

УДК 553.983

DOI 10.47148/0016-7894-2023-6-67-79

Нефтегазogeологическое районирование куонамской формации отложений ниже-среднекембрийского возраста Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

© 2023 г. | Д.А. Горлов, С.П. Левшунова, Д.В. Рот, С.Ф. Мигурский

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; gorlov@vnigni.ru; lev@vnigni.ru; s.migurskij@vnigni.ru; root_dv@vnigni.ru

Поступила 02.10.2023 г.

Доработана 12.10.2023 г.

Принята к печати 15.10.2023 г.

Ключевые слова: куонамская формация; Сибирская платформа; карбонатно-сланцевая битуминозная формация; иниканская свита; кембрий; оценка ресурсов; нефтегазogeологическое районирование.

Аннотация: В геологической истории Земли неоднократно возникали условия для концентрации в морских осадках аномально высоких содержаний органического вещества. Проблема изучения таких образований весьма актуальна, так как они часто содержат сланцевую нефть. В настоящее время высокие перспективы в отношении запасов сланцевой нефти и газа связывают с различными по возрасту толщами горных пород. В пределах Сибирской платформы наиболее высокие концентрации органического вещества накапливались в куонамской битуминозной глинисто-кремнисто-карбонатной формации конца раннего – начала среднего кембрия. В статье рассмотрены материалы, полученные в ходе изучения естественных обнажений куонамской формации Восточной Сибири, а также на основе накопленных данных по геофизической, геохимической и петрофизической изученности отложений. По результатам проведения диагностики генетических типов отложений выполнено структурно-фациальное районирование территории в зоне распространения куонамской и иниканской свит и на прилегающих площадях, что позволило определить в изучаемых отложениях три основные структурно-фациальные зоны и оценить ресурсный потенциал по впервые выделенным расчетным участкам и нефтегазogeологическим областям Лено-Тунгусской провинции в целом. Выделены зоны с максимальной плотностью начальных ресурсов для проведения первоочередных геолого-разведочных работ. Максимальные значения плотностей ресурсов прогнозируются в пределах Анабарской, Вилюйской и Северо-Алданской нефтегазоносных областей.

Для цитирования: Горлов Д.А., Левшунова С.П., Рот Д.В., Мигурский С.Ф. Нефтегазogeологическое районирование куонамской формации отложений ниже-среднекембрийского возраста Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2023. – № 6. – С. 67–79. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-67-79.

Geopetroleum zoning of Lower-Middle Cambrian Kuonamsky Formation in Lena-Tungusky Petroleum Province

© 2023 | D.A. Gorlov, S.P. Levshunova, D.V. Root, S.F. Migurskii

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; gorlov@vnigni.ru; lev@vnigni.ru; s.migurskij@vnigni.ru; root_dv@vnigni.ru

Received 02.10.2023

Revised 12.10.2023

Accepted for publication 15.10.2023

Key words: Kuonamsky Formation; Siberian Platform; shaly-carbonate bituminous formation; Inikansky Formation; Cambrian; resource assessment; geopetroleum zoning.

Abstract: During geological history of the Earth, settings for concentration of abnormally high amount of Organic Matter in marine sediments have repeatedly arisen. These formations often contain shale oil, so the problem of studying them is highly relevant. Great expectations in terms of shale oil and gas resources are currently pinned on rocks sequences of different age. Time of formation of the largest Organic Matter concentrations within the Siberian Platform is the Kuonamsky bituminous argillaceous-siliceous-carbonate formation (end of Early — beginning of Middle Cambrian). The authors discuss materials obtained during the course of studies of Kuonamsky Fm natural exposures in Eastern Siberia, as well as the collected data on geophysical, geochemical, and petrophysical surveys and studies of these deposits. Based on the results of the deposits' genetic type diagnostics, structural and facies zoning of the area in the zone of Kuonamsky and Inikansky formations occurrence and in its neighbourhood was carried out. This work allowed determining three main structural and facies zones in the deposits under the question, and evaluating natural resource potential in the calculation areas identified for the first time, as well as in geopetroleum regions of the Lena-Tungusky Petroleum Province as a whole. Zones with maximum density of initial resources are delineated; they are recommended for priority geological exploration. Maximum values of resource density are predicted within the Anabarsky, Vilyuisky, and North Aldansky oil and gas bearing areas.

For citation: Gorlov D.A., Levshunova S.P., Root D.V., Migurskii S.F. Geopetroleum zoning of Lower-Middle Cambrian Kuonamsky Formation in Lena-Tungusky Petroleum Province. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(6):67–79. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-67-79. In Russ.

Введение

В северной и восточной частях Сибирской платформы достаточно широко распространены высокоуглеродистые глинисто-кремнисто-карбонатные сланцевые отложения куонамской свиты ранне-среднекембрийского возраста. По содержанию ОВ эта свита сравнима с такими нефтепроизводящими толщами, как породы доманикового типа верхнего девона Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций. История изучения обогащенного ОВ куонамского комплекса отложений нижнего и среднего кембрия насчитывает более 80 лет. Детальные и длительные исследования литологии, стратиграфии и органической геохимии проводились многочисленными научно-исследовательскими организациями: Якутским и Красноярским геологическими управлениями, НИИ геологии Арктики, институтами Министерства геологии и Академии наук СССР — ВСЕГЕИ, СНИИГТиМС, ГИН, ВНИГРИ, ПИН, ВНИГНИ, Институтом геологии и геофизики СО АН СССР и др. Труды сотрудников этих организаций позволили накопить и проанализировать большой объем фактического материала, опубликованного в статьях и монографиях [1, 2].

Отложения куонамской, иниканской и шумнинской свит распространены в пределах Северо-Тунгусской, Сюгджерской, Анабарской, Западно-Вилойской, Алдано-Майской, частично Северо-Алданской и Предверхожанской нефтегазоносных областей Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, протягивающейся более, чем на 2500 км от Игарского района на северо-западе (шумнинская свита) через современное Прианабарье и бассейн р. Оленек (куонамская свита) до Алданского щита на юго-востоке Сибирской платформы (иниканская свита).

Породы куонамской свиты и ее аналоги охарактеризованы крайне неравномерно, вскрыты в пределах Анабарской антеклизы, в скважинах Сохолохская-706, Айхальская-708, Северо-Линденская-1, Мархино-Андоиская-3231, Эйикская-3430, Дьяпальская-1, Ханнинская-3220, на территории Курейской синеклизы, в разрезе параметрической скв. Чиридинская-1, а также изучены в естественных обнажениях в бассейнах рек Б. Куонамка, М. Куонамка, Арга-Сала и т. д., в том числе рядом с неглубокими колонковыми скважинами. Отложения иниканской свиты вскрыты на востоке Алданской антеклизы, в скважинах Мокуйская-1, Хочомская-1, Баппагайская-1, Уордахская-1. Но при бурении данных скважин практически отсутствовал отбор керн иниканской свиты. Исключение представляет скв. Усть-Майская-366, из которой поднято 8 м керн из иниканской свиты. Отложения иниканской свиты изучены в естественных обнажениях в бассейнах рек Юдома, Мая и др. Отложения шумнинской свиты установлены в разрезах рек Кулюмбэ, Брус и Сухариха и в скважинах в районе Норильска и Игарки, где мощность их колеблется от 30 до 150 м.

Указанная информация по изученности рассматриваемых отложений показана на рис. 1. Здесь также приведены результаты выполненного авторами статьи структурно-фациального районирования.

