

НЕФТЕНОСНЫЕ ОБЪЕКТЫ НА ЮГО-ВОСТОЧНОМ СКЛОНЕ АНАБАРСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

A.I. Сивцев¹, A.R. Александров², Д.М. Петров²*

¹ Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Российская Федерация

² ФИЦ «ЯНЦ СО РАН» «Институт проблем нефти и газа СО РАН», г. Якутск, Российская Федерация

* maraday@yandex.ru

Аннотация

В статье поднимается вопрос целесообразности изучения возможностей освоения тяжелых нефтей и битумов в верхней части разреза на северо-западе Республики Саха (Якутия). Наиболее перспективным объектом по обилию проявлений и географического расположения выделено Силигир-Мархинское битумное поле. Кратко дана информация по литолого-стратиграфическому разрезу и по основным тектоническим элементам изучаемой территории. Отличительной чертой рассматриваемой территории указана аномальная толщина разреза с отрицательной температурой (до 1450 м). Подробно представлены особенности распределения эпигенетических нефте- и битумопроявлений по разрезу и влияния процессов гипергенеза на индивидуальный и групповой состав нефтей и битумов. Сделан вывод, что наиболее изученным и привлекательным объектом для добычи тяжелых нефтей, малт и асфальтов являются породы мархинской и моркокинской свит в непосредственной близости от кимберлитовой трубки «Удачная». Даны физико-химические характеристики нефтей и битумов, свидетельствующие об их подвижности в температурных условиях верхней части разреза рассматриваемого района. Предложено применение горизонтального бурения в комбинации с мультиплакативным гидроразрывом пласта для освоения нефтей и битумов Силигир-Мархинского поля. Представлены прямые признаки нефтегазоносности, установленные в ходе испытаний разведочной скважины № 2-Р, пробуренной в неструктурных условиях. Возможной причиной неполучения притоков нефти и газа указано некачественное вскрытие продуктивных пластов. Сделан вывод о сохранении перспектив нефтегазоносности Мархинского вала по нижней части разреза с учетом заложения разведочной скважины в неструктурных условиях и небольшого опыта вскрытия нефтеносных пластов. Отмечена необходимость мониторинга устойчивости дебита газа с повышенным содержанием водорода в районе трубы «Удачная» для изучения возможностей добычи водорода.

Ключевые слова: Сибирская платформа, кембрийские отложения, Анабарская антеклиза, Мархинский вал, нефтепроявление, битумопроявление, горизонтальное бурение, гидроразрыв пласта, перспективы нефтегазоносности, водородопроявление.

Финансирование: Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования РФ № 125020301277-6.

Для цитирования: Сивцев А.И., Александров А.Р., Петров Д.М. Нефтеносные объекты на юго-восточном склоне Анабарской антеклизы. *Вестник СВФУ.2025;(1):43-54.* <https://doi.org/10.25587/2587-8751-2025-1-43-54>

Original article

OIL-BEARING OBJECTS ON THE SOUTH-EASTERN SLOPE OF THE ANABAR ANTECLISE

Aleksey I. Sivtsev¹, Alexander R. Aleksandrov², Dmitrii M. Petrov²*

¹M.K. Ammosov North-Eastern Federal University, Yakutsk, Russia

² Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, Yakutsk, maraday@yandex.ru

Abstract

The article raises the question of the expediency of studying the possibilities of developing heavy oils and bitumen in the upper part of the section in the northwest of the Republic of Sakha (Yakutia). The Siligir-Markhinsky

bitumen field is identified as the most promising object by abundance of manifestations and geographical location. Brief information is given on the lithological and stratigraphic section and the main tectonic elements of the study area. Anomalous thickness of the section with negative temperature (up to 1450 m) is indicated as a distinctive feature of the studied territory. The features of the distribution of epigenetic oil and bitumen occurrences along the section and the influence of hypergenesis processes on the individual and group composition of oils and bitumen are presented in detail. It is concluded that the most studied and attractive object for the extraction of heavy oils, malts and asphalts are the rocks of the Markhinskaya and Morkokinskaya suites in the immediate vicinity of the Udachnaya kimberlite pipe. Physicochemical characteristics of oil sand bitumens are given, indicating their mobility in the temperature conditions of the upper part of the section of the region under consideration. It is proposed to use horizontal drilling in combination with multiplicative petrofracturing for the development of oils and bitumens of the Siligir-Markhinsky field. Direct signs of oil and gas content established during testing of exploration well No. 2-P drilled in non-structural conditions are presented. A possible reason for the failure to obtain oil and gas inflows is the poor quality of the opening of productive layers. It is concluded that the prospects for oil and gas content of the Markhinsky arch along the lower part of the section are preserved, taking into account the placement of the exploratory well in non-structural conditions and limited experience in opening oil-bearing strata. It is noted that the necessity of monitoring the stability of gas flow rate with an increased hydrogen content in the area of the Udachnaya pipe to study the possibilities of hydrogen production.

Keywords: Siberian platform, Cambrian deposits, Anabar antecline, Markhinsky arch, oil seep, bitumen showing, horizontal drilling, hydraulic fracturing, oil and gas prospects, hydrogen showing.

Funding. The work was performed within the framework of the state assignment of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation No. 125020301277-6.

