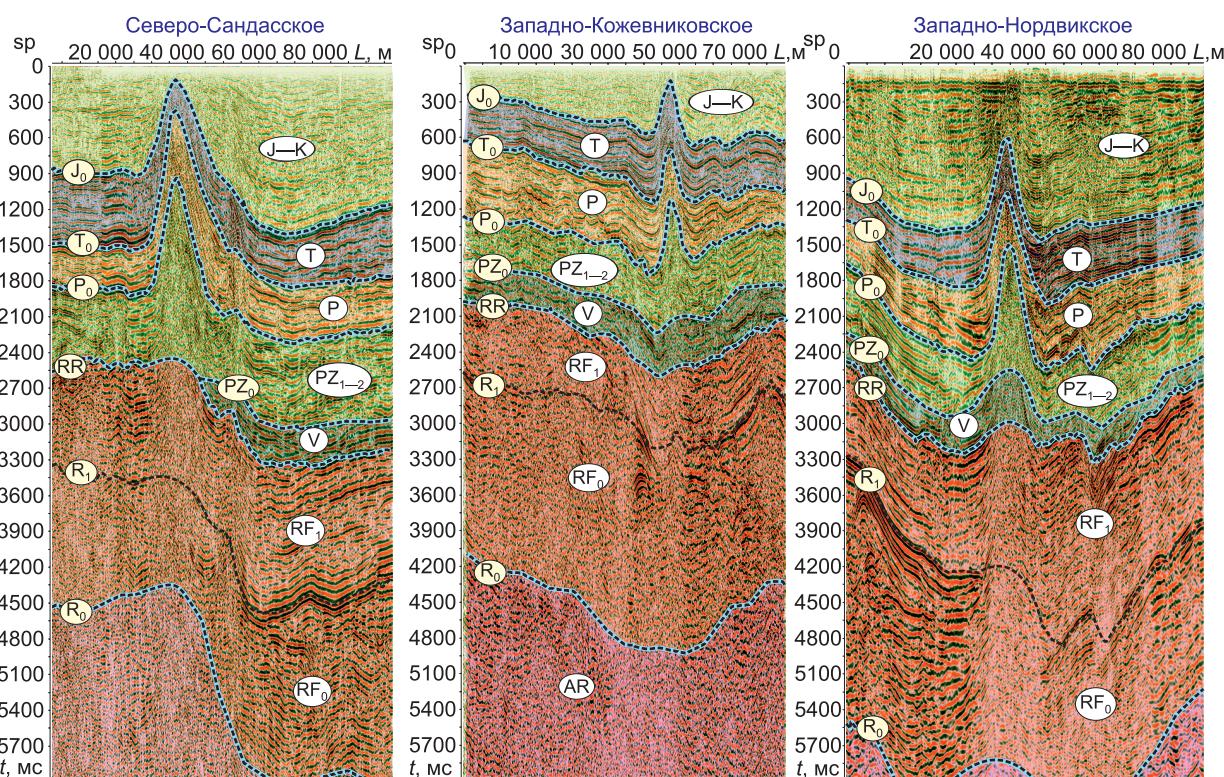


Рис. 13. Солянокупольные структуры.

