

УДК 553.982.2

DOI 10.31087/0016-7894-2018-5-5-14

Нефтегазоносность Путоранского свода и сопредельных территорий на северо-востоке Курейской синеклизы

© 2018 г. | В.А. Кринин, И.И. Порозов

ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет», Красноярск, Россия; vkrinin@sfu-kras.ru; iporozov@vnigni.ru

Поступила 27.02.2018 г.

Принята к печати 01.07.2018 г.

Ключевые слова: Курейская синеклиза; Путоранский свод; локальное поднятие; отложения; свита; ловушка; нефтематеринская толща; углеводороды; нефть; ресурсы.

На основании анализа данных геофизических и геохимических методов, параметрического и структурно-колонкового бурения, изучения геохимических характеристик образцов из потенциально нефтематеринских толщ на северо-востоке Курейской синеклизы сделан вывод о возможной нефтеносности отложений нижнего и среднего палеозоя и вероятности открытия нового нефтеносного района в пределах Путоранского свода.

Для цитирования: Кринин В.А., Порозов И.И. Нефтегазоносность Путоранского свода и сопредельных территорий на северо-востоке Курейской синеклизы // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5. – С. 5–14. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-5-14.

Oil and gas potential of the Putorana Anticline and neighbouring lands in the north east of the Kureya Syncline

© 2018 | V.A. Krinin, I.I. Porozov

Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia; vkrinin@sfu-kras.ru; iporozov@vnigni.ru

Received 27.02.2017

Accepted for publication 01.07.2018

Key words: Kureya Syncline; Putorana Anticline; local high; deposits; formation; trap; source rocks; hydrocarbons; oil; resources.

The paper discusses issues associated with petroleum potential assessment of the Putorana Anticline (an uplift, according to some reports) and neighbouring territories of the Kureya Syncline; they are characterised by extremely low G&G exploration maturity. The paper presents a brief description of the methods applied and amount of data used. On the results of drilling Well 358 and two core holes in the Ledovaya area, architecture of sedimentary cover geological section is described for the Putorana Anticline, which is composed of the Late Riphean – Mesozoic deposits. We propose an updated structural and tectonic model of the Pastaginsky Ridge that occupies the central part of the Putorana Anticline. This model also presents the following local highs: Megunsky, Nikitovsky, Dakitsky, Voskovsky, and to the fullest extent explains the presence of possible accumulations in the Silurian, Ordovician, and Cambrian formations. We present the results of the new pyrolysis studies carried out on the Llandovery sapropelic shale sample; together with the possible petroleum generating Lower-Middle Cambrian horizons (analogues of the Kuonamsky Fm), this shale may also be a source rock. Presence of horizons having satisfactory, good, and very good reservoir quality is substantiated in the sedimentary cover of the north-eastern part of the Kureya Syncline; this is evidenced by the results of cased-hole testing and sampling while drilling in the areas neighbouring the considered region. Wide-spread occurrence of salt within the Middle Devonian deposits is noted; they present a high-quality impermeable bed over the vast area of the syncline's north. Possible hydrocarbon potential of the considered area is demonstrated by the example of the localized forecast resources assessment for four highs within the Pastaginsky Ridge.

For citation: Krinin V.A., Porozov I.I. Oil and gas potential of the Putorana Anticline and neighbouring lands in the north east of the Kureya Syncline. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(5):5–14. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-5-14.

Согласно существующему нефтегазогеологическому районированию, в пределах Курейской синеклизы выделяются две крупнейшие по площади и объему осадочного чехла нефтегазоносные области (НГО) — Северо-Тунгусская и Южно-Тунгусская [1]. Большая часть территории Северо-Тунгусской НГО, в том числе северо-восток Курейской синеклизы, до сих пор остается практически неизученной с точки зрения нефтегазоносного потенциала. По оценке ИНГГ СО РАН (01.01.2005), структура суммарных начальных извлекаемых ресурсов углеводородов Северо-Тунгусской НГО представляется следующей (табл. 1).

Основная часть ресурсов УВ прогнозируется в пределах пликативных структур I порядка, отно-

сящихся к перспективным территориям первой категории: Ледянскому (Путоранскому своду), Аянскому, Анамскому, Юктелийскому, Кочечумскому сводам [1]. При тектоническом районировании («Тектоническая карта нефтегазоносных провинций Сибирской платформы» под редакцией В.С. Старосельцева, 2002) Путоранскому своду соответствует структурный выступ. Более ранние оценки прогнозных локализованных извлекаемых ресурсов трех локальных поднятий только Путоранского свода (Мегунского, Дакитского, Никитовского) в сумме составляли 2973,0 млн т [2].

На юго-восточной границе Путоранского свода по структурному плану базальтовых покровов, по



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Табл. 1. Структура суммарных начальных извлекаемых ресурсов, млн т усл. УВ

Table 1. Structure of total initial recoverable resources, MMTOE

Нефтегазоносные комплексы, элементы районирования	C ₃	D ₁	D ₂	C ₃ + D	СНР
Каменноугольно-пермский	–	–	240	240	240
Ордовик-девонский	–	–	2076,9	2076,9	2076,9
Кембрийский	–	–	2043,4	2043,4	2043,4
Верхневенд-нижнекембрийский	–	–	655,1	655,1	655,1
Вендский	–	–	714	714	714
Рифейский	–	–	287,1	287,1	287,1
Северо-Тунгусская НГО	–	–	6016,5	6016,5	6016,5

результатам статистической обработки линеаментной сети и газогидрохимическому опробованию водоисточников, прогнозируется погребенное Верхнехугдякитское куполовидное поднятие площадью примерно 2500 км² с потенциалом УВ более 2 млрд т [3]. По мнению В.Д. Козырева, основанному на анализе ряда геотектонических признаков, Тунгусская синеклиза относится к территории с невысокими перспективами нефтегазоносности [4].

Во всех приведенных оценках неоднозначность нефтегазоносности Курейской синеклизы в целом и отдельных ее районов в частности вполне очевидна из-за низкой изученности. Однако диапазон этих оценок вызывает необходимость их практической проверки.

