

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ВЫСОКИХ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

В.С. Старосельцев^{1,2}, Т.А. Дивина¹, Л.А. Кроль¹, Б.Б. Шишкин¹

¹ Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, 630091, Новосибирск, Красный просп., 67, Россия

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

Проанализированы геолого-геофизические факторы, позволяющие дополнить сформулированные в 1960 г. А.А. Трофимуком предпосылки высоких перспектив нефтегазоносности Восточной Сибири. Основные дополнения касаются северной части Сибирской платформы, где вполне реально существенно повысить ее суммарный нефтегазовый потенциал и уточнить размещение крупных и гигантских преимущественно нефтяных скоплений.

Объем трапповых интрузий, прогноз погребенных поднятий, девонские соляные флюидоупоры, трапповые ловушки, раннепротерозойский чехол, источники углеводородов.

GEOLOGIC PREREQUISITES FOR HIGH PETROLEUM POTENTIAL OF THE NORTHERN SIBERIAN PLATFORM

V.S. Starosel'tsev, T.A. Divina, L.A. Krol', and B.B. Shishkin

We analyze geologic and geophysical factors enhancing the prerequisites for the high petroleum potential of East Siberia that were formulated by A.A. Trofimuk in 1960. The main updates concern the northern Siberian Platform, where it is indeed possible to significantly increase its petroleum potential and to refine the localization of large and giant, mostly oil accumulations.

Volume of trap intrusions, prediction of buried uplifts, Devonian salt fluid seals, traps, Early Proterozoic cover, hydrocarbon sources

ВВЕДЕНИЕ

В своей статье А.А. Трофимук [1960] обосновал принципиальную оценку перспектив нефтегазоносности Восточной Сибири — огромной территории (~3.5 млн км²) между крупнейшими реками Азии: Енисеем и Леной. Ее геологическое строение характеризовалось широким распространением пологозалегающих фанерозойских и частично протерозойских горизонтов, в поле которых на ограниченных площадях на поверхность выходили интенсивно дислоцированные метаморфизованные осадочные и магматические породы архея (древнее 2.5 млрд лет). Намеченные Андреем Алексеевичем основные направления оценки перспектив нефтегазоносности огромной древней Сибирской платформы к настоящему времени в целом блестяще подтверждаются, особенно в южной и центральной ее частях. Однако многие из ее северных территорий до сих пор нуждаются в дальнейшем изучении и уточнении многих факторов, влияющих на перспективы их нефтегазоносности.

К числу проблем, связанных с оценкой перспектив нефтегазоносности северных районов Сибирской платформы относятся:

— геологические предпосылки для резкого сокращения объема трапповых интрузий на территории распространения комплекса базальтовых покровов максимальной суммарной толщины;

— наличие на севере Тунгусской синеклизы позднепалеозойских поднятий и возможность их прогнозирования с использованием оригинальной методики, основанной на статистических показателях линеаментной сети;

— закономерности распространения девонских соляных флюидоупоров;

— роль трапповых силлов и подводящих их даек в формировании ловушек и зон накопления углеводородов;

— наличие осадочных горизонтов, обогащенных органическим веществом в протерозойских, кембрийских и раннесилурийских отложениях чехла платформы;

— возможные источники углеводородов Приенисейского краевого поднятия Сибирской платформы.

ТЕРРИТОРИЯ ОПТИМАЛЬНОГО НАСЫЩЕНИЯ ПАЛЕОЗОЙСКОГО РАЗРЕЗА ТРАППОВЫМИ ИНТРУЗИЯМИ

Интенсивное насыщение геологического разреза нефтегазоперспективных территорий Сибирской платформы позднепермско-раннетриасовыми трапповыми интрузиями существенно осложняет проведение в их пределах сейсморазведочных работ и бурения. Такое осложнение обусловлено значительным изменением скорости прохождения сейсмических волн через горизонты разной плотности, особенно в зонах интенсивного развития высокоплотных трапповых интрузий в значительно менее плотных терригенных горизонтах. А при перебурировании разреза, насыщенного трапповыми интрузиями, за счет появления интенсивной трещиноватости на контактах, возникают зоны поглощения бурового раствора и обрушения стенок стволов скважин, что нередко приводит к необходимости повторного перебурирования интервалов разреза, насыщенных трапповыми интрузиями.