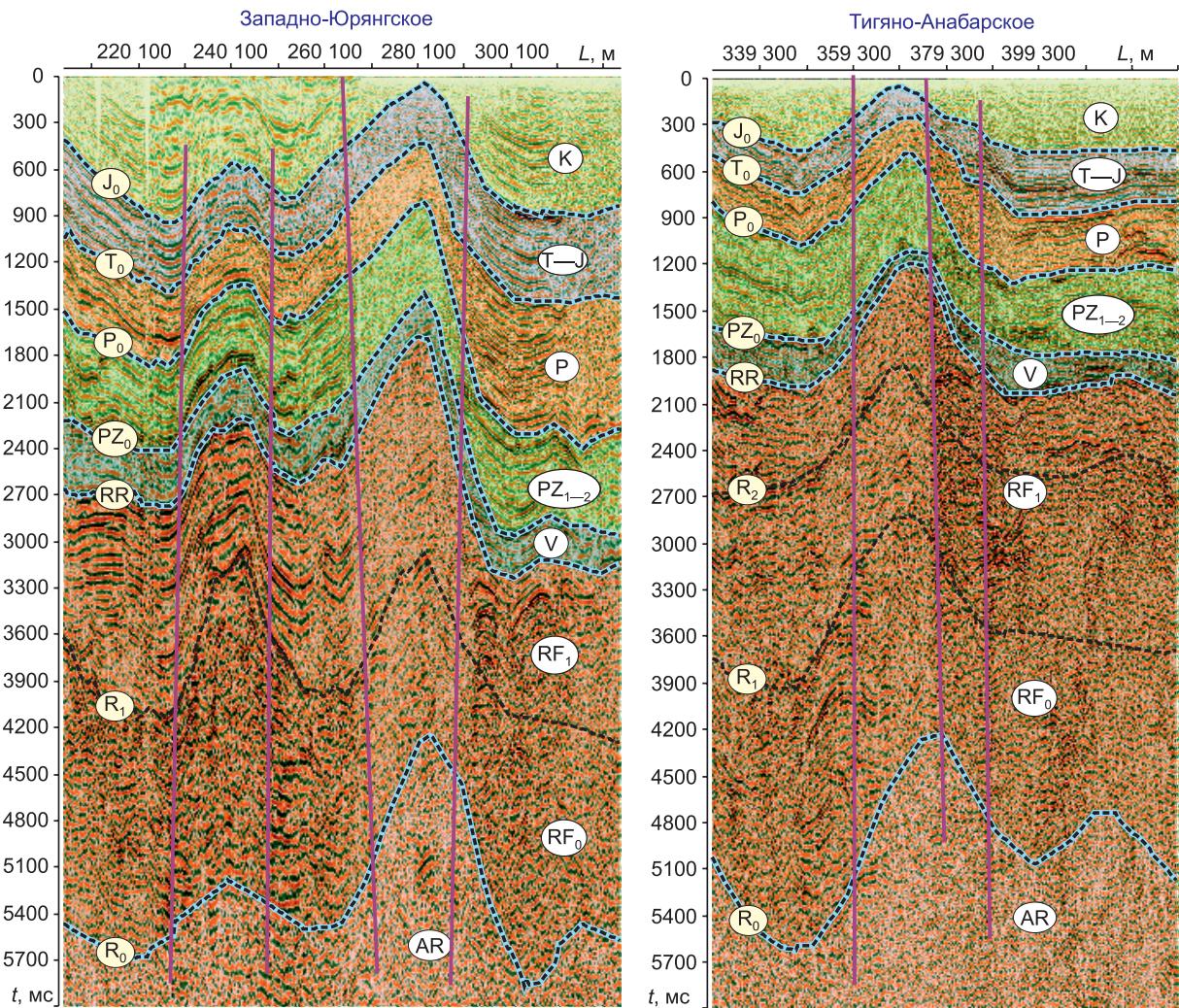


Рис. 14. Антиклинальные структуры.

В пределах этой цепочки поднятий пробурены две глубокие скважины Усть-Оленекская-2370 и Улахан-Юряхская-1. Скважина Улахан-Юряхская-1, пробуренная на склоне структуры, вскрыла отложения верхнекожевниковской свиты; в процессе бурения отмечались газопроявления. На Улахан-Юряхской площади пробурено более 20 колонковых скважин, хорошо охарактеризовавших триас. В процессе бурения практически во всех скважинах отмечалось выделение газа и следы битуминозности. В колонковых скважинах 305, 306 из отложений триас получены притоки газа дебитами 44.64 и 72 тыс. м³/сут; в скв. 308 из верхнекожевниковых песчаников получен приток воды с газом дебитом 600 м³/сут. Улахан-Юряхская структура пересечена одним сейсмическим профилем МОГТ крайне низкого качества; объект недоизучен сейсморазведкой и глубоким бурением.

