

ПРЯМЫЕ ПРИЗНАКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И НЕФТЕМАТЕРИНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ СУХАНСКОГО ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

В.А. Каширцев^{1,2,3}, Т.М. Парфенова^{1,2}, С.А. Моисеев^{1,2}, А.В. Черных¹, Д.А. Новиков^{1,2}, Л.М. Бурштейн^{1,2}, К.В. Долженко¹, В.И. Рогов¹, Д.С. Мельник^{1,2}, И.Н. Зуева³, О.Н. Чалая³

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

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

³Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677890, Якутск, ул. Октябрьская, 1, Россия

Суханский бассейн является одним из наименее изученных в геолого-геофизическом отношении регионов Сибирской платформы, несмотря на то, что по периферии бассейна известны прямые признаки нефтегазоносности в виде крупных скоплений природных битумов и нефтепроявлений в ряде кимберлитовых трубок. Платформенный чехол бассейна сложен терригенными и карбонатными отложениями рифея, венда и кембрия, мощность которого в центральной части бассейна достигает 5.5—6.0 км. Гидрогеологические особенности бассейна определяются его положением в северной геокриологической зоне (Оленекский криоартезианский бассейн) и характеризуются сплошным распространением многолетне-мерзлых пород и уникальной по мощности криолитозоны. Прямые признаки нефтегазоносности в бассейне представлены серией месторождений (скоплений) природных битумов и нефтепроявлений. Среди них следует отметить Восточно-Анабарское, Центрально-Оленекское и Силигир-Мархинское месторождения природных битумов, а также нефтепроявления в кимберлитовых трубках Далдыно-Алаakitского района (тр. Удачная и др.). Нефтематеринские комплексы Суханского осадочного бассейна представлены битуминозно-карбонатной хатыспытской свитой венда (эдиакарий) и высокоуглеродистой карбонатно-кремнисто-сланцевой куонамской свитой нижнего и среднего кембрия. Геохимически обоснованная генетическая связь Восточно-Анабарского месторождения природных битумов с органическим веществом хатыспытской свиты венда позволяет оценивать область ее распространения далеко на запад за осевую часть бассейна. Наиболее характерный для перечисленных битумов биомаркер — гаммацеран, унаследованный от органического вещества хатыспытской свиты, бесспорно, является свидетелем их генетического родства. На юге бассейна в области рифогенных построек Силигир-Мархинского вала битумы и нефти кимберлитовых трубок по всем геохимическим критериям близки нефтям Непско-Ботубинской антеклизы. В частности, по гомологическому ряду 12- и 13-монометилалканов, уникальных секостеранов и идентичному изотопному составу углерода нефти тр. Удачная не отличаются от нефтей Иреляхского месторождения Мирненского свода. Самостоятельных скоплений нефти или природных битумов, генетически связанных с куонамским высокоуглеродистым комплексом (свитой), в пределах бассейна не обнаружено. Вместе с тем зафиксированы «внутриформационные» проявления вязкой нефти, твердых битумов и аллохтонных битумоидов непосредственно в породах самого комплекса, что делает его весьма привлекательным объектом для поисков «сланцевой» нефти на территории Суханского осадочного бассейна. Что касается региональной оценки перспектив нефтегазоносности всего бассейна в целом, то наибольший интерес представляет его приосевая часть (Суханская впадина) и осложняющие ее локальные поднятия. Здесь развиты обе нефтематеринские свиты (хатыспытская и куонамская), уровень зрелости органического вещества которых вполне соответствует «главной зоне нефтеобразования», а региональные резервуары на границе венда и кембрия обладают хорошими качествами как на западном, так и на восточном склонах бассейна.

Природные битумы, нефтепроявления, нефтематеринские отложения, кимберлитовые трубки, протерозой, нижний палеозой, Суханский осадочный бассейн.

THE SUKHANA SEDIMENTARY BASIN, SIBERIAN PLATFORM: SOURCE ROCK CHARACTERIZATION AND DIRECT EVIDENCE OF OIL AND GAS PRESENCE

V.A. Kashirtsev, T.M. Parfenova, S.A. Moiseev, A.V. Chernykh, D.A. Novikov, L.M. Burshtein, K.V. Dolzhenko, V.I. Rogov, D.S. Mel'nik, I.N. Zueva, and O.N. Chalaya

Despite the known large natural bitumen accumulations and oil seeps in several kimberlite pipes along the periphery of the Sukhana sedimentary basin, interpreted as direct evidence of petroleum potential, the basin still remains one of the least studied (by geological and geophysical methods) regions of the Siberian Platform. The platform cover of the basin is composed by Riphean, Vendian, and Cambrian clastic (terrigenous) and car-

bonate deposits reaching 5.5–6 km in thickness in the central part of the basin. The hydrogeological specifics of the basin is largely governed by its location within the northern geocryological zone (Olenek cryoartesian basin) and is expressed as a continuous distribution of permafrost aggraded into the permafrost zone of unique thickness. Direct indicators of ore and gas presence are the East Anabar, Central Olenek, and Siligir–Markha fields of natural bitumen and oil shows in kimberlite pipes of the Daldyn–Alakit region (Udachnaya pipe). The bituminous-carbonate sediments of the Khatyspyt Formation (Vendian, Ediacaran) and the highly carbonaceous carbonate–siliceous–shaly sediments of the Kuonamka Formation (lower–middle Cambrian) are the Sukhana source rock complexes. The geochemically substantiated genetic relationship between the natural bitumen deposits of the East Anabar field and the organic matter of the Vendian Khatyspyt Formation makes it possible to estimate the area of the spread of the latter far to the west, beyond the axial part of the basin. Gammacerane, inherited from the organic matter of the Khatyspyt Formation and ranking as well-preserved and most characteristic biomarker of these bitumens, provides a compelling evidence of their consanguinity. The bitumen and oil of kimberlite pipes in the south of the basin, in the area of reefs of the Siligir–Markha bar, are similar in all geochemical criteria to oils of the Nepa–Botuobiya antecline. In particular, in primary geochemical characteristics (12- and 13-monomethylalkanes, unique secosteranes, identical carbon isotope composition, etc.) the oils of the Udachnaya pipe are identical to the Irelyakh oils (oil field in the Mirnyi arch). No accumulations of oil or natural bitumen genetically related to the highly carbonaceous Kuonamka Formation have been found within the basin. At the same time, «intraformational» shows of viscous oil, solid bitumen, and allochthonous bitumen (bitumen extracted with chloroform) were documented directly in the sections of the formation, which makes the sedimentary basin a very attractive target for «shale oil» exploration. As for the regional assessment of the petroleum potential of the entire basin, its axial part (Sukhana depression) complicated by local uplifts is of the greatest interest. Both the Khatyspyt and Kuonamka Formations are widespread there, with the thermal maturity of their organic matter corresponding to the oil window. In addition, the regional reservoirs at the Vendian–Cambrian boundary have good petrophysical properties on both the western and the eastern flanks of the basin.

Natural bitumens, oil shows, source rocks, kimberlite pipes, Proterozoic, lower Paleozoic, Sukhana sedimentary basin

ВВЕДЕНИЕ

Одной из важных предпосылок при региональной оценке нефтегазоносности слабоизученных осадочных бассейнов являются прямые проявления нефти и природных битумов на поверхности. Целый ряд крупных месторождений нефти и даже провинций на начальных стадиях исследований были открыты в результате бурения вблизи поверхностных нефтепроявлений [Успенский и др., 1964; Леворсен, 1970]. Другой, не менее важной предпосылкой является наличие в бассейне высокоуглеродистых и битуминозных осадочных образований, которые по своим параметрам могут рассматриваться в качестве нефтематеринских. Решение вопросов, связанных с поисками генетических связей между залежами битумов или нефтепроявлениями с нефтематеринскими породами докембрийского и кембрийского возраста, является одной из актуальных проблем региональной оценки нефтегазоносности Сибирской платформы.

В настоящей работе под Суханским седиментационным бассейном понимается крупная отрицательная структура на северо-востоке Сибирской платформы, которая на западе ограничена склоном Анабарского массива, на севере и востоке — Лено-Анабарским и Предверхожанским прогибами и включает в себя серию краевых поднятий платформы (Уджинское, Оленекское, Куойско-Далдынское, Мунское). На юге бассейн ограничен Сюгджерской седловиной и северо-западным крылом Вилюйской синеклизы.

ГЕОЛОГИЯ И ГИДРОГЕОЛОГИЯ

Суханский осадочный бассейн (рис. 1) является одним из наименее изученных в геолого-геофизическом отношении регионов Сибирской платформы, несмотря на то, что по периферии бассейна известны крупные скопления природных битумов и нефтепроявления в кимберлитовых трубках [Макаров, Косолапов, 1968; Баженова и др., 1979; Гольдберг, 1981; Геология..., 1981, 1986; Клубов, 1983; Каширцев, 1988]. Центральная часть бассейна в геологической литературе нередко носит название Суханской впадины [Конторович и др., 1975; Тектоника..., 2001].

