

УДК 550.8:551.24

DOI 10.31087/0016-7894-2021-4-29-50

Перспективы нефтегазоносности кембрийских барьерных рифовых систем Сибирской платформы в свете новых геолого-геофизических данных

© 2021 г. | М.А. Масленников, С.С. Сухов, П.Н. Соболев, Е.Г. Наумова, А.Н. Протско, И.В. Ракитина, О.Л. Константинова

АО «СНИИГГиМС», Новосибирск, Россия; maslennikov@sniiggims.ru; sukhov@sniiggims.ru; geochim@sniiggims.ru; naumova@sniiggims.ru; protsko@sniiggims.ru; ivrakitina@sniiggims.ru; konstantinova@sniiggims.ru

Поступила 18.01.2021 г.

Доработана 11.02.2021 г.

Принята к печати 29.04.2021 г.

Ключевые слова: *барьерная рифовая система; кембрий; Сибирская платформа; нефть; газ; перспективы нефтегазоносности; геолого-разведочные работы; ресурсы; ловушки углеводородов.*

Аннотация: В статье рассмотрены история изучения, особенности геологического строения и предпосылки нефтегазоносности барьерных рифовых систем кембрия Сибирской платформы. По результатам геолого-разведочных работ последних лет уточнено геологическое строение рифовых систем и прилегающих фациальных зон, установлены потенциальные типы ловушек углеводородов, оценены локализованные ресурсы нефти и газа. Сделан вывод о необходимости продолжения геолого-разведочных работ, в том числе бурения как в пределах барьерной рифовой системы, так и в пределах бассейновой части разреза.

Для цитирования: Масленников М.А., Сухов С.С., Соболев П.Н., Наумова Е.Г., Протско А.Н., Ракитина И.В., Константинова О.Л. Перспективы нефтегазоносности кембрийских барьерных рифовых систем Сибирской платформы в свете новых геолого-геофизических данных // Геология нефти и газа. – 2021. – № 4. – С. 29–50. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-29-50.

Cambrian barrier reef systems of Siberian Platform: petroleum potential in light of new geological and geophysical data

© 2021 | M.A. Maslennikov, S.S. Sukhov, P.N. Sobolev, E.G. Naumova, A.N. Protsko, I.V. Rakitina, O.L. Konstantinova

Siberian Research Institute of Geology Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia; maslennikov@sniiggims.ru; sukhov@sniiggims.ru; geochim@sniiggims.ru; naumova@sniiggims.ru; protsko@sniiggims.ru; ivrakitina@sniiggims.ru; konstantinova@sniiggims.ru

Received 18.01.2021

Revised 11.02.2021

Accepted for publication 29.04.2021

Key words: *barrier reef system; Cambrian; Siberian Platform; oil; gas; petroleum potential; geological exploration; resources; hydrocarbon traps.*

Abstract: The authors discuss exploration history, geological features, and factors of oil and gas occurrence in the Cambrian barrier reef systems of the Siberian Platform. Basing on geological exploration results of recent years, geological structure of reef systems and adjacent facies zones is updated, the expected types of hydrocarbon traps are identified, and delineated oil and gas resources are assessed. The conclusion is drawn that geological exploration should continue, including the need for stratigraphic drilling both within the barrier reef system and within the basin part of the section.

For citation: Maslennikov M.A., Sukhov S.S., Sobolev P.N., Naumova E.G., Protsko A.N., Rakitina I.V., Konstantinova O.L. Cambrian barrier reef systems of Siberian Platform: petroleum potential in light of new geological and geophysical data. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(4):29–50. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-29-50. In Russ.

Введение

Отложения кембрия широко распространены на территории Сибирской платформы и нефтегазоносны в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП). Месторождения нефти и газа Лено-Тунгусской НГП открыты в подсолевых отложениях рифея, венда и раннего кембрия. Соленосно-карбонатные толщи раннего и среднего кембрия являются надежным экраном и способствовали сохранению древнейших залежей УВ. Несмотря на то, что основные залежи нефти и газа на территории Лено-Тунгусской провинции были открыты в 1970-

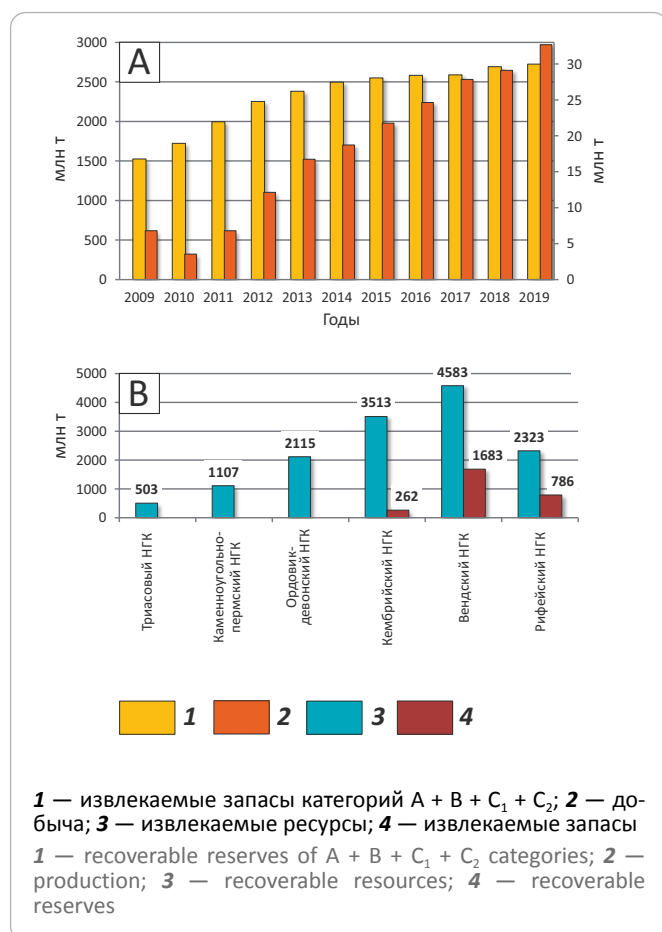
е и 1980-е гг., их активное освоение началось лишь с 2008 г. в связи с запуском нефтепроводной системы Восточная Сибирь — Тихий океан. За последние 10 лет объемы добычи нефти увеличились с 5 до 32 млн т в год и произошел прирост извлекаемых запасов нефти с 1 до 1,5 млрд т (рис. 1), при этом основные запасы сосредоточены в отложениях венда и рифея. В результате в недропользование на сегодняшний день вовлечены территории, в основном прилегающие к открытым месторождениям нефти и газа. Согласно официальной количественной оценке ресурсов нефти и газа, выполненной в АО «СНИИГГиМС» по состоянию на 01.01.2009 г.,



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 1. Изменение запасов и объемов добычи нефти (А) и распределение запасов и ресурсов нефти (В) Лено-Тунгусской НГП

Fig. 1. Changes in oil reserves and production (A) and distribution of oil reserves and resources (B) in Lena-Tungusky Petroleum Province



наибольшим потенциалом для прироста запасов нефти обладают отложения кембрия (около 3 млрд т извлекаемых ресурсов). Одним из наиболее перспективных объектов для поисков является кембрийская барьерная рифовая система, которая выгодно расположена с точки зрения дальнейшего лицензирования территорий Лено-Тунгусской НГП и Республики Саха (Якутия), так как она практически прилегает с севера к распределенному фонду недр (рис. 2).

История изучения рифовых систем кембрия

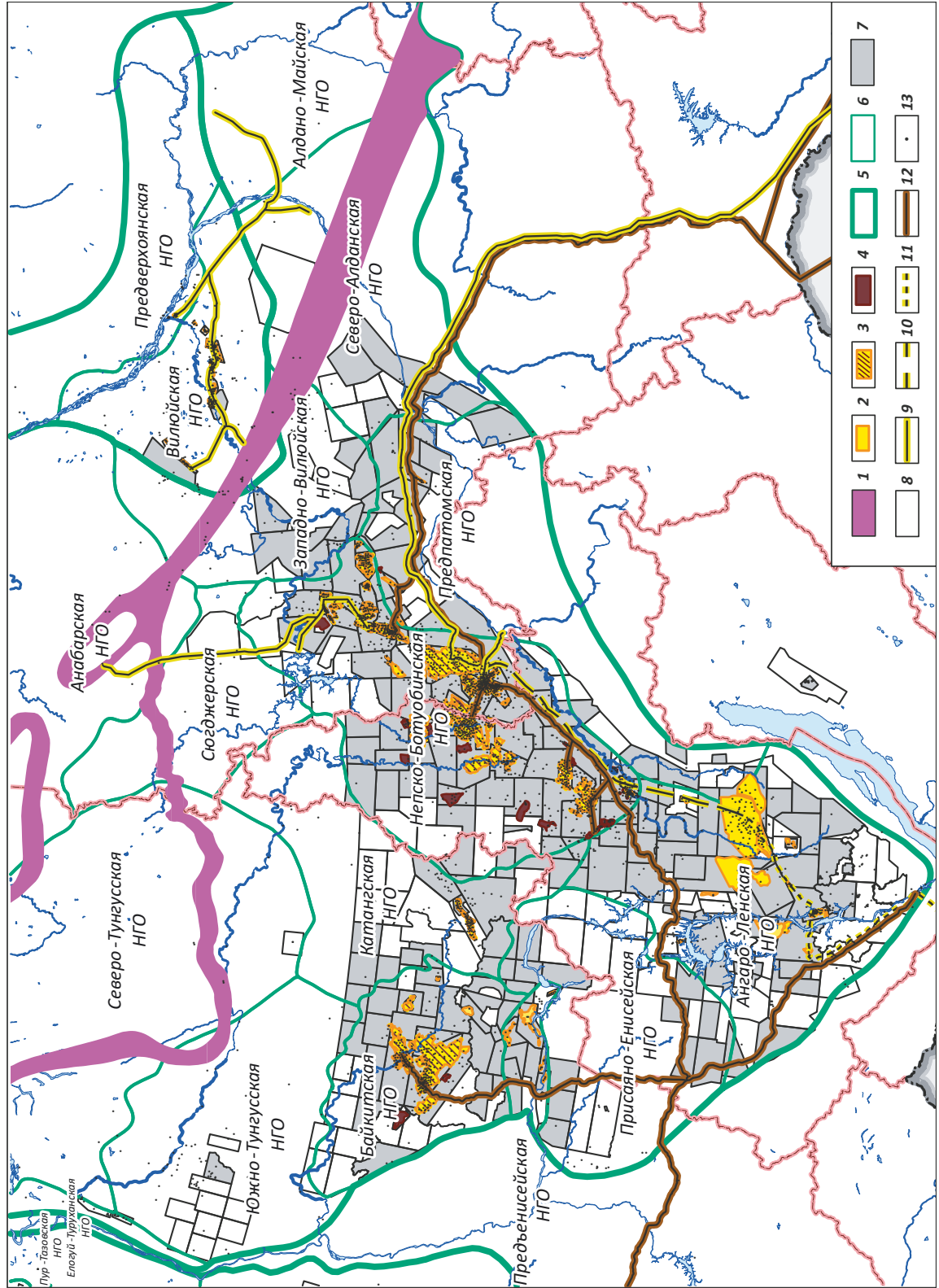
Термин «рифовые известняки» по отношению к кембрийским отложениям Сибирской платформы стал использоваться с 1940-х гг. Но и до этого многие геологи отмечали структурно-текстурное сходство этих отложений на востоке Алданской антеклизы с более молодыми рифовыми образованиями, в том числе с нефтегазоносными Волго-Уральской области. К концу 1960-х – началу 1970-х гг. стало очевидным, что на Сибирской платформе на нижне- и среднекембрийском уровнях на большой территории развито

органогенное осадконакопление, но приурочено оно лишь к узкой протяженной «переходной» зоне, или так называемому Анабаро-Синскому фациальному региону, разделяющему эту структуру диагонально почти пополам и разграничивающему два гигантских фациальных региона: Турухано-Иркутско-Олекминский — на юго-западе и Юдомо-Оленекский — на востоке (рис. 3 А). Первый из них характеризуется преобладанием соле- и сульфатосодержащих доломитовых отложений и редкой эндемичной фауной, второй — сероцветными и пестроцветными глинисто-известняковыми, в том числе черносланцевыми отложениями с многочисленными фаунистическими остатками.

Хотя такое фациальное районирование кембрийских отложений стало общепризнанным, его палеогеографические и палеобатиметрические интерпретации у разных специалистов различались до диаметрально противоположных и до сих пор дискутируются. По мнению подавляющего большинства исследователей прошлого века, нижне- и среднекембрийские органогенные постройки никак нельзя называть настоящими рифами, тем более барьерными рифовыми системами, так как в раннем палеозое еще не было каркасных рифостроителей. К тому же многие десятилетия представлялось, что Сибирская платформа повсеместно была покрыта мелководным морем («глубоководные» его зоны оценивались в 100–200 м) и органогенные сооружения не создавали выраженного подводного рельефа и не имели соответствующей рифам морфологической и структурной дифференциации.

Принципиально иные представления о глубинности морей востока Сибирской платформы, о природе и морфологии «переходной» зоны были изложены в 1969 г. М.М. Грачевским и соавторами в монографии «Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа». В ней, с привлечением целого ряда критериев, обосновывалось наличие в раннем и среднем кембрии на месте Вилюйской синеклизы и прилегающих к ней территорий открытого морского глубоководного (некомпенсированного) бассейна. Археоциато-водорослевый комплекс, по мнению М.М. Грачевского, приурочен к окраине шельфа или борту некомпенсированного бассейна (топографической депрессии) глубиной до многих сотен метров. Доказывалось, что на границе шельфа и топографической депрессии создавались условия для формирования мощных барьерных рифов, одновозрастных и смежных нефтепроизводящим доманикоидным отложениям (названным позже куонамским комплексом), и эти рифы — высокоперспективный объект для обнаружения крупных залежей УВ. На основе идей М.М. Грачевского геологи СНИИГТиМСа разработали принципиальную фациальную модель ранне-среднекембрийских отложений Сибирской платформы (см. рис. 3 С).