Скважина Усть-Оленекская-2370 вскрыла отложения кембрия, ордовика, перми и триаса. В скважине было проведено одно испытание — ИП (испытатель пластовый) в интервале 2929—3000 м (ордовик), получен приток воды с растворенным газом дебитом 35 м³/сут. Усть-Оленекский мезовал осложнен двумя локальными поднятиями Туорахским и Хаянским. Скважина Усть-Оленекская-2370 пробурена на склоне западного Туорахского поднятия, и пермские отложения в ней не испытаны. На Хаянском поднятии бурение не проводилось. Объект недоизучен.

Учитывая, что большую часть Лено-Анабарской НГО занимает погружающаяся в северном направлении моноклиналь, а также невыдержанность фильтрационно-емкостных свойств верхнепалеозойских и мезозойских песчаников в этом регионе также могут быть развиты литологически-экранированные и структурно-литологические ловушки.

Выше было отмечено, что Анабаро-Хатангская и Лено-Анабарская нефтегазоносные области крайне слабо изучены геофизическими методами; в настоящее время средняя плотность сейсмических

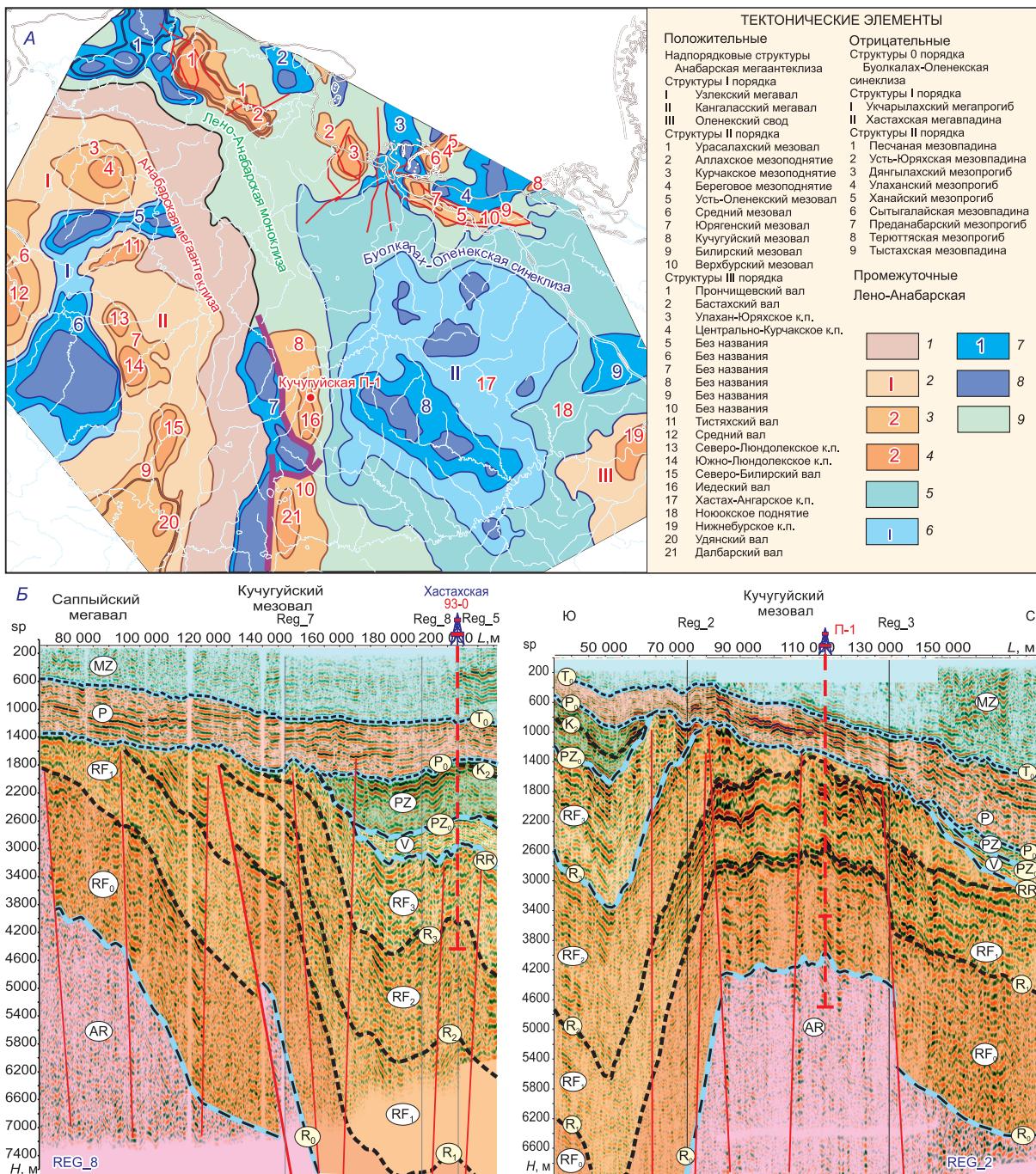


