

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ОРДОВИКСКО-ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА КУРЕЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

В.С. Старосельцев, Т.А. Дивина

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

Проанализированы новые геолого-геофизические материалы, подтверждающие высокую оценку перспектив нефтегазоносности силурийско-девонских отложений северо-запада Сибирской платформы, сделанную А.А. Трофимук в 1960 г. Обоснованы объекты для постановки геолого-разведочных работ, нацеленных на проверку его научных прогнозов.

Тектоническое районирование, зоны нефтегазонакопления, перспективные горизонты, первоочередные объекты работ.

PETROLEUM POTENTIAL OF THE ORDOVICIAN-DEVONIAN SEDIMENTS IN THE NORTHERN KUREIKA BASIN

V.S. Starosel'tsev and T.A. Divina

We analyze new geological and geophysical data, which confirm Trofimuk's (1960) high evaluation of the petroleum potential of the Silurian-Devonian sediments in the northwestern Siberian Platform. Priority targets are set for geological exploration aimed at testing his scientific predictions.

Tectonic zoning, petroleum accumulation zones, promising beds, priority targets

ВВЕДЕНИЕ

Многогранная деятельность А.А. Трофимука в области нефтегазовой геологии всегда стимулировала развитие ее новых направлений. Не является исключением и его статья в журнале «Геология и геофизика» [Трофимук, 1960], посвященная нефтегазоносности Сибирской платформы (СП). В статье обоснованы перспективные направления работ на нефть и газ в различных частях СП. Авторам хотелось бы сосредоточить внимание на северо-западе Сибирской платформы, где А.А. Трофимук связывал перспективы нефтегазоносности Тунгусской впадины с силурийско-девонскими отложениями. В последнее время появились достаточно интересные новые геолого-геофизические материалы, подтверждающие научную прозорливость ученого.

ТЕКТОНИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ

Для удобства рассмотрения новых геолого-геофизических материалов по нефтегазоносности северо-запада Сибирской платформы целесообразно кратко охарактеризовать современное тектоническое районирование региона. Поскольку в составе чехла этой части платформы выделяются пять структурных ярусов, ее тектоническое районирование проводится на трех уровнях, существенно различающихся между собой. Самый нижний — рифейский — по результатам сейсморазведки МОГТ (на 18—20 с) разделяется на три субмеридиональные надпорядковые структуры: Ангаро-Котуйский рифтогенный прогиб [Старосельцев, 2008] на востоке, Аянско-Байкитская антеклиза в центре и Приенисейский перикратонный прогиб на западе. Особую роль в качестве очага генерации углеводородов может играть Ангаро-Котуйский рифтогенный прогиб.

Два вышележащих структурных яруса (венд-силурийский и девонско-нижнекаменноугольный) образуют на интересующей нас территории обширную (свыше 800 тыс. км²) Курейскую синеклизу. На западе она граничит с Приенисейским краевым поднятием СП, на востоке — с Анабарской, юго-востоке — Непско-Ботуобинской, юго-западе — Байкитской антеклизмами. На севере Курейская синеклиза раскрывается в сторону более погруженного Енисей-Хатангского регионального прогиба. Именно в центральной и особенно в северной части Курейской синеклизы возрастают (как будет показано ниже) перспективы нефтегазоносности силурийско-девонских трещинно-каверновых карбонатных горизонтов, на которые еще в 1960 г. обратил внимание А.А. Трофимук, а также ордовикских терригенных пластов и рифогенных образований нижнего кембрия.

Два вышележащих структурных яруса (верхнепалеозойский и нижнетриасовый) над Курейской синеклизой образуют Тунгусскую синеклизу, перекрывающую на юге частично Непско-Ботуобинскую и Байкитскую антеклизы, сочленяющую их Катангскую седловину и северную часть Присаяно-Енисейской синеклизы, выполненной рифейскими и венд-силурийскими отложениями. В северной части синеклизы в терригенных угленосных отложениях верхнепалеозойского структурного яруса, обладающих фациальной изменчивостью, но хорошими коллекторскими свойствами, возможно формирование углеводородных скоплений под региональным флюидоупором мощного базальтового комплекса нижнетриасового структурного яруса.