Рис. 2. Схема лицензирования нефтегазоносных недр центральных и южных районов Лено-Тунгусской НГП
Fig. 2. Scheme of licensing of oil and gas bearing subsoil areas in central and southern regions of Lena-Tungusky Petroleum Province



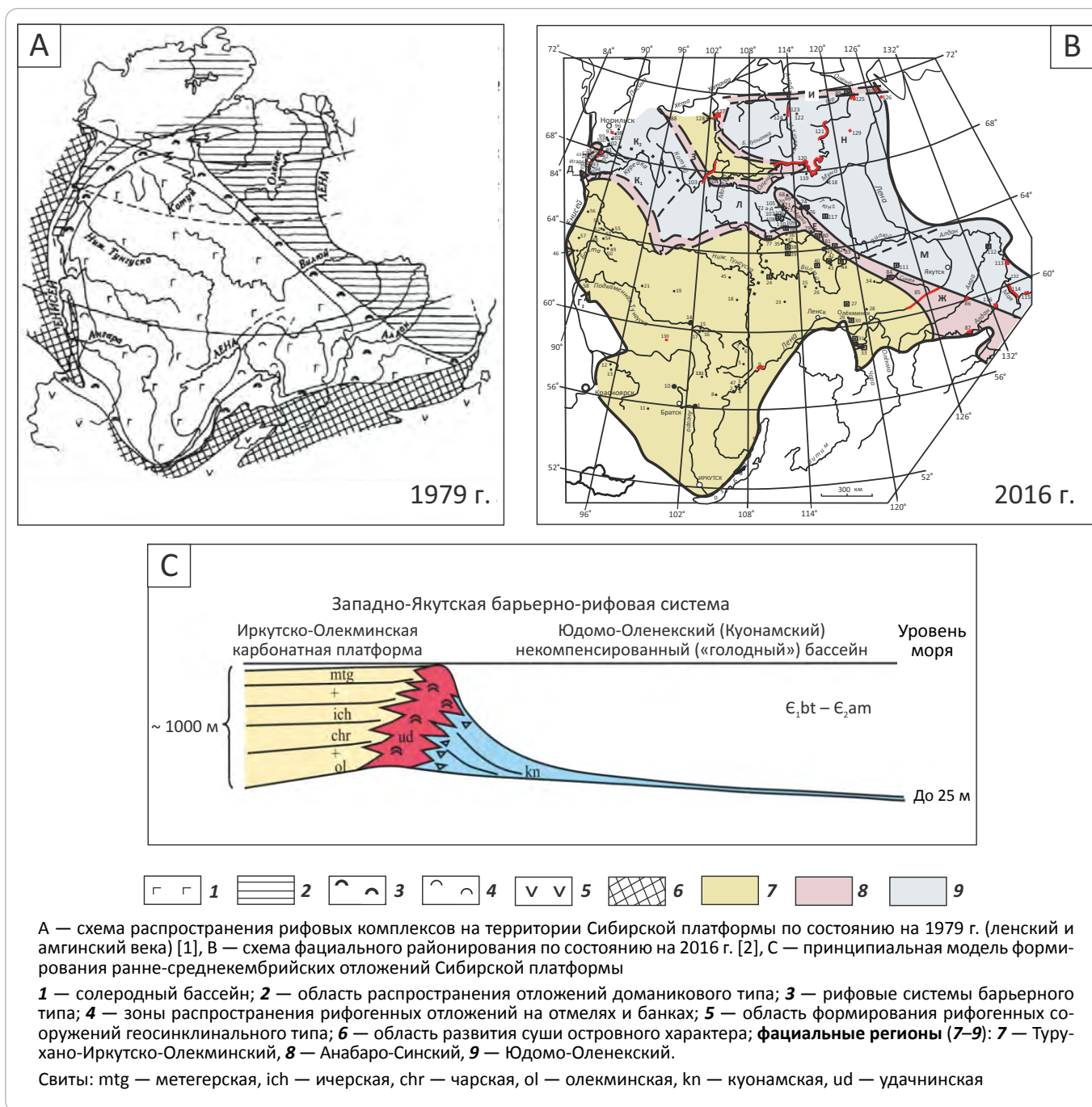
OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Усл. обозначения к рис. 2
Legend for fig. 2

1 — кембрийская барьерная рифовая система; **месторождения (2–4): 2** — газовые и газоконденсатные, **3** — нефтегазовые, газонефтяные, нефтегазоконденсатные, **4** — нефтяные; **нефтегазогеологическое районирование (5,6): 5** — НП, **6** — НГО; **участки недр (7, 8): 7** — распределенного фонда, **8** — нераспределенного фонда; **газопроводы (9–11): 9** — действующий, **10** — строящийся, **11** — проектируемый; **12** — действующий нефтепровод; **13** — скважины глубокого бурения

1 — Cambrian barrier reef system; **fields (2–4): 2** — gas and gas condensate, **3** — oil and gas, gas and oil, oil, gas, and condensate, **4** — oil; **geopetroleum zoning (5,6): 5** — Petroleum Province, **6** — Petroleum Area; **subsoil areas (7, 8): 7** — allocated funds, **8** — unallocated funds; **gas mains (9–11): 9** — operating, **10** — under construction, **11** — planned; **12** — operating oil pipeline; **13** — deep wells

Рис. 3. Фациальное районирование отложений кембрия Сибирской платформы
Fig. 3. Facies zoning of Cambrian series in the Siberian Platform



Усл. обозначения к рис. 3
Legend for fig. 3

A — scheme of reef series occurrence within the Siberian Platform as on 1979 (Lensky and Amginsky stages) [1], B — scheme of facies zoning as on 2016 [2], C — conceptual model of early-Middle Cambrian formation in the Siberian Platform

1 — salt basin; 2 — area of the Domanik-type deposits occurrence; 3 — barrier-type reef systems; 4 — zones of reef deposits occurrence in sand flats and banks; 5 — area of geosyncline-type reef buildups formation; 6 — area of island-type terrain development; facies regions (7–9): 7 — Turukhano-Irkutsky-Olekminsky, 8 — Anabaro-Sinsky, 9 — Yudomo-Oleneksky.

Formations: mtg — Metegersky, ich — Ichersky, chr — Charsky, ol — Olekminsky, kn — Kuonamsky, ud — Udachninsky

За последующие четыре с лишним десятилетия, благодаря усилиям специалистов многих организаций, знания о стратиграфии, литологии, палеогеографии кембрия значительно расширились, целый ряд спорных вопросов разрешился. Основная заслуга в развитии этого процесса и дальнейшего совершенствования модели строения кембрийских рифовых образований принадлежит коллективу стратиграфов СНИИГТиМСа, которым в 1970–1990-е гг. руководили В.Е. Савицкий и В.А. Асташкин. В.Е. Савицкий смог не только отказаться от разрабатывавшейся им модели и господствовавших в то время представлений, принять прогрессивные идеи М.М. Грачевского, но и организовать широкие комплексные исследования всего фациального спектра кембрийских отложений для выяснения особенностей строения и перспектив нефтегазоносности рифовых образований. Эти работы, объединившие в общей программе коллективы научных и производственных организаций, развернулись с 1974 г. В них на протяжении почти двух десятилетий эффективно сочетались детальные научные исследования естественных обнажений, скважинных материалов, данных сейсмического профилирования, анализ разработок зарубежных специалистов, а также оперативный анализ поступавших данных и регионально-прогнозные построения. Исследования, проведенные в СНИИГТиМСе, в секторе рифовых систем палеозоя Сибирской платформы, показали, что ниже-среднекембрийские образования Анабаро-Синского фациального региона, которые содержат органогенные постройки, пересекающие в плане западный и южный борта Вилюйской гемисинеклизы и выходящие на поверхность на северном склоне Алданской антеклизы и на южном склоне Анабарской антеклизы, действительно представляют собой крупнейшую в Северной Азии и одну из древнейших на Земле гигантскую барьерно-рифовую систему. Данные, полученные в результате изучения обнажений и проведения глубинных исследований, подтвердили, что законы карбонатного осадконакопления и рифообразования в полной мере распространяются и на кембрийские отложения Сибирской платформы [1–11].

Со второй половины 1980-х гг. геолого-разведочные и научно-исследовательские работы были в основном ориентированы на поиски залежей нефти и газа в подсолевом комплексе отложений в связи с

открытием в нем залежей нефти и газа, что явилось сдерживающим фактором для детального изучения рифовых образований на территории Западной Якутии в эти годы.

Последующими, уже с 2000-х гг., исследованиями было отчетливо показана тесная связь локализации рифовых образований с палеогеографической и морфологической структурой палеобассейнов, с динамикой формирования и заполнения их осадкоемкого пространства; обособлено несколько карбонатных платформ и банок со специфическим внутренним строением и рифовым обрамлением (Иркутско-Олекминская, Туруханская, Анабаро-Ленская, Котуйская или Котуй-Анабарская, Далдыно-Мархинская, Игарская); доказано существование Хантайско-Оленекского бассейна с рифовыми бортами [12–14], продолжающего Юдомо-Оленекский бассейн на северо-востоке Тунгусской синеклизы (рис. 4 А).

Особенности геологического строения рифовых систем кембрия

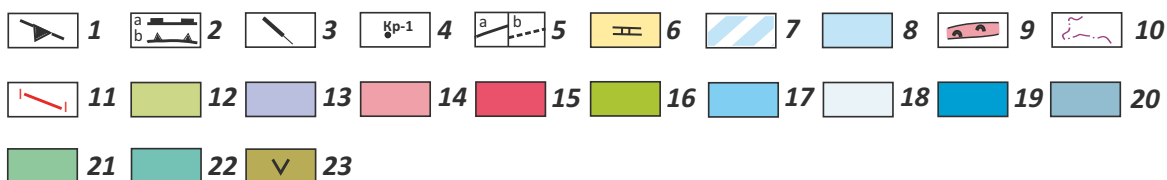
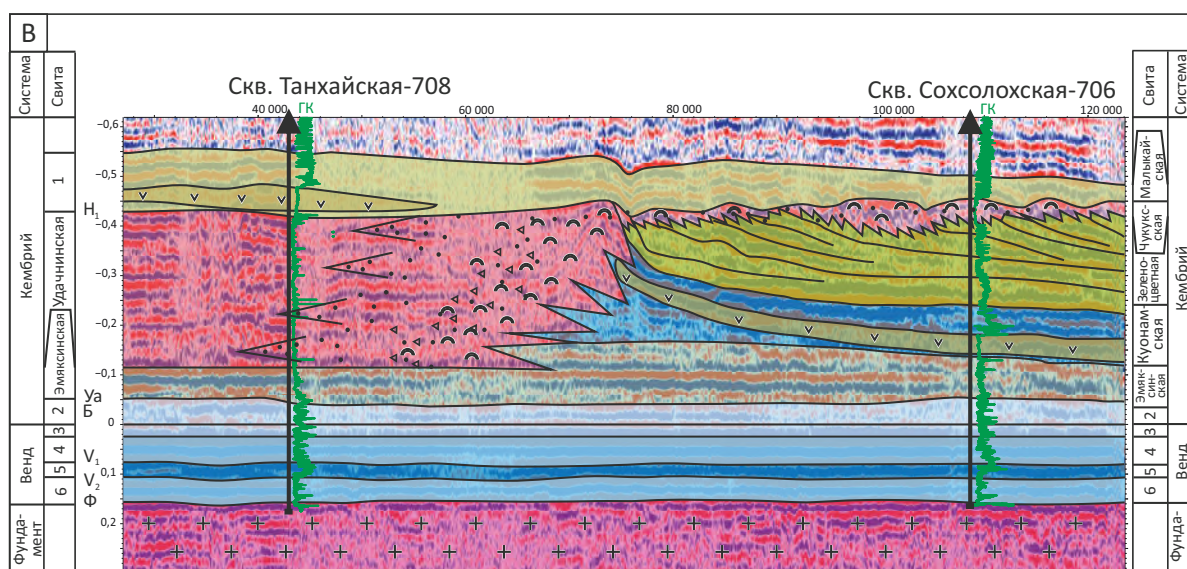
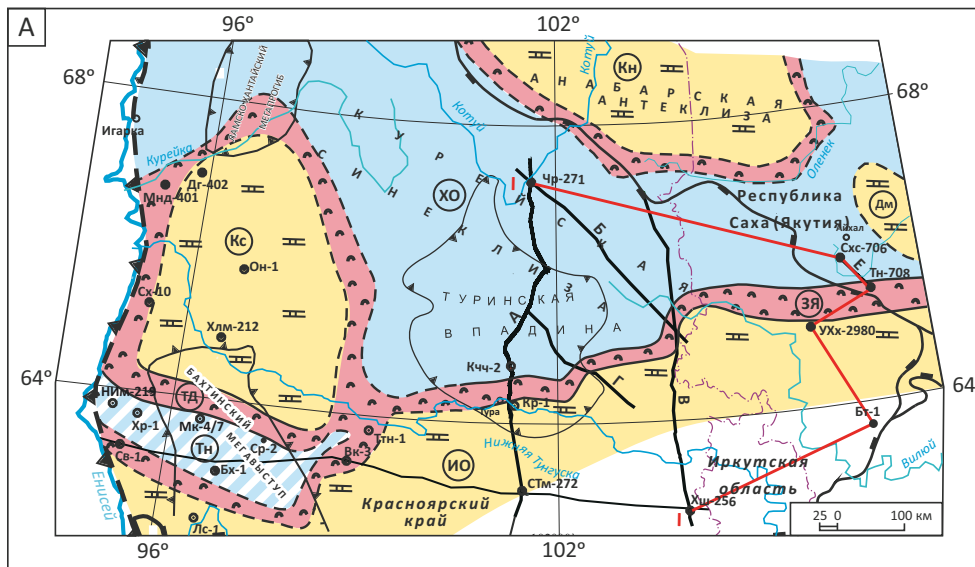
Барьерная рифовая система протягивается в виде сравнительно узкой (менее 100 км) полосы в северо-западном направлении от среднего течения р. Алдан через реки Лену, Вилюй, Марху и далее на северо-запад, к междуречью Сухарихи и Курейки (см. рис. 3 С). Эта система, названная Западно-Якутской, формировалась во второй половине раннего и в первой половине среднего кембрия на границе окраины закрытого шельфа и глубоководного некомпенсированного Куонамского, или Юдомо-Оленекского, бассейна. Она имеет все характерные для подобных образований элементы — предрифовые дебрисные склоны, рифовое ядро, зарифовые песчано-оолитные отмели; ее суммарная мощность достигает 1000 м. Во второй половине среднего кембрия происходили активизация источников сноса и изменение осадочных систем, в результате осадкоемкое пространство Куонамского бассейна стало активно заполняться глинисто-карбонатными осадками, а ниже-среднекембрийская барьерно-рифовая система начала латерально надстраиваться асинхронным рифовым телом рампового типа, которое проградационно смещалось на расстояние до сотен километров (см. рис. 4 В, С). Сформированные органогенные постройки названы чукукскими (чукукская, танхайская, усть-мильская, баппагайская, кербинская и другие свиты).