Кристаллический фундамент в юго-восточной части бассейна, судя по интенсивному знакопеременному магнитному полю, представлен архейскими образованиями, тогда как на северо-востоке появляется «промежуточная» терригенно-вулканогенная толща (эекитская серия), смятая в интенсивные изоклинальные складки и прорванная гранитоидами. В соответствии с определениями абсолютного возраста интрузий (2080—1846 млн лет) возраст серии определяется не древнее раннего протерозоя [Вино-

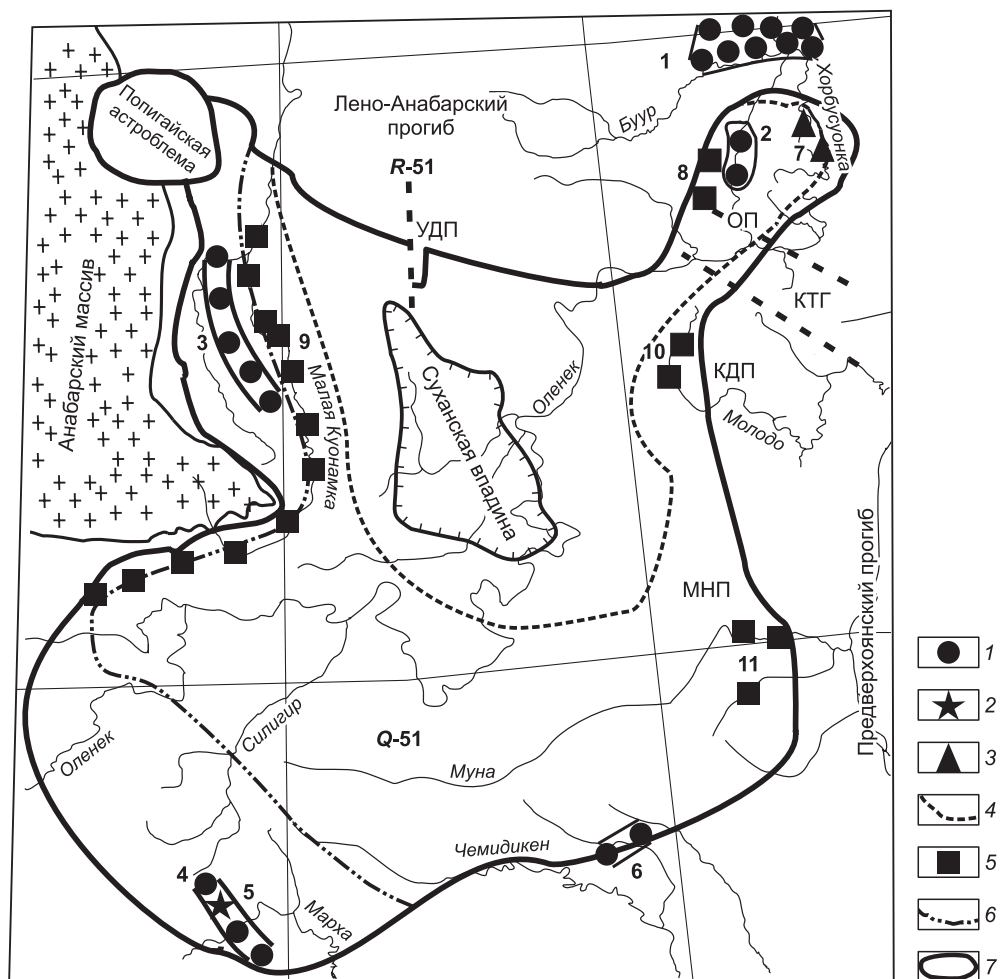


Рис. 1. Карта-схема Суханского осадочного бассейна.

ОП — Оленекское поднятие, КТГ — Кютюндинский грабен, КДП — Куойско-Далдынское поднятие, МНП — Мунское поднятие, УДП — Уджинское поднятие.

Месторождения (скопления) природных битумов: 1 — Оленекское, 2 — Центрально-Оленекское, 3 — Восточно-Анабарское, 4 — Силигир-Мархинское, 5 — тр. Удачная, 6 — Верхнемунское. 1 — скопления природных битумов на поверхности, 2 — нефтепроявления в кимберлитовых трубках, 3 — разрезы хатыспытской свиты венда, 4 — границы распространения хатыспытской свиты, 5 — разрезы куонамской свиты кембрия, 6 — границы куонамской свиты, 7 — границы Суханского бассейна.

Обнажения разрезов нефтематеринских пород: 7 — хатыспытская свита (венд), р. Хорбусуонка; 8 — куонамская свита (нижний—средний кембрий), притоки р. Оленек; 9 — куонамская свита — восточный и южный склоны Анабарского массива; 10 — куонамская свита, р. Молодо, 11 — куонамская свита, реки Муна, Кюленке.

градов, Красильщиков, 1963] Область развития экиитской серии на севере Суханского бассейна и на Оленекском поднятии характеризуется «спокойным» магнитным полем. Западная и южная граница этой области определяются Уджинским и Жиганским трансформными разломами. Максимальная глубина погружения фундамента приходится на центральную часть Суханской впадины, достигая отметок в 5.5—6.0 км, на склонах краевых поднятий она обычно составляет около 1 км. На Солотийском сводце Оленекского поднятия экиитская серия выходит на поверхность [Атласов, 1953; Эрлих, 1962; Протерозой..., 1979; Тектоника..., 2001].

Платформенный чехол бассейна сложен осадочными образованиями рифея, венда и кембрия, на крайнем юго-западе появляются маломощные ордовикские и силурийские отложения. Мощность чехла во многом зависит от начала формирования базальных платформенных отложений, т. е. главным образом от рифейских образований, поскольку мощность венд-кембрийской части разреза достаточно постоянна и составляет величину около 2.5 км.

Как уже отмечалось, геологическое строение Суханского бассейна изучено слабо. В его пределах практически отсутствуют глубокие скважины и есть лишь редкие сейсмические профили МОГТ. Ис-

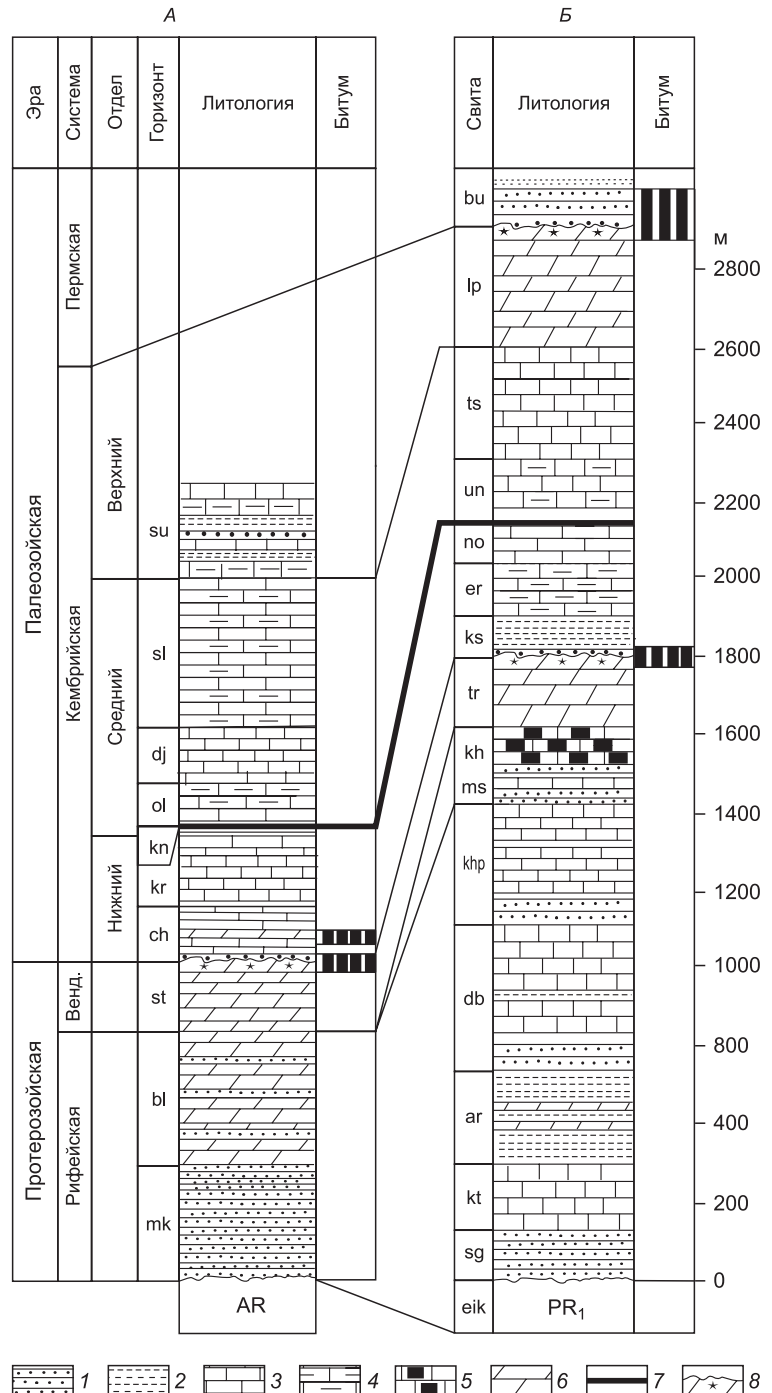
ключением является южный склон Анабарского массива, где в Далдыно-Алаakitском алмазоносном районе и в приграничной зоне с Сюгджерской седловиной пробурен ряд глубоких и колонковых скважин и отработана сеть сейсмических профилей. Ряд скважин вскрыл весь венд-кембрийский осадочный чехол на глубинах от 2.5 км (Айхальская скв. 703) до 3.1 км (Сохсолохская скв. 706). Базальные слои вендских отложений с несогласием перекрывают кристаллические образования архея.

На севере за пределами бассейна в зоне сочленения северного склона Оленекского поднятия и южного борта Лено-Анабарского прогиба отработана серия сейсмических профилей и пробурено несколько скважин, в том числе ближайшая к бассейну Бурская скв. 3410, которая вскрыла разрез мезозойских, верхнепалеозойских, кембрийских, верхне- и среднерифейских отложений на глубину 3300 м. Стратиграфическая схема расчленения докембрийских и нижнепалеозойских отложений скважины в свое время была принята в соответствии со стратификацией разновозрастных пород Оленекского поднятия. Позднее она была существенно пересмотрена [Nagovitsin et al., 2015]. Вся докембрийская часть разреза отнесена к неопротерозою и расчленена на ряд свит (тукуланская, куладинская, хастахская и таймыльрская тонийского возраста).