ВЕРОЯТНЫЕ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Потенциальные зоны нефтегазонакопления на севере Курейской синеклизы могут быть связаны с различными геологическими условиями. Наряду со средними и крупными тектоническими преимущественно погребенными поднятиями внутренних и частично бортовых ее районов значительную роль в улавливании углеводородов могут играть специфические барьеры, образованные трапповыми силлами и подводящими их дайками на структурных мысах бортовых зон [Старосельцев, 1978]. Возможность формирования в таких ловушках скоплений углеводородов была подтверждена в бассейне р. Парана в Южной Америке, где под козырьком трапповых интрузий из песчаников формации Фурнас с глубины 4200 м был получен газовый фонтан в 1 млн м³.

На севере Курейской синеклизы выделяются несколько крупных (I порядка) и средних (II порядка) положительных структур нефтегазоперспективных палеозойских горизонтов (рис. 1). Среди них по благоприятному расположению вокруг крупных отрицательных структур — потенциальных очагов генерации углеводородов — наибольшие перспективы обнаружения крупных нефтегазовых скоплений имеют Путоранский выступ на северо-востоке Курейской синеклизы, Хантайский структурный мыс на ее северо-западе, Ядунский свод и Аннамское куполовидное поднятие в ее центре.

Вокруг Путоранского выступа расположены: область глубокого юрско-мелового погружения рифейско-палеозойских пород в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба на севере, Ламско-Хантайского мегапрогиба Курейской синеклизы на западе и Верхнекочечумской впадины на юге. Кроме того, под палеозойскими породами Путоранского выступа располагается северо-западный борт и частично осевая зона Ангаро-Котуйского рифтогенного прогиба (см. рис. 1).

Хантайский структурный мыс расположен в верхней части западного борта глубокого (до 8—10 км по подошве венда) Ламско-Хантайского мегапрогиба и является по существу самой крупной на его западном борту потенциальной зоной нефтегазонакопления, экранированной по площади девонскими солями, а в критическом направлении (на запад) секущими трапповыми интрузиями Имангдино-Летинской региональной зоны разломов. Ядунский свод и Аннамское куполовидное поднятие расположены в осевой зоне севера Курейской синеклизы. Накопление в их пределах углеводородов могло происходить в первом случае за счет осадочных рифейско-палеозойских комплексов Туринской и Верхнекочечумской впадин, а во втором — Ламско-Хантайского мегапрогиба и Верхнекочечумской впадины. Учитывая, что в осевой зоне Курейской синеклизы высока вероятность садки в девонское время солей, которые могли в дальнейшем быть надежным флюидоупором для углеводородных флюидов в подстилающих девонско-ордовикских отложениях, перспективы нефтегазоносности Ядунского свода и Аннамского поднятия существенно возрастают.

ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ

Из перечисленных выше перспективных зон нефтегазонакопления севера Курейской синеклизы в последние годы только в пределах Путоранского выступа на Ледянской площади были пробурены две колонковые глубиной около 1 км и параметрическая глубиной 3950 м скважины. Вскрытый при этом разрез перспективного, по А.А. Трофимуку [1960], комплекса силурийско-девонского и ордовикского возраста [Дивина и др., 1992, 1996] представляет значительный интерес для поиска залежей углеводородов. Анализ водо- и нефтенасыщенных интервалов разрезов, вскрытых скважинами на Ледянской площади, позволил крупному специалисту по гидрогеологии Курейской синеклизы В.И. Вожову выявить определенные закономерности в их пространственном распределении.

В скважинах 358 и 3 Ледянской структуры на глубинах минус 774 и минус 587 м, вблизи кровли хакомской свиты, возникли переливы сильносоленых вод плотностью 1.05 и 1.04 г/см³, дебит которых составил порядка 2000 м³/сут. Нефтяное же насыщение проницаемых коллекторов суммарной мощностью 48 м (скв. Л-358) и 26 м (скв. Л-3) выявлено ниже отметки водопроявления по этим скважинам на глубинах соответственно минус 783 и минус 594 м. Причем в керне скв. Л-3 на стенках трещин и поверхностях стилолитовых швов установлены нафтиды в виде примазок битумов, антраколлитов и редких