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

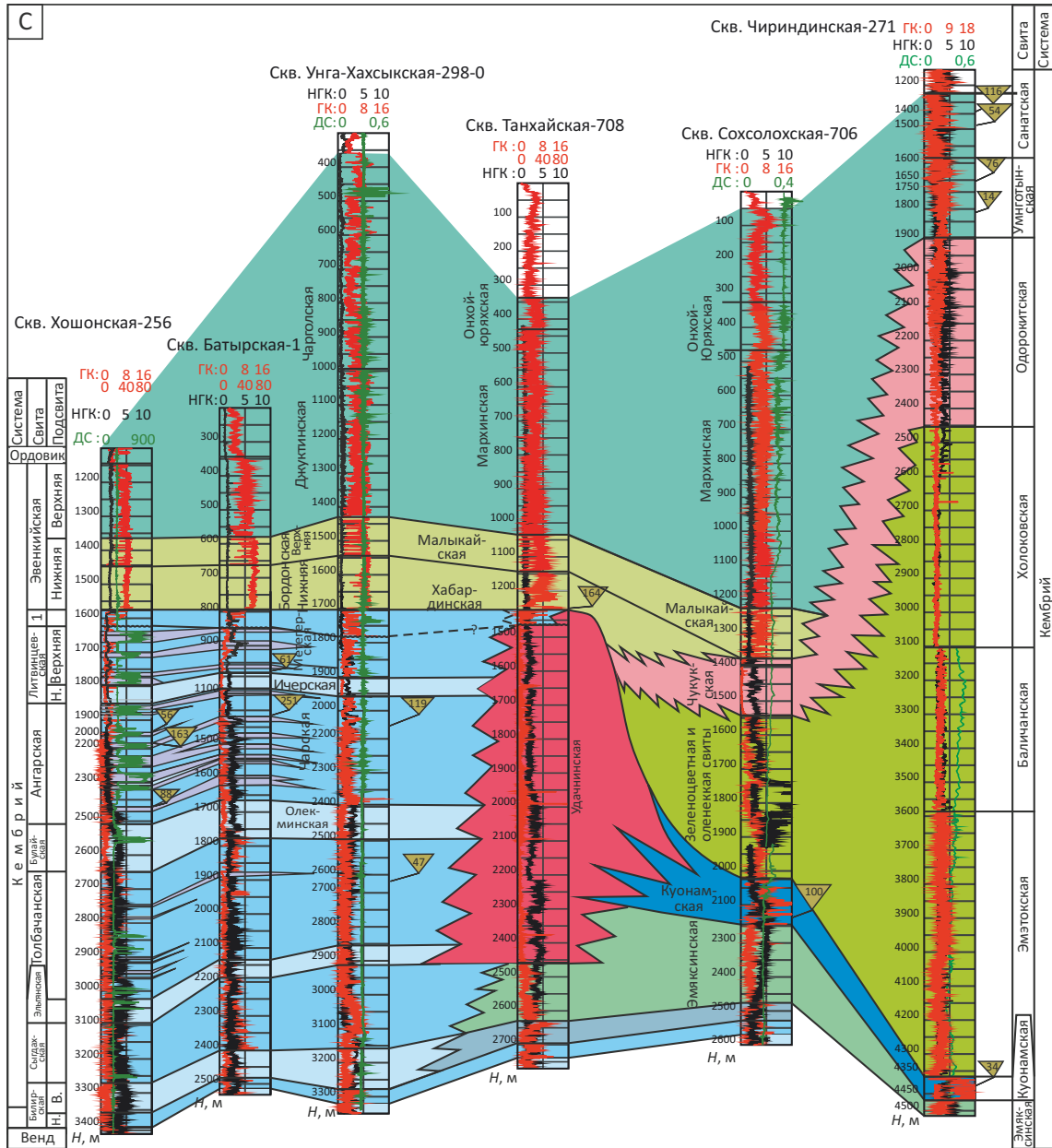
Рис. 4. Геологическое строение барьерно-рифовой системы в зоне сочленения Курейской синеклизы и Сюгдзерской седловины ([15] с изменениями)

Fig. 4. Geological structure of barrier-reef system in the zone of Kureisky syneclyse and Syugdzhersky saddle joint (modified from [15])



А — типы разрезов нижнего – среднего кембрия и положение изученных предполагаемых рифогенных барьеров севера Сибирской платформы, В — сейсмогеологический разрез по профилю 10.08.13, С — корреляционная схема по линии скважин Хошонская-256 – Чириндинская-271.

1 — западная граница Сибирской платформы; 2 — структурные элементы (Кринин В.А., 2001; Старосельцев В.С., 2005): а — надпорядковые, б — I порядка; 3 — опорные и региональные геофизические профили; 4 — глубокие скважины; 5 — границы фациальных зон: а — достоверные, б — предполагаемые; 6 — карбонатные зоны (платформы): Кс — Костинская (тойонско-амгинское время), Кн — Кындынская, ДМ — Далдыно-Мархинская банка, ИО — Иркутско-Олекминская (атдабано-амгинское время); 7 — Тынepская зона некомпенсации (тойонско-амгинское время); 8 — территории некомпенсации: Хантайско-Оленекский бассейн; 9 — рифогенные барьеры: ТД — Таначи-Дельтулинский, ЗЯ — Западно-Якутский; 10 — административные границы субъектов РФ; 11 — линия корреляционного профиля; фации (12–22): 12 — субазральной соляной равнины (себхи),



13 — глубокой внутришельфовой лагуны с галогенной седиментацией, **14** — рифово-отмельного (небарьерного) пояса карбонатного рампа, **15** — барьерно-рифовой окраины шельфа, зарифовых отмелей и предрифовых склонов, **16** — открытого флишевого бассейна, **17** — внутришельфовой лагуны с глинисто-сульфатно-карбонатной седиментацией, **18** — мелководного шельфа с карбонатной седиментацией, **19** — открытого шельфа с некомпенсированным осадконакоплением, **20** — открытого шельфа с карбонатно-глинистой седиментацией, **21** — открытого карбонатного шельфа или рампа, **22** — приливно-отливная равнина или литоральный шельф; **23** — интрузии.

Свиты: 1 — хабардинская + малькайская, 2 — билирская, 3 — юряжская, 4 — кудулахская, 5 — успунская, 6 — бюкская

A — types of Lower-Middle Cambrian sections and position of the studied supposed reef barriers in the north of the Siberian Platform, B — geoseismic section along 10.08.13 Line, C — correlation chart along the wells Khoshonsky-256 – Chirindinsky-271.

1 — Siberian Platform western boundary; 2 — structural elements (Krinin V.A., 2001; Starosel'tsev V.S., 2005): a — super-order, b — I-st order; 3 — normal and regional geophysical survey lines; 4 — deep wells; 5 — boundaries of facies zones: a — reliable, b — supposed; 6 — carbonate zones (platforms): Kc — Kostinsky (Toyonsky-Amginsky time), Kн — Kyndinsky, ДМ — Daldyno-Markhinsky bank, ИО — Irkutsky-Olekminsky (Atdabano-Amginsky time); 7 — Tynepsky zone of decompensation (Toyonsky-Amginsky time);

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Усл. обозначения к рис. 4, окончание
Legend for fig. 4, end

8 — decompensation territories: Khantaisky-Oleneksky basin; 9 — reef barriers: ТД — Tanachi-Del'tulinsky, ЗЯ — West Yakutsky; 10 — administrative boundaries of RF constituent entities; 11 — line of correlation profile; facies (12–22): 12 — subaerial salt plain (sebkha), 13 — deep intrashelf lagoon with halogenic sedimentation, 14 — reef-bar (non-barrier) belt of carbonate ramp, 15 — barrier-reef shelf margin, backreef bars and reef-front slopes, 16 — open flysch basin, 17 — intrashelf lagoon with shale-sulfate-carbonate sedimentation, 18 — shallow-water shelf with carbonate sedimentation, 19 — open shelf with decompensated sedimentation, 20 — pen shelf with carbonate-shale sedimentation, 21 — open carbonate shelf or ramp, 22 — tidal plain or littoral shelf; 23 — intrusions. Formations: 1 — Khabardinsky + Malykaysky, 2 — Bilirsky, 3 — Yuryakhsky, 4 — Kudulakhsky, 5 — Uspunsky, 6 — Byuysky

По результатам современных сейсморазведочных работ строение барьерной рифовой системы и органогенно-обломочных построек чукукского типа было детализировано. На примере результатов работ на Танхайской площади отмечается аградиционно-проградиационное строение барьерных рифов (удачнинская свита) (рис. 5 В). В предрифовой зоне отмечаются фациальные замещения сейсмически прозрачных органогенно-обломочных карбонатных отложений на бассейновые углеродистые глинистые известняки куонамской свиты (яркие динамически выраженные отражающие горизонты).

Барьерный рифовый массив был закартирован, опираясь на результаты анализа динамических и кинематических атрибутов. Ширина барьерного рифового комплекса составила около 15–20 км. Для уточнения положения рифового барьера по площади была построена карта изохор интервала «подошва кембрийских отложений (отражающий горизонт Б) — кровля куонамской-удачнинской свит (отражающий горизонт Н)». Резкое погружение горизонта Н, контролирующего поведение кровли сейсмокомплекса, к горизонту Б отчетливо картирует флексуобразный перегиб, к которому приурочены барьерные рифы (см. рис. 5 А). Границы распространения рифа получены при расчете динамических параметров волнового поля, которые позволили разделить пакеты с хаотической и с регулярной записью, сопоставляемые с органогенными постройками и с соленосно-карбонатными породами внутреннего шельфа и бассейновыми глинисто-карбонатными породами соответственно (см. рис. 5 С). Рифовый барьер имеет извилистую форму и в нем выделяются участки, выступающие в сторону глубоководного бассейна.

Чукукская свита формировалась в условиях бокового наращивания шельфового склона и приурочена к верхней части проградирующего, скользящего во времени клиноформного комплекса, заполняющего предрифовую депрессию в майское время. Внутренняя структура чукукской свиты также является микроклиноформной. На временных разрезах четко прослеживается специфическая «чешуйчатость», обусловленная чередованием карбонатных и глинистых пропластков. Основная часть карбонатного материала сосредоточена именно в верхней (шельфовой) части таких «чешуек», тогда как нижняя, более глубоководная часть сложена глинисто-карбо-

натными флишоидными породами зеленоцветной и оленекской свит. На временных разрезах амплитуд и фаз чукукские постройки отчетливо выделяются «короноподобной» формой (см. рис. 5 В). Для картирования построек чукукской свиты анализировались изопахиты (см. рис. 5 D), а также динамические параметры (Parallel Bedding Indicator). В результате в зоне развития органогенно-обломочных образований чукукской свиты выделены участки аградиации построек, выраженные увеличенными толщинами и структурными сейсмическими атрибутами.

Установленные на Танхайской площади детали строения барьерного рифа и чукукских органогенных построек показывают, что есть все предпосылки для подготовки поисковых объектов при сгущении сети сейсмических наблюдений.

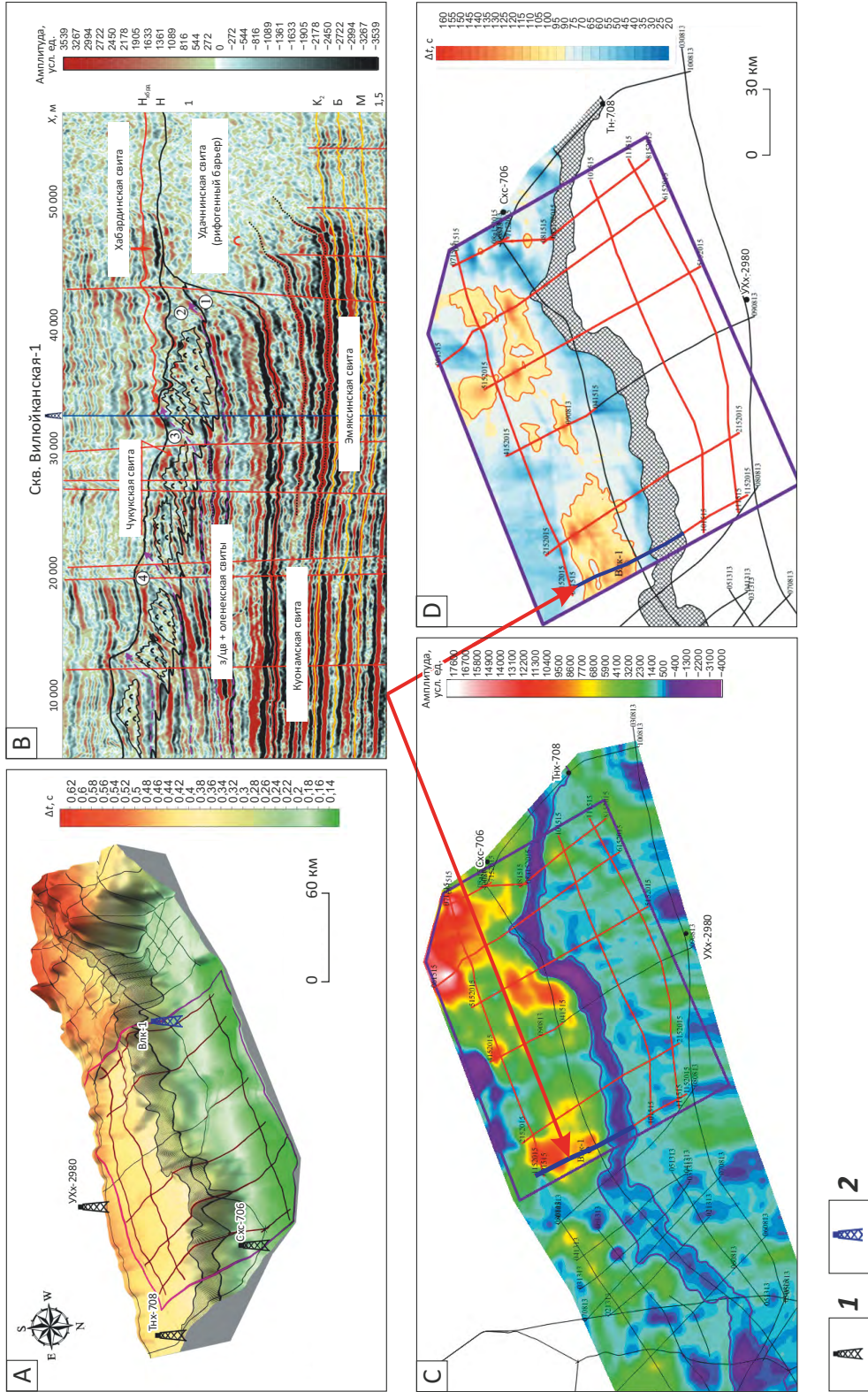
Предпосылки нефтегазоносности барьерных рифов и органогенных построек чукукского типа

Рифовый пояс, сопряженный с Куонамским черносланцевым бассейном на севере Сибирской платформы и перекрытый мощной толщей карбонатно-глинистых сульфатоносных отложений среднего – верхнего кембрия, содержит все элементы нефтегазовой системы: куонамская формация и ее аналоги — источник УВ, карбонатные органогенно-обломочные породы — коллектор, перекрывающая глинисто-карбонатная толща среднего – верхнего кембрия — флюидоупор.