Рис. 15. Тектоническая карта рифейского структурного яруса Лено-Анабарской НГО (А), глубинные сейсмогеологические разрезы (Б).

1—9 — тектонические элементы: 1—4 — положительные: 1 — 0 порядка, 2 — I порядка, 3 — II порядка, 4 — III порядка; 5—8 — отрицательные: 5 — 0 порядка, 6 — I порядка, 7 — II порядка, 8 — III порядка; 9 — промежуточные, моноклизы.

наблюдений составляет 0,095 км/км². Все выделенные в этом регионе поднятия и сложнопостроенные ловушки пересечены 1—2 профилями и их трудно отнести даже к категории выявленных.

Учитывая сложность геологического строения региона, необходимость поиска и подготовки к бурению как классических антиклинальных структур, так и сложнопостроенных структурно-литологических, литологических, тектонически экранированных и структурно-стратиграфических ловушек, а также высокую стоимость глубокого бурения, рекомендуется на первом этапе исследований покрыть территории участков равномерной региональной сетью сейсмических профилей МОГТ 2D с доведени-

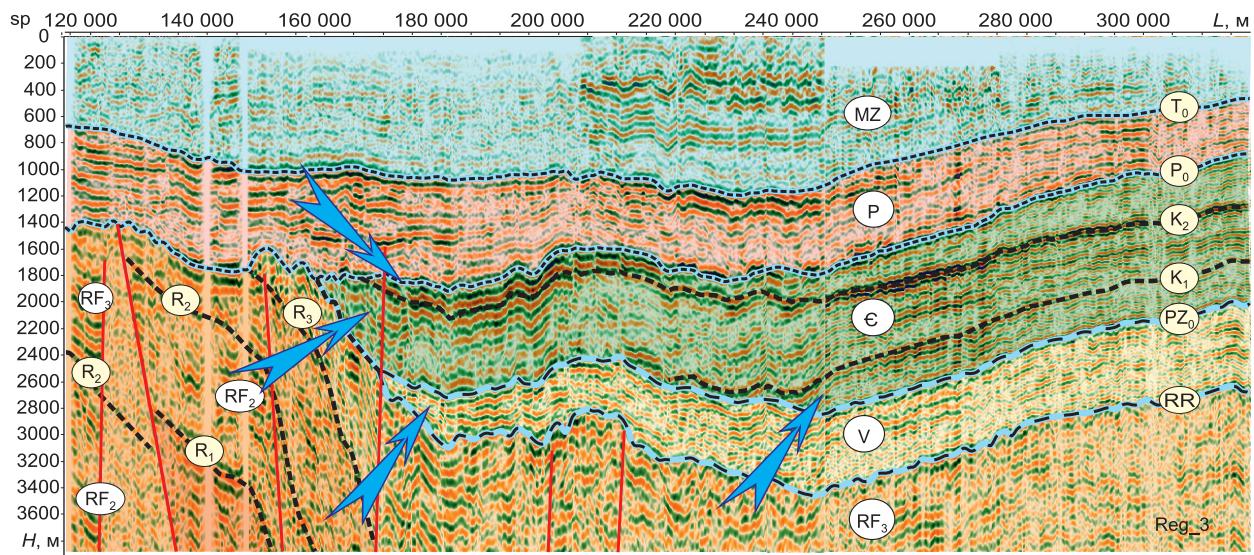


Рис. 16. Нефтегазоперспективные объекты венда и кембрия.