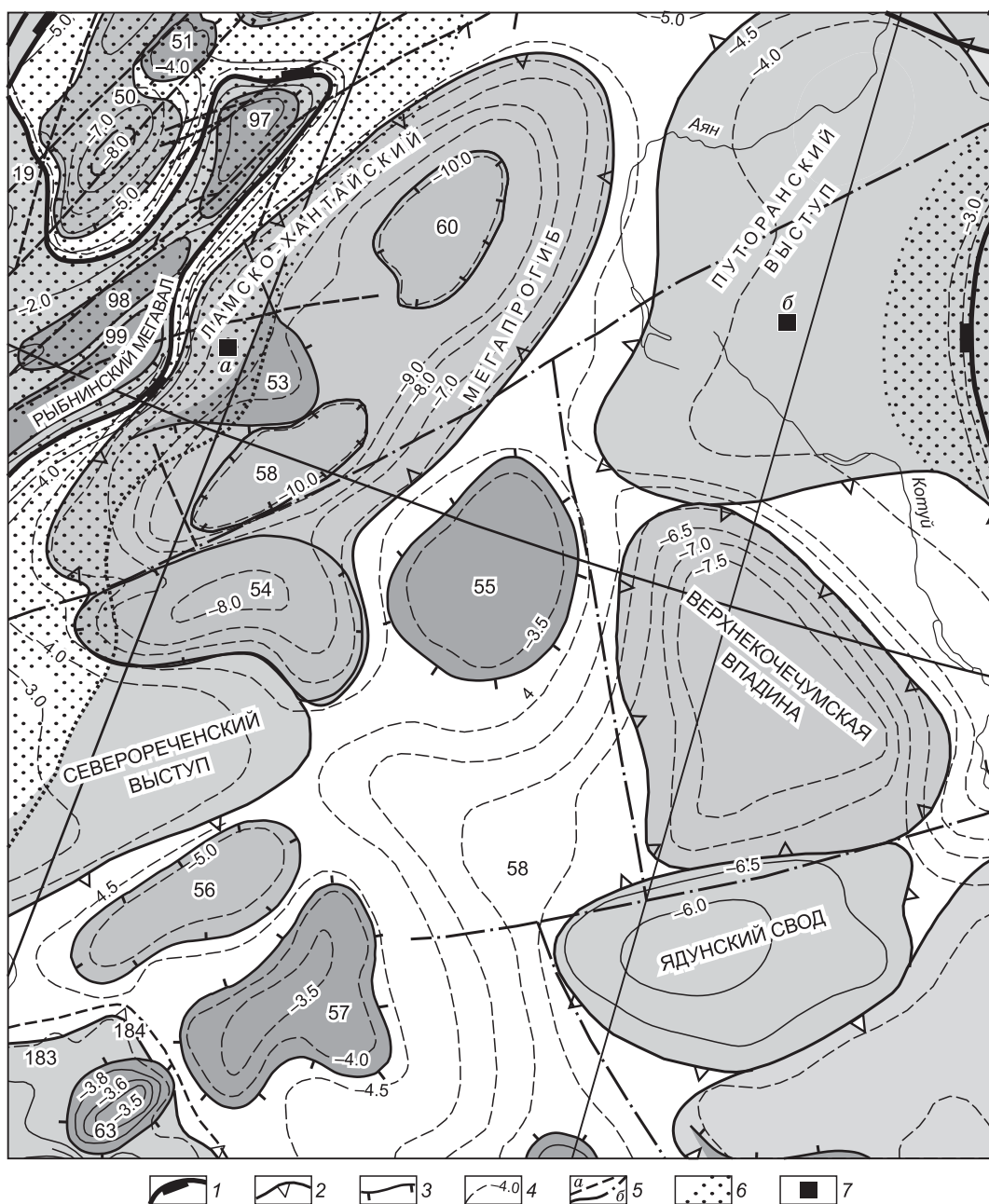


Рис. 1. Схема тектонического районирования севера Курейской синеклизы.

Границы структур: 1 — надпорядковых, 2 — первого порядка, 3 — второго порядка (50 — Норильско-Вологодчанский прогиб, 51 — Южно-Пясинское куполовидное поднятие (к.п.), 53 — Хантайский структурный мыс, 54 — Курейская котловина, 55 — Анамское к.п., 56 — Нижнетунгусский прогиб, 57 — Бильчанское к.п., 58 — Куломбинская котловина, 60 — Верхнететская котловина, 63 — Нимдинский вал); 4 — изогипсы подошвы венд-кембрийских отложений; 5 — разрывные нарушения (а — по геологическим, б — по геолого-геофизическим данным); 6 — рифейские прогибы; 7 — первоочередные нефтегазоперспективные объекты (а — Хантайский, б — Верхнехугдякитский).