Открытая пористость карбонатных коллекторов достигает 25–30 %, проницаемость — нескольких тысячных долей квадратных микрометров. Пример интенсивно кавернозных доломитов удачинской свиты показан на рис. 6. Во многих скважинах, вскрывших отложения удачинской, чукукской свит и их аналогов, отмечались интенсивные поглощения при бурении и по результатам опробований и испытаний были получены высокодебитные притоки пластовых вод (рис. 7), эффективные толщины в верхней части рифогенного массива достигают 100 м. Таким образом, органогенные постройки в совокупности с глинисто-карбонатным флюидоупором представляют собой высокоемкий резервуар.

Формирование мелководных органогенно-обломочных карбонатов происходило в условиях, неблагоприятных для накопления и фоссилизации органического вещества. Это положение подтверждается

Рис. 5. Сейсмогеологическая модель рифогенного барьера Танхайского участка и прилегающих территорий
Fig. 5. Geoseismic model of reef barrier in Tankhaisky area and neighbouring territories



А — карта изохор между ОГ Б и отражающими горизонтами Чукотской и Удачнинской свит на сейсмическом разрезе по профилю 1152015, С — выделение рифоподобной постройки на карте средних значений амплитуд в интервале залегания Удачнинской свиты (окно ОГ Н+100 мс), D — карта временной мощности интервала разреза, включающего чукотскую свиту.

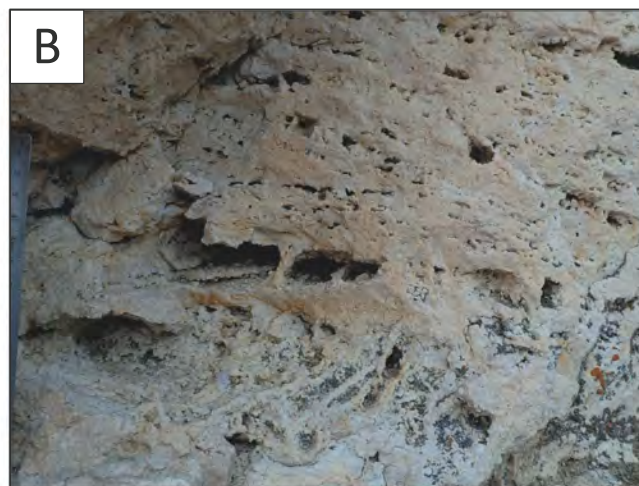
Скважины (1, 2): 1 — глубокая, **2** — проектируемая

А — isochore map between Б and H reflectors, В — Chukotsky and Udachninsky formations as they can be seen in seismic section along 1152015 Line, С — identification of reef-like buildup on the map of average amplitudes in the interval of Udachninsky Fm occurrence (window H Reflector +100 ms), D — time thickness map of the section interval that includes Chukotsky Fm.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 6. Кавернозные доломиты удачининской свиты (р. Арга-Сала)

Fig. 6. Cavernous Udachninsky dolomite (Arga-Sala river)



А — слоистые, послойно щелевидно-кавернозные доломиты замещения, В — крупные каверны выщелачивания, по стенкам инкрустированные кристаллами доломита

A — laminated, layer-by-layer slit-like-cavernous replacement dolomite, B — large solution cavities having the walls crustated with dolomite crystals

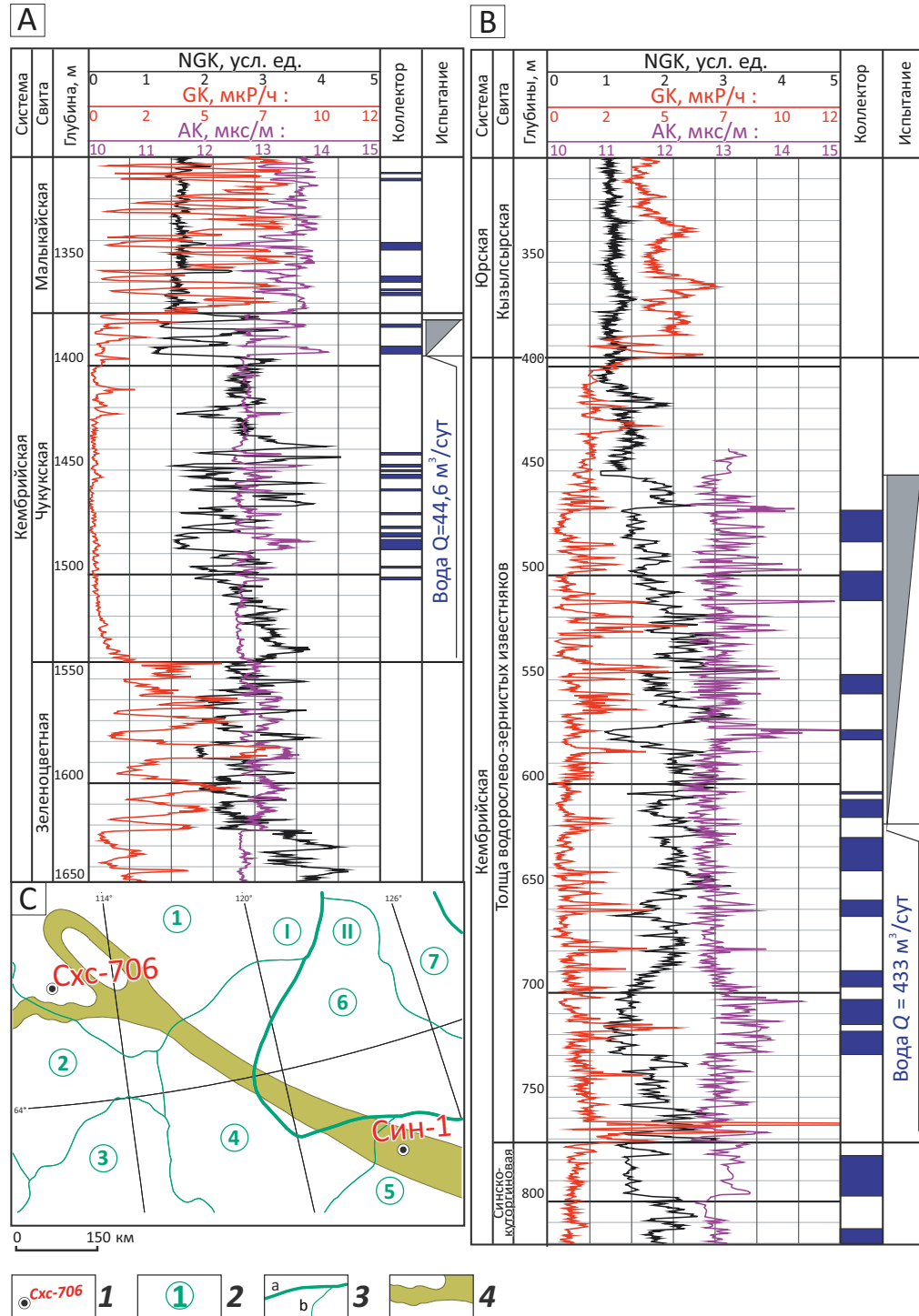
аналитическими данными. Согласно многочисленным определениям, концентрации органического углерода в органогенно-обломочных карбонатных породах кембрия не превышают 0,1 % на породу, в основной массе составляя только сотые доли процента. По этой причине очевидно, что для обеспечения нефтегазоносности рифогенных отложений необходим внешний источник УВ, а также условия для их миграции. Большинство исследователей в качестве источника рассматривают доманикоидные отложения куонамской формации, латерально замещающие рифогенные образования. А по отношению к рифогенным образованиям средне-позднекембрийского возраста куонамские отложения являются подстилающими. Важно отметить, что отложения куонамского типа, согласно геохимическим исследованиям, оцениваются в качестве лучшей в разрезе палеозоя Лено-Тунгусской НПП нефтегазоматеринской толщи. По своему исходному потенциалу они вполне сопоставимы с известными отложениями баженовской свиты Западной Сибири или с домаником Волго-Уральской НПП. В качестве примера авторы статьи приводят некоторые данные по куонамской свите южного склона Анабарской антеклизы, где уровень катагенеза рассеянного органического вещества (РОВ) этих отложений не превышает градации катагенеза МК₁ (таблица).

Судя по значениям стандартных пиролитических показателей (T_{\max} , PI, HI), в данном случае потенциал пород куонамского типа близок к исходному. Следует отметить, что в указанном примере приведены показатели пород, обладающих наиболее высоким потенциалом, — сапропелевых аргилли-

тов, содержащих максимальные концентрации РОВ высокого качества. Известно, что состав куонамской формации разнообразен. Доля черносланцевых отложений с таким высоким потенциалом в разрезах Западной Якутии может составлять от 11 до 80 %. Картина прогнозного распределения концентраций органического углерода в отложениях куонамского типа приведена на соответствующей схематической карте (рис. 8). Вероятный уровень катагенетического преобразования РОВ куонамских отложений на большей части территории их распространения способствовал реализации их генерационного потенциала (рис. 9). Исключение составляют центральные части территории Анабарской и Алданской антеклиз, где уровень катагенеза не превышал градации МК₁. Общие суммарные массы эмигрировавших битумоидов в зоне развития куонамской свиты и ее аналогов оцениваются около 1500 млрд т, а суммарные объемы генерации газообразных УВ — около 600 трлн м³. Даже учитывая высокую долю потерь УВ при миграции и их рассеивание в ходе геологической истории, можно ожидать, что их весомая часть могла быть аккумулирована в залежах и сохраниться до настоящего времени.

Исходя из вышеприведенных данных и рассматривая породы куонамской свиты в качестве основного источника УВ для рифогенных отложений, можно предполагать два направления миграции УВ-флюидов. Очевидно, что для рифогенных образований ранне-среднекембрийского возраста необходим механизм латеральной миграции, а для средне-позднекембрийских органогенных построек чукукского типа, перекрывающих куонамские отло-

Рис. 7. Результаты интерпретации данных ГИС по скважинам
Fig. 7. Results of well log data interpretation



А — скв. Сохсолохская-706, В — скв. Синская-1, С — схема расположения скважин.

1 — скважина; 2 — НГП: I — Лено-Тунгусская, II — Лено-Вилуйская, НГО: 1 — Анабарская, 2 — Сюгджерская, 3 — Катангская, 4 — Западно-Вилуйская, 5 — Северо-Алданская, 6 — Вилуйская, 7 — Предверхоаянская; 3 — границы НГО (a) и НГП (b); 4 — барьерный риф

А — Sokhsolokhsy-706 well, В — Sinsky-1 well, С — well location map.

1 — well; 2 — Petroleum Province: I — Lena-Tungusky, II — Lena-Vilyuisky, Petroleum Area: 1 — Anabarsky, 2 — Syugdzhersky, 3 — Katangsky, 4 — West Vilyuisky, 5 — North Aldansky, 6 — Vilyuisky, 7 — Predverkhoyansky; 3 — Petroleum Area (a) and Petroleum Province boundaries (b); 4 — barrier reef

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Таблица. Пиролизические характеристики аргиллитов куонамской свиты Южного Прианабарья, скв. 203, р. Муна
Table. Pyrolysis parameters of Kuonamsky Fm claystone in Southern Anabar, well 203, Muna River

Глубина, м	$C_{орг}$, %	T_{max}	S_1	S_2	PI	HI
600,7	8,29	419	2,49	58,04	0,04	700
601,4	24,94	422	9,75	195,14	0,05	782
601,7–602,5	11,02	434	2,71	77,2	0,03	700
608,1–609,1	6,49	431	1,77	48,77	0,04	751
610,3	17,56	422	7,93	130,18	0,06	741
611	13,55	427	4,69	91,51	0,05	675
611,1	21,95	427	8,03	157,85	0,05	719

жения, необходим механизм вертикальной миграции. В этой связи вопрос о направлениях миграции является ключевым. При очень низкой изученности рифогенных отложений региона некоторый объем информации имеется, по существу, только для территории Алданской антеклизы. Наиболее интересные материалы касаются бассейна р. Амга, где при бурении гидрогеологических скважин установлена обширная зона нефтебитумоаккумуляции в среднекембрийских отложениях танхайско-усть-мильского комплекса, подстилаемых породами иниканской свиты, которые являются фациальными аналогами куонамской свиты Анабарской антеклизы. Зона нефтебитумопроявлений (получившая в литературе название Бологурской) прослеживается на протяжении не менее 60 км в бассейне р. Амга. Здесь в интервале глубин 260–450 м гидрогеологическими скважинами вскрыты нефтенасыщенные доломиты танхайской свиты среднекембрийского возраста, перекрывающие доманикоидные отложения иниканской свиты. По результатам сравнительного изучения нафтидов танхайской свиты и битумоидов куонамского комплекса (иниканской свиты) убедительно показано сходство состава УВ-биомаркеров в обоих объектах. На основании этого сделан вывод о генетической связи изученных нафтидов и РОВ пород куонамского комплекса [16]. Следует также добавить, что в пойме р. Амга было выявлено и поверхностное проявление окисленной нефти [17]. Указанные нефтебитумопроявления установлены на территории с неблагоприятными условиями для промышленных скоплений УВ. Тем не менее они свидетельствуют о миграционных перетоках УВ из доманикоидных отложений в вышележащие органогенно-обломочные породы через разделяющие их отложения усть-ботомской или усть-майской свиты.