For citation: Sivtsev A.I., Alexandrov A.R., Petrov D.M. Oil-bearing objects on the south-eastern slope of the Anabar antecline. *Vestnik of North-Eastern Federal University. "Earth Sciences"*. 2025;(1):43-54 <https://doi.org/10.25587/2587-8751-2025-1-43-54>

Введение

Факт ухудшения структуры запасов нефти в мире признается всеми специалистами нефтегазовой отрасли. В России уже сейчас более 40 % добычи и 60 % запасов углеводородов приходится на трудноизвлекаемые запасы и к 30-му году достигнет величины в 70 % [1]. На эту ситуацию можно повлиять открытием новых месторождений нефти, однако, скорее всего, эти резервы могут быть открыты в новых, малоизученных и труднодоступных районах и еще не факт, что эти запасы будут относиться к категории легкоизвлекаемых. Кроме того, себестоимость добычи нефти в таких районах будет высокой. И, несомненно, наступит время масштабной разработки залежей тяжелой нефти и добычи углеводородных ресурсов из массивов битумо- и нефтенасыщенных пород.

В пределах северо-западной части Республики Саха (Якутия) битумопроявления распространены очень широко. Здесь выделяются Нордвикское, Северо-Анабарское, Нижне-Оленекское, Восточно-Анабарское, Верхне-Мунско-Моторчунское, Верхнечимидикэнское, Силигир-Мархинское и т.д. Во всех этих битумных полях и месторождениях битумы представлены вязкими неподвижными разновидностями типа малт и более глубоко преобразованными в зоне гипергенеза нафтидами. Суммарные ресурсы этих битумных полей на глубины до 300 м оцениваются, по самым скромным подсчетам около 10 млрд. т. [2].

Наиболее интересны с позиций разработки залежей битума и нефти бассейны верхних течений рек Силигир и Марха (Силигир-Мархинское). Здесь на площади более чем 6000 км² карбонатные породы верхнего кембрия сильно пропитаны нефтью. Из-за сложных коллекторских свойств пород пришедшая в них маточная нефть распространена крайне неравномерно. Данное битумное поле является также самым близким к нефтепроводу Восточная Сибирь – Тихий Океан.

Материалы и методы исследования

Материалами исследований послужили опубликованные научные труды и архивные материалы по результатам геологоразведочных работ, проведенных в 60-ые годы XX-го века.

Методами исследований стали синтез и анализ данных для выявления перспективных направлений и подходов в освоении скоплений тяжелых нефтий.

Геологическое строение

Силигир-Мархинское поле (рис. 1), крупнейшее по масштабам, располагается на юго-восточном склоне Анабарской антеклизы. Площадь его более 6000 км² [3]. Разрез этого битумного поля слагают отложения среднего, верхнего кембрия и нижнего ордовика.

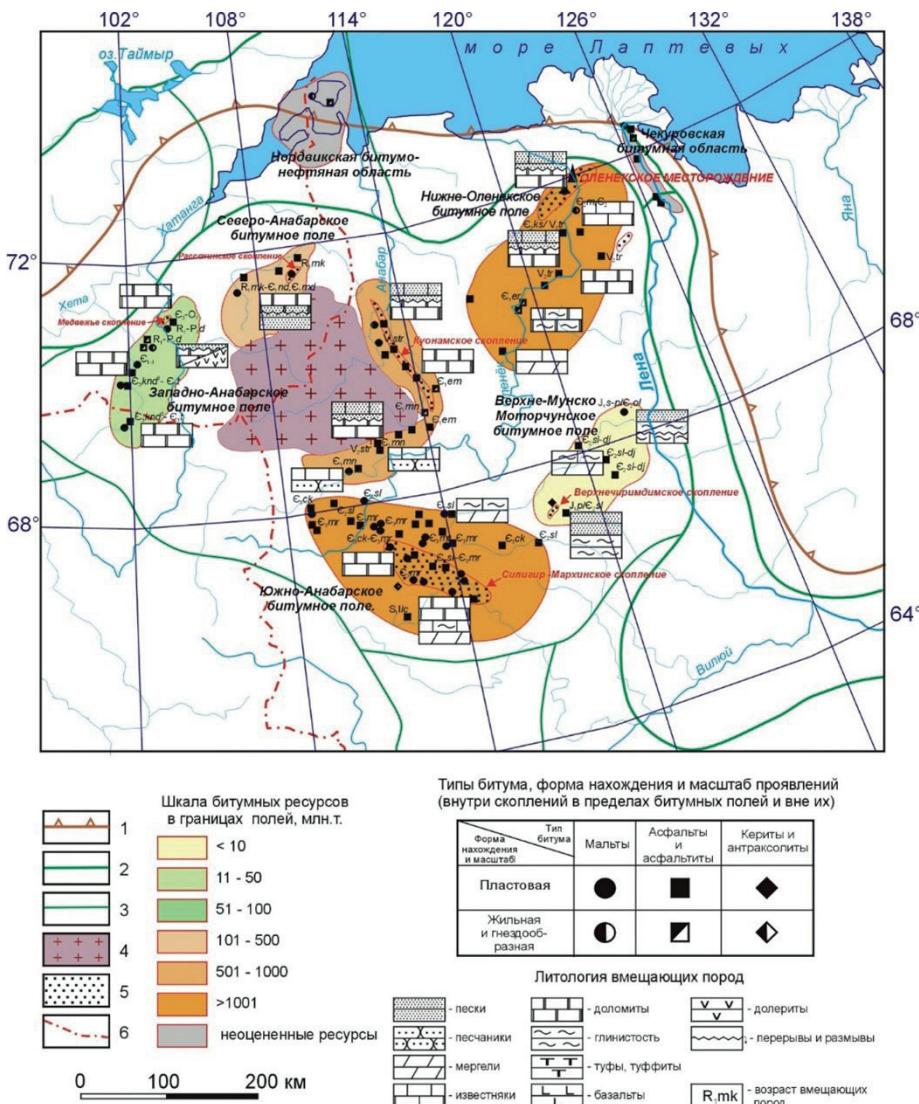


Рис. 1. Фрагмент карты зон скоплений битумов северо-востока Сибирской платформы (по данным И.А. Кушмар, 2006, с изменениями)

Условные обозначения: 1 – граница Сибирской платформы, 2 – границы нефтегазоносных провинций (НГП), 3 – границы нефтегазоносных областей (НГО), 4 – выходы кристаллических пород, 5 – скопления битумов, 6 – границы субъектов РФ.