капель черной густой нефти, тогда как в разрезе скв. Л-2 насыщение порового пространства желтой текучей нефтью установлено в нижней (60—70 % от массы пород) и в меньшей степени в средней частях хакомской свиты. О проявлении пластовых вод сведений нет. Можно предположить, что самоизлив не мог возникнуть из-за более высокого (гипсометрического) уровня расположения скважин. Устье скв. Л-2 расположено на 106 м выше устья скв. Л-358 и на 83 м выше устья скв. Л-3. Следовательно, в венлокском резервуаре основные объемы воды насыщают верхнюю, а нефть — среднюю и нижнюю части коллекторов, изолированных друг от друга.

Такое инверсионное распределение флюидов, не соответствующее гравитационному, могло сформироваться в том случае, если подземные воды заполнили остаточную проницаемую часть горизонта после нефтяного его насыщения. Подобный механизм формирования флюидов мог реализоваться во время длительного перерыва на рубеже верхнего палеозоя и девона. Его значительная продолжительность (15—30 млн лет) и неглубокое (около 300 м) залегание кровли горизонта от палеоповерхности суши благоприятствовали в большей степени нисходящей фильтрации пресных вод по сравнению с современными условиями, если существовали вертикальные трещины. Поскольку горизонтальные напряжения в породах меньше вертикальных, то латеральная фильтрация вод была более вероятной. Если принять модель латеральной фильтрации подземных вод, то становится понятным распределение нефтяных флюидов в венлокском резервуаре, т.е. между скважинами Л-358 и Л-3 располагался древний водонефтяной контакт. В результате перестройки структурного плана, вызвавшего, в свою очередь, перестройку ловушки, подстилающая нефтяную залежь вода вследствие возникшего градиента напора при своем движении с севера на юг заняла новое положение южнее скв. Л-2, которое в основном сохранилось до настоящего времени.

На основе палеотектонического анализа (рис. 2) можно прийти к выводу, что относительно высокое положение района скв. Л-358 со времени среднего ордовика вплоть до позднего палеозоя сохранялось. Образование наклонного ВНК возможно только в залежах, содержащих вязкие малоподвижные нефти. Именно такие нефти были подняты с керном из скважин Л-358 и Л-3.

Не исключено также, что в результате внедрения вода разбила единую нефтяную залежь, занимавшую коллекторы хакомской и нижней части янгадинской свит. Полученные данные о водопроявлениях из скважин Ледянской площади свидетельствуют также о водонапорном гидродинамическом режиме залежи в венлокском и, возможно, лладоверийском резервуарах.