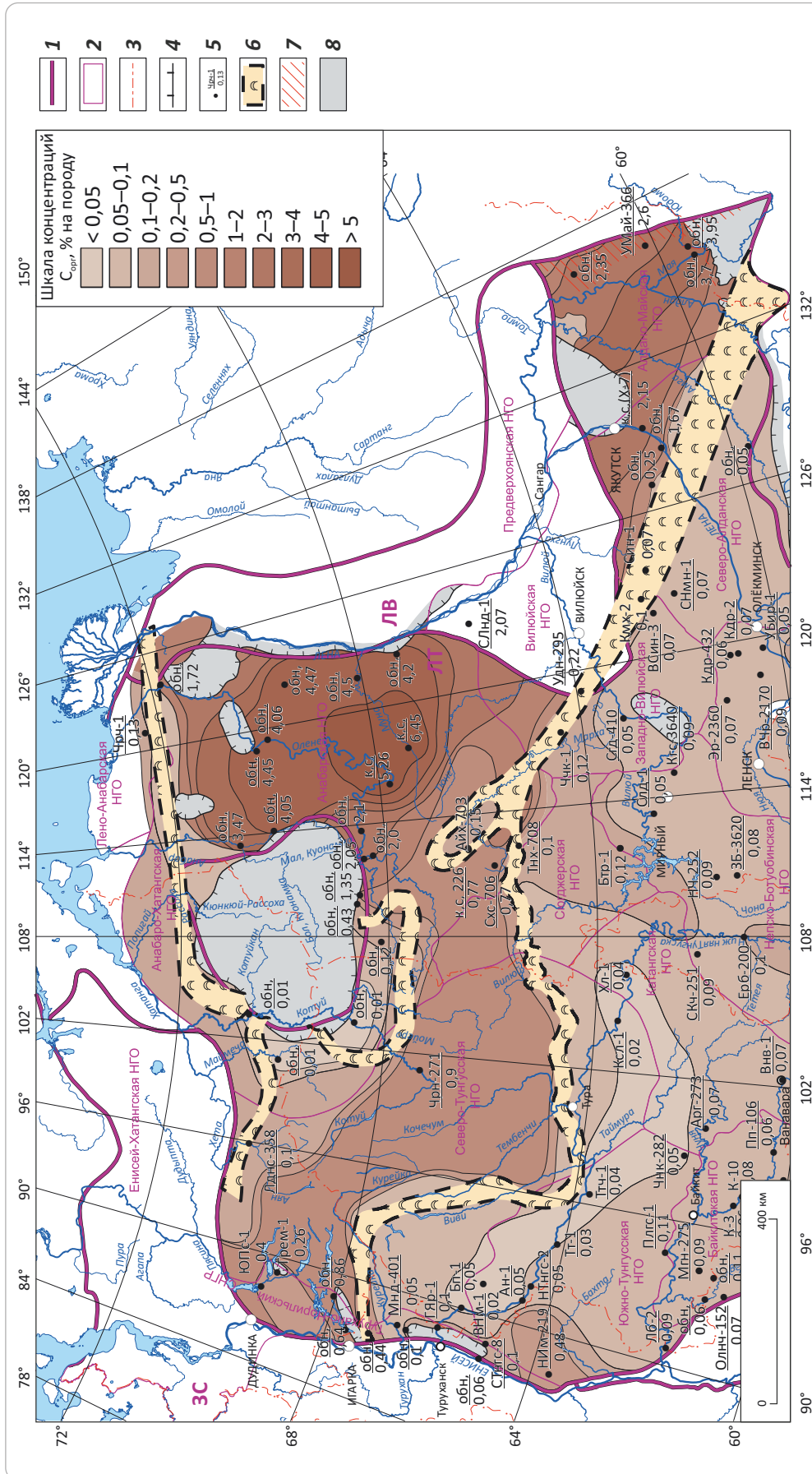
Можно привести другой пример, касающийся возможностей вертикальной миграции. В разрезе параметрической скв. Баппагайская-1, пробуренной на северном склоне Алданской антеклизы, в интервале глубин 1548–1870 м вскрыта толща мелководных органогенно-обломочных образований, представлен-

ная кавернозными доломитами, доломитовыми песчаниками и алевролитами. По своему положению и возрасту эта толща (баппагайская) сопоставляется с породами танхайско-усть-мильского комплекса рифогенных образований среднекембрийского возраста. В разрезе скв. Баппагайская-1 также установлены породы иниканской свиты (интервал глубин 2262–2356 м). Однако они отделены от баппагайской толщи глинисто-карбонатными отложениями мощностью почти 400 м (усть-ботомская свита, 1870–2262 м). Вероятно, из-за экранирующего влияния глинисто-карбонатной толщи нефтебитумопроявления отмечены только в ее нижней части, а в вышележащей баппагайской толще проявлений нафтидов не установлено. Эти факты свидетельствуют о возможной изоляции куонамского источника УВ от среднекембрийских отложений рифогенного типа в случае разделения их мощной толщей глинисто-карбонатных пород.

Неизученным остается вопрос о наличии и масштабах латеральной миграции УВ в рифогенные отложения, фациально замещающие нефтематеринские породы куонамского типа. Его решение, по мнению авторов статьи, возможно путем детального изучения состава нафтидов, установленных в рифогенных отложениях с последующей их генетической корреляцией с РОВ куонамского типа. Необходимо отметить, что имеются данные о поступлении УВ в рифогенные отложения также из другого источника — в результате вертикальной миграции со стороны нефтегазовых отложений венд-рифейских отложений. Так, при изучении нафтидов Силигир-Мархинского битумного поля, в районах развития кимберлитового магматизма, многие исследователи приходят к выводу о том, что эти нафтиды генетически связаны с венд-рифейскими нефтематеринскими породами, как нефти Непско-Ботуобинской антеклизы. Вместе с тем, по данным авторов статьи, имеются и признаки присутствия в пределах Силигир-Мархинского битумного поля нафтидов, генетически связанных с РОВ куонамских отложений. Об этом свидетельствует наличие нафтидов с повышенными концентраци-

Рис. 8. Схематическая прогнозная карта распределения органического углерода в нижне-среднекембрийских отложениях северной части Лено-Тунгусской НГП (куонамская свита, ее возрастные и фацialsные аналоги)

Fig. 8. Schematic predicted map of organic carbon distribution in Lower-Middle Cambrian deposits of northern part of the Lena-Tungusky Petroleum Province (Kuonamsky Fm, its age and facies analogues)



Границы (1-4): 1 — НГП: ЛТ — Лено-Тунгусская, ЛВ — Лено-Вилуйская, ЗС — Западно-Сибирская, 2 — НГО, 3 — административные, 4 — современного распространения отложений; 5 — скважины и обнажения с определениями C_{org} , числитель — площадь-номер скважины (обн. — обнажение, к.с. — колонковая скважина), знаменатель — средневзвешенное содержание C_{org} на породе, %; 6 — прогнозные контуры развития рифогенно-обломочных образований; 7 — зоны шарьяжных перекрытий; 8 — отсутствие отложений

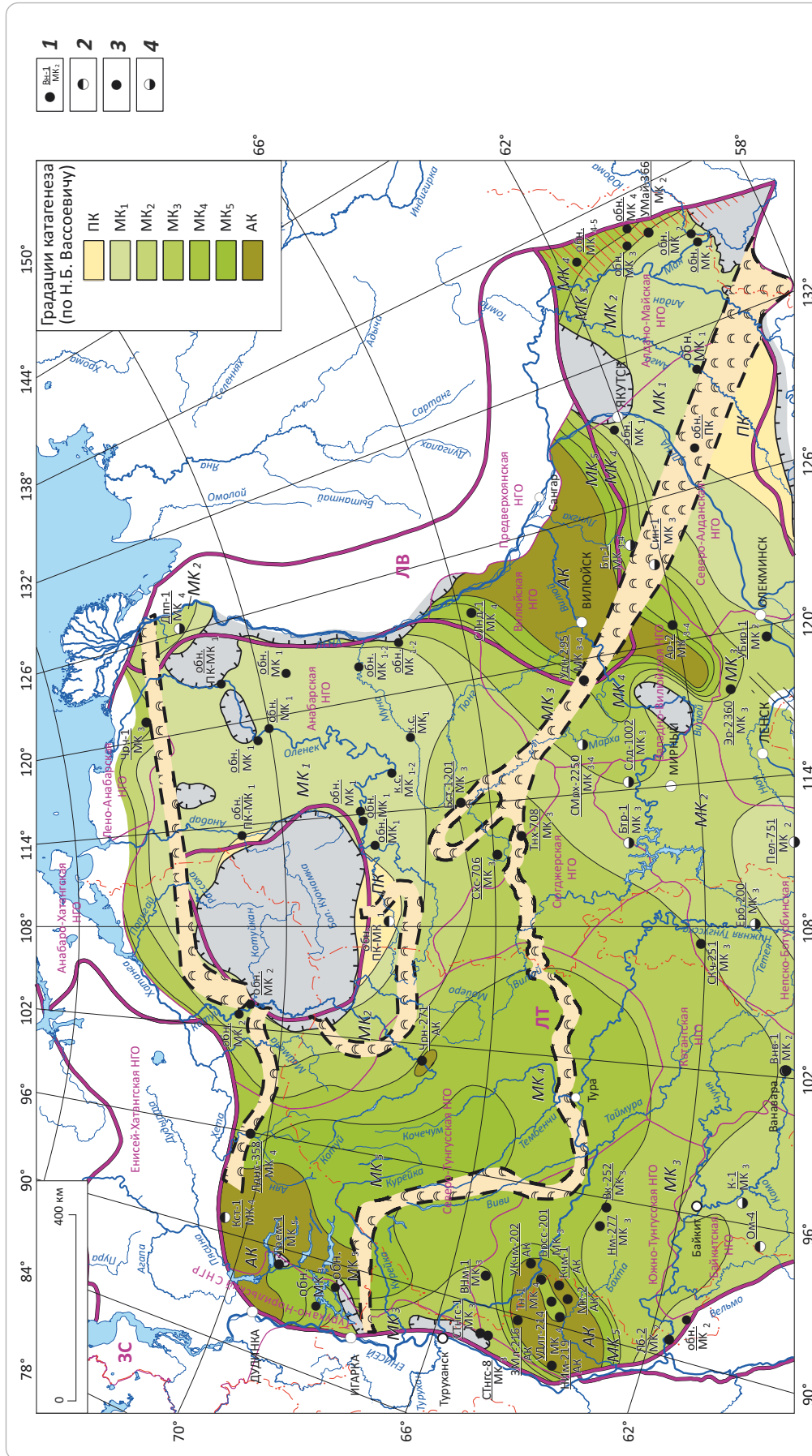
Boundaries (1-4): 1 — Petroleum Provinces: ЛТ — Lena-Tungusky, ЛВ — Lena-Vilyuisky, ЗС — West Siberian, 2 — petroleum areas, 3 — administrative, 4 — current occurrence of deposits; 5 — wells and outcrops with C_{org} determinations, numerator — area-well # (обн. — outcrop, к.с. — core hole), denominator — weighted average C_{org} content in a rock, %; 6 — predicted outlines of reef-clastic formations; 7 — zones of overthrust nappes; 8 — absence of deposits



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 9. Схематическая прогнозная карта катагенетической превращенности ОВ в ниже-среднекембрийских отложениях северной части Лено-Тунгусской НГП (куонамская свита, ее возрастные и фациальные аналоги)

Fig. 9. Schematic predicted map of OM catagenetic transformation degree in Lower-Middle Cambrian deposits of northern part of the Lena-Tungusky Petroleum Province (Kuonamsky Fm, its age and facies analogues)



1 — точки отбора образцов, в которых градации катагенеза установлены по составу дебитуминизированного ОВ или методом пиролиза, в числителе — площадь-номер скважины (обн. — обозначение, к.с. — колонковая скважина), в знаменателе — градация катагенеза; 2 — в перекрывающих отложениях, 3 — в отложениях картируемого комплекса, 4 — в подстилающих отложениях.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 8

1 — sampling points where catagenesis levels are determined from composition of de-bituminized OM or using pyrolysis method, numerator — area-well number (обн. — outcrop, к.с. — core hole), denominator — catagenesis level; 2 — in overlying deposits, 3 — in underlying deposits.

For other Legend items see Fig. 8

ями ванадиевых порфириновых комплексов¹. Еще в 1960–1970-е гг. было установлено, что характерной особенностью куонамской свиты, отличающей ее от нефтематеринских отложений докембрия Сибирской платформы, является присутствие в ее битумоидах большого количества этих соединений [18–19]. Исследования микроэлементного состава нефтидов Сибирской платформы свидетельствуют, что повышенные концентрации порфиринов прослеживаются в восточной части региона, на площади, отвечающей именно распространению пород куонамской свиты. К западу от зоны развития этих отложений ванадиевые порфирины в нефтидах отсутствуют либо находятся в следовых количествах [18–20]. Как отмечал В.А. Каширцев, высокие концентрации металлопорфиринов свойственны и «свободным» битумам куонамских отложений, что подтверждает возможность генерации первично ванадиеносных нефтей этими отложениями².

Таким образом, детальные исследования состава нефтидов, связанных с рифогенными отложениями кембрия, можно рассматривать в качестве одного из важных направлений работ для выявления их источников и в конечном счете обоснования перспектив нефтегазоносности.

Исходя из особенностей геологического строения ниже-среднекембрийского рифогенного барьера, чукукского рифово-барового комплекса и перекрывающих средне-верхнекембрийских отложений, можно выделить пять основных типов ловушек. Первый тип ловушек связан с крупными одиночными (изолированными) органогенными сооружениями по аналогии с Далдыно-Мархинской карбонатной банкой (рис. 10 А, С), которая расположена в приповерхностных условиях и хорошо изучена глубоким и колонковым бурением при добыче алмазов, связанных с трубками взрыва. В керне многочисленных скважин и в обнажениях на бортах карьеров установлены битумы и нефтепроявления (см. рис. 10 В).

Конечно, крупные изолированные органогенные сооружения являются наиболее перспективными объектами, но на сегодняшний день в зонах залегания рифогенных отложений на оптимальных для сохранения залежей глубинах подобных сооружений не установлено. Два следующих типа ловушек связаны с барьерной рифовой системой (рис. 11). Ловушки здесь ожидаются, во-первых, в зоне литологического замещения зарифовых преимущественно обломочных карбонатных пород на непроницаемые сульфат-

но-карбонатные породы периферийной части солеродного бассейна [15], во-вторых, с верхней частью барьерного рифового массива, кровля которого может быть значительно прокарстованной [8], массив перекрыт непроницаемыми сульфатоносными аргиллитами, глинистыми и илистыми известняками и доломитами и может представлять собой типичную рифовую ловушку. Наиболее перспективные зоны для поиска подобных ловушек будут расположены на участках, где барьерная рифовая система выступает в сторону депрессионного бассейна [22].