Проведенные авторами статьи работы по сбору, упорядочиванию, оцифровке и анализу данных (104 скважины с различным комплексом ГИС) и изучению естественных обнажений куонамской свиты и ее возрастных аналогов (40 обнажений) позволили выполнить литофизическую дифференциацию по разрезу и площади Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

Породы куонамской и иниканской свит отличаются крайне неоднородным и смешанным составом и представлены переслаиванием темно-коричневых до черных, листоватых высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых пород, органогенных и кремнистых известняков и прослоев кремней. В переслаивании преобладают карбонатно-кремнистые породы. Особенностью данных отложений является повсеместная обогащенность их ОВ, коричневые и черные тона окраски, резко отличающиеся породы куонамского комплекса от перекрывающих и подстилающих толщ. Количество ОВ на породу колеблется от десятых долей до 30–35 %.

На всей площади своего распространения куонамская свита и ее стратиграфические и фациальные аналоги согласно надстраивают глинисто-карбонатную пестроцветную толщу, выделенную на северо-востоке как еркекетская и эмяксинская свиты, а на юго-востоке — как пестроцветная свита. Перекрывается комплекс терригенно-глинисто-карбонатными отложениями оленекской и маяктахской свит на севере Юдомо-Оленекского региона, на юго-востоке — чайской и усть-майской свитами [3].

Структурно-фациальное районирование

Авторами статьи впервые проведена диагностика генетических типов отложений по результатам изучения керн и интерпретации ГИС, построена схема корреляции скважин в зоне распространения куонамской и иниканской свит и на прилегающих площадях. Анализ толщин, строения и распространения потенциально продуктивного горизонта позволил выделить в изучаемых отложениях три основные структурно-фациальные зоны (рис. 2).

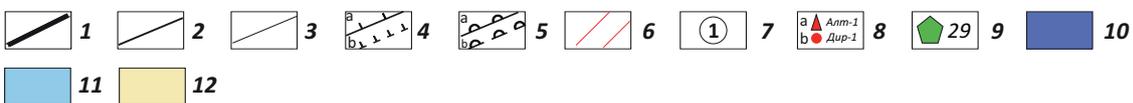
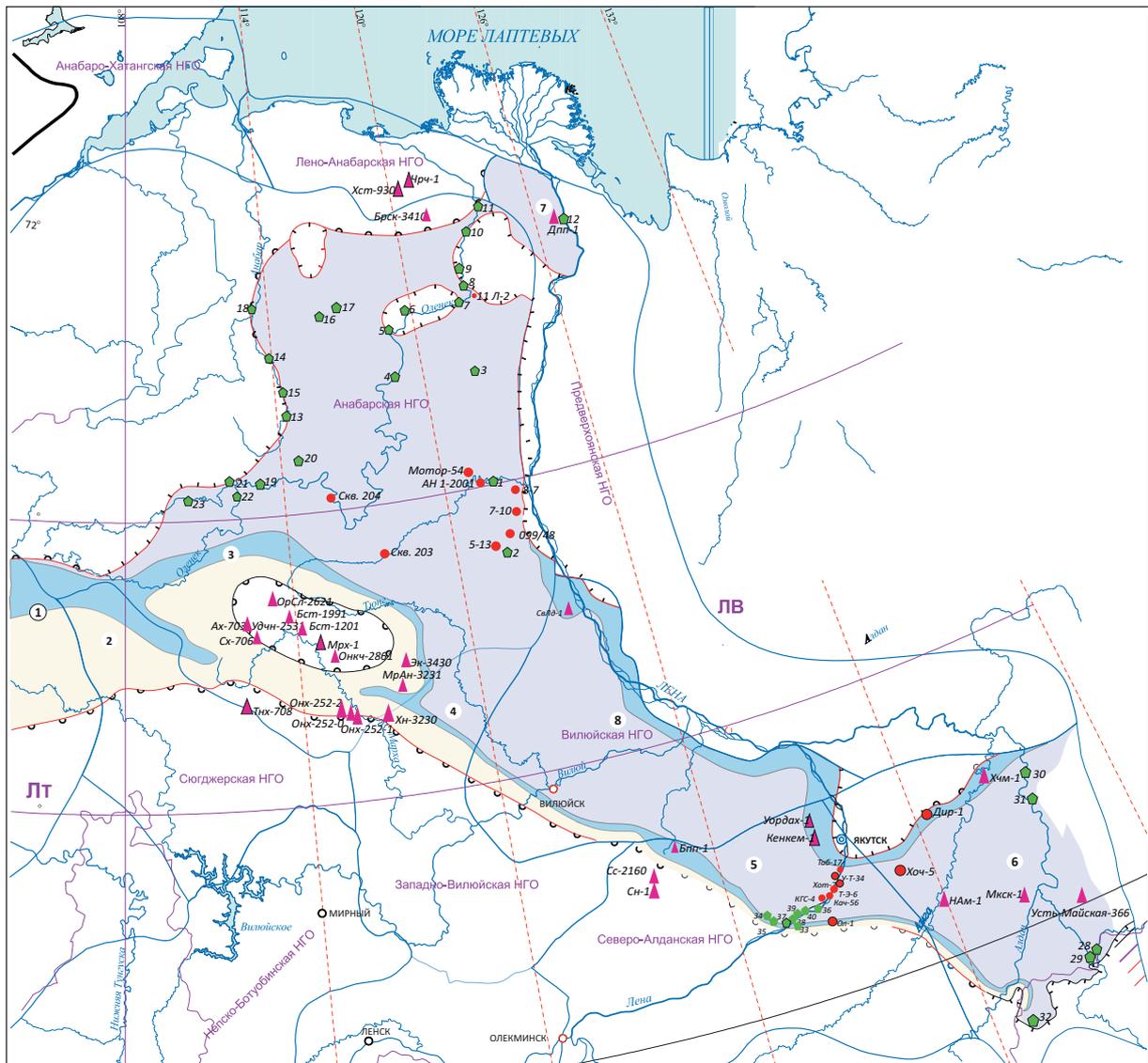
Основными критериями для проведения районирования ниже-среднекембрийских отложений куонамской свиты и ее аналогов являются границы распространения отложений, степень преобразованности и объем ОВ, строение разрезов, их толщины и глубины залегания.

На практике разделение на зоны куонамской формации было выполнено по двум основным критериям:

– общей толщине куонамской свиты и ее аналогов;

Рис. 1. Карта структурно-фациального районирования нижне-среднекембрийских отложений куонамской и иниканской свит Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

Fig. 1. Structural and facies zoning of Lower-Middle Cambrian Kuonamsky and Inikansky formations of the Lena-Tungusky Petroleum Province