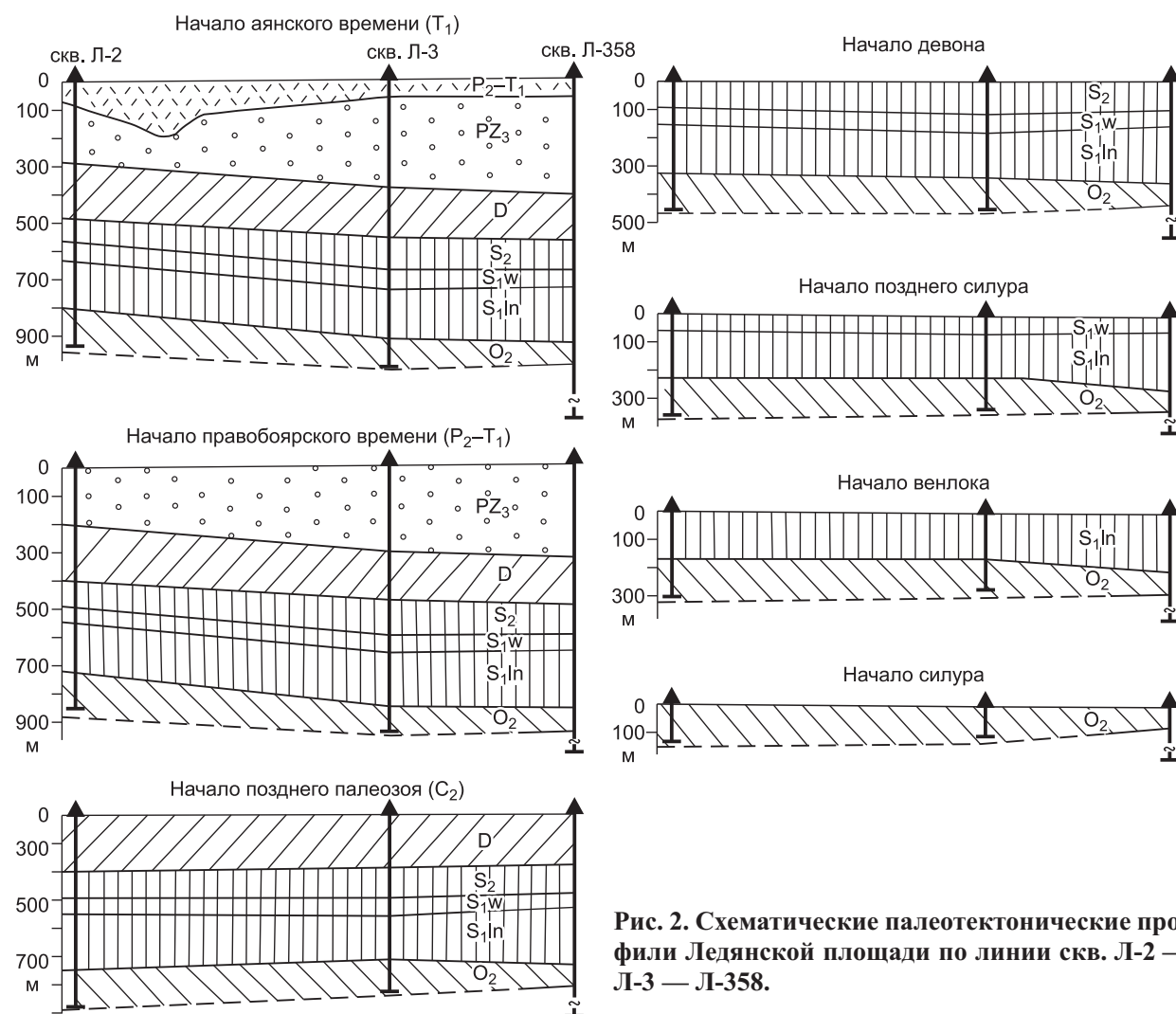


Рис. 2. Схематические палеотектонические профили Ледянской площади по линии скв. Л-2 — Л-3 — Л-358.

Характеристика флюидонасыщенности палеозойских отложений Ледянской площади

№ п/п	Скважина, интервал (м) флюидонасыщенности	Абсолютная отметка кровли, м	Мощность, м	Тип породы	Характеристика флюида	Характеристика пустот
<i>Каларгонская свита (верхний девон)</i>						
1	Скв. Л-2 350.6—362.7	-173.0	12.1	Известняк органо-генно-обломочный	Темно-коричневая нефть (мальта)	Трещины, редкие каверны
<i>Ягадинская свита (верхний силур)</i>						
2	Скв. Л-2 585.0—605.0	-407.4	20.0	Доломиты глинистые с прослоями слабоглинистых	Светло-желтая нефть с резким запахом	Поры, каверны, стилолитовые швы, мощность нефтегазонасыщенных прослоев 0.2—1.2 м; на их долю приходится до 60 % объема интервала. $K_{п} — 5.4 \%$, $K_{пр} — 0$
3	625.0—648.0	-447.4	23.0	Доломиты мелко-среднезернистые, комковатые	Желтая жидкая нефть	Большая доля нефти — в кавернах, небольшая часть — в стилолитовых швах
4	Скв. Л-3 646.0—667.0	-560.0	21.0	Доломиты слабоглинистые, мелкозернистые	Примазки черного битума	Поры, каверны и трещины $K_{п} — 1.5—2.7 \%$, $K_{пр} — 0.31 \times 10^{-15} \text{ м}^2$
<i>Хакомская свита (нижний силур)</i>						
5	Скв. Л-2 665.2—671.5	-487.6	6.3	Доломиты органо-генные (коралловые постройки)	Желтая текучая нефть с резким запахом, черно-коричневая густая в виде капель	Каверны на отдельных участках
6	676.0—696.0	-499.4	20.0	То же	Желтая текучая нефть с резким запахом	Каверны, стилолитовые швы, 60—70 % пород интервала нефтенасыщены
7	Скв. Л-3 673.0—670.0	-587.0	3.0	»	Горько-соленая вода — 1.01 г/см ³ , дебит 20—80 м ³ /ч, прозрачная, бесцветная с запахом сероводорода, капли мальт	Каверны
8	680.0—700.0	-594.0	20.0	Доломиты мелкозернистые	Примазки черного битума	Трещины, стилолитовые швы
9	Скв. Л-358 851.0	-774.0		Доломиты органо-генные	Горько-соленая вода — 1.05 г/см ³ , дебит расч. 1800—2400 м ³ /сут (25 м ³ /20 мин)	Каверны (?)
10	860.0—908.0	-783.0	48.0	То же	В шламе капельно-жидкая нефть и антракосолиты (свечение шлама желтым цветом 3 степени под люминесцентной лампой)	Мелкие поры и каверны
<i>Хаастырская и мойероканская свиты (нижний силур)</i>						
11	Скв. Л-2 819.0	-641.4	1.0	Органогенные известняки	Капли черно-коричневой густой нефти (мальты?)	Мелкие поры, каверны
12	834.4—881.0	-665.8	46.6	То же	Примазки коричнево-черной нефти (мальты?), участки нефтяной пропитки	Трещины, мелкие поры
13	Скв. Л-3 810.0—817.0	-724.0	7.0	»	Капли коричневой вязкой мальты	Каверны, связанные с органо-генными постройками
14	До гл. 846.0			»	Капли черно-коричневой жирной средней густоты нефти (мальты?)	Отдельные каверны, трещины
15	До гл. 889.6			»	Примазки мальт	Трещины