Fig. 1. Fragment of bitumen accumulation zones map in the north-east of the Siberian platform (according to I.A. Kushmar, 2006, with changes)

Symbols: 1 – boundary of the Siberian platform, 2 – boundaries of oil and gas provinces (OGP), 3 – boundaries of oil and gas regions (OGR), 4 – outcrops of crystalline rocks, 5 – accumulations of bitumen, 6 – boundaries of Russian Federation subjects.

Мархинская структурно-поисковая скважина № 2-Р прошла комплекс осадочных и кристаллических пород и закончена бурением на глубине 2052 м. Кристаллический фундамент вскрыт на глубине 2025 м. Вскрытый разрез представлен отложениями кембрия и позднего докембрия. Верхняя часть разреза представлена преимущественно карбонатными отложениями мархинской, чучукской и оленекской свит.

Мархинская свита (0-170 м, верхний кембрий) представлена пачками переслаивания водорослевых оолитовых и обломочных известняков, доломитов, мергелей, алевролитов, аргиллитов и глинистых известняков.

Чучукская свита (170-238 м, верхний кембрий) представлена пачками переслаивания обломочно-водорослевых битуминозных известняков и доломитов с подчиненным присутствием аргиллитов и алевролитов. В прослоях глинистых известняков, аргиллитов и обломочных известняков встречаются включения розового гипса и зерен пирита.

Оленекская свита (238-465 м, средний кембрий) условно делится на верхнюю и нижнюю пачки. Верхняя (238-338 м) представлена чередованием доломитов, аргиллитов и алевролитов. Присутствуют включения, прожилки и линзы розового гипса и голубовато-серого и белого ангидрита. Нижняя сложена доломитами, мергелями, аргиллитами с прослойями и линзами ангидрита и гипса (0,5-0,8 м).

В широком тектоническом плане Силигир-Мархинское битумное поле расположено на пологой моноклинали с падением на юго-запад и юго-восток. Наиболее крупным тектоническим элементом рассматриваемой территории является Мархинский вал. Вал имеет северо-западное простижение и расположен в пределах Алдано-Анабарской зоны относительно приподнятого архейского кристаллического фундамента. Размеры вала: длина 185-190 км; ширина 20-30 км; амплитуда 150-180 м. Строение вала асимметричное. Юго-западное его крыло более пологое относительно северо-восточного крыла. По изменению мощности верхнего и среднего кембрия в колонковых скважинах установлено [4], что Мархинский вал начал формироваться в конце среднего и, возможно, начале позднего кембрия.

К северо-востоку от Мархинского вала располагается Оленекско-Тюнгский вал, вытянутый параллельно ему и отделенный от него Ханнинским прогибом длиной 220-250 км, шириной 20,0-25,0 км и амплитудой 155 м. К северо-западу на продолжении Мархинского вала в бассейне рек Арга-Сала и Мойера находятся Кенелекянский и Богольский структурные мысы. На севере на некотором отдалении расположена Верхнесилигирская котловина. К юго-западу от Мархинского вала выделяются малоамплитудные Далдынский вал, Мархинский свод и Верхне-Мархинская впадина.

Отличительной чертой района является уникальная по толщине зона отрицательных температур (рис. 2). В результате термометрических исследований в скважинах установлена, что в районе Мархинского вала породы имеют отрицательную температуру до глубины 1450 м. При этом геотермический градиент измеряется величинами 0,01-0,1°C, а геотермическая ступень возрастает иногда до 1000 м. В данном случае в стволе скважины, по-видимому, действует несколько факторов, которые приводят к значительному переохлаждению разреза. Главные из них – наличие перетока из вышележащих водоносных горизонтов в нижележащие и конвенционные течения, которые в сильно минерализованной воде весьма эффективны [4].