Методика исследования

Рассматриваемая территория северо-востока Курейской синеклизы охарактеризована полистной геологической съемкой масштаба 1:200 000, региональными аэромагнитными и гравиметрическими съемками, электроразведочными работами МТЗ, сейсморазведочными работами МОВ-МОГТ по нерегулярной сети профилей. По результатам этих работ были получены первые и весьма общие представления о структурно-тектоническом плане. По методике сейсмогравимагнитного моделирования В.И. Казаис наметил крупное пликативное поднятие I порядка на северо-востоке территории [5].

В дальнейшем представления о структурно-тектоническом районировании рассматриваемой территории будут основываться на структурной карте Красноярского края по состоянию на 01.06.2001 г. под редакцией В.А. Кринина (рис. 1).

С учетом нового сейсмического профиля, проложенного в 2011–2012 гг. вдоль рек Хета и Аякли, данные по которому были проанализированы совместно с результатами бурения параметрической скв. 358 и структурно-колонковых скважин 2, 3, уточнен структурный план Пастагинского вала, выделенного ранее В.И. Казаисом [5]. Впервые методом схождения построены структурные карты по основным нефтегазо-

перспективным горизонтам в отложениях среднего палеозоя и венда – нижнего кембрия (рис. 2, 3). Материалы газогеохимической съемки по грунтам, проведенной в пределах Мегунского поднятия, и анализ нефтебитумопроявлений в керне структурно-колонковой скв. 2 позволили наметить условный водонепроницаемый контакт прогнозируемой залежи в песчаниках лландоверийского яруса.

Для выявления в осадочном чехле возможных нефтегазоматеринских толщ выполнены аналитические исследования образцов пород из силурийских и девонских отложений, проведена корреляция исследуемого разреза с разрезами смежных территорий, в которых установлены потенциальные нефтематеринские горизонты.

Геологический разрез осадочного чехла

Осадочный чехол в составе верхнепротерозойских и фанерозойских отложений в пределах Путоранского свода залегает на образованиях кристаллического фундамента (рис. 4).

Представления о литологическом составе, стратиграфии отложений докембрия и кембрия, которые основаны на изучении разреза параметрической скв. 358, пробуренной на северном склоне Путоранского свода, рассмотрены в работе [6].

В основании осадочный чехол представлен отложениями аяклинской толщи рифея, сложенной известняками, местами доломитизированными, частично сохранившими первичную ступково-водородную структуру. Породы заметно окремнены и ангидритизированы. Отложения венда и низов кембрия объединены в константиновскую и тамакскую свиты общей мощностью 258 м. По мнению авторов статьи, эти отложения являются полным аналогом верхнего венда Южно-Тунгусской НГО.

Константиновская свита сложена доломитами и доломитами глинистыми с прослойками алевропесчаников, алевроаргиллитов и доломитовых аргиллитов.

Тамакская свита, представляющая верхнюю треть венда, состоит из доломитов и доломитов сла-

Рис. 1. Фрагмент структурно-тектонической схемы Западной части Сибирской платформы
Fig. 1. Fragment of the structural and tectonic scheme, western part of the Siberian Platform