№ п/п	Скважина, интервал (м) флюидонасыщенности	Абсолютная отметка кровли, м	Мощность, м	Тип породы	Характеристика флюида	Характеристика пустот
<i>Кунтыкахинская свита (средний ордовик)</i>						
16	Скв. Л-2 902.0—903.0	–724.4	1.0	Гравелиты с гематитовым цементом	Густая землистая черная нефть со слабым запахом	Считается из редких пор
17	923.0	–751.4	1.0	Песчаники	То же	Поры
18	925.5—963.0	–747.9	37.5	»	По данным ГИС (обширный минимум на кривой КС) предполагается наличие солоноватых пластовых вод	»
<i>Ледянская + хетская свиты (нижний кембрий)</i>						
19	Скв. Л-358 2724.0— 3267.0	–3450.0	543.0	Доломиты кавернозные	Вода слабоминерализованная слабогазированная (11.5 м ³ при депрессии 104.5 атм.)	Поры, каверны

О парагенетической связи соленых вод силурийского резервуара с нефтепроявлениями свидетельствует обогащенность их нафтеновыми кислотами (8.5—9.4 мг/л), хорошо согласующаяся с ароматично-метаново-нафтеновым составом нефтей, длительное время взаимодействовавших с водами.

Сравнительный анализ приведенных в таблице результатов изучения флюидонасыщенности палеозойских отложений, вскрытых скважинами на Ледянской площади, позволяет сделать вывод о существенном влиянии на характеристику флюидов наличия в разрезе среднего девона надежных соляных флюидоупоров. Так, над пластами каменной соли, вскрытыми лишь в скв. Л-2, в органогенно-обломочных известняках каларгонской свиты верхнего девона в трещинах и редких кавернах встречается лишь темно-коричневая нефть (мальта), а под пластами соли в янгадинской свите верхнего силура в глинистых и комковатых доломитах нефть желтая и светло-желтая жидкая с резким запахом в порах, кавернах и стилолитовых швах. Мощность нефтенасыщенных прослоев до 1.2 м, суммарно занимающих около 60 % объема двадцатиметрового интервала.

Близка характеристика нефтей в этой скважине и в 23-метровом интервале органогенных доломитов хаастырской и мойероканской свит нижнего силура, а также в песчаниках кунтыкахинской свиты среднего ордовика, где нефть становится землисто-черной со слабым запахом.

Рассматривая коллекторские свойства пород описанных интервалов разреза, необходимо отметить, что они характеризуются крайней неравномерностью. При этом пористость достигает в девонских горизонтах 7.4—13.6 %, в нижнем силуре — 7.1 %, а в песчаниках среднего ордовика 19.8 %, а проницаемость — соответственно 4.77, 122 и 258 × 10⁻¹⁵ м².