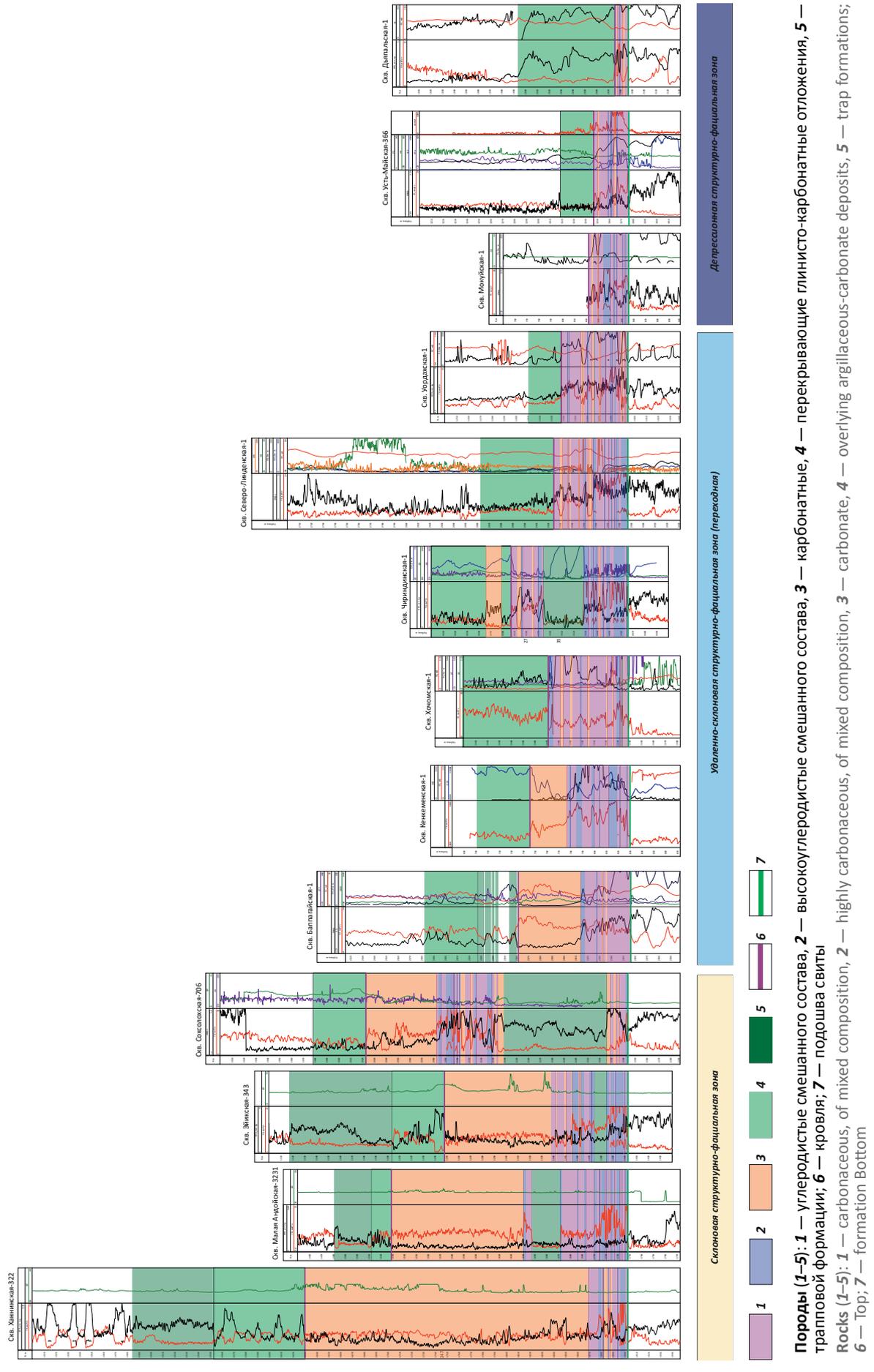


Границы (1–5): 1 — нефтегазоносных провинций (ЛТ — Лено-Тунгусская, ЛВ — Лено-Вилуйская), 2 — нефтегазоносных областей, 3 — административные; **распространения пород куонамской свиты и ее возрастных и фациальных аналогов (4, 5):** 4 — эрозийные (а — достоверные, b — предполагаемые), 5 — фациальные (а — достоверные, b — предполагаемые); 6 — зона шарьжных дислокаций (Нелькано-Кыллахского надвига); 7 — нефтегеологические области нижне-среднекембрийских отложений куонамской формации Восточной Сибири (1 — Северо-Тунгусская, 2 — Сюгдзерская, 3 — Анабарская, 4 — Западно-Вилуйская, 5 — Северо-Алданская, 6 — Алдано-Майская, 7 — Предверхоанская, 8 — Вилуйская); 8 — скважины (а — глубокие, b — колонковые); 9 — обнажения; **структурно-фациальные зоны (10–12):** 10 — депрессионная, 11 — удаленно-склоновая (переходная), 12 — склоновая

Boundaries (1–5): 1 — petroleum provinces (ЛТ — Lena-Tungusky, ЛВ — Lena-Vilyuisky), 2 — petroleum areas, 3 — administrative; **occurrence of Kuonamsky Fm rocks and its age and facies analogues (4, 5):** 4 — erosion (a — reliable, b — supposed), 5 — facies (a — reliable, b — supposed); 6 — zone of overthrust dislocations (Nel'kano-Kyllakhsky thrust); 7 — geopetroleum areas of Lower-Middle Cambrian Kuonamsky deposits in Eastern Siberia (1 — North Tungusky, 2 — Syugdzhersky, 3 — Anabarsky, 4 — West Vilyuisky, 5 — North Aldansky, 6 — Aldano-Maisky, 7 — Predverkhoyansky, 8 — Vilyuisky); 8 — wells (a — deep, b — core holes); 9 — outcrops; **structural and facies zones (10–12):** 10 — depression, 11 — remote slope (transition), 12 — slope



Рис. 2. Схема корреляции отложений куонамской и иниканской свит Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции
Fig. 2. Correlation chart of Kuonamsky and Inikansky formations of the Lena-Tungusky Petroleum Province



– соотношению карбонатной и углеродистой частей разреза.

Рассмотрим выделенные структурно-фациальные зоны.

Склоновая структурно-фациальная зона характеризуется повышенными общими толщинами куонамской свиты и ее стратиграфических и фациальных аналогов. В разрезе преобладают карбонатизированные разности. При этом отмечается замещение черносланцевых образований на органично-обломочные с общим увеличением толщин синхронных отложений, значительно меньшая концентрация растворенного ОВ. Склоновая структурно-фациальная зона вскрыта скважинами Ханнинская-3230, Сохолохская-706, Мархино-Андоиская-3231, Эйикская-3430 со средней мощностью отложений до 250 м. Она выделяется и прослеживается в пределах присклоновой части зоны развития Танхайской рифовой системы.

Удаленно-склоновая структурно-фациальная зона (переходная) характеризуется развитием глинисто-кремнисто-карбонатных отложений, обогащенных рассеянным ОВ, и карбонатных пород в равном соотношении. В некоторых скважинах отмечается неявное преобладание углеродистых разностей за счет увеличения их толщин. К данной зоне отложений относятся скважины Чирингдинская-1, Северо-Линденская-1, Баппагайская, Кенкенская-1, Уордахская-1 со средней мощностью отложений 65–70 м. Удаленно-склоновые отложения наиболее характерны для южной части Анабарской, Западно-Вилуйской и Северо-Алданской нефтегазоносных областей.

Депрессионная структурно-фациальная зона представлена типичной конденсированной толщей (возникшей благодаря крайне медленному осадконакоплению), характеризуется наиболее обогащенными рассеянными ОВ породами и минимальными толщинами — 25–30 м. Формирование этих отложений происходило в открытом морском бассейне вдали от источников карбонатного материала, при медленном тектоническом погружении дна бассейна, некомпенсированном накоплении осадков, в теплом, сравнительно глубоководном бассейне при слабой циркуляции придонных вод и ниже базиса штормовых волн. О последнем свидетельствуют текстурные особенности куонамской формации, а именно тонкая горизонтальная ненарушенная микрослоистость, выдержанность пластов и горизонтов на обширной изученной территории — все это говорит о том, что режим осадконакопления был спокойным на протяжении всего времени формирования изучаемых отложений. Депрессионная структурно-фациальная зона картируется в пределах Анабарской, Западно-Вилуйской, Вилуйской, Северо-Алданской, Алдано-Майской нефтегазоносных областей и северной части Предверхоанской нефтегазоносной области. Данная зона охарактеризована скважинами Усть-Майская-366, Мокуйская-1 и Дьяпальская-1 со средней мощностью отложений

30 м. Основными типами пород, слагающими депрессионную структурно-фациальную зону, являются микрослоистые черные карбонатно-кремнистые породы, тонколистоватые, сланцеватые и тонкоплитчатые, залегающие в виде прослоев и пачек различной мощности — от долей миллиметра до нескольких метров. Для них характерна ненарушенная тонко- и микрослоистость, черные кремни, плитчатые и линзовидно залегающие с микротонкослойчатой текстурой, часто в виде линзовидных включений с пиритовой оторочкой, тонкослоистые темно-серые известняки и доломиты и породы смешанного состава.