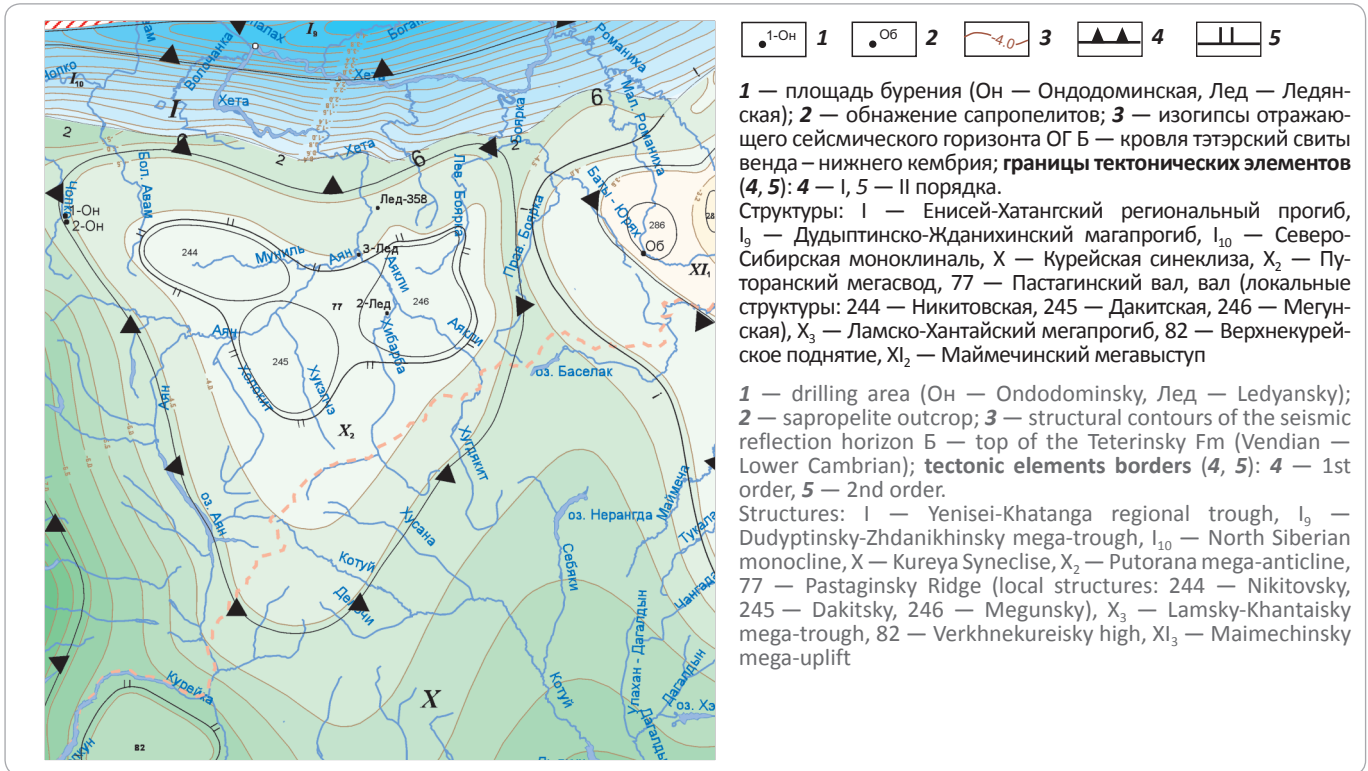
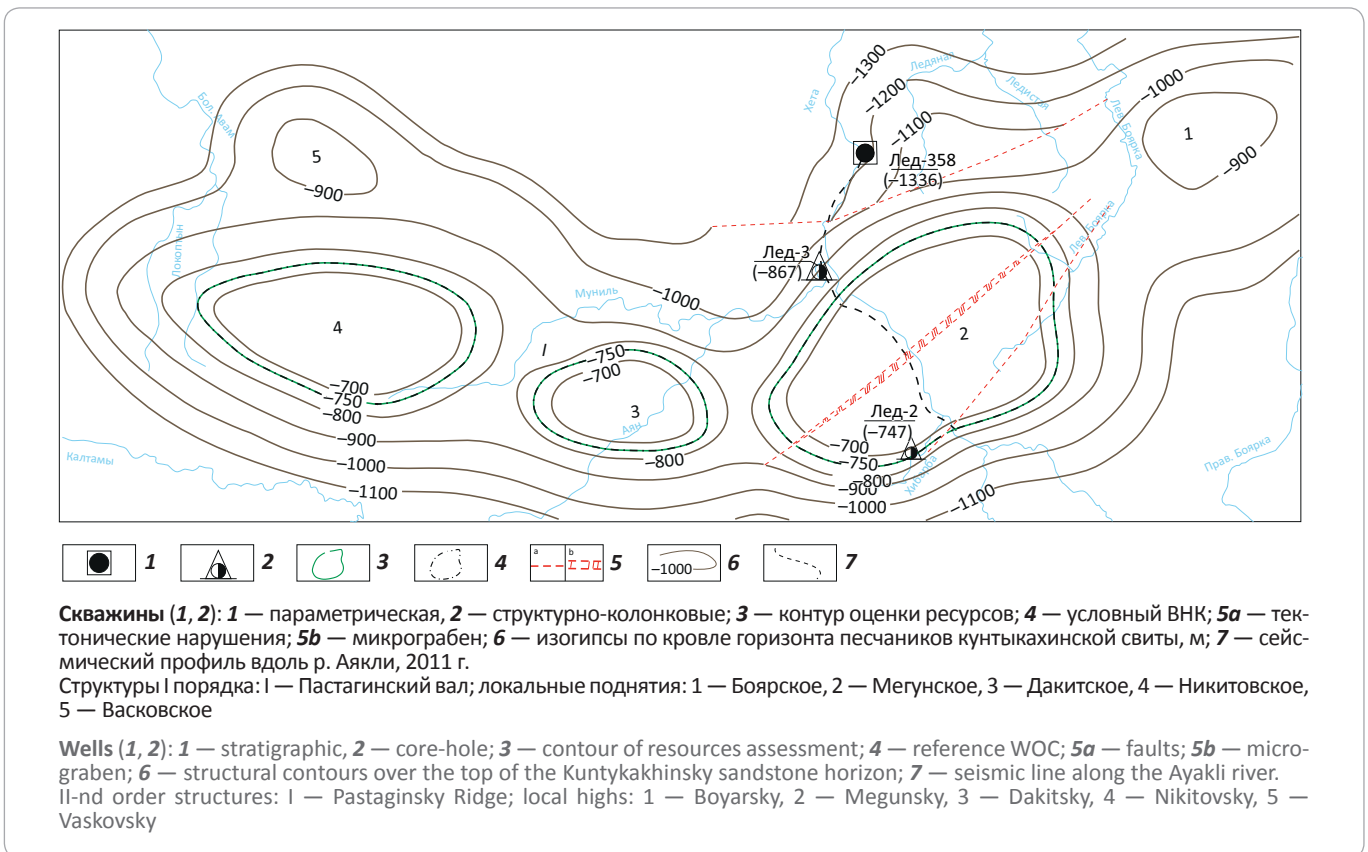
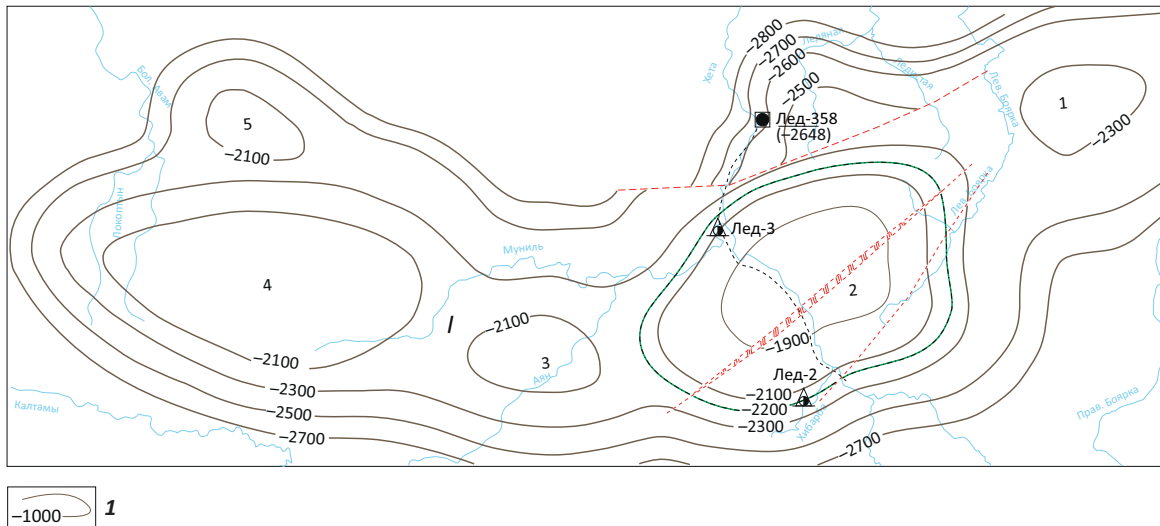