В настоящей работе для западного склона Оленекского поднятия и восточного склона Анабарского массива, а следовательно, и для центральной части бассейна авторы используют стратиграфические подразделения, которые были разработаны при геологическом картировании рассматриваемой территории с учетом результатов последующих работ (рис. 2). На большей части Суханского бассейна посткембрийские отложения отсутствуют за исключением Кютюнгинского грабена (КТГ, см. рис. 1), где сохранились карбонатные с гипсами отложения турнейского яруса. Вместе с тем палеотектонические реконструкции, выполненные Ф.Ф. Брафогелем [1984] на основании изучения фаунистически охарактеризованных ксенолитов в кимберлитовых трубках,

Рис. 2. Литолого-стратиграфические разрезы восточного склона Анабарского массива (А) и северо-западного склона Оленекского поднятия (Б).

1 — песчаники и гравелиты, 2 — алевролиты и аргиллиты, 3 — известняки, 4 — мергели, 5 — битуминозные известняки, 6 — доломиты, 7 — куонамская свита (горизонт) горючих сланцев, 8 — каверны. Локальные стратиграфические подразделения: mk — мукунская свита, bl — билихская свита, st — старореченская свита, ch — чабурский горизонт, kr — куранахский горизонт, kn — куонамская свита, ol — оленекский горизонт, dj — джахтарский горизонт, sl — силигирский горизонт, su — суханская свита, eik — эекитская серия, sg — сыгынахтахская свита, kt — кютюнгинская свита, ar — арымасская свита, db — дебендинская свита, khp — хайпахская свита, ms — мастахская свита, kh — хатыспытская свита, tr — туркутская свита, ks — кессюинская серия, er — еркекетская свита, no — ноуйская свита, un — юнкюлябитюряхская свита, ts — туюсалинская свита, lp — лапарская свита, bu — бурская свита.



показали, что на всей территории Анабарского массива и прилегающей с востока антеклизы, в ордовике, силуре и девоне существовал осадочный чехол мощностью не менее 1.5—2.0 км. По мере заложения и развития Верхоянской пассивной континентальной окраины он был полностью эродирован. С этих позиций становятся ясными те относительно высокие градации (MK_1) катагенеза органического вещества в докембрийских и кембрийских отложениях, выведенных на поверхность на склонах Анабарского массива и на краевых поднятиях Сибирской платформы. В погруженной части бассейна следует ожидать более значительную преобразованность органического вещества материнских пород, реализовавших свой потенциал в виде нефтяных, а в настоящее время — битумных месторождений.

Согласно принятому гидрогеологическому районированию Восточно-Сибирской артезианской области, Суханский бассейн расположен в пределах Оленекского криоартезианского бассейна (ОКАБ), геокриологические условия которого определяются зоной сплошного распространения многолетне-мерзлых пород, в ряде случаев с уникальной по мощности (до 1340 м) криолитозоной и низкой отрицательной температурой пород на подошве слоя годовых теплооборотов [Мерзлотно-гидрогеологические условия..., 1984] Особенностью геокриологического разреза является наличие межмерзлотных и подмерзлотных криопэггов (природных соленых вод и рассолов с отрицательной температурой) [Голстихин, 1971]. Специфику гидрогеологического разреза ОКАБ формируют подземные воды верхне-, средне-, нижнекембрийского и протерозойского водоносных комплексов, а также обводненные зоны кимберлитовых трубок и трапповых интрузий [Геология..., 1984].

На севере (Лено-Анабарский прогиб) вблизи границы Суханского бассейна водоносные горизонты венд-кембрийских отложений характеризуются низкой минерализацией. Так, в скв. 50 Тюмтинской площади она составляет 4.5 г/дм³, а в скв. 930 Хастахской площади варьирует в интервале 12.7—17.9 г/дм³. Воды в обоих случаях имеют хлоридный натриевый состав, а величины rNa/rCl коэффициента составляют 0.9—1.1, Ca/Cl изменяется в интервале 0.01—0.05.

На юге подземные рассолы района кимберлитовых трубок Далдыно-Алакитского района (Удачная, Айхал и др.) характеризуются средней степенью метаморфизации и по химическому составу не достигают стадии садки гипса. Величина их общей минерализации обычно не превышает 150 г/дм³. Подземные воды, вскрытые в кимберлитовых трубках и трапповых интрузиях, гидравлически связаны с водоносными комплексами вмещающих осадочных горных пород и в целом идентичны по составу и минерализации [Алексеев и др., 2017; Алексеева, Алексеев, 2018].

Рассолы Айхальской, Мархинской и Сослохской площадей находятся в одной генетической группе с рассолами центральных районов Непско-Ботуобинской антеклизы и достигли в своем геохимическом развитии стадии садки сильвина. Подземные рассолы тр. Мир характеризуются наибольшей степенью метаморфизации химического состава и также достигают стадии садки сильвина. Ca/Cl отношение лежит в интервале 0.55—0.63, тогда как в рассолах тр. Удачная оно не превышает 0.36 [Novikov, 2017].

Подземные воды центральной части Суханского бассейна практически не изучены. Можно полагать, что их состав для рифейской и венд-кембрийской частей разреза будет ближе к разновозрастным горизонтам платформенного крыла Лено-Анабарского прогиба, нежели Далдыно-Алакитского района. В последнем уже ощущается влияние «зарифовых» эвапоритовых комплексов. В целом можно прогнозировать низкие пластовые температуры для потенциальных залежей углеводородов и, возможно, аномально низкие пластовые давления, которые могут зависеть от толщины многолетних мерзлых пород.

ПРЯМЫЕ ПРИЗНАКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ (СКОПЛЕНИЯ БИТУМОВ И НЕФТЕПРОЯВЛЕНИЙ)

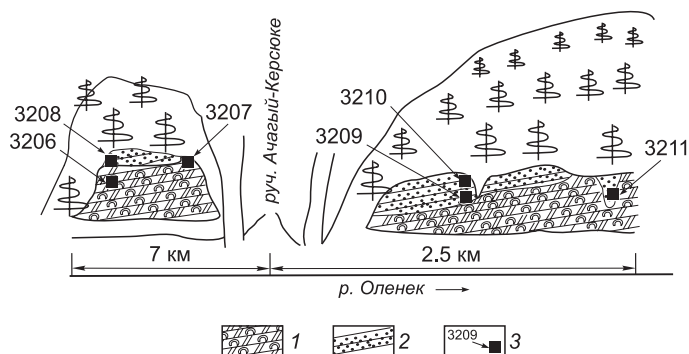
Как уже отмечалось, характерной особенностью Суханского осадочного бассейна является серия крупных битумных скоплений и нефтепроявлений по его периферии как на восточном склоне Анабарского массива, так и на крыльях Оленекского и Куойско-Далдынского локальных поднятий [Баженова и др., 1979; Иванов, 1979; Гольдберг, 1981; Клубов, 1983; Каширцев, 1988, 2003]. На южном замыкании бассейна известны природные битумы и нефтепроявления в пределах Силигир-Мархинского вала и в разрезах ближайших кимберлитовых трубок, включая их рудные тела [Макаров, Косолапов, 1968; Геология..., 1986].

Оленекское месторождение битумов (см. рис. 1, т. 1) находится вблизи границы Суханского бассейна, а его происхождение, вероятнее всего, связано с материнскими отложениями верхнего палеозоя Верхоянской пассивной континентальной окраины [Кабаньков, 1954; Иванов, 1979; Каширцев, 1988, 2015].

Центрально-Оленекская зона битумонакопления (см. рис. 1, т. 2) расположена к западу от выходов экитской серии раннепротерозойского фундамента [Каширцев, 1988]. Здесь в бассейнах рек Керсюке и Хорбусунка (притоки р. Оленек) на хатыспытской свите залегают строматолитовые доломиты

Рис. 3. Центральное-Оленекское месторождение природных битумов.

1 — строматолитовые доломиты туркутской свиты с битумами в кавернах, 2 — песчаники и гравелиты кесюсинской свиты со сплошным битумонасыщением, 3 — пробы. Зарисовка из полевого дневника В.А. Каширцева.



туркутской свиты. Кавернозные разности доломитов в подошве и кровле свиты заполнены черным ва-роподобным битумом. Основная же масса битумов (асфальтов и асфальтитов) сосредоточена в базаль-ных песчаниках и гравелитах кесюсинской свиты (серии), перекрывающих со стратиграфическим не-согласием доломиты (рис. 3, 4). Концентрации битума обычно не превышают 2 % и зависят от фильтрационно-емкостных свойств пород. Границы зоны не определены, но лишь на Оленекском под-нятии выходы венд-нижнекембрийских битумонасыщенных пород оцениваются не менее чем в 200 км². Следует отметить, что базальная часть кесюсинской свиты, включающая содержащие битум гравелиты, песчаники и вулканогенный комплекс, выделена в самостоятельную сигаргалахскую свиту с абсолю-тным возрастом в 543.9 ± 0.23 млн лет (по цирконам), а кесюсинская свита переведена в ранг серии [Nagovitsin et al., 2015].

Восточно-Анабарская зона битумонакопления (см. рис. 1, т. 3) на восточном крыле Анабарско-го свода прослежена на расстоянии около 200 км по поверхностным выходам насыщенных битумом горизонтов венда и нижнего кембрия в бассейне рек Малая и Большая Куонамка. Вендский битумонос-ный горизонт приурочен к доломитам эрозионной зоны предкембрийского выветривания (староречен-ская свита) мощностью от 2 до 17 м. Средняя пористость карбонатов 9—13 %, содержание битума в породах от 0.7 до 2.2 % [Клубов, 1983; Каширцев, 2003]. В разрезе манькайской свиты чабурского го-ризонта нижнего кембрия по руч. Улахан-Тюлень (приток Большой Куонамки) на базальных битумона-сыщенных песчаниках и конгломератах (2.5 м) залегают несколько карбонатных битумоносных го-ризонтов общей мощностью более 20 м и содержаниями битума до 3.5 %. Ресурсы битумов определены ориентировочно в 2—3 млрд т.