На северо-западе (Норильский, Игарский районы) возрастными аналогами куонамских отложений являются породы шумнинской свиты. Эта свита имеет значительно большую мощность (300–400 м) по сравнению с куонамской. Представлена серыми известняками, доломитистыми известняками, темноцветными кремнисто-карбонатными породами, темно-серыми известняками с прослоями кремней. Средневзвешенные значения $C_{орг}$ в шумнинской свите составляют 0,4–0,86 %, а в куонамской на востоке Сибирской платформы достигают 3,3–10 % на породу. В связи с повышенным уровнем катагенетического преобразования рассеянного ОВ пород шумнинской свиты они не рассматриваются в качестве потенциально нефтегазоносных [4].

Оценка прогнозных ресурсов отложений куонамской и иниканской свит

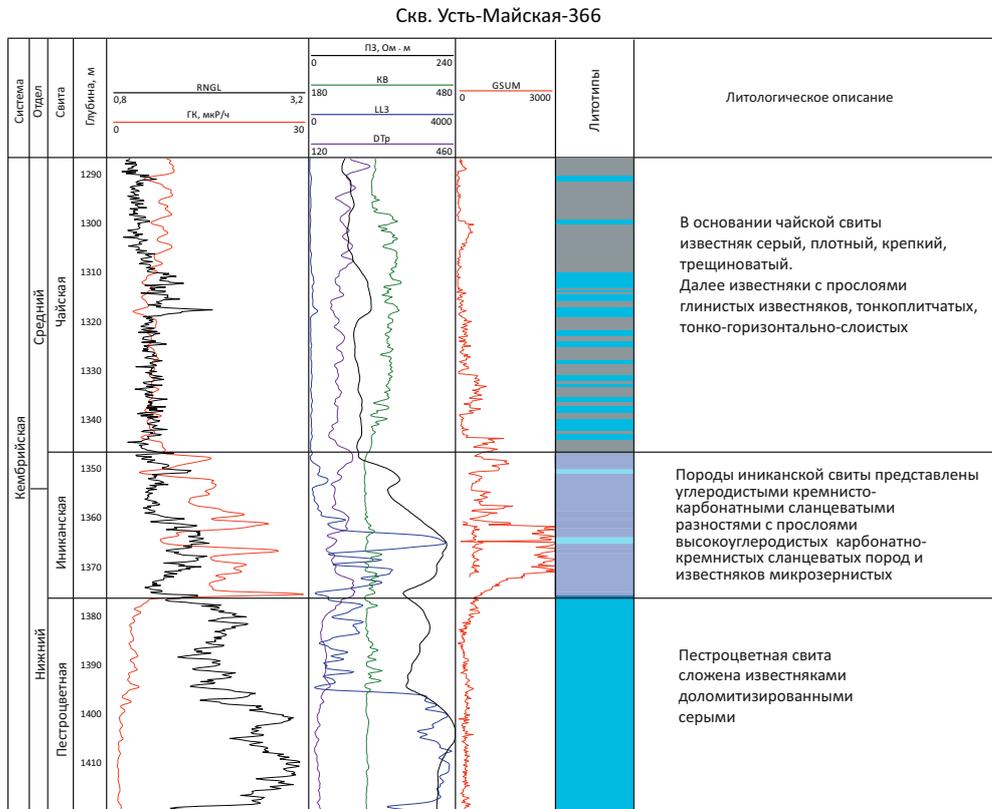
Для оценки ресурсного потенциала районов и разрезов ниже-среднекембрийских отложений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (куонамская, иниканская свиты) были выделены расчетные участки распространения потенциально продуктивных отложений куонамской и иниканской свит по нефтегазоносным областям Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Рассчитаны их площади, выделены эталонные скважины, характеризующие каждый участок (рис. 3).

Эталонными являются те скважины, которые отражают строение разрезов конкретных фациальных зон и стратиграфических интервалов палеобассейна, наиболее охарактеризованные керном и комплексом ГИС, отличающиеся определенными выдержанными параметрами строения осадочного комплекса. Таким образом подобрано семь типовых геолого-геофизических разрезов скважин в имеющихся структурно-фациальных зонах. В качестве примера приведен типовой геолого-геофизический разрез депрессионной структурно-фациальной зоны скв. Усть-Майская-366 (см. рис. 3).

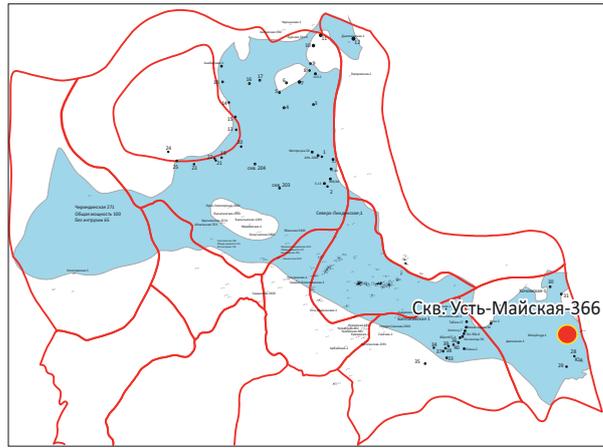
В расчетных участках с отсутствием скважин использованы параметры эталонных скважин аналогичных участков с близкими литолого-физическими и геохимическими особенностями разрезов, по которым имеется геолого-геофизическая информация, основанная на результатах представительного комплекса ГИС, геохимических, химико-битумино-



Рис. 3. Типовой геолого-геофизический разрез депрессионной структурно-фациальной зоны скв. Усть-Майская-366
Fig. 3. Characteristic geological and geophysical cross-section of depression structural and facies zone, Ust'-Mayskaya-366 Well



Скв. Усть-Майская-366 относится к депрессионной структурно-фациальной зоне. Данная зона характеризуется наиболее обогащенными рассеянным ОВ породами и минимальными мощностями (25–30 м). Является типичной конденсированной толщей, формировавшейся в открыто-морском бассейне вдали от источников карбонатного материала при аридном климате и слабой циркуляции придонных вод в бескислородных условиях. Эти породы имеют тонко-горизонтально-микрослоистую текстуру, содержат линзовидные включения серого известняка и прослои черных кремней. Депрессионная структурно-фациальная зона картируется в пределах Анабарской, Алдано-Майской нефтегазоносных областей и северной части Предверхоанской нефтегазоносной области.



Данная зона охарактеризована скважинами Усть-Майская-366, Мокуйская-1 и Дьяпальская-1 со средней мощностью 30 м. Основными типами пород, слагающими депрессионную структурно-фациальную зону, являются микрослоистые черные карбонатно-кремнистые породы тонколистчатые, сланцеватые и тонкоплитчатые, залегающие в виде прослоев и пачек различной мощности — от долей миллиметра до нескольких метров. Характерна ненарушенная тонко- и микрослоистость. Черные кремни, плитчатые и линзовидно залегающие с микро-тонкослойчатой текстурой, часто в виде линзовидных включений с пиритовой оторочкой. Тонкослоистые темно-серые известняки, доломиты и породы смешанного состава. Скв. Усть-Майская-366 является эталонной для расчетных участков с номерами 8, 18 и является внутренним эталоном для участка 18 с мощностью отложений иниканской свиты 30 м. Свита представлена углеродистые кремнисто-карбонатными сланцеватыми породами с прослоями высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых сланцеватых пород и известняков микрозернистых

логических и других видов лабораторных исследований керна и ОВ. Для каждого расчетного участка рассчитаны площади, эффективные толщины, коэффициенты содержания углеродистых пластов.

Дана оценка начальных суммарных ресурсов нижне-среднекембрийских отложений куонамской и иниканской свит Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, полученная объемным методом.