Большие синие стрелки указывают на нефтегазоперспективные объекты, которые описываются в тексте.

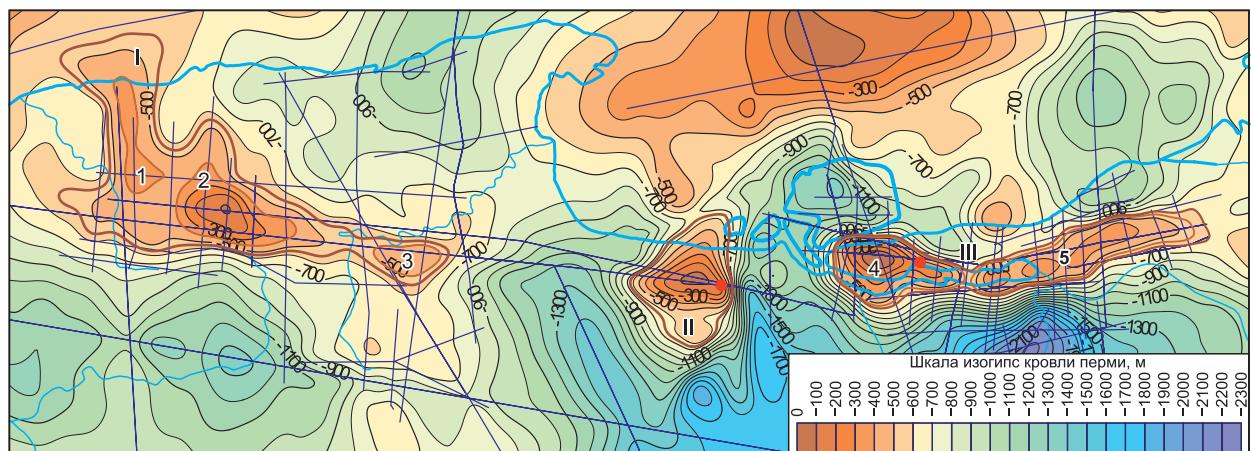


Рис. 17. Структурная карта по поверхности перми (цепочка вдольбереговых поднятий).

Структуры III порядка: I — Прончищевский вал, II — Улахан-Юряхское куполовидное поднятие, III — Усть-Оленекский вал. Локальные поднятия: 1 — Северо-Прончищевское, 2 — Прончищевское, 3 — Бастахское, 4 — Туорахское, 5 — Хаянское.

ем плотности наблюдений до $0.3\text{--}0.5 \text{ к/км}^2$, что позволит кондиционно выявить и принципиально оконтурить нефтегазоперспективные объекты. На этапе подготовки объектов к глубокому бурению и оценки их ресурсов необходимо сгустить сеть сейсмических профилей минимум до $1 \text{ км}/\text{км}^2$ либо поставить площадную 3D сейсморазведку. По результатам этого этапа необходимо не только детализировать структурно-тектоническое строение ловушек, но и оценить качество коллекторов и флюидоупоров в целевых осадочных комплексах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящая работа посвящена анализу геологического строения и оценке перспектив нефтегазоносности Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО, которые расположены на севере Сибирской платформы, на побережье моря Лаптевых.

В рамках проведенных исследований на базе комплексной интерпретации сейсмических материалов, ГИС и результатов бурения построены регионально-зональные модели геологического строения неопротерозойско-фанерозойских отложений арктических регионов Сибирской платформы; построены

наборы сейсмогеологических разрезов, структурных и параметрических карт; проведен структурно-тектонический анализ, проанализированы коллекторские свойства резервуаров и выполнена количественная оценка ресурсов углеводородов.