Силигир-Мархинская зона битумонакопления (см. рис. 1, т. 4) в породах силигирской свиты среднего кембрия и в верхнем кембрии выявлена К.К. Макаровым [Макаров, Косолапов, 1968] на юж-ном склоне Анабарской антеклизы, в бассейне верхнего течения Силигира и Мархи (рис. 5). Проявле-ния битумов группируются в полосу шириной 40—50 и протяженностью 210 км, ориентированную в северо-западном направлении. В естественных обнажениях битумы образуют натеки по плоскостям на-слоения и многочисленным трещинам, выполняют поры и каверны, межзерновое пространство в известняках, обладающих пористостью более 6—8 %. Суммарные ресурсы битумов Силигир-Мар-хинского поля оцениваются в 2 млрд т.

В непосредственной близости к Силигир-Мархинскому валу в отложениях среднего—верхнего кембрия распространены скопления битумов (от керитов до мальт) и высоковязких нефтей, приурочен-ные к районам кимберлитовых трубок (Удачная, Ленинград, Флогопитовая и др.),

Нефти и битумы из кимберлитов и вмеща-ющих пород района тр. Удачная (см. рис. 1, т. 5).

Наиболее детальные сведения о геологии, гидроге-ологии и нефтепроявлениях опубликованы в [Ге-ология..., 1986]. Нефте- и битумопроявления в ги-дрогеологических скважинах, пробуренных в районе трубки, при опробовании на притоки воды обычно сопровождалась различными по интен-сивности нефтепроявлениями. Нефти поступали одно-временно с водой, как правило, из-под зоны много-летней мерзлоты. Схематически стратиграфическая приуроченность скоплений нефтей представлена на рис. 6.



Рис. 4. Природные битумы в кавернах туркут-ской свиты.

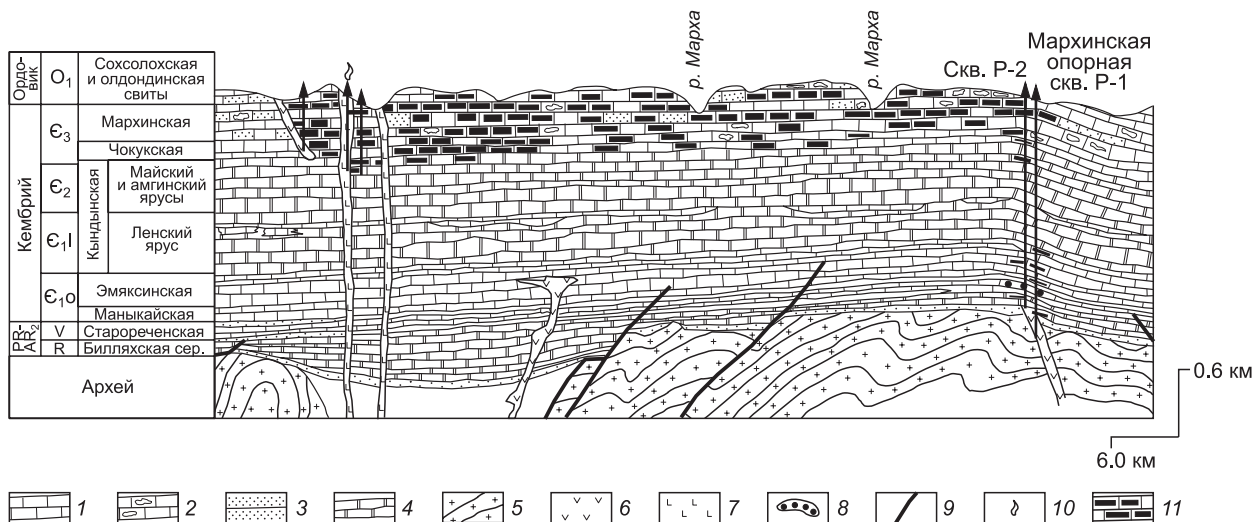


Рис. 5. Схематический литолого-структурный профиль через Силигир-Мархинское битумное поле [Макаров, Косолапов, 1968].

1 — известняки, 2 — внутриформационные конгломераты, 3 — песчаники, 4 — доломиты, 5 — гранитоиднейсы, 6 — породы трап-поровой формации, 7 — кимберлиты, 8 — нефтяной пласт, 9 — разломы, 10 — притоки газа из скважины, 11 — битумные пласты.

Рудные тела трубки также характеризуются обилием нефте- и битумопроявлений. Битум и нефть в кимберлитах зафиксированы в зонах трещиноватых и брекчированных структур, в кальцитовых жилах, кавернах, по поверхностям скольжения; интенсивно насыщены зоны контактов кимберлитового тела с вмещающими породами. Нефтепроявления в западном теле трубки приурочены к глубинам от 300 м и до забоя скважин.

Верхнемунское скопление природных битумов (см. рис. 1, т. 6) на восточном склоне Мунского поднятия выявлено в базальных песчаниках нижней юры в результате поискового бурения на алмазы. По комплексу геохимических признаков (тяжелому изотопному составу углерода, специфическому распределению терпеноидов и др.) происхождение битумов связывается с собственно юрскими глинистыми отложениями плинсбахского яруса центральной части Предверхоанского прогиба [Каширцев, 2003].

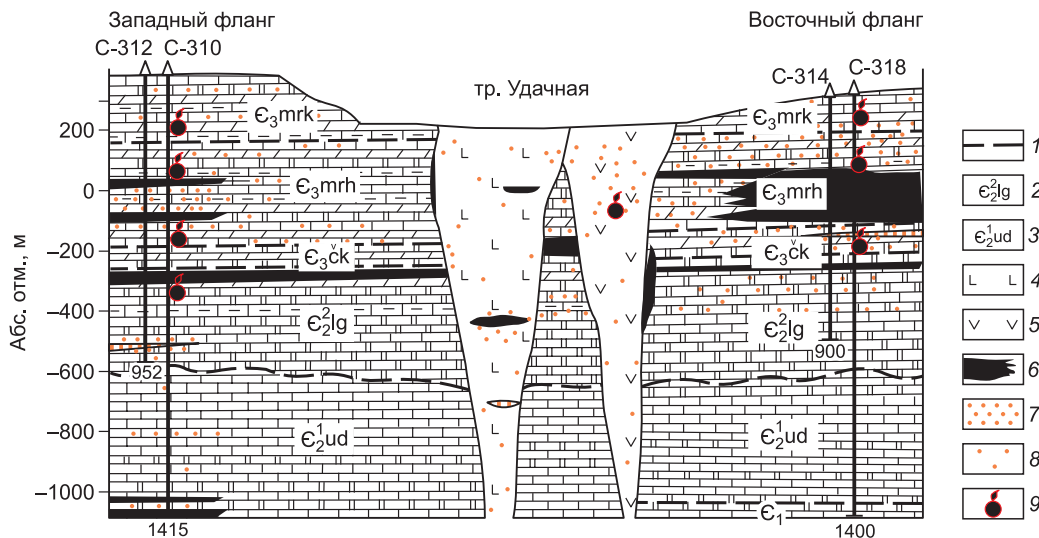


Рис. 6. Схематический геологический разрез тр. Удачная [Геология..., 1986].

1 — границы стратиграфических подразделений; 2 — лагунно-сабкховая пачка; 3 — рифогенно-обломочная толща; 4 — кимберлиты западного тела трубки; 5 — кимберлиты восточного тела трубки; 6 — сплошь пропитанные нефтью участки пород; 7 — участки пятнистого нефтенасыщения; 8 — участки слабого нефтенасыщения; 9 — газопроявления.

НЕФТЕМАТЕРИНСКИЕ СВИТЫ

Нефтематеринские комплексы Суханского осадочного бассейна представлены битуминозно-карбонатной хатыспытской свитой венда и высокоуглеродистой карбонатно-кремнистой сланцевой куонамской свитой нижнего и среднего кембрия.

Хатыспытская свита венда (см. рис. 1, т. 7) изучена на северо-западном склоне Оленекского поднятия [Pelechaty et al., 1996; Рогов и др., 2015; Cui et al., 2016] и хорошо обнажена в бассейне р. Хорбусуонка (рис. 7). В ее основании залегают кварцевые конгломераты, гравелиты и песчаники. Вышележащая часть свиты (90—100 м) сложена темными, почти черными (пахучими) битуминозными тонкослоистыми известняками, содержащими линзы темных массивных тонкозернистых известняков и редкие прослои аргиллитов. Содержание органического углерода в битуминозных известняках колеблется в пределах 0.03—4.19 %, повышаясь в сланцах до 14 % [Натапов, 1962; Каширцев, 2003; Parfenova et al., 2011; Cui et al., 2016]. Границы распространения свиты в бассейне не ясны. На севере от Оленекского поднятия в разрезе Бурской скважины рекомендовано не выделять хатыспытскую свиту [Nagovitsin et al., 2015]. Вместе с тем геохимические данные, изложенные ниже, убедительно показывают, что венд-кембрийское Восточно-Анабарское скопление битумов обязано своим происхождением генерации углеводородов из органического вещества хатыспытской свиты. В этом случае область распространения последней протягивается далеко на запад от Оленекского поднятия за осевую часть Суханского бассейна, а протяженность зоны битумонакопления вдоль склона Анабарского массива (> 200 км), определяет не меньшее меридиональное распространение свиты (см. рис. 1).