Площадь перспективной территории, рассчитанная авторами статьи, составляет 269 925 тыс. км².

При прогнозировании нефтегазоносности принимается, что высокоуглеродистые кремнисто-глинисто-карбонатные породы являются одновременно и нефтепроизводящими и нефтесодержащими. Степень катагенетических преобразований вмещающих пород и ОВ в перспективных районах определяли условия и масштабы генерации УВ, а выполненный анализ литологических, петрофизических и геохимических параметров позволил локализовать потенциально нефтеперспективные площади для первоочередного изучения и освоения [5].

Расчет прогнозных ресурсов нефти в отложениях куонамской и иниканской свит проводится объемным методом по формуле

$$Q_n = S \cdot h_n \cdot K_n \cdot K_{\text{н}} \cdot \Theta \cdot \rho \cdot K_{\text{сн}},$$

где Q_n — геологические ресурсы нефти, тыс. т; S — площадь расчетного участка, тыс. м²; h_n — нефтенасыщенная толщина, м; K_n — коэффициент пористости (пустотности), доли ед.; $K_{\text{н}}$ — коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.; Θ — пересчетный коэффициент, доли ед.; ρ — плотность нефти, т/м³.

При этом отметим следующее. Под эффективной (нефтенасыщенной) толщиной разреза понимается весь интервал развития углеродистых карбонатно-кремнистых пород с повышенным содержанием ОВ, определяемый экспертно по повышению показаний каротажа естественной радиоактивности (гамма-каротажа). На рис. 2 показано разделение нефтенасыщенных толщин по данным ГИС в отложениях куонамской и иниканской свит. При выделении эффективной толщины из интервала развития углеродистых отложений исключаются пласты известняков (или доломитов), глин и высокоуглеродистых (ОВ > 10–15 %) карбонатно-кремнистых пород. В пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции общая мощность нижне-среднекембрийских отложений куонамской и иниканской свит достигает 150 м. При этом средняя суммарная эффективная толщина высокоуглеродистых пород составляет около 40 м. Авторы статьи надеются на возможность в дальнейшем (при разбуривании изучаемых отложений) уточнить методику и результаты выделения эффективных толщин за счет использования данных геолого-технологических (газового каротажа) и геохимических исследований герметизированного керна глубоких скважин [2].

Коэффициент пористости принимается на основании данных исследований на образцах из образований нижне-среднекембрийских отложений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Пористость была принята условно равной 4 % по аналогии с доманиковыми отложениями Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов. Ясно, что в дальнейшем это значение будет уточнено.

В отличие от традиционных резервуаров, которые, помимо УВ, содержат воду, высокоуглеродистые формации являются практически гидрофобными, т. е. свободной воды в них практически нет. Это позволяет считать, что все пустотное пространство породы заполнено УВ и коэффициент нефтенасыщенности близок к 1, поэтому принято среднее значение — 0,9. Пересчетный коэффициент принят равным 0,735. В связи с отсутствием месторождений нефти в отложениях куонамской формации в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, нефтенасыщенность и пересчетный коэффициент приняты по аналогии с Троицким месторождением нефти в отложениях доманикового типа в Бузулукской впадине.

Плотность УВ определена по результатам исследований химического состава и плотности нефти отложений в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, а также в отложениях доманикового типа уже открытых месторождений в Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинциях. Средние значения для подсчета ресурсов были взяты 0,838 т/м³.

Наибольшей неопределенностью при оценке ресурсов нефти в породах доманикового типа отличается коэффициент извлечения. В настоящее время, в связи с условностью выделения интервалов нефтенасыщенных пород, отсутствием на этапе поисковых работ информации о фильтрационно-емкостных характеристиках продуктивных пластов и опыта разработки залежей подобного типа, методов определения коэффициента извлечения нефти из отложений доманикового типа нет [2]. По данным общества инженеров по оценке запасов нефти и газа (SPEE), коэффициент извлечения нефти нетрадиционных коллекторов изменяется от 2 до 8 %. При таких значительных изменениях оценок значений коэффициента извлечения нефти, оценка извлекаемых ресурсов нефти объемным методом характеризуется высокой неопределенностью.

Авторы статьи считают, что при оценке ресурсов нижне-среднекембрийских отложений куонамской и иниканской свит Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции значение коэффициента извлечения нефти может быть принято условно равным 3 %.

Учитывая слабую изученность территорий и специфику высокоуглеродистых отложений с высокой сорбционной емкостью, а также достаточно обширную область распространения отложений куонамской свиты и ее аналогов, авторами статьи

было принято решение включить в расчет коэффициент слабой изученности $K_{\text{си}} = 0,5$. По мере изучения отложений куонамской свиты вопрос о необходимости и численном значении коэффициента $K_{\text{си}}$ будет уточняться.

Начальные суммарные ресурсы оценивались по 26 расчетным участкам, результаты расчетов приведены в табл. 1 и на рис. 4.

Из данной таблицы и рисунка следует, что в пределах **Северо-Тунгусской нефтегазоносной области** выделяются: Вилуйский участок площадью 10 480,45 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₄–МК₅. В качестве внешнего эталона использована скв. Ханнинская-3230 с мощностью отложений куонамской свиты 272 м. Суммарные ресурсы составляют 2,291 млн т, извлекаемые ресурсы — 69 млн т. Верхневилуйский участок площадью 2266 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₄–МК₅. В качестве внешнего эталона использована скв. Сохолохская-706 с мощностью отложений куонамской свиты 135 м. Суммарные ресурсы оценены в 1,263 млн т, извлекаемые ресурсы — 38 млн т. Чирингдинский участок имеет площадь 2628 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₄–МК₅. В качестве внутреннего эталона использована скв. Северо-Линденская-1 с мощностью отложений куонамской свиты 62,5 м. Суммарные ресурсы оценены в 1,166 млн т, извлекаемые ресурсы составляют 35 млн т.

В пределах **Сюджерской нефтегазоносной области** выделяются: Нижне-Вилуйский участок площадью 10 086 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₃–МК₄. В качестве внешнего эталона использована скв. Ханнинская-3230 с мощностью отложений куонамской свиты 272 м. Суммарные ресурсы оценены в 2,203 млн т, извлекаемые ресурсы — 66 млн т. Могдынский участок площадью 5184 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₃–МК₄. В качестве внешнего эталона использована скв. Сохолохская-706 с мощностью отложений куонамской свиты 135 м. Суммарные ресурсы оценены в 2,888 млн т, извлекаемые ресурсы составляют 87 млн т. Сюджерский участок площадью 6872 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₃–МК₄. В качестве внутреннего эталона использована скв. Северо-Линденская-1 с мощностью отложений куонамской свиты 62,5 м. Суммарные ресурсы оценены в 3,048 млн т, извлекаемые ресурсы — 91 млн т.

В пределах **Анабарской нефтегазоносной области** выделяются: Линденский участок площадью 42 364 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₂–МК₄. В качестве эталона использована скв. Северо-Линденская-1 с мощностью отложений куонамской свиты 62,5 м. Суммарные ресурсы оценены в 18,787 млн т, извлекаемые ресурсы — 564 млн т. Оленекский участок площадью 15 477 км². Катагенетическая преобразованность ОВ

соответствует уровню МК₂–МК₄. В качестве внешнего эталона использована скв. Усть-Майская-366 с мощностью отложений иниканской свиты 29,7 м. Суммарные ресурсы оценены в 5,813 млн т, извлекаемые ресурсы — 174 млн т. Онхойдохский участок площадью 7019 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₂–МК₃. В качестве внешнего эталона использована скв. Ханнинская-3230 с мощностью отложений куонамской свиты 272 м. Суммарные ресурсы оценены в 1,533 млн т, извлекаемые ресурсы — 46 млн т. Сохолохский участок площадью 22 998 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₁–МК₃. В качестве внутреннего эталона использована скв. Сохолохская-706 с мощностью отложений куонамской свиты 135 м. Суммарные ресурсы оценены в 12,813 млн т, извлекаемые ресурсы — 384 млн т. Мархино-Андоийский участок площадью 16 313 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₂–МК₃. В качестве внутреннего эталона использована скв. Мархино-Андоийская-3231 с мощностью отложений куонамской свиты 175 м. Суммарные ресурсы оценены в 7,585 млн т, извлекаемые ресурсы — 263 млн т.