Основной объем позднепермско-раннетриасовых трапповых интрузий приурочен к Тунгусской синеклизе, сформированной в позднепалеозойско-раннетриасовое время на северо-западе Сибирской платформы на площади порядка 1.2 млн км². Их распределение на ее территории подчиняется определенным закономерностям, тесно связанным с объемом излившейся на поверхность базальтовой лавы, образующей многочисленные покровы толщиной от 5—10 до 40—50, реже 100—150 м. Суммарная толщина базальтовых покровов в пределах Тунгусской синеклизы претерпевает существенные изменения, увеличиваясь с юга на север от полного отсутствия до постепенного увеличения от десятков — первых сотен метров на юге до 2.5—3.3 км на Крайнем Севере.

Изменение суммарных толщин трапповых интрузий в палеозойском разрезе происходит в зависимости от суммарной толщины базальтового комплекса от 30—40 % вскрываемого глубокими скважинами палеозойского разреза на юге и в центральной области Тунгусской синеклизы до 3—8 % на ее севере под базальтовым плато Путорана (северо-запад Среднесибирского плоскогорья).

Тесная обратная связь суммарной толщины вскрываемых глубокими скважинами интрузий и полноты базальтового комплекса можно продемонстрировать на примере скв. Ледянская 358 на северо-востоке плато Путорана, где нижняя часть базальтового комплекса частично замещена туфогенной толщей, при глубине забоя 3950 м интрузии занимают 8 % вскрытого разреза, а в скв. Кыстыктахская 1 глубиной 4300 м, где внизу присутствует полный разрез базальтового комплекса, интрузии составляют лишь 3 %. Поэтому можно быть уверенным, что, проводя сейсморазведочные работы и глубокое бурение на перспективных объектах под полным по составу базальтовым комплексом, суммарная толщина трапповых интрузий в разрезе будет ограниченной, что, безусловно, будет благоприятным условием для вскрытия нефтегазоперспективных горизонтов и интерпретации результатов сейсморазведки.

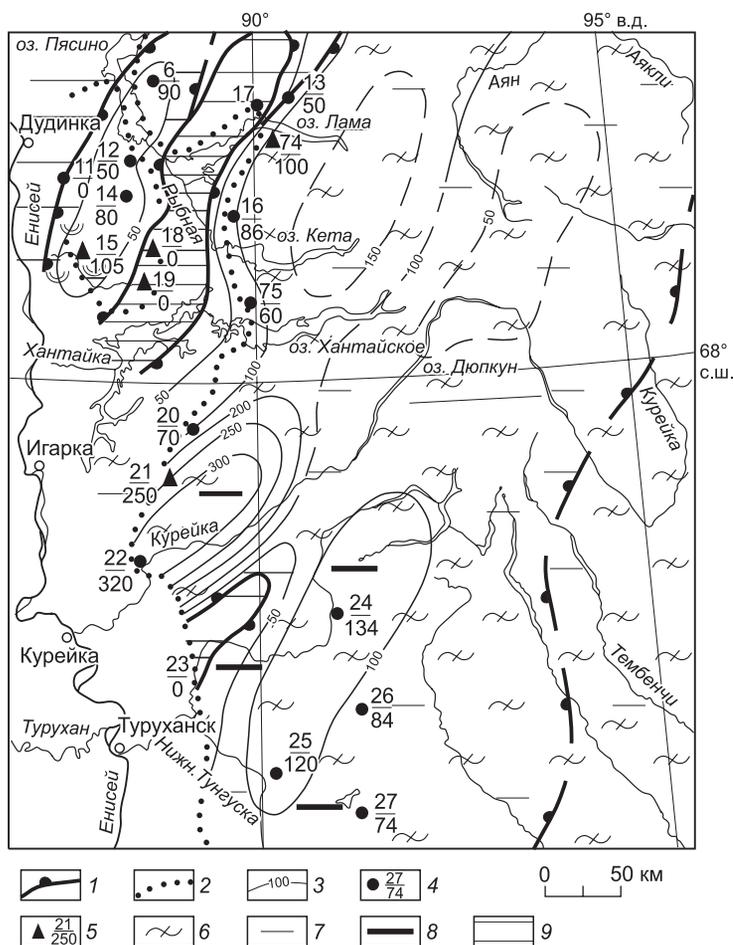
Наиболее вероятным объяснением описанного соотношения суммарных толщин базальтового комплекса и трапповых интрузий в подстилающих палеозойских и протерозойских отложениях, скорее всего, является выдержанный по суммарному объему мантийный магматический очаг под формирующейся в пермораннетриасовое время огромной областью прогибания на северо-западе Сибирской платформы. Объем выдавленного при этом магматического расплава не мог быть бесконечным: в районах, где формировался максимальный по толщине базальтовый комплекс, мало оставалось магматического расплава для внедрения трапповых интрузий. И наоборот, где мало трапповой магмы может изливаться на поверхность, возрастала доля внедрившихся в палеозойско-протерозойский осадочный чехол трапповых интрузий. Подобное соотношение излившихся и внедрившихся порций магматического расплава могло существенно повлиять на перспективы накопления и выявления углеводородных скоплений.

ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ НА СЕВЕРЕ ТУНГУССКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

В основу выделения здесь нефтегазоперспективных объектов может быть положен ряд особенностей его геологического строения. Прежде всего, судя по западной и восточной бортовым ее зонам в позднем палеозое здесь формировались довольно контрактные поднятия с углами наклона крыльев до 1—3° и размывом в осевых зонах до 1—2 км палеозойских отложений и появлением вторичных терригенных коллекторов. Палеогеографический анализ этого периода позволяет в первом приближении наметить наиболее перспективные для нефтегазобразования палеоподнятия. Помимо расположенных на северо-западном и северо-восточных бортах Тунгусской синеклизы позднепалеозойских валов, размытых в осевых зонах до верхнекембрийских отложений на западе и до силурийских на востоке в ее осевой зоне, можно предварительно наметить относительно пологие сводообразные поднятия (рис. 1). В отличие от валообразных поднятий бортовых зон, над которыми отсутствуют сплошные флюидоупоры, в центральных районах севера Тунгусской синеклизы погребенные поднятия могут находиться в условиях, благоприятных для накопления нефти. При этом роль достаточно прочного флюидоупора помимо литологически благоприятных горизонтов палеозоя может играть в целом толща триасовых

Рис. 1. Фрагмент палеогеографической схемы Тунгусской синеклизы (янготское, катское время), по [Старосельцев и др., 1989].

1 — граница седиментационного бассейна в течение максимальной трансгрессии; 2 — граница распространения современных отложений палеозоя; 3 — палеоизогипсы (м); 4 — номер скважины (над чертой) и мощность (м) (под чертой); 5 — номер обнажения и мощность (м); 6 — мелкая лагуна (обычно с пониженной соленостью); 7 — долина аккумуляции; 8 — угленосность, 9 — эрозионная поверхность.



эффузивов, надежно, как показывают многочисленные наблюдения, преграждающая пути перемещения углеводородных флюидов.

Специально для прогноза погребенных поднятий нами [Старосельцев, 2008] была разработана методика, основанная на анализе статистических показателей линейной сети, выделенной при дешифрировании аэрофотоснимков м-ба 1:30 000—1:50 000. В качестве полигона был использован Рыбинский вал в Норильском районе, размыв осевой зоны которого охватывал девонско-верхнекембрийские отложения суммарной толщиной более 2.5 км, перекрытые сокращенными по мощности до 30 м (с 350 м) верхнепалеозойскими отложениями и раннетриасовыми базальтами.

В дальнейшем эта методика использовалась нами в бассейне Амадеус в Центральной Австралии, что завершилось получением фонтана углеводородов с глубины 2300 м из рифейских песчаников (на дневной поверхности сливных кварцитов). Эта методика была опробована и на юге плато Путорана (рис. 2).

Следующее направление развития идей А.А. Трофимука для северных районов Тунгусской синеклизы связано с уточнением закономерностей распространения в их пределах девонских солей — надежных флюидоупоров для мигрирующих в подстилающих палеозойских горизонтах углеводородов. Особенно велика в этом отношении роль каменных солей. И если на юго-западе Сибирской платформы, где широкое распространение нижнекембрийских солей уже установлено и убедительно показана их во многих случаях определяющая роль в формировании крупных и гигантских скоплений нефти и газа, то на северо-западе Сибирской платформы кембрийские соли практически отсутствуют, а пространственные закономерности распространения девонских солей существенно отличаются. Прежде всего, это проявляется в их локализованном распространении, которое хорошо проявляется на площадях, разбуренных колонковыми скважинами. Тщательный анализ проявления девонских солей в северных районах Тунгусской синеклизы позволил [Старосельцев, Дивина, 2012] поставить вопрос об их очаговом, а не региональном распространении в перспективных на нефть и газ районах севера Тунгусской синеклизы и прилегающих районах Енисей-Хатангского регионального прогиба.