Рис. 2. Структурная схема Пастагинского вала по кровле ордовикских песчаников
Fig. 2. Structural scheme of the Pastaginsky Ridge over the Ordovician sandstone Top



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

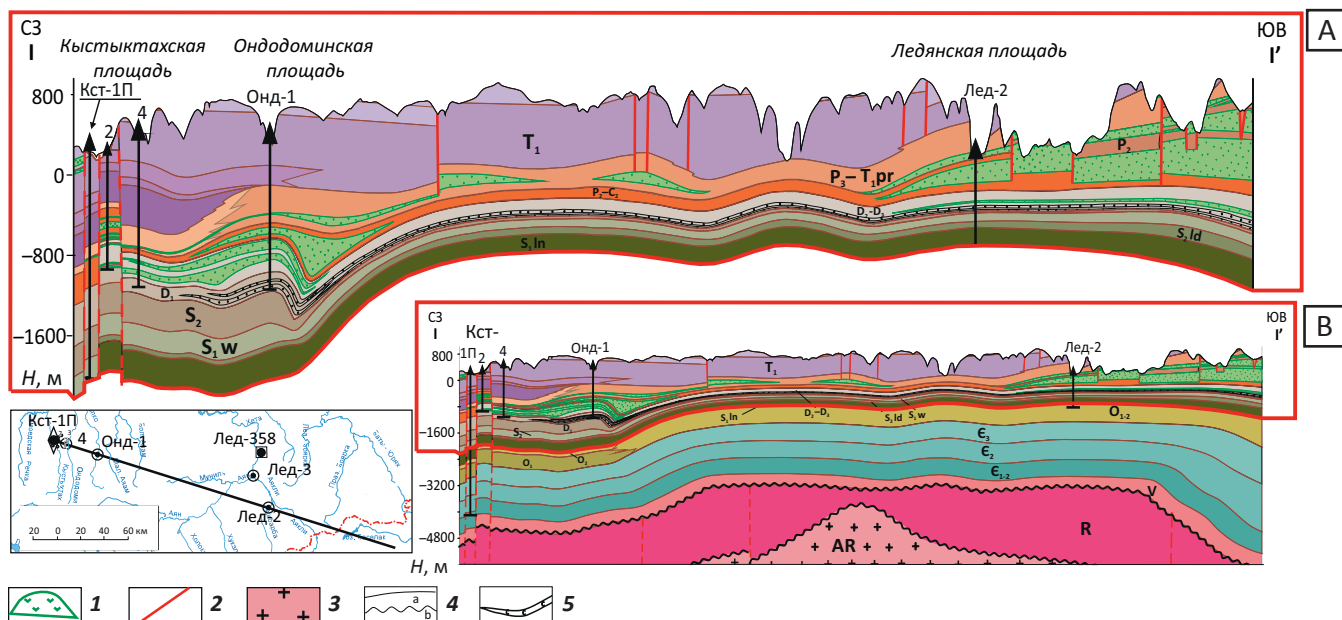
Рис. 3. Структурная схема Пастагинского вала по кровле ледянской свиты нижнего кембрия
 Fig. 3. Structural scheme of the Pastaginsky Ridge over the Ledyansky Fm Top (Lower Cambrian)



1 — изогипсы кровли ледянской свиты нижнего кембрия, м.
 Остальные усл. обозначения см. на рис. 2

1 — structural contours over the Ledyansky Top (Lower Cambrian), m.
 For other legend items see Fig. 2

Рис. 4. Геологический разрез вдоль северного борта Курейской синеклизы
 Fig. 4. Geological cross-section along the northern shoulder of the Kureya Syncline



A — фрагмент осадочного чехла мезо-палеозойской части; B — полный разрез осадочного чехла.
 1 — интрузивные тела; 2 — тектонические разломы; 3 — образования кристаллического фундамента; 4 — геологические границы: а — согласное залегание, б — несогласное залегание; 5 — пласты девонских солей

A — fragment of sedimentary cover of the Mesozoic-Palaeozoic part; B — full column of sedimentary cover.
 1 — intrusive bodies; 2 — faults; 3 — crystalline basement formations; 4 — geological boundaries: a — conformable bedding, b — unconformable bedding; 5 — Devonian salt beds

боглинистых, сульфатоносных с прослоями мергелей, аргиллитов, известняков.

Нижнекембрийские отложения мощностью 540 м, включающие хетскую и ледянскую свиты, представлены доломитами в разной степени пористо-кавернозными с включениями ангидрита, стяжениями кремней.

Среднекембрийские отложения мощностью 475 м выделены в тамуканскую свиту, представленную тонкокристаллическими известняками, неравномерно доломитовыми с прослоями глинистых известняков и мергелей.

Верхнекембрийские отложения мощностью 469 м в составе арыканской и хибарбинской свит представлены: первая — доломитами, чередующимися по разрезу с глинисто-алевритистыми тонкослоистыми доломитами, в отдельных прослоях присутствует ангидрит и развита кавернозность; вторая — тонкопереслаивающимися доломитами, глинистыми, алевритовыми, аргиллитами доломитовыми и ангидритами.

Вышезалегающие отложения нижнего ордовика, среднего и верхнего палеозоя в рассматриваемом районе хорошо изучены по разрезам скважин: параметрической 358 и структурно-колонковых 2, 3.

Нижнеордовикские отложения мощностью 444 м в нижней части разреза (бысы-юряхская, усть-кура-нахская свиты) представлены глинистыми и алевритовыми доломитами, переслаивающимися с доломитовыми мергелями, в верхней части (усть-кура-нахская свита) — преимущественно доломитами.

Среднеордовикские отложения (кунтыкахинская, мойеронская свиты) мощностью 66 м сложены доломитами, алевропесчаниками, песчаниками кварцевыми, известняками.

Силурийские отложения (мойероканская, хаастырская, агидыйская, хакомская, янгадинская, холюханская свиты) мощностью 392 м состоят преимущественно из известняков и доломитов в разной степени глинистых, кремнистых, сульфатизированных, пористо-кавернозных, реже мергелей.