В пределах **Западно-Вилуйской нефтегазоносной области** выделяются: Ханнинский участок площадью 3921 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₃–МК₄. В качестве внутреннего эталона использована скв. Ханнинская-3230 с мощностью отложений куонамской свиты 272 м. Суммарные ресурсы оценены в 856 млн т, извлекаемые ресурсы составляют 26 млн т. Мархинский участок площадью 2113 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₃–МК₅. В качестве внешнего эталона использована скв. Сохолохская-706 с мощностью отложений куонамской свиты 135 м. Суммарные ресурсы оценены в 1,177 млн т, извлекаемые ресурсы — 35 млн т. Тюнгский участок площадью 14 527 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₃–МК₅. В качестве внешнего эталона использована скв. Северо-Линденская-1 с мощностью отложений куонамской свиты 62,5 м. Суммарные ресурсы оценены в 6,443 млн т, извлекаемые ресурсы — 193 млн т.

В пределах **Вилуйской нефтегазоносной области** выделяются: Северо-Линденский участок площадью 18 858 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₃–МК₅. В качестве внутреннего эталона использована скв. Северо-Линденская-1 с мощностью отложений куонамской свиты 62,5 м. Суммарные ресурсы оценены в 8,363 млн т, извлекаемые ресурсы составляют 251 млн т. Олекминский участок площадью 3363 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₄–МК₅. В качестве эталона использована скв. Ханнинская-3230 с мощностью отложений куонамской свиты 272 м. Суммарные ресурсы оценены в 735 млн т, извлекаемые ресурсы — 22 млн т. Тымтайдахский участок площадью

Таблица. Начальные суммарные ресурсы нефти ниже-среднекембрийских отложений куонамской и иниканской свит по расчетным участкам Лено-Тунгусской НГП

Table. Total initial oil resources of Lower-Middle Cambrian Kuonamsky and Inikansky formations in calculation areas within the Lena-Tungusky Petroleum Province

| Нефтегазоносная область | Порядковый номер | Участок | Площадь, км ² | Объем ресурсов нефти, млн т | | | |
|-------------------------|------------------|-------------------|--------------------------|---|---|--|----------------------------|
| | | | | Суммарные геологические ресурсы по расчетным участкам | Извлекаемые ресурсы по расчетным участкам | Суммарные геологические ресурсы по НГО | Извлекаемые ресурсы по НГО |
| | | | | Є ₁₋₂ -kn-in | КИН = 0,03 | Є ₁₋₂ -kn-in | КИН = 0,03 |
| Северо-Тунгусская | 1 | Вилюйский | 10 489,45 | 2 291 | 69 | 4 719 | 142 |
| | 2 | Верхне-вилюйский | 2266,5 | 1 263 | 38 | | |
| | 3 | Чирингдинский | 2628,63 | 1 166 | 35 | | |
| Сюгджерская | 4 | Нижне-вилюйский | 10 086,77 | 2 203 | 66 | 8 139 | 244 |
| | 5 | Могдынский | 5184,63 | 2 888 | 87 | | |
| | 6 | Сюгджерский | 6872,66 | 3 048 | 91 | | |
| Анабарская | 7 | Линденский | 42 364,34 | 18 787 | 564 | 46 804 | 1 404 |
| | 8 | Оленекский | 15 477,63 | 5 813 | 174 | | |
| | 9 | Онхойдохский | 7019,1 | 1 533 | 46 | | |
| | 10 | Сохсолохский | 22 998,86 | 12 813 | 384 | | |
| | 11 | Мархино-Андойский | 16 313,14 | 7 858 | 236 | | |
| Западно-Вилюйская | 12 | Ханинский | 3921,16 | 856 | 26 | 8 476 | 254 |
| | 13 | Мархинский | 2113,12 | 1 177 | 35 | | |
| | 14 | Тюнгский | 14 527,75 | 6 443 | 193 | | |
| Вилюйская | 15 | Северо-Линденский | 18 858,15 | 8 363 | 251 | 21 619 | 649 |
| | 16 | Олекминский | 3363,13 | 735 | 22 | | |
| | 17 | Тымтайдахский | 1414,89 | 788 | 24 | | |
| | 18 | Андреевский | 26 456,81 | 11 733 | 352 | | |
| Северо-Алданская | 19 | Северо-Синский | 4083,41 | 892 | 27 | 9 114 | 273 |
| | 20 | Ленский | 2475,91 | 1 379 | 41 | | |
| | 21 | Баппагайский | 15 429,41 | 6 842 | 205 | | |
| Алдано-Майская | 22 | Усть-Майский | 4484,11 | 1 684 | 51 | 15 699 | 471 |
| | 23 | Алданский | 2903,64 | 1 571 | 47 | | |
| | 24 | Хандинский | 18 413,47 | 10 258 | 308 | | |
| | 25 | Хочомский | 4040,22 | 2 186 | 66 | | |
| Предверхоанская | 26 | Дьяпальский | 5737,49 | 509 | 15 | 509 | 15 |

1414 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₃–МК₄. В качестве эталона использована скв. Сохсолохская-706 с мощностью отложений куонамской свиты 135 м. Суммарные ресурсы оценены в 788 млн т, извлекаемые ресурсы — 24 млн т. Андреевский участок площадью 26 456 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₃–МК₅. В качестве внешнего эталона использована скв. Северо-Линденская-1 с мощностью отложений куонамской свиты 62,5 м. Суммарные ресурсы оценены в 11,733 млн т, извлекаемые ресурсы — 352 млн т.