До приведенного анализа [Старосельцев, Дивина, 2012] господствовали представления [Матухин, Ремпель, 1979] о сплошном распространении девонских солей как на восточной окраине Норильского района, так и вдоль Енисей-Хатангского регионального прогиба вплоть до Хатангского залива, где были еще в 40-е годы XX в. выделены соляно-купольные структуры. Правда совсем не учитывалось, что над ними гравитационное поле, как это положено над соляными куполами, не образовывало изометричных отрицательных локальных аномалий. Еще больше несостоятельность упомянутых представлений стала очевидной после бурения на Ледянской площади глубокой скв. 358 и двух колонковых, расположенных южнее ее в 20 и 50 км, образуя по существу поперечное сечение южного борта выделенного ранее [Матухин, Ремпель, 1979] Норильско-Нордвикского соляного прогиба. В действительности в самой ближней к оси указанного прогиба глубокой скв. 358 в девонских отложениях никаких признаков каменных

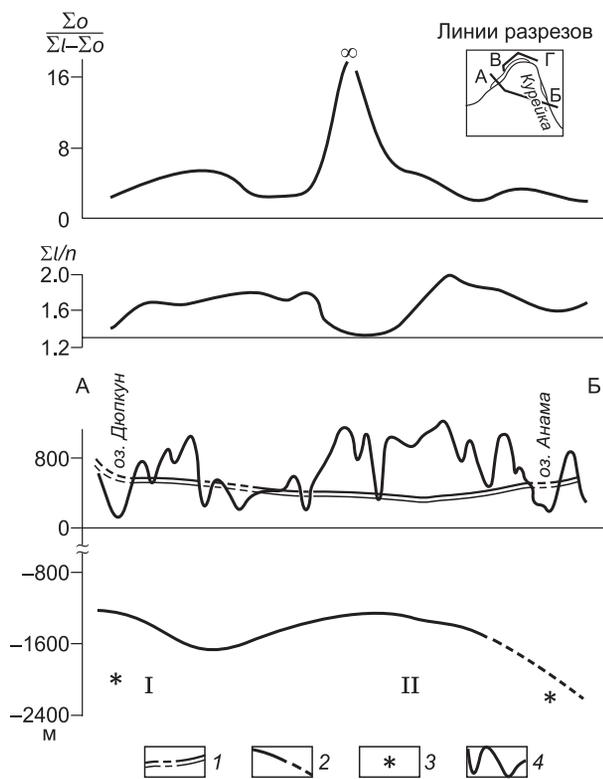


Рис. 2. Схема сопоставления якутского покрова базальтов и опорного сейсмического горизонта по линии АБ, по [Старосельцев, 1989].

Σo — сумма отклонившихся разрывов, Σl — сумма длин разрывов, n — количество разрывов. 1 — якутский маркирующий покров; 2 — опорный сейсмический горизонт (по неопубликованным данным В.Л. Кузнецова); 3 — положение отражающего сейсмического горизонта по отдельным зондированиям МОВ (по неопубликованным данным А.С. Ткача); 4 — современный рельеф базальтового плато. Поднятия: I — Среднедоупкунское, II — Верхнетембенчинское.

солей не оказалось. В 20 км южнее, в колонковой скважине 3 в девонских отложениях были отмечены единичные псевдоморфозы по кристаллам соли кубической формы, а в расположенной еще южнее в 30 км были вскрыты два пласта каменных солей толщиной 10 и 20 м. При изучении естественных обнажений нами было установлено [Старосельцев, Дивина, 2012], что самая южная скважина была пробурена в зоне трансрегионального Тургайско-Хатангского разлома [Старосельцев, 2013]. Несколько южнее в зоне еще одного разлома, закартированного при проведении геологической съемки 1:200 000, отмечены соляные источники.