Девонские отложения (кольдинская, сидинская, юктинская, накаходская, каларгонская свиты) мощностью 157 м характеризуются разнообразным составом и различным строением разреза. Кольдинская свита нижнего девона в нижней части сложена переслаивающимися ангидритами, глинистыми доломитами, мергелями, в средней — каменной солью с прослоями доломитовых мергелей, в верхней — аргиллитами с редкими включениями ангидритов. Сидинская свита еще более дифференцирована по составу и представлена в основании пачкой каменной соли, выше — пачкой переслаивающихся мергелей, аргиллитов с включениями ангидритов и каменных солей. Верхняя часть разреза свиты состоит из переслаивающихся ангидритоносных аргиллитов, сульфа-

тоносных и глинистых доломитов, ангидритов и известняков.

Юктинская свита имеет в составе известняки доломитистые и доломиты ангидритоносные.

Отложения верхнего девона представлены карбонатными породами. В накаходской свите преобладают известняки глинистые, в каларгонской — доломиты, доломиты слабоглинистые, ангидритоносные с прослоями известняков.

Разрез верхнего палеозоя мощностью 321 м представлен терригенными породами среднего и верхнего карбона, перми, в разной степени насыщенными интрузивными образованиями.

Венчают разрез отложения нижнего триаса, сложенные туфобазальтовой толщей мощностью до 950 м. В разрезе отложений венда, кембрия, нижнего ордовика интрузии отсутствуют.

Структурный план

Структурные схемы, построенные по отражающему сейсмическому горизонту Б, стратифицированному с границей между вендом и кембрием, по кровле отложений нижнего — среднего кембрия и кровле байкитского горизонта, свидетельствуют о соответствии структуры Пастагинского вала и осложняющих его локальных поднятий по всем литолого-стратиграфическим уровням палеозойской части чехла (см. рис. 2, 3). Небольшие различия наблюдаются в размерах и амплитуде локальных поднятий, что можно проследить на примере наиболее изученного из них — Мегунского. Во-первых, фиксируется уменьшение контрастности складки от 200–300 м по кровле вендских отложений до 100 м по кровле песчаников ордовика, во-вторых, происходит, по-видимому, выполаживание свода Мегунской складки по верхним горизонтам чехла. В целом однозначно устанавливаются ее сквозной характер и дислоцированность дизъюнктивными нарушениями на всю мощность осадочного чехла. Прогнозируемая площадь поднятия составляет 1600 км².

Вероятные нефтематеринские горизонты

Данный вопрос для рассматриваемой территории изучен недостаточно. Северо-восточную часть Курейской синеклизы частично занимает Котуйский очаг нефтегазообразования (ОНГО), связанный с усть-ильинской свитой нижнего рифея [7]. Считается, что его основной потенциал реализовывался в пределах западного и северо-западного склонов Анабарской антеклизы. Исходя из того, что авлакогенный (рифтовый) тектонический комплекс занимает большую территорию северо-востока Курейской синеклизы к западу от р. Котуй [1], авторы статьи предполагают, что действие Котуйского очага распространялось и на площадь Путоранского свода. Согласно работе [7], вендский ОНГО занимает практически всю северо-восточную часть Курейской синеклизы, но степень

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Табл. 2. Результаты исследования образцов керн и пород севера Курейской синеклизы
Table 2. Results of core studies and examination of rocks from the north of the Kureya Syncline

Место отбора образцов	Содержание, %			УВ, мг/г породы			PI	HI, мг УВ/г C _{орг}
	НО на породе	C _{орг} на НО	C _{орг} на породе	S ₁	S ₂	T _{max} ^{оС}		
Река Левая Романиха, обнажение, сапропелит, S ₁	88,60	63,75	56,48 ¹	75,97	1707,60 ²	435	0,04	3023
Кыстыктахская площадь, скв. 1, глубина 2593 м, аргиллит граптолитовый, S ₁	79,00	15,14	11,96	0,66	2,31	581	0,22	19
Ондодоминская площадь, скв. 1, глубина 1230 м, аргиллит, D ₂	95,40	25,44	24,27	6,33	48,91	441	0,11	202
Ондодоминская площадь, скв. 2, глубина 1462 м, аргиллит, D ₃	–	–	–	1,58	8,42	441	0,16	419

Примечания. 1 — результат выше диапазона определений по методике выполнения измерений (МВИ), вне области аккредитации, погрешность не оценена; 2 — результат выходит за диапазон определения по МВИ, не входит в область аккредитации.

катагенеза органического вещества его нефтегазоматеринских горизонтов (НГМГ) изменяется от МК₁ до АК₁, поэтому плотность эмиграции УВ прогнозируется невысокой. Фактически эти данные, основанные на региональных обобщениях, не учитывают особенности геологического строения отдельных районов, в том числе НГМГ венда, расположенных на глубине 3000–4500 м, т. е. в разрезе осадочного чехла с наименее жесткими палеотермодинамическими условиями.

В кембрийских отложениях на северо-востоке Курейской синеклизы выделяется только один, небольшой по площади, ОНГО, связанный с куонамской свитой. Его границы достоверно не определены, но есть перспективы расширения его площади на северо-запад и запад, о чем косвенно свидетельствуют геолого-геофизические материалы, полученные по результатам геолого-разведочных работ на Путоранском своде.

На Кыстыктахской площади, расположенной в 75 км к западу от Пастагинского вала, процессы нефтегенерации по расчетам возможны на глубине 3560 м, что по данным бурения поисково-оценочной скв. 1, соответствует отложениям верхнего, среднего, нижнего кембрия [8].

По существующим представлениям, основанным на зависимости изменения степени катагенеза ОВ с глубиной, интервал глубин 2800–4700 м в рассматриваемом районе может соответствовать главной зоне нефтегазообразования.

Таким образом, НГМГ кембрия северо-востока Курейской синеклизы являются, по-видимому, главными источниками нефтегазогенерации. Для отдельных районов нельзя отрицать в этом процессе роль ОНГО в вендских и рифейских отложениях.

Для территорий Путоранского свода, Аянского и Анамского сводов Курейской синеклизы практически неизученными в нефтегазогенерации НГМГ оста-

ются отложения силура, девона. В.А. Кринин отобрал и изучил несколько образцов керн и пород из отложений этого возраста (табл. 2).