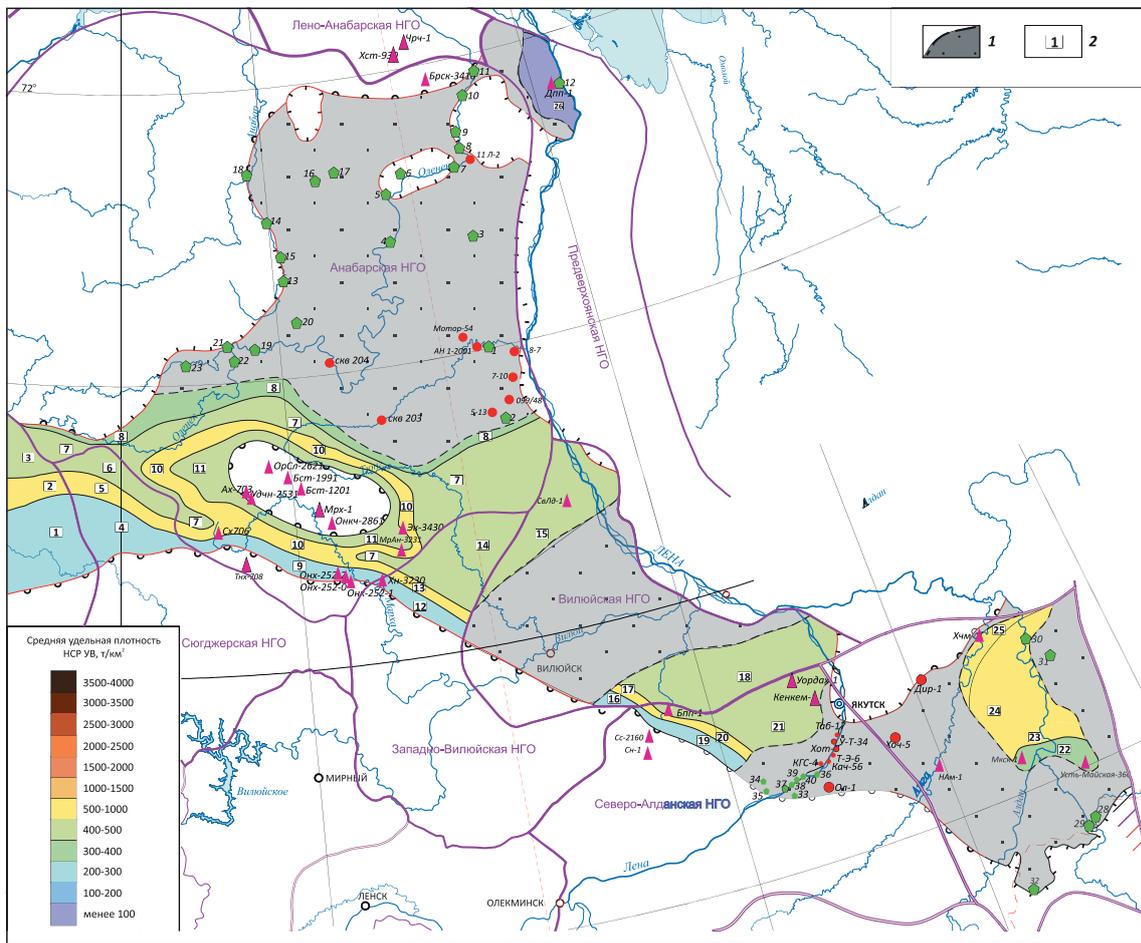
В пределах **Северо-Алданской нефтегазоносной области** выделяются: Северо-Синский участок площадью 4083 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₂–МК₄. В качестве внешнего эталона использована скв. Ханнинская-3230 с мощностью отложений куо-

намской свиты 272 м. Суммарные ресурсы оценены в 892 млн т, извлекаемые ресурсы составляют 27 млн т. Ленский участок площадью 2475 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₂–МК₄. В качестве внешнего эталона использована скв. Сохсолохская-706 с мощностью отложений куонамской свиты 135 м. Суммарные ресурсы оценены в 1,379 млн т, извлекаемые ресурсы — 41 млн т. Баппагайский участок площадью 15 429 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₂–МК₄. В качестве внутреннего эталона использована скв. Баппагайская-1 с мощностью отложений иниканской свиты 95 м. В данной зоне расположено 3 скважины (Баппагайская-1, Кенкеменская-1, Уордахская-1) со средней мощностью отложений иниканской свиты 78,5 м. Суммарные ресурсы оценены в 6,842 млн т, извлекаемые ресурсы — 205 млн т.



Рис. 4. Подсчетный план начальных суммарных ресурсов УВ по расчетным участкам в ниже-среднекембрийских отложениях куонамской и иниканской свит Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

Fig. 4. Total initial oil resource estimation plan for calculation areas in Lower-Middle Cambrian Kuonamsky and Inikansky deposits within the Lena-Tungusky Petroleum Province



1 — территории с неблагоприятными условиями для сохранности УВ; **2** — нефтегеологические области ниже-среднекембрийских отложений куонамской формации Восточной Сибири.

Расчетные участки: 1 — Вилюйский, 2 — Верхневилюйский, 3 — Чирингдинский, 4 — Нижневилюйский, 5 — Могдынский, 6 — Сюгдзерский, 7 — Линденский, 8 — Оленекский, 9 — Онхойдохский, 10 — Сохсолухский, 11 — Мархино-Андоиский, 12 — Ханинский, 13 — Мархинский, 14 — Тунгский, 15 — Северо-Линденский, 16 — Олекминский, 17 — Тымтайдахский, 18 — Андреевский, 19 — Северо-Синский, 20 — Ленский, 21 — Баппагайский, 22 — Усть-Майский, 23 — Алданский, 24 — Хандинский, 25 — Хочомский, 26 — Дьяпальский.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

1 — territories with settings unfavourable for HC preservation; **2** — geopetroleum areas in Lower-Middle Cambrian Kuonamsky Fm deposits, Eastern Siberia.

Calculation areas: 1 — Vilyuisky, 2 — Upper Vilyuisky, 3 — Chiringdinsky, 4 — Lower Vilyuisky, 5 — Mogdynsky, 6 — Syugdzhersky, 7 — Lindensky, 8 — Oleneksky, 9 — Onkhoidokhsky, 10 — Sokhsolokhsky, 11 — Markhino-Andoisky, 12 — Khaninsky, 13 — Markhinsky, 14 — Tyungsky, 15 — North Lindensky, 16 — Olekminsky, 17 — Tymtaudakhsky, 18 — Andreevsky, 19 — North Sinsky, 20 — Lensky, 21 — Bappagaisky, 22 — Ust'-Maysky, 23 — Aldansky, 24 — Khandinsky, 25 — Khochomsky, 26 — Dyapalsky. For other Legend items see Fig. 1

В пределах **Алдано-Майской нефтегазоносной области** выделяются: Усть-Майский участок площадью 4484 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₁-МК₂. В качестве внутреннего эталона использована скв. Усть-Майская-366 с мощностью отложений иниканской свиты 29,7 м. В данной зоне расположено две скважины (Усть-Майская-366 и Мокуйская-1)

со средней мощностью отложений иниканской свиты 31 м. Суммарные ресурсы оценены в 1,684 млн т, извлекаемые ресурсы — 51 млн т. Алданский участок площадью 2903 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₁-МК₂. В качестве внешнего эталона использована скв. Хочомская-1 с мощностью отложений иниканской свиты 67,5 м. Суммарные ресурсы оценены в 1,571 млн т,

извлекаемые ресурсы — 47 млн т. Хочомский участок площадью 4040 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₁–МК₂. В качестве внутреннего эталона использована скв. Хочомская-1 с мощностью отложений иниканской свиты 67,5 м. Суммарные ресурсы оценены в 10,258 млн т, извлекаемые ресурсы — 308 млн т. Хандинский участок площадью 18 413 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₁–МК₂. В качестве внешнего эталона использована скв. Сохолохская-706 с мощностью отложений куонамской свиты 135 м. Суммарные ресурсы оценены в 2,186 млн т, извлекаемые ресурсы — 66 млн т.

В пределах *Предверхоанской нефтегазоносной области* выделяется Дьяпальский участок площадью 5738 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₂–МК₃. В качестве внутреннего эталона использована скв. Дьяпальская-1 с мощностью отложений куонамской свиты 11,5 м. Суммарные ресурсы оценены в 509 млн т, извлекаемые ресурсы — 15 млн т.

Всего прогнозные геологические ресурсы отложений куонамской свиты и ее аналогов в пределах Тунгусской нефтегазоносной провинции составляют 115 млрд т. Учитывая то, что коэффициент извлечения ресурсов нефти из этих отложений принят в 3 %, суммарные извлекаемые ресурсы нефти будут составлять около 3,45 млрд т. Плотности начальных геологических ресурсов составили от 88–557 тыс. т/км². Максимальные значения плотностей ресурсов прогнозируются в пределах Анабарской, Виллюйской и Северо-Алданской нефтегазоносных областей. Для этих зон характерно оптимальное сочетание повышенных толщин высокобитуминозных отложений и благоприятных катагенетических условий [6].