Еще нагляднее локализованное проявление каменных солей в среднедевонских отложениях мантуровской свиты проявлено в Имангдино-Летнинской зоне регионального разлома в Норильском районе на северо-западе Тунгусской синеклизы. Здесь в связи с поисками сульфидных медно-никелево-платиновых месторождений пробурена целая серия колонковых скважин. Сравнительный анализ вскрытых ими разрезов показал, что вдоль зоны Имангдино-Летнинского разлома проходит резкое изменение насыщения мантуровской свиты каменными солями при относительном постоянстве суммарных толщин самой свиты. Для объяснения наблюдаемого распределения каменных солей нами был предложен механизм обогащения солями морских вод, выбрасываемых «черными курильщиками» в океанах [Старосельцев, Дивина, 2012]. Можно ожидать, что не только в океанах, но и в бассейнах на континентах вдоль зон крупных разломов во время их активизации происходит захват недостаточно насыщенных NaCl морских вод, которые после попадания в более жесткие термобарические условия повышали концентрацию NaCl. В результате в прорывах в седиментационный бассейн в виде «черных курильщиков» поступали насыщенные NaCl растворы, которые и приводили к накоплению солей в местах их поступлений в седиментационный бассейн на континенте. Таким образом, в геологическом разрезе создавалось необъяснимое распределение натриевых солей: в рядом расположенных скважинах оказывалось при приблизительно одинаковой мощности мантуровской свиты около 230—250 м солей от 200 до 0 м, т. е. отпадала гипотеза о формировании соляных куполов [Матухин, Ремпель, 1979]. Подобное взаимоотношение мощностей каменных солей и лишенных их присутствия сплошных разрезов наблюдалось нами [Старосельцев, Дивина, 2012] на площадях Норильского района не только Имангдинско-Летнинской зоны, но и северных разрезов оз. Пясино и Арылах.

Все это позволило сделать вывод [Старосельцев, Дивина, 2012] об очаговом распределении девонских каменных солей не только в Норильском районе, но и на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба и прилегающих районов ранее выделяемой Анабаро-Хатангской седловины, а после работ ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» Хатангской впадины Хатангско-Лаптевской гемисинеклизы, подобной Вилюйской гемисинеклизе, соединенных Предверхоаянским краевым прогибом [Старосельцев, 2012].

Следующим дополнением к оценке нефтегазоносности Сибирской платформы А.А. Трофимуком является вскрытие глубокой скв. Чириндинская 271, расположенной на северо-восточном борту Тунгусской синеклизы, на глубине около 4300 м пачки битуминозных аргиллитов куонамской свиты, распространенной на южных склонах Анабарского массива в качестве нефтематеринской пачки для органических построек раннекембрийского возраста. Появление этих отложений на северо-восточном борту Тунгусской синеклизы существенно расширило перспективы нефтегазоносности прилегающих структур. Подробное литолого-стратиграфическое описание этого разреза специалистами СНИИГГиМСа [Дивина и др., 1996] позволило поставить вопрос об изучении роли подобных нефтематеринских пород

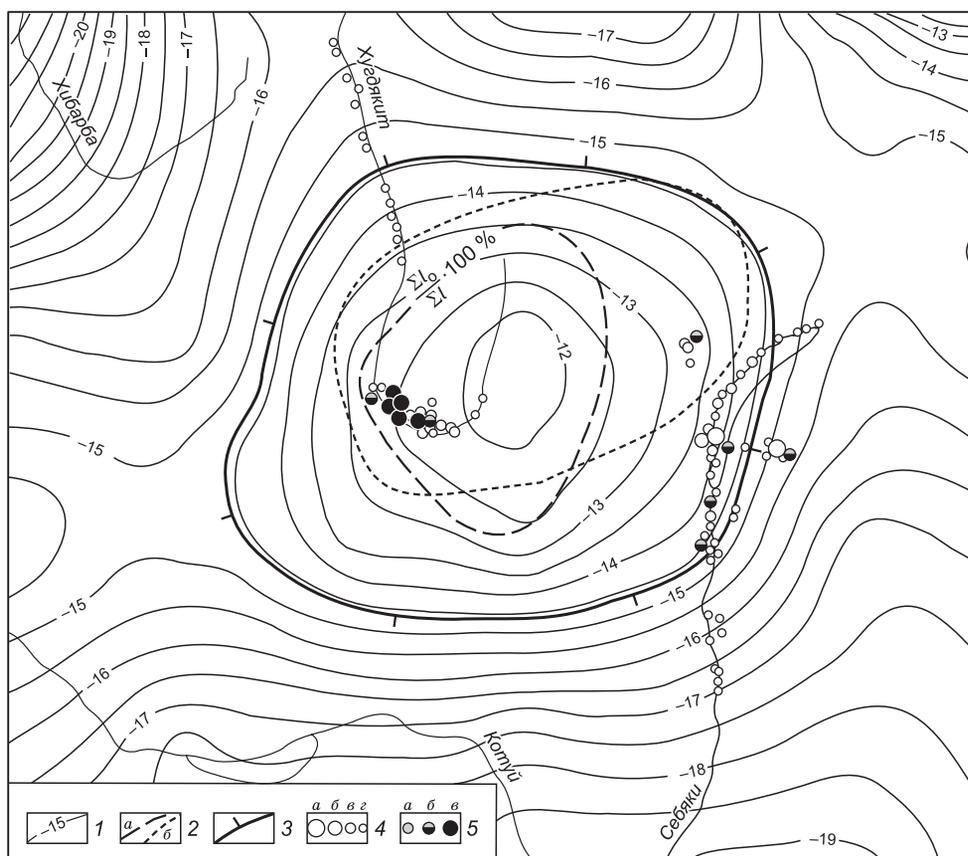


Рис. 3. Схема прогноза нефтегазоносности Верхнехудякитского погребенного поднятия.