Высокоуглеродистые породы нижнего и среднего кембрия впервые в ранге куонамской свиты были выделены в бассейне р. Малая Куонамка К.К. Демокидовым [Демокидов, Первунинский, 1952]. На рассматриваемой территории свита выходит на поверхность (см. рис. 1, 8—12) и хорошо обнажена на западной, северной и восточной окраинах бассейна (см. рис. 8). На крайнем юго-западе в Далдыно-Алакитском районе и южнее на Сюгджерской седловине свита по простиранию замещается рифогенными постройками, а на юго-востоке она погружается под палеозойско-мезозойские породы Виллойской синеклизы. Присутствие свиты на большей части территории бассейна не вызывает сомнений.

В пределах Суханского бассейна куонамская свита относится к Оленекской фациальной области открытого морского бассейна [Савицкий и др., 1972; Геология..., 1981; Бахтуров и др., 1988; Парфенова и др., 2004]. Повсеместно глинистые, карбонатные и кремнистые породы (25—65 м) обогащены органическим веществом, содержание которого достигает 30 % от массы породы. В основании разреза (борулахский горизонт) свита обогащена V, Ni, U и фосфатами [Гавшин и др., 1984; Зуева и др., 1992].

Пиролитические исследования органического вещества пород куонамской и хатыспытской свит показали, что кероген органического вещества в том и в другом случае относится ко второму типу [Тиссо, Вельте, 1981]. По уровню катагенеза ОВ породы, обнажающиеся по периферии бассейна, находятся на начальных градациях мезокатагенеза (см. рис. 9). Соответственно, в центральной погруженной части бассейна катагенетические преобразования органического вещества обеих свит будут, как минимум, на градацию выше, т. е. на уровне «главной зоны нефтеобразования».



Рис. 7. Обнажение хатыспытской свиты на р. Хорбусуонка, Оленекское поднятие.



Рис. 8. Обнажение куонамской свиты на р. Молодо, Куйско-Далдынское поднятие.

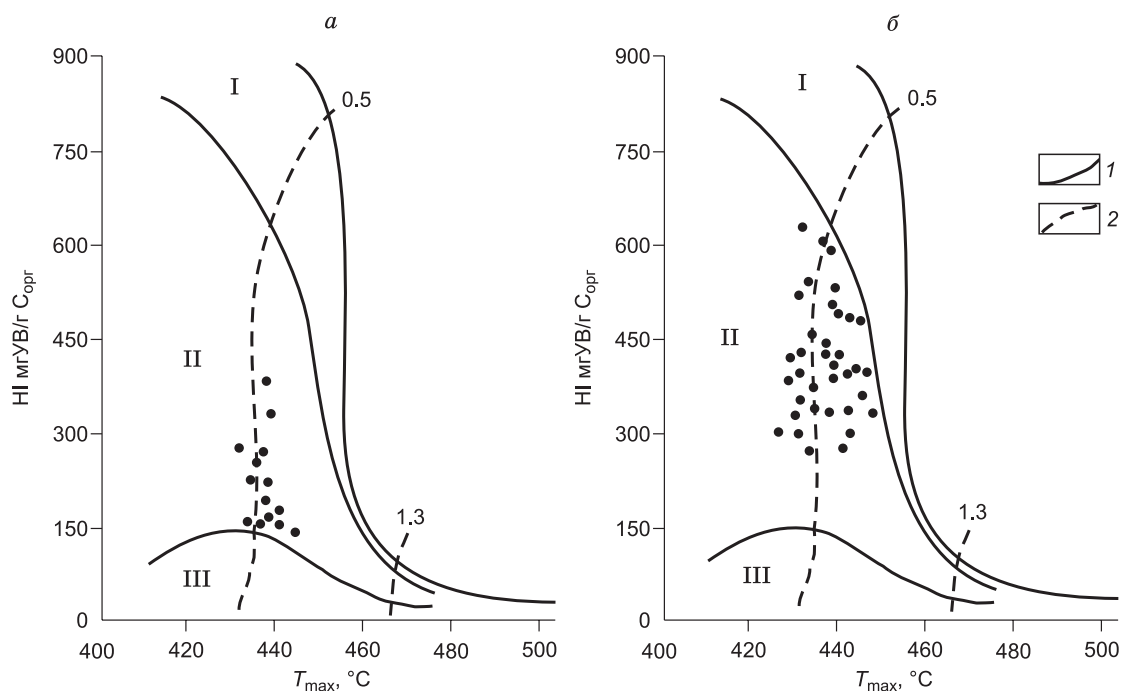


Рис. 9. Диаграммы пиролитических характеристик органического вещества хатыспытской (а) и куонамской (б) свит.

1 — границы керогенов различного типа, 2 — линии, соответствующие отражательной способности витринита.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ГЕОХИМИЯ НАФТИДОВ И БИТУМОИДОВ МАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СУХАНСКОГО ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА

Геохимические исследования органического вещества материнских пород, нефтей и природных битумов проводились по единой схеме, принятой в лабораториях ИНГГ и ИПНГ СО РАН [Парфенова и др., 2004, 2011; Геохимия..., 2009; и др.]. Проанализированы битумоиды карбонатных пород хатыспытской свиты (31 обр.) и высокоуглеродистых сланцев, карбонатов и силицитов куонамского комплекса (36 обр.), а также коллекция битумов Центрально-Оленекского и Восточно-Анабарского месторождений (23 обр.) и нефтей тр. Удачная (32 пробы).

Традиционные геохимические показатели (состав и распределение индивидуальных углеводородов, в том числе молекул-биомаркеров в алифатических фракциях, бензотиофенов, фенантронов и триароматических стероидов в ароматических фракциях, общий изотопный состав углерода и т.п.) были получены практически для всех вышеперечисленных проб. Для глинистых и карбонатных пород потенциально материнских отложений выполнены пиролитические исследования. Часть этих результатов в той или иной мере опубликована в литературе [Парфенова и др., 2004, 2011, 2014; Конторович и др., 2005; Parfenova et al., 2011; Каширцев, 2015]. Ниже мы остановимся лишь на тех наиболее существенных геохимических критериях, которые, на наш взгляд, значимо отличают материнские свиты друг от друга и в то же время являются однозначными генетическими коррелятивами для сопоставления органического вещества материнских пород и углеводородных скоплений.

Природные битумы Центрально-Оленекской и Восточно-Анабарской зон битумонакопления с момента формирования первичных нефтяных залежей прошли длительную историю, связанную с подъемом пород в зону гипергенеза, последующую потерю легких фракций, химическое и бактериальное окисление [Каширцев и др., 2001]. Вместе с тем уникальный биомаркер — гаммацеран, унаследованный битумами от органического вещества хатыспытской свиты, хорошо сохранился и, безусловно, является главным критерием, определяющим их генетическое родство (см. рис. 10). Исследования особенностей органической геохимии нефтей и материнских пород древних карбонатных и особенно карбонатно-эвапоритовых бассейнов (Индостан, Оман и др.) показали, что повышенные концентрации гаммацерана в экстрактах из материнских пород типичны для этих бассейнов и связаны, скорее всего, с широким развитием простейших инфузорий типа *Tetrahymena*, обитающих в гиперсоленых условиях стратификации вод [Grosjean et al., 2009; Dutta et al., 2013]. Нередко для эвапоритовых и карбонатных формаций характерны высокие концентрации бензогептанов, образование которых связано с циклизаци-

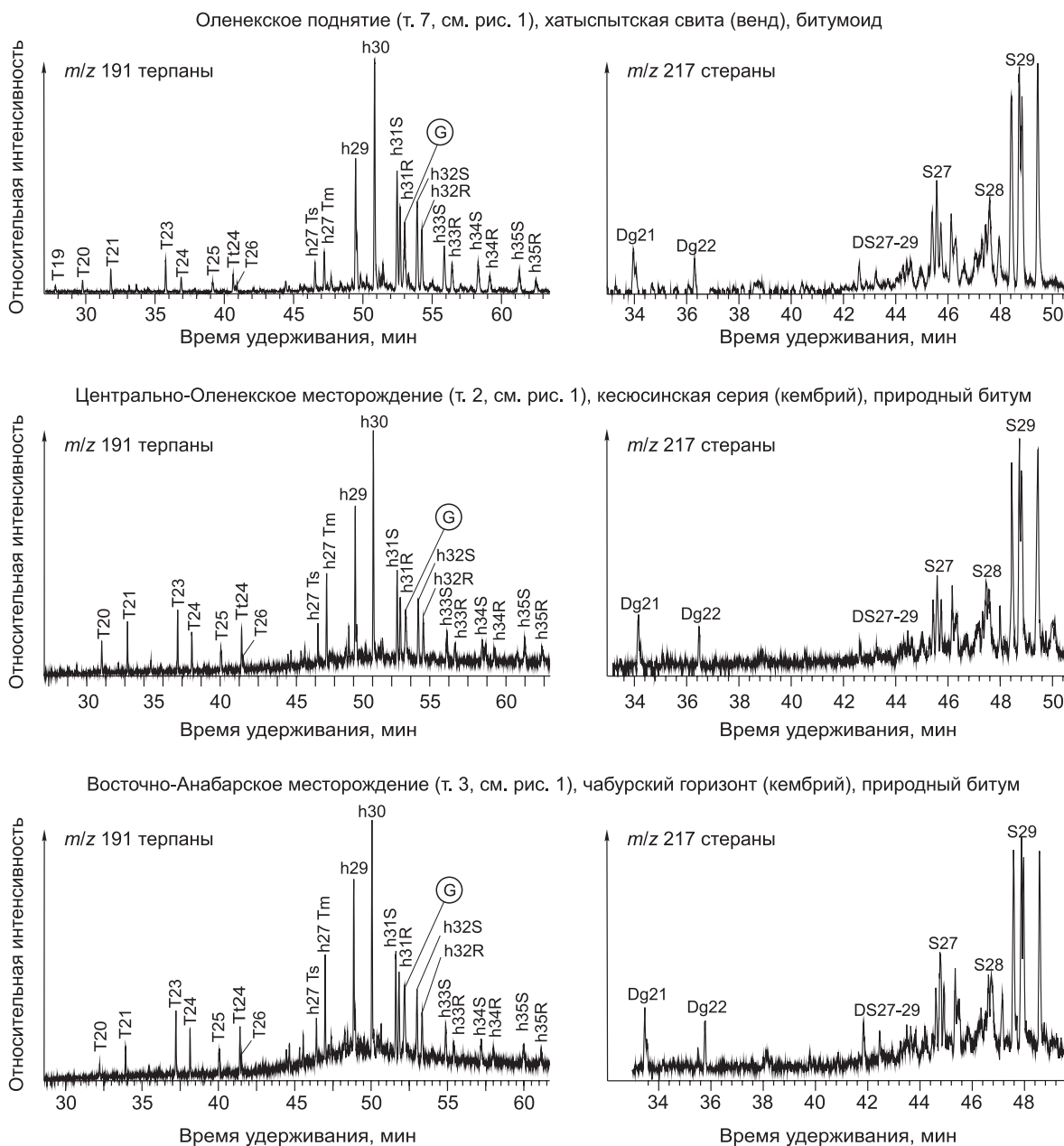


Рис. 10. Масс-хроматограммы распределения терпановых (m/z 191) и стерановых (m/z 217) углеводородов в битумоидах и природных битумах Суханского бассейна.