Выводы

1. Истощение запасов нефти из традиционных источников, с одной стороны, и успехи добычи сланцевой нефти в мировой практике, с другой стороны, обеспечили высокий интерес нефтяников к добыче УВ из нетрадиционных источников. Этот интерес подогревается и бурно развивающимися технологиями бурения скважин с зарезкой горизонтальных стволов и проведением в них операций многоступенчатого гидроразрыва пласта, что существенно повышает нефтеотдачу и снижает себестоимость добычи. В Российской Федерации такие компании, как Роснефть, Сургутнефтегаз и Газпромнефть, уже получили лицензии на добычу нефти из нетрадиционных источников — как из доманиковой формации в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, так и из баженовской формации в За-

падно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Нет сомнений, что добыча нефти в России из сланцевых толщ с течением времени будет возрастать и расширяться географически, благодаря вовлечению в разработку новых сланцевых формаций. Авторам статьи представляется, что куонамская кремнисто-карбонатная битуминозная формация, широко распространенная на территории Восточной Сибири и Республики Саха – Якутия, в ближайшие годы привлечет внимание добывающих компаний и будет вовлечена в разработку на территории Сибирской платформы.

2. Куонамская формация по всей площади распространения имеет явно выраженную фациальную зональность, что установлено авторами статьи при диагностике генетических типов отложений. После детального изучения керна и интерпретации ГИС, построения схемы корреляции скважин в зоне распространения куонамской и иниканской свит и на прилегающих площадях, анализа толщин, строения и распространения потенциально продуктивного горизонта авторы статьи в изучаемых отложениях выделили три основные структурно-фациальных зоны и построили карту структурно-фациальных зон ниже-среднекембрийских отложений куонамской и иниканской свит Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

3. Прогнозные геологические ресурсы отложений куонамской свиты и ее аналогов в пределах Тунгусской нефтегазоносной провинции составляют 115 млрд т. Учитывая то, что коэффициент извлечения ресурсов нефти из этих отложений принят равным 3 %, суммарные извлекаемые ресурсы нефти будут находиться в пределах 3,45 млрд т. Авторами статьи даны результаты оценок плотностей прогнозных геологических ресурсов, которые могут позволить наметить направления возможных геолого-разведочных работ. Построены карты плотностей в пределах районирования ниже-среднекембрийских отложений куонамской и иниканской свит Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (за исключением территории с неблагоприятными условиями для сохранности УВ). Согласно полученным картам, плотности начальных геологических ресурсов составили от 88–550 тыс. т/км². Максимальные значения плотностей ресурсов прогнозируются в Виллюйской и Северо-Алданской нефтегазоносных областях. Для этих зон характерно оптимальное сочетание повышенных толщин высокобитуминозных отложений и благоприятных катагенетических условий.

Литература

1. Бахтуров С.Ф., Евтушенко В.М., Переладов В.С. Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация. – Новосибирск : Наука, 1988. – 160 с.
2. Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г. Методика оценки запасов нефти в отложениях доманикового типа // Геология нефти и газа. – 2017. – № 5. – С. 51–65.
3. Горлов Д.А. Литологическая характеристика отложений куонамской свиты и ее аналогов ранне-среднекембрийского возраста Лено-Тунгусской НГП // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ: сборник материалов II Международной научной конференции (Пермь, 28–29 ноября 2019). – Пермь, 2019. – С. 116–120.
4. Левшунова С.П., Горлов Д.А. Влияние глубинных тепломассоносителей на генерацию углеводородов в куонамской свите Восточной Сибири // Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность 2021 : тезисы Международного Совещания (Москва, 27–28 мая 2021). – М. : МГУ, 2021.
5. Фортунатова Н.К., Пороскун В.И., Петерсилье В.И., Варламов А.И., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Баранова А.В., Канев А.С., Дахнова М.В., Асташкин Д.А., Горлов Д.А., Мушин И.А., Белоусов Г.И., Френкель С.М., Комар Н.В., Можегова С.В. Нетрадиционные источники углеводородных отложений доманикового типа / Под ред. А.И. Варламова // ВНИГНИ-65. Люди, результаты и перспективы. – М. : ФГБУ «ВНИГНИ», 2018. – 520 с.
6. Горлов Д.А., Левшунова С.П. Прогноз зон раздельного нефтегазоаккумуляции в отложениях куонамской и иниканской свит нижне-го — среднего кембрия Восточной Сибири // Геология нефти и газа. – 2022. – № 2. – С. 67–77. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-67-77.

References

1. Bakhturov S.F., Evtushenko V.M., Pereladov V.C. Kuonamskaya bituminoznaya karbonatno-slantsevaya formatsiya [Kuonamsky shaly-carbonate bituminous formation]. Novosibirsk: Nauka; 1988. 160 p. In Russ.
2. Varlamov A.I., Petersil'e V.I., Poroskun V.I., Fortunatova N.K., Komar N.V., Shvets-Teneta-Gurii A.G. Technique of oil reserves estimation in domanik deposits. *Geologiya nefiti i gaza*. 2017;(5):51–65. In Russ.
3. Gorlov D.A. Lithological characteristics of deposits of the kuonam suite and its analogues of the early middle cambrian age of the leno-tungus NGP. In: *Novye napravleniya neftegazovoi geologii i geokhimii. Razvitie geologorazvedochnykh работ: sbornik materialov II Mezhdunarodnoi nauchnoi konferentsii (Perm', 28–29 November 2019)*. Perm, 2019. pp. 117–120. In Russ.
4. Levshunova S.P., Gorlov D.A. Vliyanie glubinykh teplomassonositelei na generatsiyu uglevodorodov v kuonamskoi svite Vostochnoi Sibiri [Influence of deep-seated heat and mass transfer media on hydrocarbon generation in East Siberian Kuonamsky Formation]. In: *Novye idei v geologii nefiti i gaza. Novaya real'nost' 2021: tezisy Mezhdunarodnogo Soveshchaniya (Moscow, 27–28 May 2021)*. Moscow: MGU; 2021. In Russ.
5. Fortunatova N.K., Poroskun V.I., Petersil'e V.I., Varlamov A.I., Shvets-Teneta-Gurii A.G., Baranova A.V., Kanev A.S., Dakhnova M.V., Astashkin D.A., Gorlov D.A., Mushin I.A., Belousov G.I., Frenkel' S.M., Komar N.V., Mozhegova S.V. Netraditsionnye istochniki uglevodorodnykh otlozhenii domanikovoogo tipa [Unconventional sources of the Domanik hydrocarbon-bearing deposits]. In: *VNIGNI-65. Lyudi, rezul'taty i perspektivy*. M. : Izd-vo FGBU "VNIGNI"; 2018. 350 p. In Russ.
6. Gorlov D.A., Levshunova S.P. Predicting zones of separate oil and gas accumulation in Lower-Middle Cambrian Kuonamsky and Inikansky deposits of Eastern Siberia. *Geologiya nefiti i gaza*. 2022;(2):67–77. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-67-77. In Russ.

Информация об авторах**Горлов Денис Александрович**

Руководитель группы

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,

105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: gorlov@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0003-0564-5740

Левшунова Светлана Павловна

Доктор геолого-минералогических наук,

ведущий научный сотрудник

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,

105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: lev@vnigni.ru

Роот Дмитрий Владимирович

Геофизик

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,

105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: root_dv@vnigni.ru

ORCID ID: 0009-0008-6990-8259

Information about authors**Denis A. Gorlov**

Head of Group

All-Russian Research

Geological Oil institute,

36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: gorlov@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0003-0564-5740

Svetlana P. Levshunova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,

Leading Researcher

All-Russian Research

Geological Oil institute

36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: lev@vnigni.ru

Dmitrii V. Root

Geophysicist

All-Russian Research

Geological Oil institute,

36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: root_dv@vnigni.ru

ORCID ID: 0009-0008-6990-8259

Мигурский Степан Феликсович

Геолог

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: s.migurskij@vnigni.ru

Stepan F. Migurskii

Geologist

All-Russian Research
Geological Oil institute,
36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: s.migurskij@vnigni.ru