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проверку перспектив нефтегазоносности охарактеризованного интервала разреза целесообразно осуществить в пределах Верхнехугдякитского куполовидного погребенного поднятия площадью около 2.5 тыс. км², выделенного на основании независимых статистических показателей линеаментной сети и предварительно оцененного газогидрогеохимическим опробованием [Старосельцев и др., 1998]. По мнению В.И. Вождова, проводившего газогидрохимическое опробование в бассейне р. Хугдякит, анализ распределения индивидуальных компонентов высокомолекулярных углеводородов показывает, что полный их спектр от этана до гексана выявлен в районе верхнего течения р. Хугдякит, тогда как в представленных выборках по остальным районам встречаемость высокомолекулярных углеводородов и их концентрации в большинстве проб ниже. Непредельные углеводороды выявлены в основном только в районе верховьев р. Хугдякит, а отношение изобутанов к нормальным бутанам и изопентанов к нормальным пентанам, составившее в среднем от 0.3 до 0.5, и возрастание концентраций предельных углеводородов с увеличением их молекулярного веса свидетельствует о том, что в районе верховьев р. Хугдякит газы являются попутными, диффундирующими и мигрирующими в водорастворенном состоянии от залежи нефти силурийского резервуара. При этом, судя по появлению пластов соли в среднем девоне в керне самой южной колонковой скв. Л-2 на Ледянской площади и отдельных кристаллов соли на том же стратиграфическом уровне в более северной скв. Л-3, соляной флюидоупор может распространяться

еще южнее, возможно, вплоть до Верхнехугдякитского погребенного поднятия. Общий объем извлекаемых углеводородов на территории Верхнехугдякитского поднятия может превышать 2 млрд т.

Еще одним поднятием севера Курейской синеклизы, высокоперспективным в отношении нефтегазоносности силурийско-девонских и ордовикских отложений, является Хантайский структурный мыс [Старосельцев, Дивина, 2001], закартированный в 1965 г. с использованием барометрического нивелирования по маркирующим базальтовым покровам на берегах оз. Хантайское [Старосельцев и др., 1968] и подтвержденный профилями сейсморазведки МОГТ и электроразведки МТЗ [Тимофеев и др., 2007]. Здесь также, судя по наличию богатых соляных источников вблизи оз. Хантайское на крыльях рассматриваемого структурного мыса, девонские отложения содержат соляные пласты, экранирующие флюиды в подстилающих девонско-ордовикских отложениях. Проект обустройства параметрической скважины глубиной 3300 м в апикальной зоне Хантайского структурного мыса подготовлен авторами в 2010 г.

Необходимо отметить, что появление солей в девоне Ледянской и Хантайской площадей, возможно, контролируется близостью к Хатангско-Тургайскому трансрегиональному линеamentу [Старосельцев, 1997], который в Хатангском заливе проходит непосредственно вблизи известных с 40-х годов прошлого века соляных куполов Нордвика.

ЛИТЕРАТУРА

Дивина Т.А., Старосельцев В.С., Лопушинская Т.В., Ядренкина А.Г. Ордовик и силур Ледянской площади по данным бурения // Геология и геофизика, 1992 (3), с. 19—28.

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.

Старосельцев В.С. Влияние посттрапповых тектонических движений на миграцию углеводородов в Тунгусской синеклизе // Геология и геофизика, 1978 (9), с. 49—58.

Старосельцев В.С. Трансрегиональные геологические реперы Сибири // Геологическая среда и сейсмический процесс: Материалы Всерос. межрегион. конференции. Иркутск, 1997, с. 42—44.

Старосельцев В.С. Актуальные проблемы тектоники нефтегазоперспективных регионов. Новосибирск, Наука, 2008, 211 с.

Старосельцев В.С., Дивина Т.А. Сравнительный анализ перспектив формирования крупных скоплений УВ на севере Тунгусской синеклизы // Геология и геофизика, 2001, т. 42 (11—12), с. 1918—1926.

Старосельцев В.С., Олейников Б.В., Козлов Г.В., Дивина Т.А. О структурах района Хантайского 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 нефти 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.

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 // Перспективы развития нефтегазодобывающего комплекса Красноярского края (Материалы научно-практической конференции, 20—23 ноября 2007 года). Красноярск, 2007, с. 51—57.

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

*Поступила в редакцию
5 апреля 2011 г.*