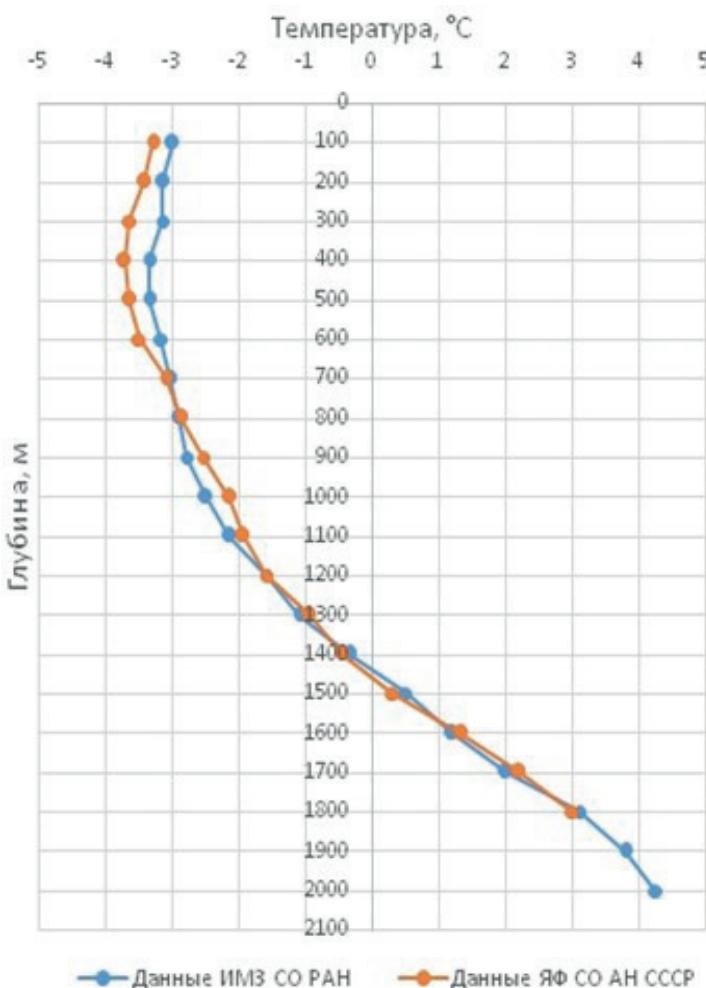


Рис. 2. Изменение температуры по стволу скважины (построен по данным Института мерзлотоведения СО РАН и лаборатории геохимии Якутского филиала Сибирского отделения АН СССР)

Fig. 2. Temperature change along the borehole plotted based on data from the Melnikov Permafrost Institute of the Siberian Branch of the RAS and the Geochemistry Laboratory of the Yakut branch of the Siberian Branch of the USSR Academy of Sciences)

Особенности нефте- и битумопроявлений

Наибольшая битумонасыщенность приурочена к мархинской свите верхнего кембра. Распределение битумов крайне неравномерное по разрезу и площади. При этом толщины битумонасыщенных пластов изменяются в широких пределах от десятков сантиметров до первых метров. В районе трубки «Удачная» в гидрогеологических скважинах отмечены интервалы обильного битумонасыщения до 50 м. Содержание битума в битумонасыщенных породах варьирует в пределах 0,39-18,96 %. На дневной поверхности битумы представлены преимущественно асфальтами, реже мальтами и асфальтитами. По данным колонкового бурения на Мархинском валу, а также по результатам бурения Мархинской опорной скважины на глубинах 140-160 м встречена уже капельно-жидкая нефть с плотностью 0,91-0,92 г/см³. Жидкая нефть была зафиксирована в Мархинской опорной скважине в отложениях старореченской свиты венда (ин-л 1810-1830 м), также в отложениях рифея (ин-л 1961-1963 м и 1976-1980 м). Суммарные запасы битумов Силигир-Мархинского поля на глубину до 100 м оцениваются в 2 млрд. т. [2].

Битумы, пропитывающие наиболее пористые слои чучукской и мархинской свит (их содержание достигает 6 % и более), по элементарному и групповому составу ($C = 80\text{-}84 \%$, $H = 10\text{-}12 \%$, $N + O = 1\text{-}5,8 \%$, масла 50-65 %, смолы – 33 %, асфальтены 2-17 %) могут быть отнесены к мальт-асфальтам, происхождение которых следует связывать с процессами окисления пластовых нефтей в гипергенной зоне. Средняя толщина сильно пропитанных окисленной нефтью прослоев, имеющих открытую пористость выше 8 %, составляет 1,5-2 м [4].

Сложное распределение нефтей и битумов, фиксируемое в естественных обнажениях, сохраняется и в разрезах колонковых скважин в районе трубы «Удачная» и Мархинского вала. Эффективная мощность сильно пропитанных битумом горизонтов верхнего кембрия и самой верхней части среднего кембрия равна 80 м. Средневзвешенное содержание битума по разрезу – 0,03 вес % (по более 300 образцам).

Содержание масел в битумах 51-90 % (чаще 65 %), асфальтенов 2-13 %, смол – около 30 %. Все битумы содержат серу (0,85-3,52 %, чаще несколько более 2 %). Характерно низкое (0,03-0,4 %) содержание остаточного органического углерода в породах верхнего кембрия.

Углеводороды, выделенные из битумов, состоят из жидкой метанонафтеноевой фракции (59-86 %), твердых (3,4-13 %) и ароматических (7,6-27,9 %) разностей. В метанонафтеноевой фракции отношение углерода парафиновых цепей к общему числу атомов углерода составляет 0,52-0,61, в нафтеновых кольцах 0,27-0,32 и ароматических структурах 0,1-0,16. Эти данные свидетельствуют о том, что нефть, насыщающая породы, может быть отнесена только к нефтям метанового типа. Необходимо также отметить, что из нефти, содержащейся в керне с глубины более 200 М, выделялся газ: CH_4 – 7,7 %, ТУ – 9,6 %, CO_2 – 3,8 %, Н – 78,9 % [4].

В зоне развития обильных нефтепроявлений в бассейне р. Марха обнаружены естественные источники метанового газа (CH_4 + ТУ – 79,7 %, CO_2 – 1,1 %, O_2 – 0,2-0,5 %, N + I – 18,7 %) со всеми гомологами тяжелых углеводородов, а также источники (рек Орто-Силигир, Олдондо и др.) хлоридно-кальциевых вод с сероводородом.

Проявления асфальтовых битумов и жидкой нефти установлены в большей части колонковых скважин, пробуренных на кимберлитовой трубке «Удачная». Битум в трубке скапливался главным образом в зонах брекчированного кимберлита, заполнял трещины, жеоды, пустоты и кальцитовые жилы, придавая им коричневый цвет. Исследование битума под микроскопом показывает, что он поступил в трещины уже после того, как в них были отложены кальцит и гипс, принесенные сюда гидротермальными водами. Элементарный и групповой состав битума ($C = 79,84 \%$, $H = 10\text{-}12 \%$, $S = 1,7\text{-}3 \%$, $N + O = 2,45\text{-}10 \%$, масла 67-75 %, смолы 1,5-21 %, асфальтены 10-12 %) свидетельствует о его принадлежности к классу нефтей. Углеводородная часть таких битумов представлена преимущественно метанонафтеновыми разностями (81-91 %), в составе которых до 20 % твердых углеводородов, а ароматическая фракция – толькоmono- и в меньшей степени биароматическими (9-19 %). В метанонафтеновой фракции доля углерода, приходящегося на парафиновые цепи, достигает 66-72 % [4].