l — изолинии удельной протяженности линеаментов ($\Sigma l/n$, 100 м); 2, 3 — контуры: 2 — аномалий относительного количества линеаментов, отклонившихся от региональных направлений по протяженности (*a*) и количеству (*b*), 3 — погребенного Верхнехудякитского поднятия; 4 — состав газов: *a* — метановый (Σ тяжелых углеводородов > 0.0005 %), *b* — азотно-метановый ($\text{CH}_4 > 50\%$), *v* — метаново-азотный ($\text{CH}_4 > 20\%$), *z* — азотный (CH_4 до 20 %); 5 — количество предельных углеводородов: *a* — 1—2, *b* — 3—4, *v* — 5—6.

на прилегающих зонах нефтегазоперспективной северной части Курейской синеклизы. И хотя до сих пор до конца не ясно как широко эта нефтематеринская пачка распространяется во внутренние районы синеклизы, очевидно, что их дальнейшее изучение совершенно необходимо.

Наряду с этим в прилегающих районах Тунгусской синеклизы уже в начале 90-х годов XX в. были выполнены работы по прогнозу погребенных поднятий с помощью разработанной методики [Старосельцев, 2008] по статистическим показателям линеаментной сети с полевым газогидрогеохимическим опробованием современных водотоков и водоемов. В результате был намечен перспективный преимущественно на жидкие углеводороды Верхнехудякитский (рис. 3) объект с объемом извлекаемых ресурсов порядка 2 млрд т [Старосельцев и др., 1998]. К сожалению, до сих пор не реализован опорный профиль сейсморазведки МОГТ-2Д и электроразведки, проходящий через этот объект от скв. Чириндинская 271 до скв. Ледянская 358, который бы позволил не только оценить наличие Верхнехудякитского перспективного объекта, но и проследить фациальные переходы между принципиально разными разрезами кембрия, вскрытыми этими скважинами [Дивина и др., 1996], а также наметить границу распространения на северо-востоке Тунгусской синеклизы нефтематеринской куонамской свиты.

Весьма важным дополнением представлений А.А. Трофимука о перспективах нефтегазоносности Сибирской платформы является поднятый вопрос о начале формирования ее чехла не в венде или рифее, а в раннем протерозое [Старосельцев и др., 2013]. Это оказалось тем более важным, что в нижнепротерозойских отложениях, обнаженных на р. Солоты на Оленекском своде [Старосельцев и др., 2013], широко проявлены обогащенные битумами горизонты. Естественно к настоящему времени они были интенсивно метаморфизованы, но к началу рифея они могли являться очень перспективными нефтематеринскими горизонтами. И в связи с этим становилось понятным наличие на западном склоне Анабарского массива в красноцветных песчаниках мукунской серии нижнего рифея обильной пропитки

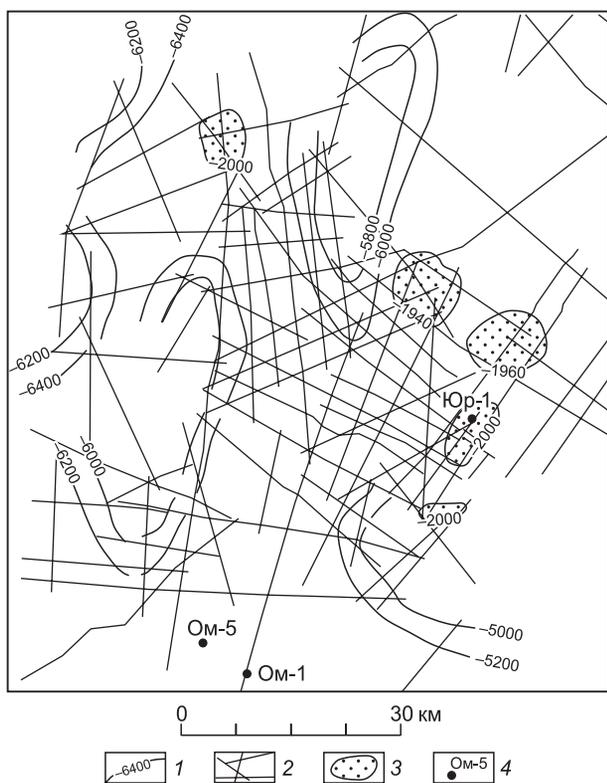


Рис. 4. Схема структурных элементов протерозойских отложений.