Четвертый тип ловушек может быть обусловлен крупными одиночными органогенными постройками чукукского типа или с зонами их аградации [23], здесь также возможны ловушки, связанные с замещением зарифовых фаций на непроницаемые супралиторальные преимущественно глинистые фации.

Пятый тип ловушек связан с разломами, которые могут экранировать залежи, такой тип ловушек может быть распространен в юго-западной части Вилюйской синеклизы в зонах сочленения с Кемпедяйской и Ыгыаттинской впадинами, бортовые зоны которых тектонически дислоцированы и нарушены сдвиговыми сбросами.

Результаты геолого-разведочных работ 2015–2020 гг., нацеленных на изучение кембрийских рифовых систем

В 2015–2020 гг. сотрудниками АО «Росгео» проводились комплексные геофизические работы на Танхайской, Накынской, Ыгыаттинской, Вилюйской и Синской площадях, по результатам этих работ было уточнено положение барьерной рифовой системы на территории Республики Саха (Якутия) (рис. 12), установлен разрыв кембрийских рифогенных отложений на северо-восточном склоне Сунтарского свода. По результатам работ на Танхайской площади выявлено: 3 ловушки, связанные с барьерной рифовой системой, извлекаемые ресурсы нефти по категории $D_{2л}$ которых составляют 101 млн т, ресурсы газа — 37 млрд м³; 6 ловушек, связанных с органогенно-обломочными постройками чукукской свиты, извлекаемые ресурсы нефти по категории $D_{2л}$ составляют 415 млн т (рис. 13). В настоящий момент завершаются работы на Накынской и Ыгыаттинской площадях, здесь также будет наблюдаться прирост локализованных ресурсов УВ.

В последние годы проведен значительный объем геофизических исследований, нацеленных на изучение геологического строения и перспектив нефтегазоносности рифовых систем кембрия Сибирской платформы. Эти работы позволили уточнить геологические модели рифовых комплексов в пределах южного и западного бортов Вилюйской синеклизы и юго-восточного борта Курейской синеклизы в зоне сочленения с Сюгджерской седловиной. На следующем этапе рекомендуется продолжить комплексные

¹ *Соколов П.Н.* Геохимические критерии перспектив нефтегазоносности верхнекембрийских и кембрийских отложений Северо-Алданской нефтегазоносной области : дис. ... канд. геол.-минерал. наук. — Новосибирск, 1987. — 210 с.

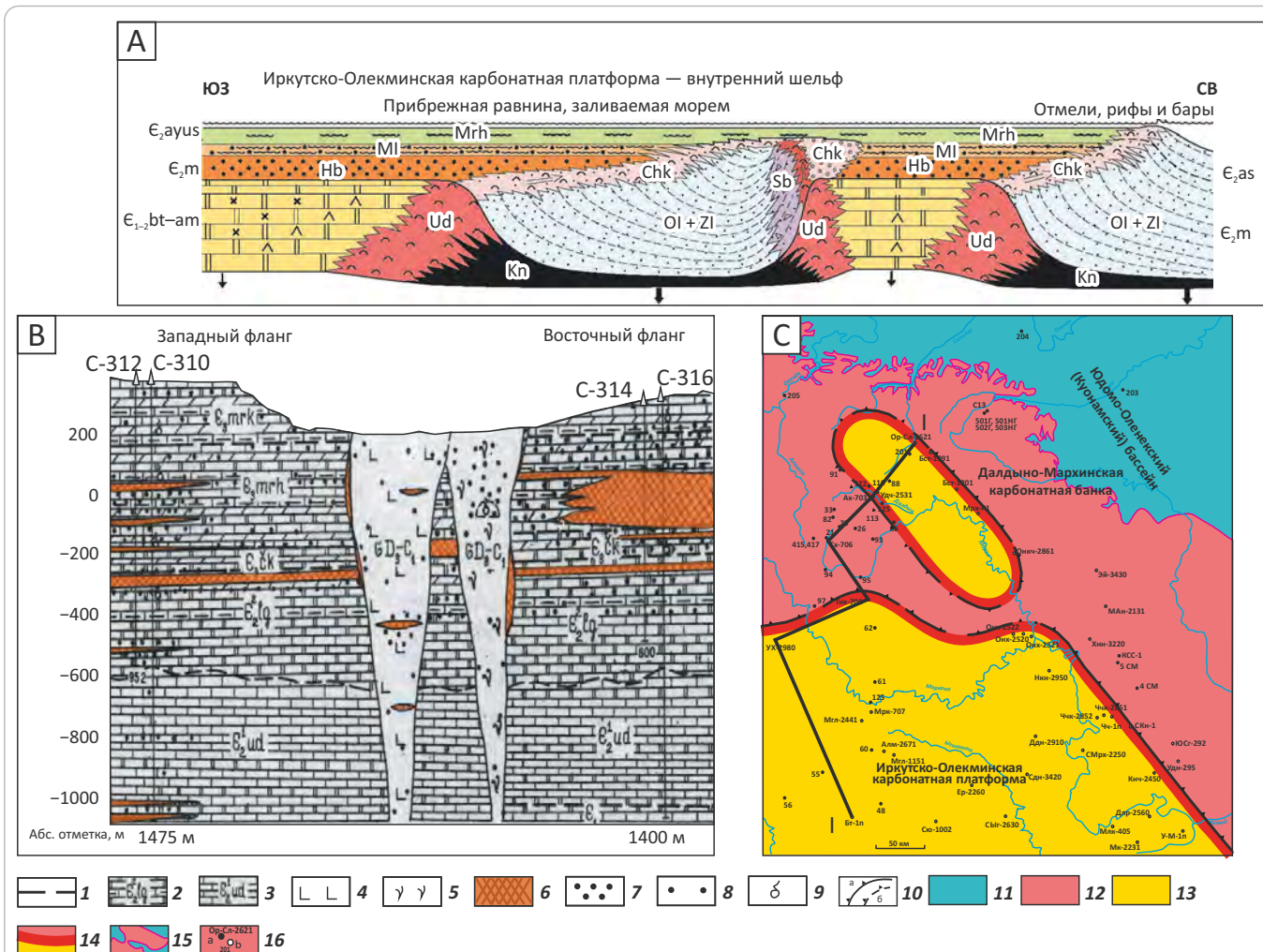
² *Каширцев В.А.* Природные битумы и битуминозные породы северо-востока Сибирской платформы (Геология, геохимия, генезис) : автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. — Новосибирск, 1994. — 32 с.



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 10. Геологическая модель строения Далдыно-Мархинской карбонатной банки в раннемайское и аюсокканское время среднего кембрия

Fig. 10. Geological model of Daldyno-Markhinsky carbonate bank structure in Middle Cambrian Early Maisky and Ayusokkansky time



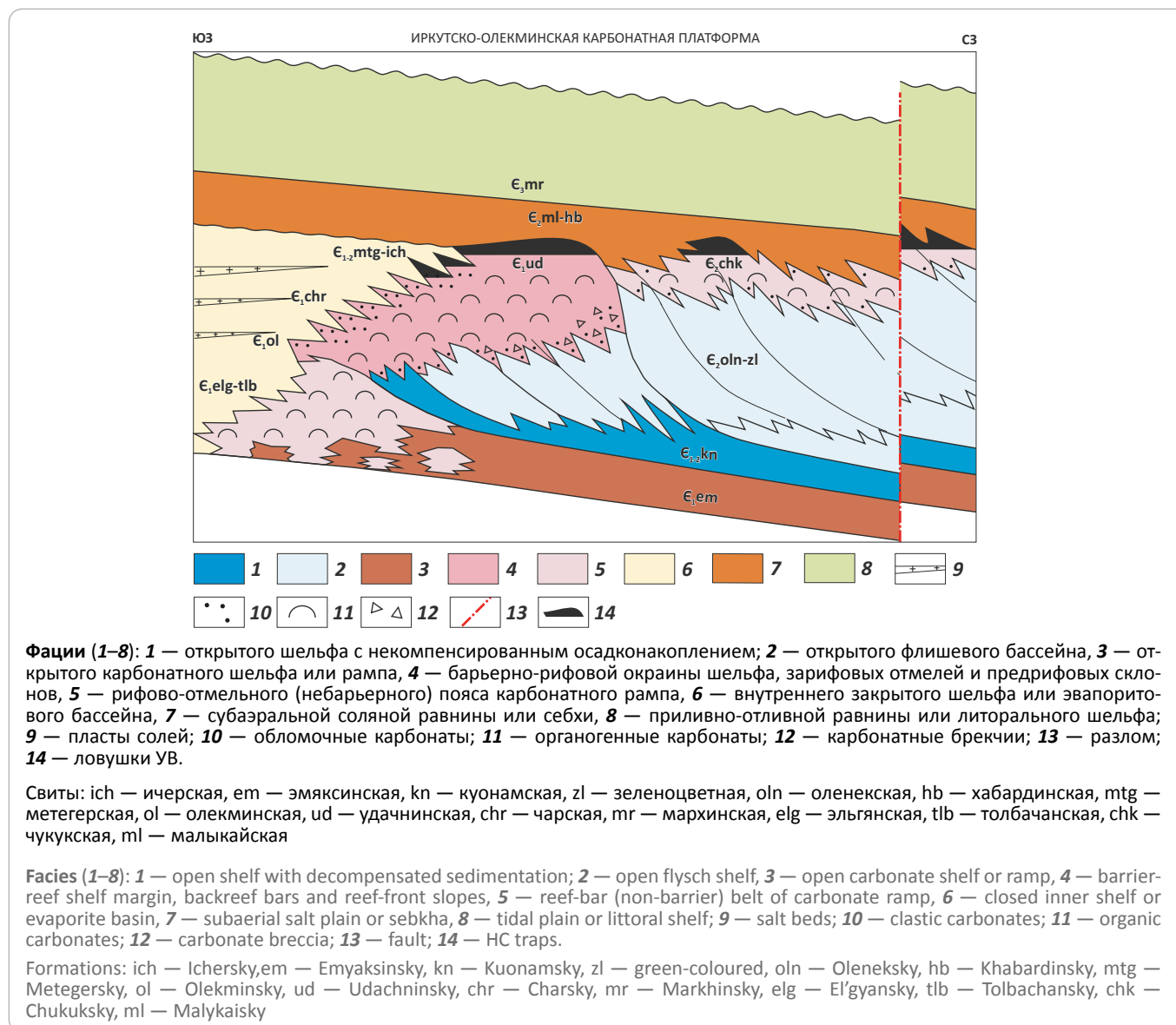
A — модель строения Далдыно-Мархинской карбонатной банки, B — геологический разрез кимберлитовой трубки Удачная [21], C — схематическая карта контуров рифового обрамления северо-восточной части Иркутско-Олекминской платформы и Далдыно-Мархинской карбонатной банки [2].

1 — границы стратиграфических подразделений; 2 — лагунно-себховая пачка; 3 — рифогенно-обломочная толща; **кимберлиты тела трубки (4, 5): 4 — западного, 5 — восточного; участки (6–9): 6 — сплошного нефтенасыщения, 7 — пятнистого нефтенасыщения, 8 — слабого нефтенасыщения, 9 — газопроявления; 10 — распространение удачинской свиты: а — установленное, b — предполагаемое; площадь распространения отложений (11–13): 11 — черносланцевых нижне-среднекембрийской куонамской формации, 12 — современного распространения среднекембрийских (майских), 13 — верхнекембрийская окаймляющая рифово-банковых и отмельно-рифовых образований чукукского комплекса; 14 — площадь распространения позднеамгинских внутришельфовых отложений; 15 — северо-восточная-эрозионная граница распространения чукукской свиты; 16 — скважины колонковые (а) и параметрические (b)**

A — model of Daldyno-Markhinsky carbonate bank structure, B — geological section across the Udachnaya kimberlite pipe [21], C — schematic map of reef framing of the north-eastern part of Irkutsky-Olekminsky platform and Daldyno-Markhinsky carbonate bank [2].

1 — boundaries of stratigraphic units; 2 — lagoon-sebkha package; 3 — reef-clastic sequence; **kimberlites of pipe body (4, 5): 4 — western, 5 — eastern; areas of (6–8): 6 — continuous oil saturation, 7 — spotted oil saturation, 8 — low oil saturation, 9 — gas shows; 10 — occurrence of Udachninsky Fm: a — known, b — supposed; area of deposits occurrence (11–13): 11 — Kuonamsky Lower-Middle Cambrian black-shale, 12 — current occurrence of Middle Cambrian (Maisky), 13 — Later Amginsky intra-shelf; 14 — Upper Cambrian framing of Chukuksky reef-bank and bar-reef formations; 15 — north-eastern-erosion boundary of Chukuksky Fm occurrence; 16 — core hole (a) and stratigraphic (b) wells**

Рис. 11. Прогнозируемые типы ловушек УВ
Fig. 11. Predicted types of HC traps



геофизические исследования на территориях, где рифовые системы расположены на оптимальных глубинах и слабо изучены — это территория Сюнджерской седловины между Танхайской и Накынской площадями, а также зона сочленения Курейской синеклизы и Анабарской антеклизы, где по результатам исследования естественных обнажений и палеогеографических реконструкций также прогнозируется погружение барьерных рифовых систем на оптимальные для сохранения залежей и изучения современными методами геолого-разведочных работ глубины. Кроме этого, крайне необходимо выполнение программы параметрического бурения, которая должна включать бурение двух параметрических скважин в зоне сочленения Курейской синеклизы и Сюнджерской седловины: Канандин-

ская-278 — в пределах ранне-среднекембрийской барьерной рифовой системы и Вилуйканская — в бассейновой части разреза для изучения перспективных объектов чукукской свиты и нефтегазоматеринского потенциала куонамской свиты.