Исследования позволяют сделать вывод, что исследуемая территория, безусловно, представляет интерес в отношении нефтегазоносности. В этом регионе открыто Центрально-Ольгинское месторождение, отмечены многочисленные битумо-, нефте- и газопроявления; в осадочном чехле развита серия обогащенных органическим веществом нефтепроизводящих формаций; в разрезах всех осадочных комплексов выделяются высокоемкие пласти-коллекторы; существуют предпосылки для формирования как антиклинальных, так и сложнопостроенных нефтегазоперспективных объектов.

Перспективы нефтегазоносности Анабаро-Хатангской НГО связаны главным образом с пермскими терригенными отложениями и карбонатами кембрия—девона, в Лено-Анабарской НГО помимо этих комплексов интерес также представляют платформенные отложения рифея и венда.

Работа выполнена в рамках государственной программы фундаментальных научных исследований FWZZ-2022-0009 и FWZZ-2022-0011.

ЛИТЕРАТУРА

Афанасенков А.П., Никишин А.М., Унгер А.В., Бордунов С.И., Луговая О.В., Чикишев А.А., Яковишина Е.В. Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена // Геотектоника, 2016, № 2, с. 23—42, doi: 10.7868/S0016853X16020028.

Бурштейн Л.М. Новые модификации объемно-статистического метода оценки ресурсов нефти и газа // Геология и геофизика, 1986 (12), с. 15—21.

Геология нефти и газа Сибирской платформы/Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М., Недра, 1981, 552 с.

Граусман В.В. Геологический разрез Усть-Оленекской скв. 2370 (инт. 3605—2700) // Тихоокеанская геология, 1995, т. 14, № 4, с. 137—140.

Грамберг И.С. Геохимические исследования как один из методов поисков генетических признаков нефтематеринских толщ (на примере арктических районов СССР) / Нефтегазоносность севера Сибири. Л., Гостоптехиздат, 1958, с. 171—182. (Тр. Института геологии Арктики, т. 92).

Иванов В.Л. Оленекское месторождение битумов. Л., Недра, 1979, 104 с.

Калинко М.К. История геологического развития и перспективы нефтегазоносности Хатангской впадины. Л., Гостоптехиздат, 1959, 360 с.

Каширцев В.А. Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы. Якутск, ЯФ Изд-ва СО РАН, 2003, 160 с.

Каширцев В.А., Ким Н.С., Фурсенко Е.А., Дзюба О.С., Фомин А.Н., Чалая О.Н. Генезис нефти и нефтепроявлений Анабаро-Хатангской седловины (Арктический сектор Сибирской платформы) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2013, № 13, с. 54—63.

Конторович А.Э. Эволюция нафтогенеза в истории Земли // Геология и геофизика, 2004, т. 45 (7), с. 784—802.

Конторович А.Э., Полякова И.Д., Фомичев А.С. Закономерности накопления органического вещества в древних осадочных толщах (на примере мезозойских отложений Сибири) // Литология и полезные ископаемые, 1971, № 6, с. 16.

Конторович А.Э., Полякова И.Д., Стасова О.Ф., Трушков П.А., Бабина Н.М., Богородская Л.И., Данилова В.П., Зуева Т.В., Колганова М.М., Липницкая Л.Ф., Мельникова В.М., Фомичев А.С. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири. Недра, М., 1974, 189 с.

Конторович А.Э., Старосельцев В.С., Мельников Н.В. Нефтегазогеологическое районирование Сибирской платформы // Геология нефти и газа, 1976, № 2, с. 6—16.

Конторович А.Э., Моделевский М.С., Трофимук А.А. Принципы классификации седиментационных бассейнов в связи с их нефтегазоносностью // Геология и геофизика, 1979 (2), с. 3—11.

Конторович А.Э., Моделевский М.С., Трофимук А.А., Бурштейн Л.М., Гуревич Г.С., Данильченко Л.А. Возраст седиментационных бассейнов и его влияние на ресурсы углеводородов // Советская геология, 1986, № 10, с. 12—18.

Конторович В.А., Конторович А.Э., Губин И.А., Зотеев А.М., Лапковский В.В., Малышев Н.А., Соловьев М.В., Фрадкин Г.С. Структурно-тектоническая характеристика и модель геологического строения неопротерозойско-фанерозойских отложений Анабаро-Ленской зоны // Геология и геофизика, 2013, т. 54 (8), с. 1253—1274, doi: 10.1016/j.rgg.2013.07.014.