1 — изогипсы опорных горизонтов в протерозойских отложениях (м), 2 — сейсморазведочные профили, 3 — массивы гранитоидов, 4 — скважина.

битумами. И хотя мукунская серия ложится непосредственно на архейский цоколь Анабарского массива вниз по склону западнее, судя по обработанным по технологии РЕАПАК+РК Л.А. Кроль сейсмическим разрезам в районе скв. Чиридинская 271 [Старосельцев, Кроль, 2014], распространены и нижнепротерозойские отложения, содержащие, как установлено на Оленекском своде, обогащенные битумами горизонты.

Обогащенные битумами нижнепротерозойские горизонты могли сыграть немаловажную роль и в формировании уникальных нефтегазовых скоплений Юрубчено-Тохомской ЗНГН. Об этом свидетельствуют полученные еще в 70-е годы XX в. широкие овалы отражающих горизонтов на абсолютных отметках глубже –6 км (рис. 4) при залегании поверхности предвендского размыва рифейских отложений на абсолютных отметках –2.0...–2.2 км. После выполнения опорного про-

филя Алтай—Северная Земля через долину р. Ангара субгоризонтальные отражающие площадки прослеживались до абсолютных отметок –10...–18 км, что убедительно свидетельствует о распространении у южных склонов Байкальской антеклизы протерозойских отложений значительной толщины, в которых вполне вероятно присутствие древних битуминозных горизонтов — потенциальных производителей углеводородов. Поэтому их изучение очень важно для оценки потенциала месторождений Байкинской антеклизы.

Развивая представления А.А. Трофимука о нефтегазоносности Сибирской платформы, необходимо подчеркнуть, что Туруханский район Приенисейского краевого поднятия Сибирской платформы начал изучаться в связи с возможной нефтегазоносностью еще в 30-е годы XX в. К настоящему времени вдоль его восточной окраины открыто несколько небольших нефтегазовых месторождений: Летнинское, Володинское, Сухотунгусское. Профилями сейсморазведки отраженными волнами в 70—80-е годы XX в. установлена интенсивная нарушенность субгоризонтальными разрывами западной границы Тунгусской синеклизы в этом районе, что практически исключает миграцию углеводородов к перечисленным месторождениям с востока. Вместе с тем обильные битумопроявления, в основном в рифейских отложениях, в обилии наблюдаются вплоть до берега р. Енисей. Объяснить их поступление из Тунгусской синеклизы через зону интенсивных субвертикальных трещин возможно только до формирования самой синеклизы, когда преобладал наклон пород на запад, т. е. по падению пород, что противоречит законам миграции флюидов. Поэтому была предпринята попытка оценить возможность миграции флюидов с запада из уникального богатого углеводородами Западно-Сибирского юрско-мелового бассейна.

Геолого-тектонические предпосылки для такой миграции отчетливо выражены системой параллельных долине р. Енисей надвигов на восток в юрско-меловых отложениях. Как свидетельствуют многочисленные примеры надвиговых зон [Мигурский, Старосельцев, 2000], в их пределах движение флюидов направлено в ту же сторону. Поэтому целесообразно было сравнить хроматограммы нефтепродуктов в рифейских отложениях Туруханского горста и близрасположенных нефтегазовых месторождений на восточном борту Западно-Сибирского бассейна. Наиболее изученным в этом отношении является Ванкорское крупное нефтяное месторождение. Изучение его нефтей в Томской лаборатории НИПИнефть под руководством д.г.-м.н. И.В. Гончарова показало, что полученные из разных пластов хроматограммы нефтей существенно различаются. Среди них есть пласты с хроматограммами, характерными не только для юрско-меловых отложений, но и для рифея Юрубчено-Тохомской ЗНГН. Следовательно, параллельно надвиганию юрско-меловых и рифейских отложений на восток в благоприятных структурах рифея Туруханского горста могли накапливаться углеводороды. Описанный механизм миграции углеводородов из богатейшего Западно-Сибирского НГБ вполне может обеспечивать накопление значительных объемов углеводородов в рифейских благоприятных структурах Туруханского горста

на правобережье р. Енисей. Это было бы очень важно для подкрепления высокой оценки А.А. Трофимука перспектив нефтегазоносности Сибирской платформы.