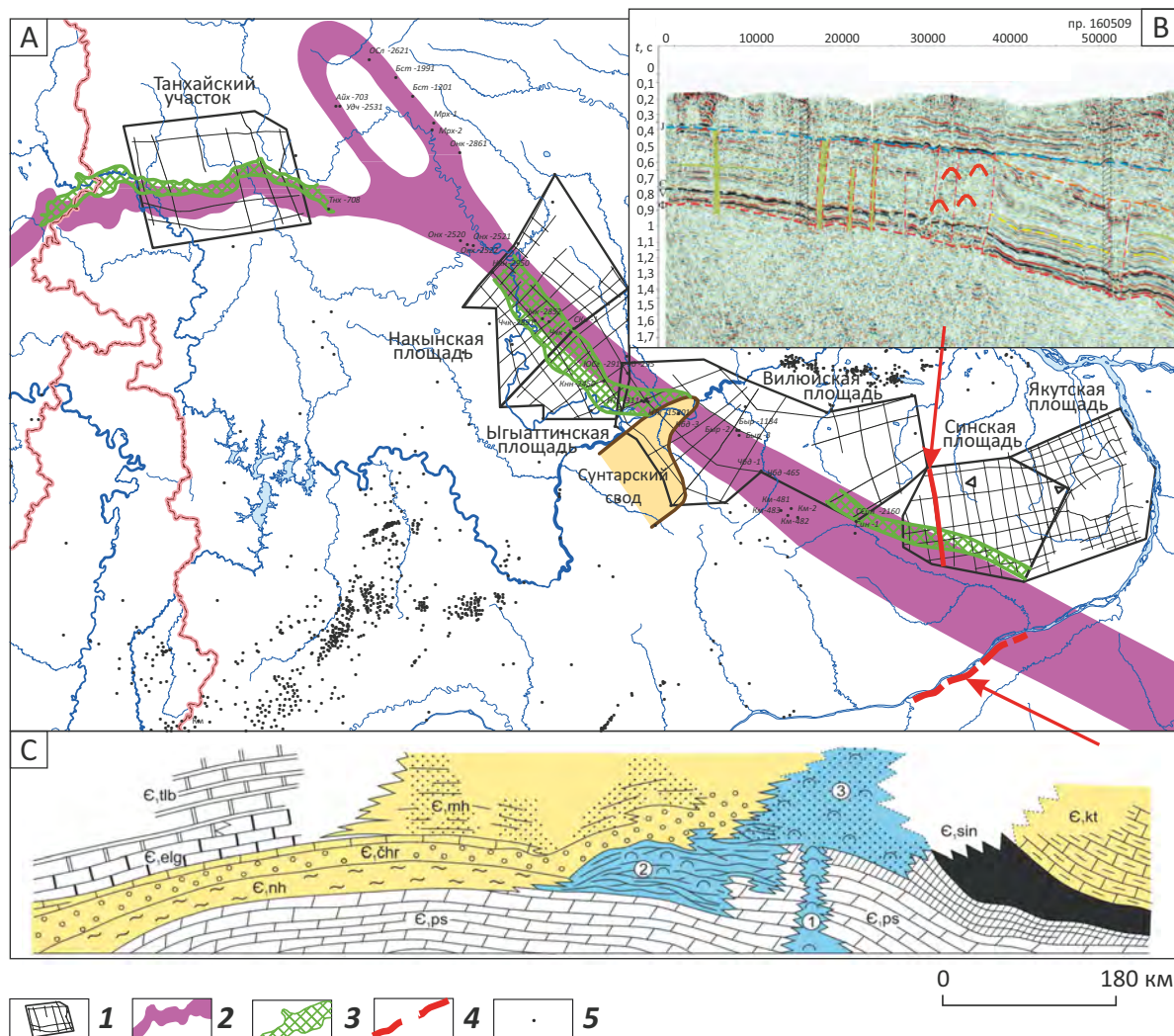
Выводы

В заключение можно еще раз подчеркнуть, что многолетние исследования, проведенные на территории Сибирской платформы, свидетельствуют о том, что рифогенные образования кембрийского возраста характеризуются всеми необходимыми элементами нефтегазовых систем. Имеется мощный источник УВ в виде куонамской битуминозной формации. Дополнительным источником могут служить нефтегазоносные отложения венд-рифей-



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 12. Положение барьерной рифовой системы на территории Республики Саха (Якутия)

Fig. 12. Position of the barrier reef system in the territory of the Sakha (Yakutia) Republic


А — уточненное положение Западно-Якутского барьерного рифа по результатам геолого-разведочных работ 2015–2020 гг. (по материалам ОП АО «Rosgeo «ИГП», АО «СНИИГГиМС», АО «ЦГЭ»), В — сейсмогеологический разрез по профилю 160509, С — схематический разрез нижней части Западно-Якутского барьерного рифового комплекса (р. Лена).

1 — объекты геолого-разведочных работ, завершённые в 2018–2020 гг.; **2** — кембрийская барьерная рифовая система; **3** — кембрийская барьерная рифовая система, уточнённая по материалам сейсморазведки и электроразведки 2015–2020 гг.; **4** — расположение разреза; **5** — глубокие скважины.

Свиты: mh — мархинская свита, tlb — толбачанская, elg — эльгянская, chr — чарская, sin — синская, kt — куторгиновья, ps — пестроцветная

A — position of the West Yakutian barrier reef updated on the results of geological exploration in 2015–2020 (according to materials of OP АО «Rosgeo «IGP», АО «SNIIGGiMS», АО «TsGE»), B — geoseismic section along 160509 Line, C — schematic cross-section of the lower part of the West Yakutian barrier reef series (Lena river).

1 — objects of geological exploration completed in 2018–2020; **2** — Cambrian barrier reef system; **3** — Cambrian barrier reef system, updated using the materials of seismic and electromagnetic surveys of 2015–2020; **4** — position of the section; **5** — deep wells.

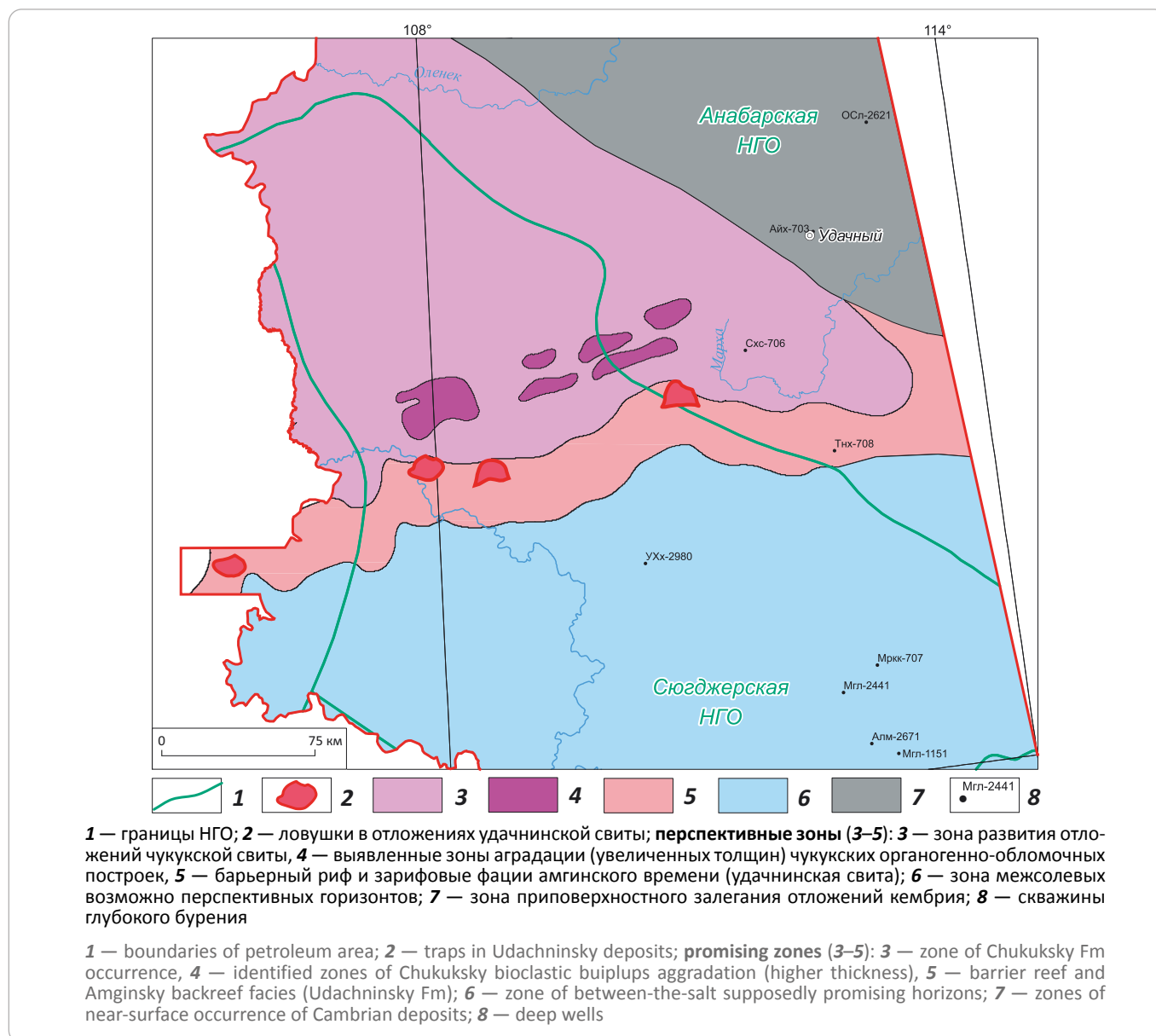
Formations: mh — Markhinsky, tlb — Tolbachansky, elg — El'gyansky, chr — Charsky, sin — Sinsky, kt — Kutorginovy, ps — variegated (multi-coloured)

ского возраста. Разнофациальные образования — мелководные органогенно-обломочные отложения — могут являться коллекторами. Роль флюидоупора играют средне-позднекембрийские глинисто-сульфатно-карбонатные толщи. Для фаций зарифовых

образований ранне-среднекембрийского возраста возможно экранирование соленосными породами.

Вполне очевидно, что успешность поисков УВ в кембрийских рифогенных отложениях зависит от того, насколько эффективным окажется приме-

Рис. 13. Выявленные ловушки в удачининской и чукукской свитах
Fig. 13. Traps identified in Udachninsky and Chukuksky formations



ние методов сейсморазведки. Современная степень изученности рифовых комплексов вызывает необходимость одновременно вести геолого-разведочные работы регионального и поисково-разведочного этапов. Основные задачи регионального этапа — совершенствование методики выявления и картирования рифогенных отложений с охватом новых территорий, включая Сюдджерскую седловину, смежную область Курейской синеклизы и Анабарской антекклизы, районирование территорий развития рифовых комплексов по степени перспективности.

Основные задачи поисково-разведочного этапа — разработка и совершенствование методик выявления и изучения конкретных объектов, локальный прогноз зон нефтегазоаккумуляции и конкретных

ловушек с оценкой перспектив нефтегазоносности. Учитывая сложность рассматриваемого объекта, необходимо применение на всех этапах комплекса методов: сейсморазведки, электроразведки, гравиметрии, а также приповерхностных геохимических исследований.

Кроме комплекса геолого-геофизических исследований необходимо продолжение геологического изучения кембрийских рифовых образований с целью совершенствования палеогеографических, структурно-тектонических, литологических и геохимических построений, которые будут служить основой для прогноза. Можно отметить, что значительная часть площади развития кембрийских рифогенных комплексов фактически еще не изучена.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Литература

1. *Геология рифовых систем кембрия Западной Якутии* / Под ред. В.Е. Савицкого. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1979. – 155 с.
2. *Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы. Т. 1. Стратиграфия* / Под ред. Ю.Я. Шабанова. – Новосибирск : ИНГ СО РАН, 2016. – 485 с.
3. *Асташкин В.А., Савицкий В.Е.* Рифовые системы кембрия и перспективы нефтегазоносности Западной Якутии // Основные проблемы геологии и геофизики Сибири. Тр. СНИИГГиМС. – Вып. 250. – 1977. – С. 58–70.
4. *Асташкин В.А., Савицкий В.Е.* Рифовые системы кембрия Западной Якутии // Сов. геология. – 1978. – № 6. – С. 27–37.
5. *Сухов С.С.* Фациально-генетическая модель зоны замещения кембрийского рифового барьера депрессионным комплексом отложений (Западная Якутия) // Стратиграфия и фации осадочных бассейнов Сибири. Тр. СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1982. – С. 73–82.
6. *Геология и перспективы нефтегазоносности рифовых систем кембрия Сибирской платформы.* – М. : Недра. – 1984. – 181 с.
7. *Варламов А.И., Сухов С.С.* Седиментационные реконструкции кембрийских бассейнов Сибирской платформы как основа поисков новых зон нефтегазоаккумуляции // Проблемы нефтегазоносности Сибирской платформы: мат-лы науч.-практ. конф. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2003. – С. 62–65.
8. *Сухов С.С., Варламов А.И.* Кембрийские рифовые образования Якутии (к истории исследований и перспективам их нефтегазоносности) // Актуальные вопросы геологии нефти и газа Сибирской платформы: сб. науч. статей. – Якутск : ЯФ Изд-ва СО РАН, 2004. – С. 63–78.
9. *Сухов С.С., Фомин А.М., Моисеев С.А.* Палеогеография как инструмент реконструкции кембрийского рифообразования на востоке Северо-Тунгусской нефтегазоносной области: от истории исследований к перспективам [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13. – № 3. – Режим доступа: <http://www.ipgg.sbras.ru/ru/files/publications/ibc/ngtp-2018-13-3-4.pdf?action=download> (дата обращения 20.12.2020). DOI: 10.17353/2070-5379/28_2018.
10. *Шабанов Ю.Я., Асташкин В.А., Пегель Т.В. и др.* Нижний палеозой юго-западного склона Анабарской антеклизы (по материалам бурения). – Новосибирск : Наука, 1987. – 207 с.
11. *Сухов С.С., Пегель Т.В., Шабанов Ю.Я.* Региональная стратиграфическая схема кембрия Сибирской платформы нового поколения: какой ей быть? // Стратиграфия и ее роль в развитии нефтегазового комплекса России. – СПб. : Изд-во ВНИГРИ. – 2007. – С. 266–282.
12. *Сухов С.С.* Фациально-стратиграфическая модель Далдыно-Мархинской банки — иллюстрация закономерностей карбонатонакопления на Сибирской платформе // Литология и нефтегазоносность карбонатных отложений: мат-лы Второго всерос. литол. совещ. и Восьмого всерос. симп. по ископаемым кораллам и рифам. – Сыктывкар : Геопринт, 2001. – С. 237–239.
13. *Филипцов Ю.А., Мельников Н.В., Ефимов А.С., Вальчак В.И., Горюнов Н.А., Евграфов А.А., Смирнов Е.В., Щербakov В.А., Култышев В.Ю.* Нижне-среднекембрийский рифогенный барьер на севере Сибирской платформы — объект первоочередных нефтегазопоисковых работ // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 2. – С. 25–35.
14. *Сухов С.С.* О роли фациально-седиментологических критериев в реконструкции кембрийских палеобассейнов востока Сибирской платформы // Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге: труды III Всероссийского научно-практического седиментологического совещания. – Томск : Изд-во ЦППС НД, 2017. – С. 209–214.
15. *Масленников М.А., Сухов С.С., Мельников Н.В., Смирнов Е.В., Уклова Г.Д., Шабанова О.С.* Перспективы нефтегазоносности кембрийского рифогенного барьера на севере Сибирской платформы // Геосочи-2017 : мат-лы межд. науч.-практ. конф. – Сочи, 2017.
16. *Каширцев В.А.* Генетические семейства верхнекембрийских и кембрийских нефтей (нафтидов) на востоке Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 895–900.
17. *Сафронов А.Ф., Чалая О.Н., Зуева И.Н., Александрова А.Р.* Естественный выход нефти в пойме р. Амга (Сибирская платформа) // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 11. – С. 1661–1666. DOI: 10.15372/GiG20141106.
18. *Колганова М.М., Губина М.М.* Закономерности распределения порфиринов в битумоидах, нефтях и твердых битумах Сибирской платформы // Органическое вещество в современных и ископаемых осадках. VII Всесоюзный семинар. Тезисы докладов. – Ташкент, 1982. – С. 240–241.
19. *Колганова М.М., Конторович А.Э.* Некоторые черты геохимии ванадия и никеля в осадочных породах и нефтях // Геология нефтегазоносных районов Западно-Сибирской низменности. – Новосибирск, 1966. – С. 184–197.
20. *Преснова Р.Н., Дробот Д.И., Глушкова О.Н. и др.* Нефти и конденсаты венда и нижнего кембрия Сибирской платформы (Справочное руководство). – Иркутск, 1988. – 93 с.
21. *Бодунов Е.И., Белецкий В.Л., Фрадкин Г.С. и др.* Геология, гидрогеология и геохимия нефти и газа южного склона Анабарской антеклизы. – Якутск : ЯФ СО АН СССР, 1986. – С. 171–174.
22. *Масленников М.А., Ракитина И.В., Сухов С.С.* Новые данные о строении кембрийской барьерной рифовой системы Сибирской платформы по данным сейсморазведки // Геология рифов : мат-лы Всероссийского литологического совещания. – Сыктывкар, 2020.
23. *Масленников М.А., Сухов С.С., Ракитина И.В., Дубовская А.А.* Перспективные объекты в бассейновом типе разреза кембрия Сибирской платформы (на примере Южного Прианабарья) // Карбонатные резервуары-2018 : мат-лы IV науч.-практ. конференции. – М., 2018.