Данные исследования образцов показывают, что сапропелитовый аргиллит с обнажения лландоверийского возраста на р. Левая Романиха имеет уникально высокое содержание C_{орг} и по этому признаку, как и по пиролитическим показателям, характеризует нефтематеринскую толщу [9] как отличную. По параметру максимальной скорости выхода УВ (T_{max}) степень катагенетической преобразованности ОВ соответствует стадии МК₁¹, т.е. порода находилась в главной зоне нефтегазообразования.

Состав образца граптолитового аргиллита из скв. 1 Кыстыктахской площади, как и ожидалось, подтвердил давно установленный факт высокой преобразованности ОВ (стадия АК₂) в разрезе северо-западной части Курейской синеклизы. Аргиллиты из разрезов отложений девона скважин Ондодоминской площади, расположенной к северо-западу от Ледянской площади, представляют нефтематеринскую толщу удовлетворительного и отличного качества, находящуюся в главной зоне нефтеобразования, что одновременно подтверждается многочисленными проявлениями жидкокапельной нефти в кавернах, трещинах карбонатных пород и в кальцитовых жеодах базальтов.

Потенциальные коллекторы и флюидоупоры

В среднепалеозойских отложениях на севере Курейской синеклизы широко распространен венлокский коллектор трещинно-каверново-порового типа, представленный чаще всего доломитами кремнистыми, слабосульфатизированными и мергелями хакомской свиты. Количественная и качественная характеристики венлокского и нижнеордовикского горизонтов коллекторов рассмотрены ранее [6]. Бо-

лее поздние исследования по результатам бурения скв. 1 на Кыстыктахской площади подтвердили региональное распространение венлокского коллектора, где он представлен глинистыми известняками общей мощностью 45 м, эффективной — 39 м. Удовлетворительные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) венлокского коллектора в этой части рассматриваемой территории подтверждены результатами испытания скважины в эксплуатационной колонне, получением притока пластовой воды дебитом $27,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ при среднединамическом уровне (СДУ) 1040 м. Коэффициент проницаемости коллектора по гидродинамическим данным составил $0,000276 \text{ мкм}^2$, коэффициент гидропроводности — $2,023 \text{ Д} \cdot \text{см}/\text{с} \cdot \text{Пз}$, коэффициент продуктивности $0,3137 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{кгс}/\text{см}^2$. На северо-востоке синеклизы, непосредственно в пределах Путоранского свода, происходит улучшение ФЕС венлокского коллектора и появление ниже в разрезе (скв. 2 колонковая) песчаников усть-курунахской свиты нижнего ордовика. По данным ГИС (скв. 358), пористость венлокских доломитов и известняков варьирует в пределах 3,2–14,4 % при общей мощности горизонта 44 м. Дебит пластовой воды при самоизливе из него составил $2400 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Наличие карбонатных коллекторов в отложениях нижнего – среднего кембрия доказано бурением глубоких скважин на Ледянской и Кыстыктахской площадях. Скважиной 358 вскрыт разрез нижнего кембрия (хетская, ледянская свиты) с интервалами пластов коллекторов трещинно-порово-кавернового типа, представленных доломитами с пористостью от 3,0 до 4,8 %. При испытании с охватом всего интервала разреза нижнего кембрия испытателем пластов на трубах (ИПТ) получен приток пластовой воды расчетным дебитом $9792 \text{ м}^3/\text{сут}$. Испытание открытого ствола в интервале 4157–4324,7 м (скв. Кыстыктахская-1) в верхней части ниже-среднекембрийских отложений подтвердило наличие коллектора получением притока пластовой воды дебитом $41,28 \text{ м}^3/\text{сут}$ при СДУ 308,5 м. Пористость пород-коллекторов, представленных доломитами, по ГИС изменяется в пределах 6,3–7,5 %, проницаемость по гидродинамическим данным составляет $0,001074 \text{ мкм}^2$, коэффициент гидропроводности пласта — $29,0345 \text{ Д} \cdot \text{см}/\text{с} \cdot \text{Пз}$, коэффициент продуктивности — $4,4 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{кгс}/\text{см}^2$.

Отложения рифея на северо-востоке Курейской синеклизы вскрыты одной параметрической скв. 358, поэтому их коллекторские свойства практически не изучены. По данным ГИС, пористость известняков вскрытой части рифея изменяется в пределах 3–8 %. По результатам ИПТ в интервале 3766–3971 м притока пластовых флюидов из рифея не получено.

Важной особенностью ниже-среднепалеозойских отложений рассматриваемой территории, в том числе и горизонтов коллекторов, является весьма низкая, по сравнению с образованиями верхнего палеозоя, насыщенность разреза интрузиями доле-

ритов, что, безусловно, способствует сохранению качества коллекторов.

Среди низкопроницаемых пород девона основным флюидоупором для венлокского горизонта-коллектора, безусловно, следует считать пласты каменной соли, вскрытые колонковой скв. 2. Суммарная мощность пластов каменной соли здесь составляет 45 м, первый снизу пласт соли находится на 104 м выше кровли коллектора. На Ондодоминской площади, расположенной в 150 км к западу, в мантуровской свите среднего девона вскрыты также пласты каменной соли суммарной мощностью 43 м, что подтверждает прогноз В.А. Кринина (2004) о соленасыщении ниже-среднедевонских отложений на большей части территории плато Путорана [6]. Совместно с подстилающими породами холюканской свиты, сложенными доломитами и аргиллитами сульфатсодержащими, с прослоями доломитов глинистых, загипсованных, соленосно-доломитовая толща представляет надежный флюидоупор в целом для лудловско-венлокского резервуара большей части Путоранского свода и значительной по площади территории к югу от него. Для коллекторов хаастырской свиты нижнего лландовери покрывкой могут служить глинистые доломитистые алевропелиты агидьской свиты. Ниже по разрезу песчаники кунтыкахинской свиты среднего ордовика перекрыты пачкой глинистых доломитов и известняков мощностью 48 м, которые можно считать флюидоупорами удовлетворительного качества.