Нефти из кимберлитовой трубы «Удачная» с глубины 140-162 м имеют плотность 0,91-0,92 г/см. В них содержится незначительное количество бензиновых фракций: с концом кипения до 150°C – 2,4 %, до 200°C – 7,4 %. Максимальный выход характерен для маслянистых компонентов (32,3 %). Не перегоняемый остаток при температуре до 500°C составляет 50,4 %, что обусловлено повышенным содержанием в нефти смолистых асфальтеновых компонентов. Количество твердых парафинов в ней изменяется от 0,3 до 1,35 %, кинематическая вязкость ее при 200°C составляет 115 см [5].

Из других нефтегазопроявлений на трубке «Удачная» заслуживает внимания фонтан горючего газа из скв. 42 с глубины 367,9 м. В составе газа преобладает водород (H_2 – 53,63 %, CH_4 + ТУ – 36,94 %, C_2H_6 – 2,667 %, C_3H_8 – 0,946 %, C_4H_{10} – 0,259 %, C_5H_{12} + высшие – 0,025 %, C_nH_m – 0,26 %, CO – 0,05 %, N_2 – 0,12 %, He – 0,0048 %, Ar – 0,0081 %). Газ в залежи

по составу (исключая водород и непредельные углеводороды) отвечает попутному газу нефтяных месторождений.

Перспективы освоения скоплений тяжелых нефтей

Наиболее изученным и привлекательным объектом для добычи тяжелых нефтей, мальт и асфальтов могут стать породы мархинской и моркокинской свит в непосредственной близости от кимберлитовой трубки «Удачная». По данным Е.И. Бодунова с соавторами, коллекторские свойства пород этих свит в Далдыно-Алакитском районе отличаются значительной неоднородностью (табл.1) [6].

Таблица 1
Коллекторские свойства пород моркокинской и мархинской свит [6]

Table 1
Reservoir properties of rocks of the Morkokinskaya and Markhinskaya suites [6]

Кол-во скважин	Толщина свит, м	Кол-во пластов коллекторов	Эффективная толщина пластов коллекторов, м	Значения Кп, %
Моркокинская свита				
2	192 – 220	2 -23	2,8 – 36,2	3,0 – 27,2
Мархинская свита				
62	296 – 547	0 – 38	0 – 32,5	3,0 – 20,7

Как видно из таблицы, распространение пластов с высокими коллекторскими свойствами неравномерное по площади и разрезу Далдыно-Алакитского района. С большой долей вероятности подобная ситуация в целом характерна для всего этого района. Это в целом характерно и для большинства массивов карбонатных пород мира (крайняя невыдержанность в пространстве карбонатных пород достаточных коллекторских свойств, исключение – это мезозойские карбонатные отложения Персидского залива).

Фильтрационная неоднородность в массиве карбонатных пород обусловлена тектоническим фактором. С одной стороны, формирование системы трещин в массиве карбонатных пород является определяющим фактором формирования вторичной пористости и кавернозности, а с другой, вторичная минерализация приводит к снижению фильтрационной проницаемости массива карбонатных пород. Именно сочетанием этих двух факторов и обусловлена существенная невыдержанность в пространстве фильтрационно-емкостных свойств карбонатных пород.

Кроме того, на степень невыдержанности фильтрационно-емкостных свойств массива карбонатных пород могли оказать особенности геологического развития южного и юго-восточного склонов Анабарской антеклизы. С историко-генетических реконструкций можно предположить, исходя из анализа распределения толщин венд-нижнесреднепалеозойских отложений юго-восточного и восточного склонов Анабарской антеклизы [7], что в течение длительного времени склоны Анабарской антеклизы представляли собой относительно приподнятую зону, в сторону которой могла происходить латеральная миграция углеводородов, генерированных венд-рифейскими отложениями осевой части современной Вилюйской синеклизы (Ыгыаттинская впадина). Процесс насыщения нефтью карбонатных пород, слагающих склоны Анабарской антеклизы, был длительным и многоэтапным. На первом этапе происходил латеральный транзит из очагов генерации по терригенным пластам (типа старореченской свиты). Далее перераспределение углеводородов по разрезу происходило субвертикально по разрывным нарушениям во время тектонических активизаций.

Реальными объектами постановки добычи природных битумов на глубинах до 300 м могут стать карбонатные породы верхнекембрийского возраста – мархинская и моркокинская свиты (рис. 3).