Конторович В.А., Конторович А.Э., Моисеев С.А., Соловьев М.В. Структурно-тектоническая характеристика Лено-Анабарского региона // Геология нефти и газа, 2014, № 1, с. 74—82.

Конторович В.А., Лунёв Б.В., Лапковский В.В. Геолого-геофизическая характеристика Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области; численное моделирование процессов формирования соляных куполов (Сибирский сектор Российской Арктики) // Геодинамика и тектонофизика, 2019а, т. 10, № 2, с. 459—470, doi: 10.5800/GT-2019-10-2-0421.

Конторович В.А., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Соловьев М.В. Сейсмогеологические модели и нефтегазоносность осадочных комплексов в арктических регионах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Анабаро-Хатанская, Лено-Анабарская нефтегазоносные области) // Геология нефти и газа, 2019б, № 5, с. 15—26, doi: 10.31087/0016-7894-2019-5-15-26.

Конторович В.А., Конторович А.Э., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Лапковский В.В., Лунев Б.Л., Моисеев С.А., Соловьев М.В. Сейсмогеологическая и структурно-тектоническая характеристика континентальной окраины Сибирской платформы (Хатангано-Ленское междуречье) // Геология и геофизика, 2021, т. 62 (8), с. 1153—1171, doi: 10.2113/RGG20214352.

Косыгин Ю.А. Типы соляных структур платформенных и геосинклинальных областей. М., АН СССР, 1960, 90 с.

Натапов Л.М. Отложения типа доманиковой формации на северо-востоке Сибирской платформы // Советская геология, 1962, № 11, с. 110—112.

Мельник Д.С., Парфенова Т.М., Гражданкин Д.В., Рогов В.И. Органическая геохимия карбонатных пород, силицитов и черных сланцев хатыстырской свиты венда (эдиакария) северо-востока Сибирской платформы // Геология и геофизика, 2023, т. 64 (6), с. 841—857, doi: 10.15372/GiG2022154.

Парфенова Т.М., Конторович А.Э., Борисова Л.С., Меленевский В.Н. Кероген куонамской свиты кембрия (северо-восток Сибирской платформы) // Геология и геофизика, 2010, т. 51 (3), с. 353—363, doi: 10.1016/j.rgg.2010.02.004.

Парфенова Т.М., Каширцев В.А., Коровников И.В. Новые находки нафтидопроявлений в породах среднего кембрия на северо-востоке Сибирской платформы // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2014, т. 9, № 2, с. 1—22, doi: 10.17353/2070-5379/25_2014.

Парфенова Т.М. Новые сведения о геохимии органического вещества пород куонамского комплекса нижнего и среднего кембрия Лено-Амгинского междуречья (юго-восток Сибирской платформы) // Геохимия, 2018, № 5, с. 448—460, doi: 10.7868/S0016752518050035.

Петров Ал.А. Углеводороды нефти. М., Наука, 1984, 264 с.

Соболев П.Н., Лежнин Д.С., Панафин И.А., Гаврилова Е.Н., Пименова А.М Геохимические критерии нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Лено-Анабарского регионального прогиба и сопредельных территорий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2019, № 8, с. 62—74, doi: 10.30713/2413-5011-2019-8(332)-62-74.

Соляная тектоника Сибирской платформы / Ред. Ю.А. Косыгин. Новосибирск, Наука, 1973, 162 с.

Сороков Д.С., Гинсбург Г.Д. Некоторые закономерности изменения состава газов, конденсатов и нефти на территории мезозойских прогибов севера Сибирской платформы // Геология и нефтегазоносность мезозойских прогибов севера Сибирской платформы. Л., 1977, с. 93—101.

Старосельцев В.С. Тектоническое и нефтегазогеологическое районирование южного побережья и прилегающего шельфа моря Лаптевых // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2012, № 3 (11), с. 32—37.