References

1. *Geologiya rifovykh sistem kembriya Zapadnoi Yakutii* [Geology of Cambrian reef systems in Western Yakutia]. In: V.E. Savitskii, ed. Novosibirsk: SNIIGGIMS; 1979. 155 p. In Russ.
2. *Stratigrafiya neftegazonosnykh basseinov Sibiri. Kembrii Sibirskoi platformy. V. 1. Stratigrafiya* [Stratigraphy of the Siberian oil and gas bearing basins. Siberian Platform: Cambrian. VOL. 1. Stratigraphy]. In: Yu.Ya. Shabanov, ed. Novosibirsk: INGG SO RAN; 2016. 485 p. In Russ.
3. *Astashkin V.A., Savitskii V.E.* Rifovye sistemy kembriya i perspektivy neftegazonosnosti Zapadnoi Yakutii [Cambrian reef systems and petroleum potential of Western Yakutia]. In: Osnovnye problemy geologii i geofiziki Sibiri. Tr. SNIIGGIMS. Issue 250. 1977. pp. 58–70. In Russ.

4. *Astashkin V.A., Savitskii V.E.* Rifovye sistemy kembriya Zapadnoi Yakutii [Cambrian reef systems of Western Yakutia]. *Sov. Geologiya*. 1978;(6):27–37. In Russ.
5. *Sukhov S.S.* Fatsial'no-geneticheskaya model' zony zameshcheniya kembriiskogo rifovogo bar'era depressionnym kompleksom otlozhenii (Zapadnaya Yakutiya) [Facies and genetic model of the zone of changes from Cambrian reef barrier to depression series of deposits (Western Yakutia)]. In: *Stratigrafiya i fatsii osadochnykh basseinov Sibiri*. Tr. SNIIGGIMS. Novosibirsk; 1982. pp. 73–82. In Russ.
6. *Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti rifovykh sistem kembriya Sibirskoi platformy* [Geology and petroleum potential of Cambrian reef systems of the Siberian Platform]. Moscow : Nedra; 1984. 181 p. In Russ.
7. *Varlamov A.I., Sukhov S.S.* Sedimentatsionnye rekonstruktsii kembriiskikh basseinov Sibirskoi platformy kak osnova poiskov novykh zon neftegazonakopleniya [Depositional reconstructions of Cambrian basins in the Siberian Platform as a basis for new oil and gas accumulation zones prospecting]. In: *Problemy neftegazonosnosti Sibirskoi platformy: materialy nauch.-prakt. konf.* Novosibirsk: SNIIGGIMS; 2003. pp. 62–65. In Russ.
8. *Sukhov S.S., Varlamov A.I.* Kembriiskie rifovye obrazovaniya Yakutii (k istorii issledovaniya i perspektivam ikh neftegazonosnosti) [Cambrian reef structures of Yakutia (exploration history and petroleum potential)]. In: *Aktual'nye voprosy geologii nefiti i gaza Sibirskoi platformy: sb. nauchn. statei*. Yakutsk : YAF Izd-va SO RAN; 2004. pp. 63–78. In Russ.
9. *Sukhov S.S., Fomin A.M., Moiseev S.A.* Paleogeografiya kak instrument rekonstruktsii kembriiskogo rifoobrazovaniya na vostoke Severo-Tunguskskoi neftegazonosnoi oblasti: ot istorii issledovaniya k perspektivam [Paleogeography as a tool for reconstruction of Cambrian reef formation in the east of North Tungusky oil and gas bearing area: from exploration history to potential]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2018;13(3). Available at: <http://www.ipgg.sbras.ru/ru/files/publications/ibc/ngtp-2018-13-3-4.pdf?action=download> (accessed: 20.12.2020). In Russ.
10. *Shabanov Yu.Ya., Astashkin V.A., Pegel' T.V. et al.* Nizhnii paleozoi yugo-zapadnogo sklona Anabarskoi anteklizy (po materialam bureniya) [Lower Palaeozoic of the south-western slope of Anabar antecline (according to drilling data)]. Novosibirsk: Nauka; 1987. 207 p. In Russ.
11. *Sukhov S.S., Pegel' T.V., Shabanov Yu.Ya.* Regional'naya stratigraficheskaya skhema kembriya Sibirskoi platformy novogo pokoleniya: kakoi ei byt'? [New-generation regional stratigraphic chart of Cambrian of the Siberian Platform: what should it be?]. In: *Stratigrafiya i ee rol' v razvitiy neftegazovogo kompleksa Rossii*. St. Petersburg : VNIGRI; 2007. pp. 266–282. In Russ.
12. *Sukhov S.S.* Fatsial'no-stratigraficheskaya model' Daldyno-Markhinskoi banki — illyustratsiya zakonornostei karbonatnakopleniya na Sibirskoi platform [Facies and stratigraphic model of Daldyno-Markhinsky Bank: illustration of carbonate accumulation features on the Siberian Platform]. In: *Litologiya i neftegazonosnost' karbonatnykh otlozhenii: mat-ly Vtorogo vseros. litol. soveshch. i Vos'mogo vseros. simp. po iskopaemym korallam i rifam*. Syktyvkar : Geoprint; 2001. pp. 237–239. In Russ.
13. *Filiptsov Yu.A., Mel'nikov N.V., Efimov A.S., Val'chak V.I., Goryunov N.A., Evgrafov A.A., Smirnov E.V., Shcherbakov V.A., Kultyshev V.Yu.* Nizhne-srednekembriiskii rifogenniy bar'er na severe Sibirskoi platform — ob'ekt pervoocherednykh neftegazoposkovykh rabot [Lower-Middle Cambrian reef barrier in the northern Siberian platform as a target of primary exploration for oil and gas]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2014;(2):25–35. In Russ.
14. *Sukhov S.S.* O roli fatsial'no-sedimentologicheskikh kriteriev v rekonstruktsii kembriiskikh paleobasseinov vostoka Sibirskoi platform [Role of facies and sedimentological criteria in reconstruction of Cambrian paleobasins in the east of the Siberian Platform]. *Sovremennyye problemy sedimentologii v neftegazovom inzhiniringe: Trudy III Vserossiiskogo nauchno-prakticheskogo sedimentologicheskogo soveshchaniya*. Tomsk: Izd-vo TSPPS ND. 2017. pp. 209–214. In Russ.
15. *Maslennikov M.A., Sukhov S.S., Mel'nikov N.V., Smirnov E.V., Ukhlova G.D., Shabanova O.S.* Perspektivy neftegazonosnosti kembriiskogo rifogennogo bar'era na severe Sibirskoi platform [Petroleum potential of Cambrian reef barrier in the north of the Siberian Platform]. In: *Geosochi-2017: mat-ly mezhd. nauch.-prakt. konf. Sochi*; 2017. In Russ.
16. *Kashirtsev V.A.* Genetic families of Late Cambrian and Cambrian oils (naphthides) in the eastern Siberian platform. *Russian Geology and Geophysics*. 2004;45(7): 846–851.
17. *Safronov A.F., Chalaya O.N., Zueva I.N., Aleksandrova A.R.* A natural oil seep in the floodplain of the Amga River (Siberian Platform). *Russian Geology and Geophysics*. 2014;55(11):1316–1320. DOI: 10.1016/j.rgg.2014.10.006.
18. *Kolganova M.M., Gubina M.M.* Zakonomernosti raspredeleniya porfirinov v bitumoidakh, neftyakh i tverdykh bitumakh Sibirskoi platformy [Regularities of the porphyrins distribution in bitumoids, oils and solid bitumen of the Siberian platform]. In: *organicheskoe veshchestvo v sovremennykh i iskopaemykh osadkakh. VII Vsesoyuznyi seminar. Tezisy dokladov*. Tashkent; 1982. pp. 240–241. In Russ.
19. *Kolganova M.M., Kontorovich A.E.* Nekotorye cherty geokhimii vanadiya i nikelya v osadochnykh porodakh i neftyakh [Certain features of vanadium and nickel geochemistry in sedimentary rocks and oils]. In: *Geologiya neftegazonosnykh raionov Zapadno-Sibirskoi nizmennosti*. Novosibirsk; 1966. pp. 184–197. In Russ.
20. *Nefti i kondensaty venda i nizhnego kembriya Sibirskoi platformy (Spravochnoe rukovodstvo)* [Vendian and Cambrian oils and condensates of the Siberian Platform (reference book)]. In: R.N. Presnova, D.I. Drobot, O.N. Glushkova et al., eds. Irkutsk; 1988. 93 p. In Russ.
21. *Bodunov E.I., Beletskii V.L., Fradkin G.S. et al.* Geologiya, gidrogeologiya i geokhimiya nefiti i gaza yuzhnogo sklona Anabarskoi anteklizy. [Southern slope of Anabarsky antecline: oil and gas geology, hydrogeology, and geochemistry]. Yakutsk: YAF SO AN SSSR; 1986. pp. 171–174. In Russ.
22. *Maslennikov M.A., Rakitina I.V., Sukhov S.S.* Novye dannye o stroenii kembriiskoi bar'erno rifovoi sistemy Sibirskoi platformy po dannym seismorazvedki [Cambrian barrier reef system of the Siberian Platform: new data based on seismic exploration results]. In: *Geologiya rifov: materialy Vserossiiskogo litologicheskogo soveshchaniya*. Syktyvkar; 2020. In Russ.
23. *Maslennikov M.A., Sukhov S.S., Rakitina I.V., Dubovskaya A.A.* Perspektivnye ob'ekty v basseinovom tipe razreza kembriya Sibirskoi platformy (na primere yuzhnogo Prianabar'ya) [Exploration targets in basin-type Cambrian section of the Siberian Platform (by the example of southern Anabar)]. In: *Karbonatnye rezervuary-2018: mat-ly IV nauch.-prakt. konferentsii*. Moscow; 2018. In Russ.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS**Информация об авторах****Масленников Михаил Александрович**

Кандидат геолого-минералогических наук,
главный эксперт
АО «СНИИГГиМС»,
630091 Новосибирск, пр-т Красный, д. 67
e-mail: maslennikov@sniiggims.ru

Сухов Сергей Сергеевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий лабораторией
АО «СНИИГГиМС»,
630091 Новосибирск, пр-т Красный, д. 67
e-mail: sukhov@sniiggims.ru

Соболев Петр Николаевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий лабораторией
АО «СНИИГГиМС»,
630091 Новосибирск, пр-т Красный, д. 67
e-mail: geochim@sniiggims.ru

Наумова Елена Георгиевна

Научный сотрудник
АО «СНИИГГиМС»,
630091 Новосибирск, пр-т Красный, д. 67
e-mail: naumova@sniiggims.ru

Процко Александр Николаевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий лабораторией
АО «СНИИГГиМС»,
630091 Новосибирск, пр-т Красный, д. 67
e-mail: protsko@sniiggims.ru
ORCID ID: 0000-0002-2819-8819

Ракитина Иоланта Викторовна

Инженер
АО «СНИИГГиМС»,
630091 Новосибирск, пр-т Красный, д. 67
e-mail: ivrakitina@sniiggims.ru

Константинова Ольга Леонидовна

Ведущий геолог
АО «СНИИГГиМС»,
630091 Новосибирск, пр-т Красный, д. 67
e-mail: konstantinova@sniiggims.ru

Information about authors**Mikhail A. Maslennikov**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Expert
Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials,
67, prospect Krasnyi, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: maslennikov@sniiggims.ru

Sergei S. Sukhov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Laboratory
Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials,
67, prospect Krasnyi, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: sukhov@sniiggims.ru

Petr N. Sobolev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Laboratory
Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials,
67, prospect Krasnyi, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: geochim@sniiggims.ru

Elena G. Naumova

Researcher
Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials,
67, prospect Krasnyi, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: naumova@sniiggims.ru

Aleksandr N. Protsko

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Laboratory
Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials,
67, prospect Krasnyi, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: protsko@sniiggims.ru
ORCID ID: 0000-0002-2819-8819

Iolanta V. Rakitina

Engineer
Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials,
67, prospect Krasnyi, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: ivrakitina@sniiggims.ru

Ol'ga L. Konstantinova

Lead geologist
Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials,
67, prospect Krasnyi, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: konstantinova@sniiggims.ru