В этом отношении имеет значение также, что севернее — на восточном крыле Приенисейского краевого поднятия на западном побережье оз. Хантайское (одного из наибольших четвертичных фиордов плато Путорана) — обоснован сейсморазведкой МОГТ-2Д, электроразведкой [Тимофеев и др., 2007] и структурной съемкой с барометрическим нивелированием маркирующих базальтовых покровов [Старосельцев и др., 1968] высокоперспективный преимущественно на нефть объект с извлекаемым объемом в основном жидких углеводородов порядка 1 млрд т.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В предлагаемой статье последовательно проанализирован ряд особенностей геологического строения, в первую очередь, северной и частично юго-западной частей Сибирской платформы, которые расширяют изложенные А.А. Трофимуком [1960] представления о перспективах нефтегазоносности Сибирской платформы. С учетом предлагаемых в настоящей статье уточнений особенностей ее геологического строения намечены некоторые направления дальнейшего изучения и оценки перспектив ее нефтегазоносности, позволяющие повысить суммарный ее потенциал и уточнить размещение новых крупных и гигантских преимущественно нефтяных скоплений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Дивина Т.А., Егорова Л.И., Салихов А.А., Старосельцев В.С., Белобородова Г.В. Новые материалы по стратиграфии докембрия и кембрия северо-востока Тунгусской синеклизы // Геология и геофизика, 1996, т. 37 (7), с. 23—33.

Матухин Р.Г., Ремпель Г.Г. К оценке перспектив соленосности девона севера Сибирской платформы // Геология и геофизика, 1979, (5), с. 151—153.

Мигурский А.В., Старосельцев В.С. Зоны разломов — естественные насосы природных флюидов // Отечественная геология, 2000, № 1, с. 56—59.

Старосельцев В.С. Тектоника базальтовых плато и нефтегазоносность подстилающих отложений. М., Наука, 1989, 259 с.

Старосельцев В.С. Актуальные проблемы тектоники нефтегазоперспективных регионов. Новосибирск, Наука, 2008, 212 с. + вкл.

Старосельцев В.С. Тектоническое и нефтегазогеологическое районирование южного побережья и прилегающего шельфа моря Лаптевых // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2012, № 3 (11), с. 32—37.

Старосельцев В.С. Пространственные особенности проявления палеозойских солей — надежных зональных флюидоупоров Курейской синеклизы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2013, № 1 (13), с. 3—9.

Старосельцев В.С., Дивина Т.А. Механизм девонского соленакопления на северо-западе Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2012, № 2 (10), с. 88—95.

Старосельцев В.С., Кроль Л.А. Раннепротерозойский комплекс севера Ангаро-Котуйского рифтогенного рифейского прогиба и его возможное влияние на нефтегазоносность // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2014, № 2 (18), с. 16—24.

Старосельцев В.С., Олейников Б.В., Козлов Г.В., Дивина Т.А. О структурах района Хантанского озера в связи с поисками нефти и газа // Геология и геофизика, 1968, (9), с. 116—119.

Старосельцев В.С., Дивина Т.А., Вожов В.И., Кулиш Г.Н. Предпосылки обнаружения гигантского скопления на северо-востоке Тунгусской синеклизы // Нефтегазоносные бассейны Западно-Тихоокеанского региона и сопредельных платформ: сравнительная геология, ресурсы и перспективы освоения. Первая международная конференция, 21—26 апреля 1996 г. СПб., 1998, с. 127—132.

Старосельцев В.С., Шишкин Б.Б., Берилко Г.А. Нижний протерозой северо-востока Анабарской антеклизы — базальный комплекс чехла Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2013, № 3 (15), с. 3—12.

Тимофеев В.А., Старосельцев В.С., Вальчак В.И., Бобров Н.И. Строение осадочного чехла района Хантайского выступа с оценкой ресурсов углеводородов кембрийских и ордовикско-силурийских отложений // Материалы научно-практической конференции «Перспективы развития нефтегазодобывающего комплекса Красноярского края». Красноярск, 2007, с. 51—57.

Трофимук А.А. Нефтегазоносность Сибирской платформы // Геология и геофизика, 1960 (7), с. 3—11.

*Поступила в редакцию
10 августа 2016 г.*