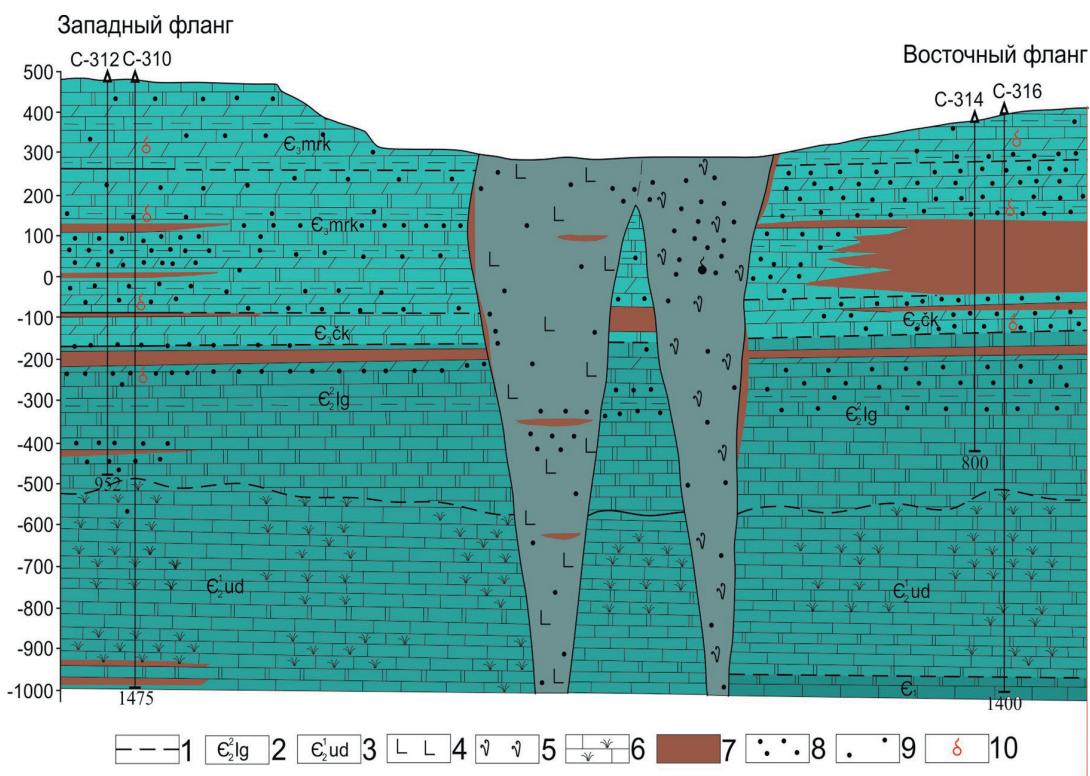


Рис. 3. Схематический геологический разрез тр. Удачная
(составили А.Н. Маршалова, В.А. Павлов, 1986 г. с дополнениями авторов)

Условные обозначения: 1 – границы стратиграфических подразделений, 2- лагунно-сабковая пачка, 3 – рифогенно-обломочная толща, 4 – кимберлиты западного тела трубки, 5 – кимберлиты восточного тела трубки, 6 – эпифитоновые водоросли, 7 – сплошь пропитанные нефтью участки пород, 8 – участки пятнистого нефтенасыщения, 9 – участки слабого нефтенасыщения, 10 – газопроявления.

Fig. 3. Schematic geological section of the Udachnaya pipe
(compiled by A.N. Marshalova, V.A. Pavlov, 1986 with additions by the authors)

Symbols: 1 – boundaries of stratigraphic division, 2 – lagoon-sabkha pack, 3 – reefogenic-clastic strata, 4 – kimberlites of the western body, 5 – kimberlites of the eastern body, 6 – epiphyton algae, 7 – oil-soaked rocks areas, 8 – areas of spotted oil saturation, 9 – areas of weak oil saturation, 10 – gas occurrences.

Нижняя часть разреза мархинской свиты в рассматриваемом регионе сложена плитчатыми тонкокристаллическими известняками с редкими тонкими (0,15-0,2 м) прослойями аргиллитов и линзами водорослевых известняков. В средней части разреза свиты присутствуют оолитовые и водорослевые известняки, а также доломиты. В верхней части разреза свиты преобладают доломитизированные известняки и доломиты. Суммарная толщина разреза свиты до 260 м.

Разрез морлокинской свиты в нижней ее части сложен светло-серыми доломитами, выше по разрезу залегает толща переслаивания оолитовых известняков, известковистых песчаников и конгломератов. Завершается разрез доломитизированными известняками. Толщина разреза свиты 160 м.

Самые большие по масштабам битумопроявления приурочены к средней и верхней частям разреза мархинской свиты. По Б.А. Клубову (1983), нередко встречаются пачки пропитанных мальтой и асфальтом темно-коричневых и черных пористо-кавернозно-трещинных известняков и доломитов. Битум образует капельные выпоты, натеки.

Вопросы перспектив нефтегазоносности Мархинского вала в традиционном понимании остаются открытыми. Прямые признаки нефтегазоносности были установлены при испытании Мархинской разведочной скважины № Р-2, которая оказалась пробуренной в неблагоприятных условиях и по структурному положению оказалась почти на 150 м ниже свода, выявленного колонковым бурением. Скважина не была обсажена и испытана только в открытом стволе. Всего испытано 4 интервала: 2000-2030 м, 1836-1850 м, 1652-1656 м и 1010-1038 м (см. табл. 2).

Таблица 2
Основные результаты испытания разведочной скважины № 2-Р Мархинская площадь

Table 2
Main results of exploration testing of well No. 2-P Markhinskaya area

Интервал	Пластовые давления, фиксированные во время испытания, атм.	Основные результаты испытания
2000-2030 м		Объект сухой.
1836-1850 м	38 (через 1 час) 96 (через 1,2 часа) 138 (через 2 часа) 227 (через 3 часа) 216 (через 6,5 часа)	Пленки нефти. СКО. Сильно разгазированная высокоминерализованная вода с пленками нефти. Газ горючий, горит синим пламенем.
1652-1656 м	206 (через 1,6 часа) 198 (через 3 часа) 195 (через 6 часов)	Приток высокоминерализованной и сильно газированной воды. Зафиксированное высокое пластовое давление, по всей видимости, обусловлено некачественной пакеровкой – просачивание раствора из забойной зоны. На приборах и тросе обнаружены примазки нефти.
1010-1038 м	125 (через 1,7 часа), 106 (через 1,9 часа), 114 (от 2-3,3 часов), 84 (через 3,8 часа)	Газированная нефть. Одновременно поступлением нефти наблюдалось интенсивное газирование раствора. Газ горел синим пламенем. Отобрано было 2,5 литра нефти для анализа.