Нижекембрийский резервуар экранируется глинистыми известняками тамуканской свиты среднего кембрия мощностью 475 м. К юго-западу от Путоранского свода ее стратиграфическим аналогом частично является летнинская свита, которая служит зональным флюидоупором в пределах Южно-Тунгусской НГО.

Для потенциальных горизонтов коллекторов рифея покрывкой являются отложения венда в составе константиновской и тамакской свит.

Качество вендского и кембрийских горизонтов флюидоупоров не исследовано.

Результаты и их обсуждение

Принимая во внимание изложенное, перспективы нефтеносности на северо-востоке Курейской синеклизы следует связывать, прежде всего, с ордовик-силурийскими отложениями той части, где они перекрыты соленасыщенными отложениями девона.

Источниками нефтегенерации для заполнения ловушек в этих отложениях могут быть нефтематеринские горизонты нижнего лландовери, представленные сапропелевыми аргиллитами и граптолитовыми сланцами, характеризующимися зональным распространением на рассматриваемой территории, и в значительной степени аргиллиты куонамской

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 5. Прогнозная геологическая модель залежей нефти в отложениях силура, ордовика, нижнего – среднего кембрия Мегунского поднятия

Fig. 5. Predicted geological model of oil accumulations in the Silurian, Ordovician, Lower - Middle Cambrian in the Megunsky High

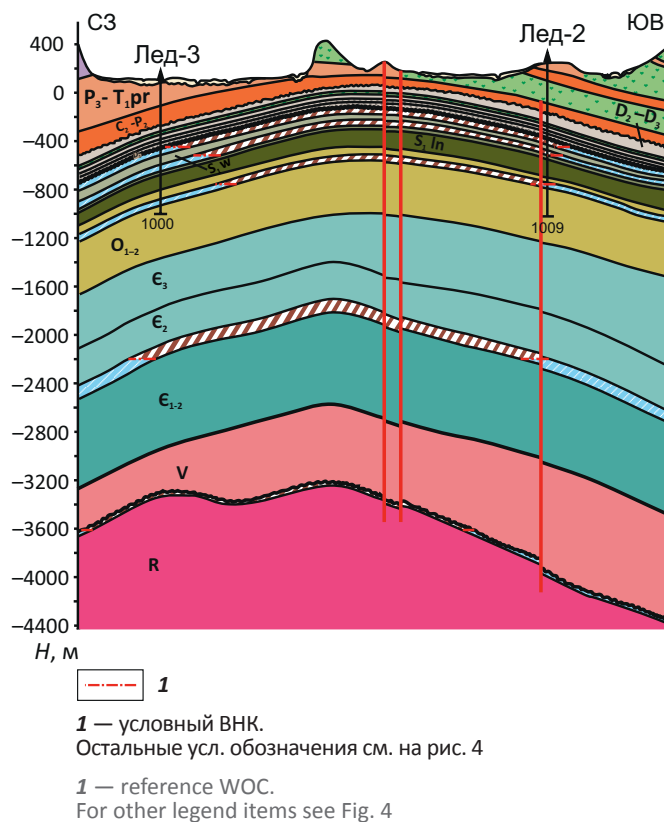


Табл. 3. Оценка ресурсов нефти поднятий Пастагинского вала

Table 3. Oil resources assessment for the highs within the Pastaginsky Ridge

Поднятие	Перспективный горизонт	Геологические ресурсы нефти, тыс. т	КИН	Извлекаемые ресурсы нефти, тыс. т	Коэффициент рисков (K_p)	Геологические ресурсы нефти с учетом K_p , тыс. т	Извлекаемые ресурсы нефти с учетом K_p , тыс. т
Никитовское	S_2-R	4 566 035	0,3–0,45	1 800 052	0,28	1 284 197	506 265
Восковское	S_2-R	586 041	0,3–0,45	216 376	0,28	164 824	60 856
Дакитское	S_2-R	1 310 496	0,3–0,45	475 743	0,28	368 577	133 803
Мегунское	S_2-R	6 685 343	0,3–0,45	2 586 126	0,28	2 769 121	1 073 082
Всего		13 147 915		5 078 297		4 586 719	1 774 005

свиты или ее стратиграфические аналоги, вероятно, развитые в пределах большей части Путоранского свода. Прямым свидетельством этому можно считать нефтепроявление в ордовикских песчаниках кунтыкахинской свиты в разрезе колонковой скв. 2. По гипсометрическому положению нижней отметки нефтенасыщенного интервала и данным газогеохи-

мической съемки в пределах сводовой части Мегунского поднятия В.А. Кринин прогнозирует нефтяную залежь (рис. 5).

При формировании залежей в разрезе ордовик-силурийских отложений невозможно исключить участие рифейского ОНГО, который обусловлен вы-

делением на данной территории и по всему западно-му обрамлению Анабарской антеклизы авлакогенного (рифтового) тектонического комплекса [1]. Определенные перспективы нефтегазоносности могут быть связаны с нижнекембрийскими и рифейскими отложениями. Заполнение ловушек УВ в разрезе кембрия возможно как в нижнекембрийских нефтематеринских толщах (*in situ*), так и из рифейского ОНГО. О значительном нефтегенерационном потенциале последнего свидетельствует большая мощность рифейского комплекса, достигающая в пределах Путоранского свода по комплексу геолого-геофизических данных 2000 м. Положение кровли рифейской толщи на глубине от 2000 до 5000 м, наличие рифейских отложений авлакогенного типа, относительно неглубокое гипсометрическое положение кровли кристаллического фундамента, предопределившего блоковое строение перекрывающего осадочного чехла, длительное формирование поверхности несогласия между рифеем и вендом; положение толщи венда, представленной только даниловским горизонтом, позволяют сравнивать рассматриваемую территорию с Камовским сводом Байкитской антеклизы, промышленная нефтегазоносность которой доказана наличием крупных разведанных запасов Юрубчено-Тохомского и Куюмбинского нефтегазоконденсатных месторождений. Коренное отличие заключается в строении разреза нижнекембрийских отложений, которые не содержат солей, широко распространенных на юге платформы и выполняющих роль регионального флюидуупора. И это, бесспорно, снижает потенциал нефтегазоносности отложений нижнего кембрия по сравнению с южными районами синеклизы. Оценка ресурсного потенциала по категории $D_{\text{блок}}$, выполненная для четырех поднятий Пастагинского вала, показывает, что по нефти он может быть весьма значительным (табл. 3).