T — трицикланы, Tt — тетрациклан, h — гопаны, G — гаммацеран, Dg21, Dg22 — дигинаны, S27—S29 — стераны, DS27—29 — диастераны.

ей и последующей ароматизацией гомогепаноидной цепи в раннем диагенезе [Hussler et al., 1984]. Для битумоидов хатыспытской свиты и вышеупомянутых венд-кембрийских битумов повышенные концентрации гаммацерана отмечены для целого ряда изученных проб, хотя вариации гаммацеранового индекса ГИ ($10 \cdot G/G + \text{Нор}_{30}$, где G — гаммацеран, Нор — норгопан) обладают широким разбросом значений (ГИ 0.36—3.91). Вместе с тем подобных высоких значений гаммацеранового индекса даже близко не достигают докембрийские нефти Непско-Ботуобинской НГО, залежи которых большей частью контролируются соляными покрывками. Состав и распределение стеранов в битумоидах хатыспытской свиты и в природных оленекских и восточно-анабарских битумах практически идентичен (см. рис. 10).

Генетическая связь битумов Центрально-Оленекского месторождения с хатыспытской свитой прекрасно устанавливается и по чисто геологическим критериям. Свободные битумы (асфальты и ас-

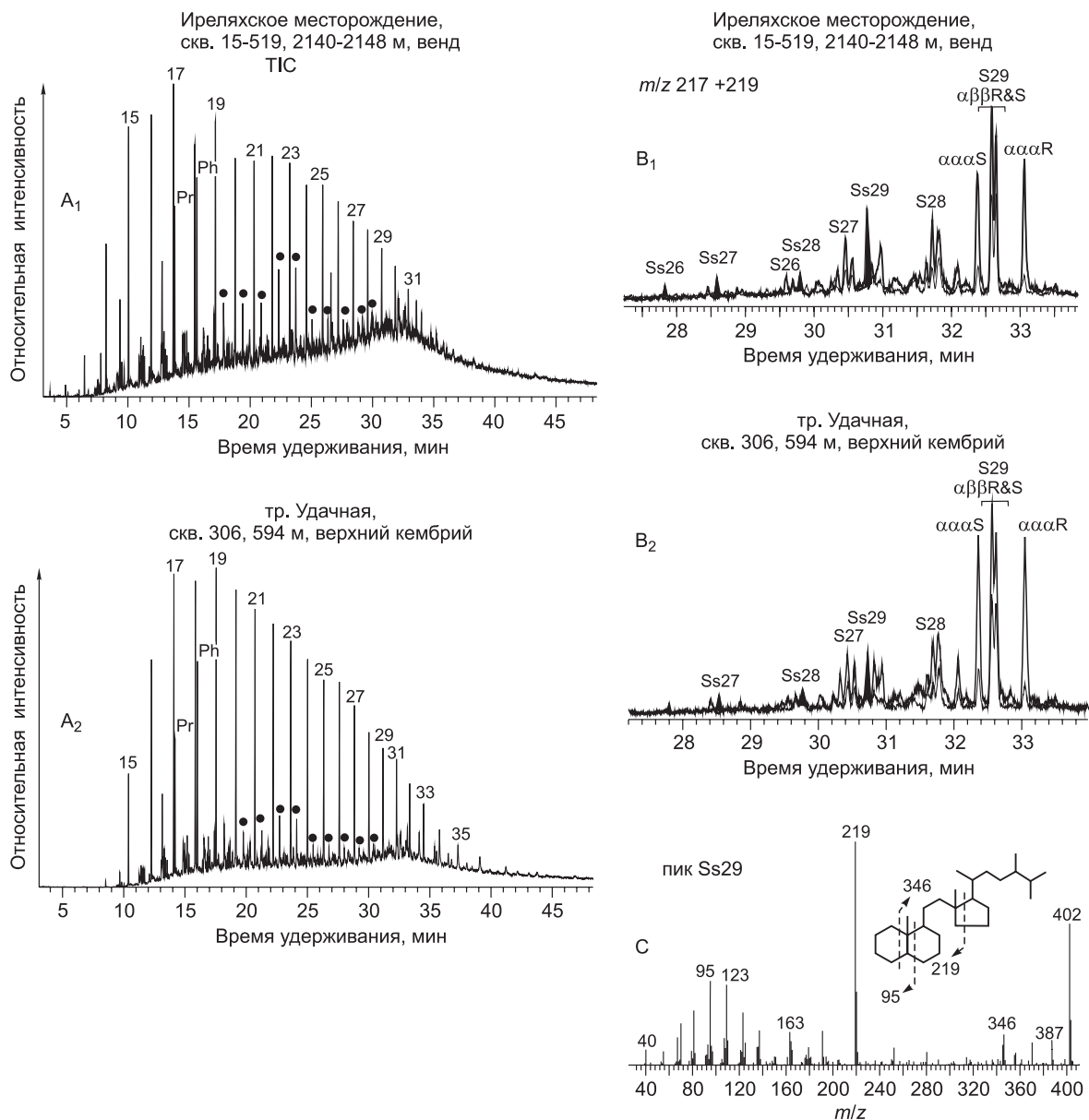


Рис. 11. Масс-хроматограммы по общему ионному току (ТІС) фракций (> 200 °С) алифатических углеводородов нефтей иреляхского месторождения (А₁) и тр.Удачная (А₂),

B₁, B₂ — масс-хроматограммы стеранов, С — масс-спектр секостерана. 15— 35 — нормальные алканы, Pr — пристан, Ph — фитан, S — стераны, Ss — секостераны; черные точки — 12- и 13-монометилалканы.

фальтиты) начинают встречаться непосредственно выше материнских пород в подошве строматолитовых доломитов туркутской свиты, а затем в ее кавернозной кровле (см. рис. 4). Основная их масса локализована в вышележащих базальных песчаниках и гравелитах кессюсинской серии. Как уже отмечалось выше, аналогичный стратиграфический уровень залегания восточно-анабарских битумов и полное сходство биомаркерных показателей позволяет достаточно надежно оценивать распространение материнской хатыспытской свиты в Суханском бассейне. Вполне естественно, что для миграции углеводородных флюидов из очага генерации на восточный склон Анабарского массива, свита должна, как минимум, простирается за осевую наиболее прогнутую часть бассейна (см. рис. 1).

По химико-битуминологическим данным среди нафтидопроявлений района тр. Удачная наиболее широко распространен тип нефтей (см. рис. 11), который по геохимическим особенностям (составу и распределению 12- и 13-монометилалканов, терпановых и стерановых молекул-биомаркеров, изотопии углерода и т.п.) типичен для Непско-Ботубинской нефтегазоносной области [Конторович и др., 1978,

2000; Петров, 1984; Арефьев и др., 1993; Геохимия..., 2009]. Для сравнительной характеристики приведены результаты исследований нефтей Иреляхского месторождения [Чалая и др., 2002].

В удачных и иреляхских нефтях во фракциях, выкипающих выше 200 °С, алканы нормального строения составляют 60—70 %, а среди них преобладают относительно низкомолекулярные гомологи. Максимум распределения обычно приходится на *n*-C₁₅, *n*-C₁₇ или *n*-C₁₉ (см. рис. 11).

Коэффициент нечетности распределения нормальных алканов (CPI) близок к единице. На долю изопреноидных УВ приходится 10—15 % от суммы идентифицированных алканов. Фитан, как правило, преобладает над пристаном. Среди алканов изостроения в отбензиненных нефтях присутствуют углеводороды ряда 2- и 3-метилалканов C₁₄—C₂₂. Особое место в составе насыщенных углеводородов занимают «древние» биометки — алканы с разветвлением в середине цепи: 12- и 13-метилалканы (см. рис. 11). Высокие концентрации, а также гомологичность не оставляют сомнений в их реликтовой природе.

Другой отличительной чертой этих нефтей является существенное преобладание этилхлестанов (пики S29 на рис.10) в общем балансе стерановых углеводородов и практически полное отсутствие диастеранов. Среди «нетипичных» стероидных структур идентифицированы соединения (по *m/z* 203) без метильной группы в положении C₁₀. Также необычный гомологический ряд трициклических стероидных углеводородов установлен по интенсивному (100%) фрагментному иону *m/z* 219. Молекулярно-массовые ионы *m/z* 360, 374, 388 и 402 позволяют предложить трициклическую структуру гомологического ряда секостеранов C₂₆—C₂₉ (см. рис. 11). Появление двух дополнительных атомов водорода (*m/z* 219 вместо *m/z* 217) связано с разрывом цепи одного из колец стеранового скелета [Каширцев и др., 2015]. Как это следует из приведенных

результатов, по ряду параметров «ботубинский» тип нефтей существенно отличается от битумов Центрально-Оленекского и Восточно-Анабарского месторождений и, естественно, от битумоидов хатыспытской свиты. К сожалению, оба типа нефтей не коррелируются ни с битумоидами, ни с нефтями куонамского комплекса. В этом отношении интересно привести геохимические особенности вязкой нефти (см. рис. 12), обнаруженной одним из авторов работы в секреционных пустотах сидеритовых конкреций в разрезе куонамской свиты по р. Муна [Каширцев, 2003; Парфенова и др., 2014].