Несмотря на неблагоприятные структурные условия и некачественное опробование перспективных интервалов можно выделить два потенциальных продуктивных горизонта с признаками газоносности (1652-1656 м) и нефтеносности (1836-1855 м). Надо отметить, Среднеботубинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) почти 10 лет разведывалось как газовое месторождение с нефтяной оторочкой, не имеющей промышленного значения. В первое время ботубинский горизонт вскрывался глинистым раствором на пресной основе и только переход на буровые растворы на углеводородной основе подтвердил промышленное значение нефтяной оторочки на этом месторождении. Как оказалось, образовывавшиеся в ботубинских песчаниках в призабойной зоне скважины (ПЗС) стойкие водонефтяные эмульсии увеличивали гидродинамическое сопротивление в межпоровых каналах и резко снижали дебиты нефти (не более первых кубов в сутки). Вскрытие ботубинских песчаников растворами на углеводородной основе привело к устойчивым дебитам практически до 200 м куб. нефти в сутки [8]. Вероятно, в Мархинском вале могли также пропустить нефтяную залежь из-за ухудшения фильтрационно-емкостных свойств ПЗС за счет проникновения бурового раствора.

Заключение

Силигир-Мархинское битумное поле, включающее крупный Мархинский вал, кенеликанские поверхностные нефтепроявления и кимберлитовые трубы «Удачная», является наиболее изученным и близким к разрабатываемым месторождениям Непско-Ботубинской антиклизы. Отличительной чертой района является уникальная по толщине зона отрицательных

температур, что, несомненно, будет оказывать негативное воздействие на подвижность жидких пластовых флюидов. Вместе с тем отмечается низкий порог застывания кенеликанских нефейт (-58°C), что позволяет предположить о подвижности этих нефейт в температурных условиях рассматриваемого района [5]. Технологии бурения горизонтальных стволов скважин в комбинации с мультиплекционным гидроразрывом пласта (ГРП) могут обеспечить эффективное освоение нефейт и битумов Силигир-Мархинского поля.

Определенный интерес вызывает повышенное содержание водорода в составе газов из газопоявлений в районе трубы «Удачная». В работе [9] отмечается, что в этом районе весьма ценным станет проведение мониторинговых исследований по стабильности дебитов водорода, составившего в свое время 100 тыс. м³/сут (скв. 42).

В нижней части разреза перспективы нефтегазоносности связываются с Мархинским валом и прилегающими к нему структурами, где установлены высокоминерализованные подземные воды хлоридно-кальциевого типа, в которых содержится большое количество нафтеновых кислот, брома, йода, аммония и других показателей нефтегазоносности. С учетом заложения разведочной скважины в неструктурных условиях и небольшого опыта вскрытия нефтеносных пластов, весьма вероятно, в Мархинском вале остается неоткрытым нефтяное месторождение.

Разработка битумных месторождений и месторождений тяжелой нефти Сибирской платформы дело, как минимум, даже не среднесрочной перспективы. Но, неизбежно высокие цены на углеводородное сырье в будущем, сделают рентабельными проекты по разработке таких месторождений. Причем, такие проекты могут оказаться более рентабельными чем, например, добыча нефти на шельфах арктических морей восточного сектора РФ (море Лаптевых и Восточно-Сибирское море). Следовательно, уже сегодня необходимо начинать разрабатывать технологии по разработке месторождений вязкой нефти и битумов в условиях криолитозоны.

Литература

1. Чижевский А.В. Минэнерго спрогнозировали рост доли трудноизвлекаемых запасов нефти в РФ до 70 % к 2030 году. *Деловой журнал «Neftegaz.RU»*. 2023. Режим доступа: <https://neftegaz.ru/news/gas/777204-v-minenergo-sprognozirovali-rost-doli-trudnoizvlekaemykh-zapasov-nefti-v-rf-do-70-k-2030-odu/?ysclid=m6r56hcckl49951107>
2. Сафонов А.Ф. Природные битумы восточной части Сибирской платформы – потенциальный объект добычи углеводородного сырья. *Наука и образование*. 2013; 3(71):86-89.
3. Баженова Т.К., Кушмар И.А. Основные черты геологии и геохимии природных битумов домезойского мегабассейна Сибирской платформы. *Природные битумы и тяжелые нефти*: сб. материалов Международной конференции. – СПб.: Недра;2006:132-145
4. Макаров К.К. Геологическое строение и перспективы южного склона Анабарской антеклизы на нефть и газ / Макаров К.К. Косолапов А.И. *Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов*. М.: «Недра»;1968:341-351
5. Арчегов В.Б. Блоковая делимость и источники нефти на юге Анабарской антеклизы в связи с развитием нефтегазового комплекса Сибирской платформы / Арчегов В.Б. // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2008;3(4):11. Режим доступа: https://ngtp.ru/tub/4/53_2008.pdf
6. Бодунов Е.И., Белецкий В.Л., Фрадкин Г.С. и др. Геология, гидрогеология и геохимия нефти и газа южного склона Анабарской антеклизы. Якутск: изд. ЯФ СО АН СССР;1986:176.
7. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия) / Отв. ред. Л.М. Парфенов, М.И. Кузьмин. М.: МАИК «Наука/Интерperiодика». 2001:571.
8. Васильев Р.И. Долгая дорога к открытию нефти в Якутии. *Аммосов-2023: сборник материалов общеуниверситетской научной конференции студентов и магистрантов*, Якутск, 27 апреля 2023 года. Якутск: Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова; 2023:876-879.
9. Абукова Л.А. Природный водород как полезное ископаемое: состояние проблемы в России. В кн.: *Физико-технические проблемы добычи, транспорта и переработки органического сырья в условиях холодного климата: Сборник трудов III Всероссийской конференции, посвященной 25-летию Института*

проблем нефти и газа СО РАН, Якутск, 10–13 сентября 2024 года. Киров: Межрегиональный центр инновационных технологий в образовании; 2024:14-17. – DOI 10.24412/cl-37255-2024-1-14-17.