Выводы

Результаты анализа геолого-геофизических материалов и исследований образцов керна скважин и образца породы из обнажения на северо-востоке и севере Курейской синеклизы позволяют сделать следующие выводы.

Перспективы нефтеносности территории, рассматриваемой в границах плато Путорана, связываются, прежде всего, с отложениями ордовик-силурийского возраста.

Нефтеосборными ловушками в этом комплексе отложений являются крупные сводовые поднятия, покрышками которых служат глинисто-соленосные отложения нижнего – среднего девона, коллекторами – песчаники нижнего – среднего ордовика, карбонатные породы нижнего – среднего силура.

Локальные и зональные ОНГО, питающие ловушки УВ ордовик-силурийского комплекса отложений, связаны с сапропелитовыми и граптолитовыми аргиллитами лландовери, аргиллитами куонамской свиты нижнего – среднего кембрия и ее стратиграфическими аналогами. Перспективы нефтегазоносности нижнекембрийской части разреза обусловлены наличием в осадочном чехле крупных по размерам структурных ловушек, высокеемкого карбонатного резервуара, покрышек в виде глинистых карбонатных пород среднекембрийского возраста. Источники генерации УВ, вероятнее всего, связаны с куонамской свитой и ее стратиграфическими аналогами, а также рифейским литолого-стратиграфическим комплексом.

Локализованные извлекаемые ресурсы нефти Пастагинского вала можно оценить в объеме около 1,8 млрд т.

Литература

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
2. Кринин В.А. Перспективы нефтегазоносности и оценка прогнозных ресурсов палеозоя территории плато Путорана // Материалы науч.-практ. конф. «Минеральные ресурсы Таймырского автономного округа и перспективы их освоения». – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2004. – С. 125–131.
3. Старосельцев В.С., Дивина Т.А., Возжов В.И., Кулиш Г.И. Предпосылки обнаружения гигантского скопления нефти на северо-востоке Тунгусской синеклизы // Нефтегазоносные бассейны Западно-Тихоокеанского региона и сопредельных платформ: Сравнительная геология, ресурсы и перспективы освоения (1-я Международная конференция, 21–26 апреля 1996 г.). – СПб., 1998. – С. 127–132.
4. Козырев В.Д. Основные геотектонические признаки нефтегазоносности малоизученных территорий. – М.: Недра, 1977. – 128 с.
5. Казаис В.И. Методика и основные результаты сейсмогравиметрического моделирования (СГММ) при изучении глубинной тектоники трапповых областей Сибирской платформы // Материалы науч.-практ. конф. «Минеральные ресурсы Таймырского автономного округа и перспективы их освоения». – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2004. – С. 97–106.
6. Дивина Т.А., Егорова Л.И., Спихов А.А., Старосельцев В.С., Белобородова Г.В. Новые материалы по стратиграфии докембрия и кембрия северо-востока Тунгусской синеклизы // Геология и геофизика. – 1996. – № 7. – С. 23–33.
7. Нефтематеринские формации нефти и газа докембрия и нижнего – среднего кембрия Сибирской платформы / Под ред. А.И. Варламова, А.П. Афанасенкова. – М.: Изд-во ВНИГНИ, 2011. – 128 с.
8. Кринин В.А. О генезисе нафтидов на севере Сибирской платформы // Горные ведомости. – 2011. – № 12. – С. 24–31.
9. Лопатин Н.В., Емец Т.П. Пироллиз в нефтегазовой геохимии. – М.: Наука, 1987. – 144 с.

References

1. Oil and gas geology of the Siberian Platform. In: A.E. Kontorovich, V.S. Surkova, A.A. Trofimuk, eds. Moscow: Nedra; 1981. 552 p.
2. Krinin V.A. Petroleum potential and undiscovered resources of the Palaeozoic in the Plateau territory. *Materialy nauch.-prakt. konf. «Mineral'nye resursy Taymyrskogo avtonomnogo okruga i perspektivy ikh osvoeniya»*. St. Petersburg: Izdatelstvo VSEGEI; 2004. pp. 125–131.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

3. Starosel'tsev V.S., Divina T.A., Vozzhov V.I., Kulish G.I. Opportunities to discover a giant oil accumulation in the north-eastern part of the Tungusky Syncline. *Neftegazonosnye basseiny Zapadno-Tikhookeanskogo regiona i sopredel'nykh platform: Sravnitel'naya geologiya, resursy i perspektivy osvoeniya* (1st International conference 21–26 April). St. Petersburg; 1998. pp. 127–132
4. Kozyrev V.D. Underexplored territories: key geotectonic features of petroleum potential. Moscow: Nedra; 1977. 128 p.
5. Kazais V.I. Trap-rock areas in the Siberian Platform: methodology and main results of seismic-gravimetric modelling in the studies of deep-seated tectonics. *Materialy nauch.-prakt. konf. «Mineral'nye resursy Taimyrskogo avtonomnogo okruga i perspektivy ikh osvoeniya»*. St. Petersburg: Izdatelstvo VSEGEI; 2004. pp. 97–106.
6. Divina T.A., Egorova L.I., Splikhov A.A., Starosel'ev V.S., Beloborodova G.V. New materials on pre-Cambrian and Cambrian stratigraphy of the north-west of the Tungusky Syncline. *Geologiya i geofizika*. 1996;37(7):23–33.
7. Oil source rock formations of pre-Cambrian and Lower-Middle Cambrian in the Siberian Platform. In: A.I. Varlamov, A.P. Afanasenkov, eds. Moscow: Izdatelstvo VNIGNI; 2011. 128 p.
8. Krinin V.A. On the genesis of naphthides in the north of the Siberian Platform. *Gornye vedomosti*. 2011;(12):24–31.
9. Lopatin N.V., Emets T.P. Pyrolysis in petroleum geochemistry. Moscow: Nauka; 1987. 144 p.