Наиболее существенным признаком, отличающим «куонамскую» нефть как от венд-кембрийских битумов восточного склона Анабарского массива и Оленекского поднятия, так и от нефтепроявлений кимберлитовых трубок Суханского бассейна является сравнительно высокое содержание диастеранов и холестанов C₂₇ (см. рис. 12). Подобное распределение характерно для ОВ пале-

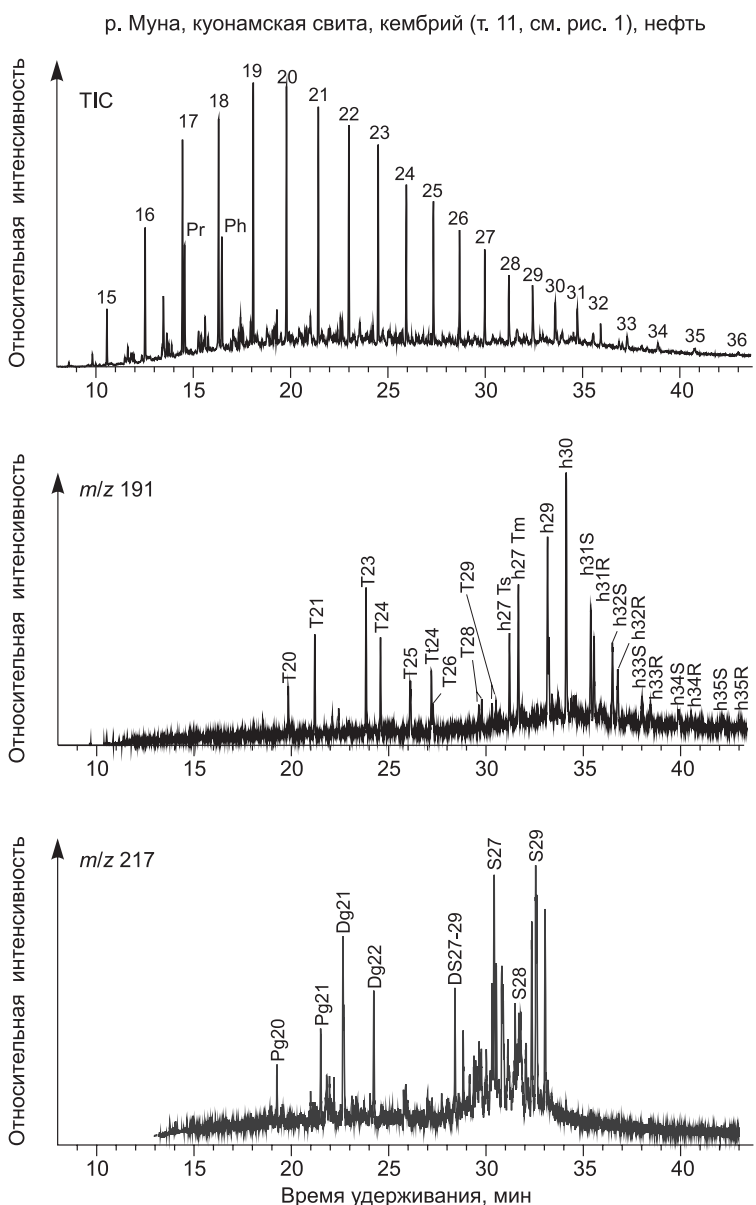


Рис. 12. Масс-хроматограмма (TIC) алифатической фракции нефти куонамской свиты. Масс-хроматограммы терпановых (*m/z* 191) и стерановых (*m/z* 217) углеводородов.

Pr — пристан, Ph — фитан, T — трицикланы, Tt — тетрациклан, h — гопаны, Dg21 — дигинаны C₂₁, Dg22 — дигинаны C₂₂, S27 — стераны C₂₇, S28 — стераны C₂₈, S29 — стераны C₂₉, DS27—29 — диастераны.

озойских морских материнских пород преимущественно глинистого состава, тогда как отсутствие или малые концентрации диастеранов — признак существенной роли карбонатов в составе материнских отложений [Moldowan et al., 1985; Peters et al., 2005]. Для нефти и куонамских битумоидов характерны ванадиловые комплексы порфиринов (отсутствуют в битумах и битумоидах хатыспытской свиты) и специфическое распределение бензотиофенов и триароматических стероидов [Зуева и др., 1992; Конторович и др., 2005].

В настоящее время достаточно активно обсуждаются направления работ, ориентированные на поиск и разведку «сланцевых» нефтей в России. Одним из перспективных, на наш взгляд, объектов в Суханском бассейне является высокоуглеродистый куонамский комплекс. Мигрировавшие битумоиды [Савицкий и др., 1972; Геология..., 1981], вязкие нефти, запечатанные в пустотах сидеритовых конкреций (р. Муна), натеки битумов в межплоскостных полостях сланцев (р. Малая Куонамка) являются весьма ярким показателем «внутриформационной» нефтеносности куонамского комплекса [Клубов, 1983; Каширцев, 2003]. В разрезах северо-востока Сибирской платформы на реках Молодо, Муна и Кюленке битумы наблюдаются в верхней части амыдайского горизонта, малокуонамском и маспакыйском горизонтах [Парфенова и др., 2014]. Все эти данные, а также надкларковые концентрации ряда элементов (V, Ni, U) должны привлечь пристальное внимание исследователей и компаний, серьезно заинтересованных в комплексной разработке сланцевых формаций Восточной Сибири.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Прямые признаки нефтегазонасности в виде крупных скоплений природных битумов на восточном и западном склонах Суханского осадочного бассейна, нефтепроявления в ряде кимберлитовых трубок на южном его замыкании, безусловно, свидетельствуют о высоких перспективах этого региона, главным образом на поиски нефтяных месторождений.

Основные нефтематеринские комплексы Суханского осадочного бассейна представлены битуминозно-карбонатной хатыспытской свитой венда (эдиакарий) и высокоуглеродистой карбонатно-кремнистой сланцевой куонамской свитой нижнего и среднего кембрия.

Геохимически обоснованная генетическая связь Восточно-Анабарского и Центрально-Оленекского месторождений природных битумов с хатыспытской свитой венда позволяет оценивать область ее распространения далеко на запад от Оленекского поднятия за осевую часть бассейна.

Самостоятельных скоплений нефти или природных битумов, генетически связанных с куонамским высокоуглеродистым комплексом (свитой), пока не встречено. Вместе с тем «внутриформационные» проявления вязкой нефти, твердых битумов и аллохтонных битумоидов непосредственно в разрезах самого комплекса могут служить достаточно убедительным основанием для поисков «сланцевой» нефти на большей части Суханского осадочного бассейна.

Битумы Силигир-Мархинского вала и нефтепроявления кимберлитовых трубок по набору основных геохимических признаков весьма близки «ботуобинскому» типу нефтей Мирненского свода и, по всей видимости, обязаны своим происхождением рифейским троговым образованиям южного склона Анабарской антеклизы.

Оценивая региональные перспективы нефтегазонасности бассейна в целом, по-видимому, следует сосредоточить основное внимание на приосевой его части (Суханская впадина) и осложняющих ее локальных поднятиях (Мерчимденский вал и др.). Здесь развиты обе нефтематеринские свиты (хатыспытская и куонамская), уровень зрелости органического вещества которых соответствует «главной зоне нефтеобразования», а региональные резервуары на границе венда и кембрия обладают хорошим качеством как на западном, так и на восточном склонах бассейна.

Авторы искренне благодарят Д.В. Гражданкина, Н.С. Ким и П.Н. Соболева за конструктивные экспертизы.

Исследования выполнены в рамках программ ФНИ IX.131.2.1, IX.128.3.3, при финансовой поддержке проектов РФФИ № 18-05-70074 «Ресурсы Арктики» и РНФ № 17-17-01241.

ЛИТЕРАТУРА

Алексеев С.В., Алексеева Л.П., Шварцев С.Л., Трифонов Н.С., Сидкина Е.С. Особенности геохимической эволюции хлоридных кальциевых рассолов Оленекского криоартезианского бассейна в позднем кайнозое // Геохимия, 2017, № 5, с. 429—444.

Алексеева Л.П., Алексеев С.В. Геохимия подземных льдов, соленых вод и рассолов криоартезианских бассейнов северо-востока Сибирской платформы // Геология и геофизика, 2018, т. 59 (2), с. 183—197.

Арефьев О.А., Забродина М.Н., Русинова Г.В., Петров Ал.А. Биометки нефтей Восточной Сибири // Нефтехимия, 1993, т. 33, с. 488—504.

Атласов И.П. Новый выход докембрийских пород в северо-восточной части Сибирской платформы // Тр. НИИГА, 1953, т. 72, с. 154—177.

Баженова Т.К., Макаров К.К., Ипатов Ю.И., Шуменкова Ю.М., Беляева Л.С., Биккенина Д.А. Закономерности распространения вязких и твердых битумов Сибирской платформы // Закономерности формирования и размещения скоплений природных битумов. Л., Недра, 1979, с. 97—115.

Бахтуров С.Ф., Евтушенко В.М., Переладов В.С. Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация. Новосибирск, Наука, 1988, 160 с.