References

1. Chizhevsky AV. The Ministry of Energy predicted an increase in the share of hard-to-recover oil reserves in the Russian Federation to 70 % by 2030. *Business Magazine «Neftegaz.RU»*. 2023. Available from: <https://neftegaz.ru/news/gas/777204-v-minenergo-sprognozirovali-rost-doli-trudnoizvlekaemykh-zapasov-nefti-v-rf-do-20-k-2030-odu/?ysclid=m6r56hcckl49951107> (in Russian).
2. Safronov AF. Natural bitumen of eastern part of Siberian platform – potential object of the mining of the hydrocarbons. *Science and education*. 2013; № 3(71): 86-89 (in Russian).
3. Bazhenova TK, Kushmar IA. Main features of the geology and geochemistry of the natural bitumen of pre-Mesozoic megabasin of the Siberian platform. In: *Natural bitumen and heavy oil. Collection of works of International Conference*. SPb.: Nedra;2006:132-145 (in Russian).
4. Makarov KK, Kosolapov AI. The geological structure and perspectives of the oil and gas of the southern slope of Anabar anteclide. In: *Geological structure and the oil and gas of eastern part of Siberian platform and the surrounding areas*. M: Nedra;1968:341-351 (in Russian).
5. Archegov VB. Block separability and source of oil in the south of Anabar anteclide in connection of the development of the oil and gas complex the of Siberian platform. *Oil and gas geology. Theory and Practice*. 2008;3(4):11. (in Russian). Available from: https://ngtp.ru/rub/4/53_2008.pdf
6. Bodunov EI, Beletsky VL, Fradkin GS, et al. Geology, hydrogeology and geochemistry of the oil and gas of southern adret of Anabar anteclide. Yakutsk: publ. YS SB AS USSR;1986:176 (in Russian).
7. Tectonics, geodynamics and metallogeny of the territory of the Republic of Sakha (Yakutia). In: Parfenov LM. and Kuz'min MI (eds). M.: Nauka/Interperiodika. 2001:571 (in Russian).
8. Vasiliev RI. A long way to the discovery of oil in Yakutia. In: Ammosov – 2023. *Collection of works of university-wide science conference of students and master candidates, Yakutsk, 27th of April 2023*. Yakutsk: North-Eastern Federal University of M.K. Ammosov;2023:876-879 (in Russian).
9. Abukova LA. A natural hydrogen as a mineral: a state of the problem in Russia. In: *Physical-technical problems of the mining, transportation and recycling of an organic raw materials in the conditions of cold climate. Collection of works III National Conference dedicated to 25th anniversary of the Institute of Oil and Gas Problems SB RAS*, Yakutsk, 10th-13th of September 2024. Kirov: Interregional Centre for Innovative Technologies in Education; 2024:14-17. (in Russian) DOI 10.24412/cl-37255-2024-1-14-17.

Сведения об авторах

СИВЦЕВ Алексей Иванович, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры «Недропользование», ФГАОУ ВО «Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова», ORCID: 0000-0001-8386-2383, ResearcherID: F-1077-2014, Scopus Author ID: 56287496100, SPIN: 8676-4888, e-mail: maraday@yandex

АЛЕКСАНДРОВ Александр Романович, научный сотрудник, ФИЦ «ЯНЦ СО РАН» Институт проблем нефти и газа СО РАН, ORCID: 0000-0001-6459-8951, ResearcherID: D-8376-2021, ScopusAuthor ID: 56513304000, SPIN: 5062-9473, e-mail: sutuka1956@mail.ru

ПЕТРОВ Дмитрий Михайлович, инженер-исследователь, ФИЦ «ЯНЦ СО РАН» Институт проблем нефти и газа СО РАН, ORCID: 0000-0002-3125-5933, ResearcherID: D-8376-2021, ScopusAuthorID: 57214721323, SPIN: 3827-1218, SPIN: 1127-8070, e-mail: qanala@mail.ru

About the authors

Aleksei I. SIVTSEV, Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, M.K. Ammosov North-Eastern Federal University, ORCID: 0000-0001-8386-2383, ResearcherID: F-1077-2014, Scopus Author ID: 56287496100, SPIN: 8676-4888, e-mail: maraday@yandex

Alexander R. ALEKSANDROV, Researcher, Institute of Oil and Gas Problems, Siberian Branch of the RAS, ORCID: 0000-0001-6459-8951, ResearcherID: D-8376-2021, Scopus Author ID: 56513304000, SPIN: 5062-9473, e-mail: sutuka1956@mail.ru

Dmitrii M. PETROV, Research engineer, Institute of Oil and Gas Problems, Siberian Branch of the RAS, ORCID: 0000-0002-3125-5933, ResearcherID: D-8376-2021, Scopus Author ID:57214721323, SPIN: 3827-1218, SPIN: 1127-8070, e-mail: qanala@mail.ru

Вклад авторов

Сивцев А.И. – разработка концепции, проведение исследования, руководство исследованием

Александров А.Р. – редактирование рукописи, визуализация, администрирование данных

Петров Д.М. – создание черновика рукописи, визуализация

Authors' contribution

Sivtsev A.I. – conceptualization, investigation, supervision

Aleksandrov A.R. – writing-review&editing, visualization, project administration

Petrov D.M. – writing original draft, visualization

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interest

Поступила в редакцию / Submitted 24.02.25

Принята к публикации / Accepted 05.03.25