Брахфогель Ф.Ф. Геологические аспекты кимберлитового магматизма северо-востока Сибирской платформы. Якутск, Изд-во ЯФ СО АН СССР, 1984, 128 с.

Виноградов В.А., Красильщиков А.И. Новые данные по стратиграфии и тектонике докембрия центральной части Оленекского поднятия Сибирской платформы // Докл. АН СССР, 1963, т. 152, № 3, с. 687—689.

Гавшин В.М., Гурари Ф.Г., Матвиенко Н.И., Переладов В.С., Шестель С.Т. Металлоносность горючих сланцев Оленекского бассейна // Рудная специализация осадочных формаций Сибири. Новосибирск, 1984, с. 91—97.

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

Геология, гидрогеология и геохимия нефти и газа южного склона Анабарской антеклизы / Ред. Е.И. Бодунов. Якутск, Изд-во ЯФ СО АН СССР, 1986, 176 с.

Геохимия нефтей востока Сибирской платформы / В.А. Каширцев, А.Ф. Сафронов, А.Н. Изосимова, О.Н. Чалая, И.Н. Зуева, Г.С. Трущелева, С.Х. Лифшиц, О.С. Карелина. Якутск, Изд-во ЯНЦ СО РАН, 2009, 180 с.

Гольдберг И.С. Природные битумы СССР (закономерности формирования и размещения). Л., Недра, 1981, 196 с.

Демокидов К.К., Первунинский В.А. Геологическое строение и перспективы нефтеносности Пур-Оленекского района. Л., Гостоптехиздат, 1952, 59 с. (Тр. НИИГА, т. 46).

Зуева И.Н., Уткина Н.А., Каширцев В.А., Григорьева Т.А. Геохимия порфиринов и микроэлементов органического вещества и нафтидов Западной Якутии. Якутск, Изд-во ЯНЦ СО РАН, 1992, 100 с.

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

Кабаньков В.Я. О возрасте битумов Оленекского поднятия. Л., Гостоптехиздат, 1954, с. 123—138. (Тр. НИИГА, т. 78).

Каширцев В.А. Природные битумы северо-востока Сибирской платформы. Якутск, Изд-во ЯФ СО АН СССР, 1988, 126 с.

Каширцев В.А. Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы. Якутск, Изд-во ЯФ СО РАН, 2003, 159 с.

Каширцев В.А. Геология и органическая геохимия осадочных бассейнов Восточной Сибири. Новосибирск, ИНГГ СО РАН, 2015, 251 с.

Каширцев В.А., Конторович А.Э., Филп Р.П., Чалая О.Н., Зуева И.Н., Иванова И.К., Меметова Н.П. Биодеградация насыщенных циклических хемофоссилий // Геология и геофизика, 2001, т. 42 (11—12), с. 1792—1800.

Каширцев В.А., Конторович А.Э., Ким Н.С., Чалая О.Н., Зуева И.Н. Стераны в неопротерозойских нефтях Непско-Ботуобинской антеклизы Сибирской платформы и Южно-Оманского соленосного бассейна Аравийской платформы // Нефтехимия, 2015, т. 55, № 3, с. 197—205.

Клубов Б.А. Природные битумы Севера. М., Наука, 1983, 208 с.

Конторович А.Э., Мельников Н.В., Старосельцев В.С. Нефтегазоносные провинции и области Сибирской платформы // Геология и нефтегазоносность Сибирской платформы. Новосибирск, СНИИГГиМС, 1975, с. 4—21.

Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И., Кашенко А.С., Ларичев А.И., Мельников Н.В., Соболев П.Н., Стасова О.Ф. История залежей нефти и газа в верхнедокембрийских и нижнесреднепалеозойских отложениях Сибирской платформы // Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири. Новосибирск, СНИИГГиМС, 1978, с. 61—97.

Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Тимошина И.Д., Махнева Е.А. Семейства верхнедокембрийских и кембрийских нефтей Сибирской платформы // ДАН, 2000, т. 370, № 1, с. 92—95.

Конторович А.Э., Парфенова Т.М., Иванова Е.Н. Ароматические углеводороды-биомаркеры и дибензотиофены в битумоидах куонамской свиты (северо-восток Сибирской платформы) // ДАН, 2005, т. 402, № 6, с. 804—806.

Леворсен А. Геология нефти и газа. М., Мир, 1970, 639 с.

Макаров К.К., Косолапов А.И. Геологическое строение и перспективы южного склона Анабарской антеклизы на нефть и газ // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. М., Недра, 1968, с. 341—351.

Мерзлотно-гидрогеологические условия Восточной Сибири / Ред. П.И. Мельников. Новосибирск, Наука, 1984, 192 с.

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

Парфенова Т.М., Бахтуров С.Ф., Шабанов Ю.Я. Органическая геохимия нефтепроизводящих пород куонамской свиты кембрия (восток Сибирской платформы) // Геология и геофизика, 2004, т. 45 (7), с. 911—923.

Парфенова Т.М., Коровников И.В., Иванова Е.Н., Меленевский В.Н. Геохимия органического вещества нефтепроизводящих пород среднего кембрия (северо-восток Сибирской платформы) // Геология нефти и газа, 2011, № 5, с. 64—72.

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

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

Протерозой северо-восточной окраины Сибирской платформы / Б.Р. Шпунт, И.Г. Шаповалова, Э.А. Шамшина. Новосибирск, Наука, 1979, 215 с.

Рогов В.И., Карлова Г.А., Марусин В.В., Кочнев Б.Б., Наговицин К.Е., Гражданкин Д.В. Время формирования первой биостратиграфической зоны венда в сибирском гипостратотипе // Геология и геофизика, 2015, т. 56 (4), с. 735—747.

Савицкий В.Е., Евтушенко В.М., Егорова Л.И., Конторович А.Э., Шабанов Ю.Я. Кембрий Сибирской платформы (юдомо-оленекский тип разреза, куонамский комплекс отложений). М., Недра, 1972, 200 с. (Тр. СНИИГГиМСа, вып. 130).

Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия) / Под ред. Л.М. Парфенова, М.И. Кузьмина. М., МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001, 571 с.

Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М., Мир, 1981, 501 с.

Толстихин Н.И. Гидрогеология Земли и криосфера // Подземные воды Сибири и Дальнего Востока. М., Наука, 1971, с. 28—33.

Успенский В.А., Радченко О.А., Глебовская Е.А. Основы генетической классификации битумов. Л., Недра, 1964, 266 с. (Тр.ВНИГРИ, вып. 230).

Чалай О.Н., Зуева И.Н., Каширцев В.А., Трущелева Г.С., Лифшиц С.Х., Карелина О.С. Состав и свойства нефтей Иреляхского месторождения // Физико-технические проблемы добычи, транспорта и переработки нефти и газа в северных регионах. Якутск, ЯФ Изд-ва СО РАН, 2002, с. 202—207.

Эрлих Э.Н. О строении кристаллического фундамента Сибирской платформы в районе Суханского прогиба. Сборник статей по геологии и нефтегазоносности Арктики // Тр. НИИГА, 1962, т. 121, вып. 18, с. 75—82.

Cui H., Grazhdankin D.V., Xiao S., Peek S., Rogov V.I., Bykova N.V., Sievers N.E., Liu X.-M., Kaufman A.J. Redox-dependent distribution of early macro-organisms: Evidence from the terminal Ediacaran Khatyspyt Formation in Arctic Siberia // Palaeogeogr. Palaeoclimatol. Palaeoecol., 2016, v. 461, p. 122—139.

Dutta S., Bhattacharya S., Raju S.V. Biomarker signatures from Neoproterozoic–Early Cambrian oil, Western India // Org. Geochem., 2013, v. 56, p. 68—80.

Grosjean E., Love G.D., Stalvies C., Fike D.A., Summons R.E. Origin of petroleum in the Neoproterozoic – Cambrian South Oman Salt Basin // Org. Geochem., 2009, v. 40, p. 87—110.

Hussler G., Connan J., Albrecht, P. Novel families of tetra- and hexacyclic aromatic hopanoids predominant in carbonate rocks and crude oils // Org. Geochem., 1984, v. 6, p. 39—49.

Moldowan J.M., Seifert W.K., Gallegos E.J. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 1985, v. 69, p. 1255—1268.

Nagovitsin K.E., Rogov V.I., Marusin V.V., Karlova G.A., Kolesnikov A.V., Bykova N.V., Grazhdankin D.V. Revised Neoproterozoic and Terreneuvian stratigraphy of the Lena-Anabar basin and north-western slope of the Olenek Uplift, Siberian Platform revised Neoproterozoic and Terreneuvian stratigraphy of the Lena-Anabar basin and north-western slope of the Olenek Uplift, Siberian Platform // Precambrian Res., 2015, v. 270, p. 226—245.

Novikov D.A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins // Pet. Explor. Dev., 2017, 44 (5), p. 780—788.

Parfenova T., Kashirtsev V., Borisova L., Ivanova E., Kochnev B., Nagovitsyn K., Melenevsky V. Carbonaceous rocks of the Neoproterozoic (Vendian) Khatyspyt Formation as a possible source of oils in the northeastern Siberian Platform // The 25th International meeting on organic geochemistry (Interlaken, Switzerland, 18—23 September 2011): Book of abstracts, Hampton Hill, 2011, p. 435.

Pelechaty S.M., Grotzinger J.P., Kashirtsev V.A., Zhernovsky V.P. Chemostratigraphic and sequence stratigraphic constraints on Vendian-Cambrian basin dynamics, northeast Siberian Craton // J. Geol., 1996, v. 104, p. 543—563.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. Second ed. V. I, II, Cambridge University Press, 2005, 1155 p.

*Рекомендована к печати 22 мая 2019 г.
Д.В. Гражданкиным*

*Поступила в редакцию 8 ноября 2018 г.,
после доработки — 1 апреля 2019 г.*