

ЮЖНО-ТУНГУССКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ: ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Е.Н. Кузнецова¹, И.А. Губин¹, А.О. Гордеева¹, Л.Н. Константинова¹,
С.А. Моисеев¹, А.Э. Конторович^{1,2}

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

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

В Южно-Тунгусской нефтегазоносной области отложения терригенного комплекса венда и рифея не затронуты процессами траппового магматизма и поэтому могут рассматриваться как первоочередные объекты для дальнейшего поиска залежей углеводородов. Эти комплексы на изучаемой территории не вскрыты скважинами и не охарактеризованы керном, однако их наличие доказывается сейсмическими работами. Полученные данные и проведенные ранее палеогеографические реконструкции свидетельствуют о сходных условиях накопления терригенного материала в Южно-Тунгусской и Байкитской НГО и позволяют выделить критерии прогноза песчаных коллекторов на изучаемой территории. С учетом сложности геологического строения Южно-Тунгусской НГО, неоднозначности результатов интерпретации сейсморазведки, проблем технологии глубокого бурения даны предложения направлений геолого-разведочных работ.

Геологическое строение, нефтегазоносность, траппы, рифей, венд, кембрий, ресурсы углеводородов, Южно-Тунгусская НГО, Красноярский край.

SOUTH-TUNGUSKA PETROLIFEROUS REGION: GEOLOGIC STRUCTURE AND PETROLEUM POTENTIAL

E.N. Kuznetsova, I.A. Gubin, A.O. Gordeeva, L.N. Konstantinova, S.A. Moiseev, and A.E. Kontorovich

Riphean and Vendian terrigenous complexes are not affected by trap injections within the South-Tunguska petroliferous region and thus can be considered a priority for further prospecting for hydrocarbon accumulations. Although these strata are not exposed with wells and are not characterized by core samples, their wide distribution is proved by seismic data. The obtained data and previous paleogeographic reconstructions show similar depositional environments of terrigenous sediments for the South-Tunguska and Baikit petroliferous regions. These facts substantiate criteria for the prediction of sand reservoirs within the study area. Taking into account the complex geologic structure of the South-Tunguska petroliferous region, ambiguity of seismic-data interpretation, and problems of deep-drilling technology, we provide recommendations for the geological exploration.

Geologic structure, petroleum potential, traps, Riphean, Vendian, Cambrian, hydrocarbon resources, South-Tunguska petroliferous region, Karsnoyarsk Territory

ВВЕДЕНИЕ

В 60—70-е годы XX в. начались первые работы по изучению перспектив нефтегазоносности северных районов Красноярского края. Результаты обобщения полученной информации стали основой для выделения Южно-Тунгусской НГО в составе Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции [Конторович и др., 1975].

На территории ЮТ НГО пробурено 67 глубоких скважин (рис. 1), из числа которых нижние горизонты кембрия вскрыли 31 скважину и карбонатный комплекс венда — 16 скважин. Большинство глубоких скважин было пробурено на Нижнетунгусской, Таначинской и Моктаконской площадях, на которых получены притоки нефти и газа. Несколько параметрических скважин расположены вдоль р. Нижняя Тунгуска и в восточной половине НГО. Кроме того, для характеристики верхней части разреза (ВЧР) с целью повышения точности сейсмических построений в области было пробурено 187 колонковых скважин глубиной до 1200—400 м.

В тектоническом отношении территория Южно-Тунгусской НГО занимает юго-западную часть крупной надпорядковой отрицательной структуры — Курейской синеклизы. Согласно тектонической

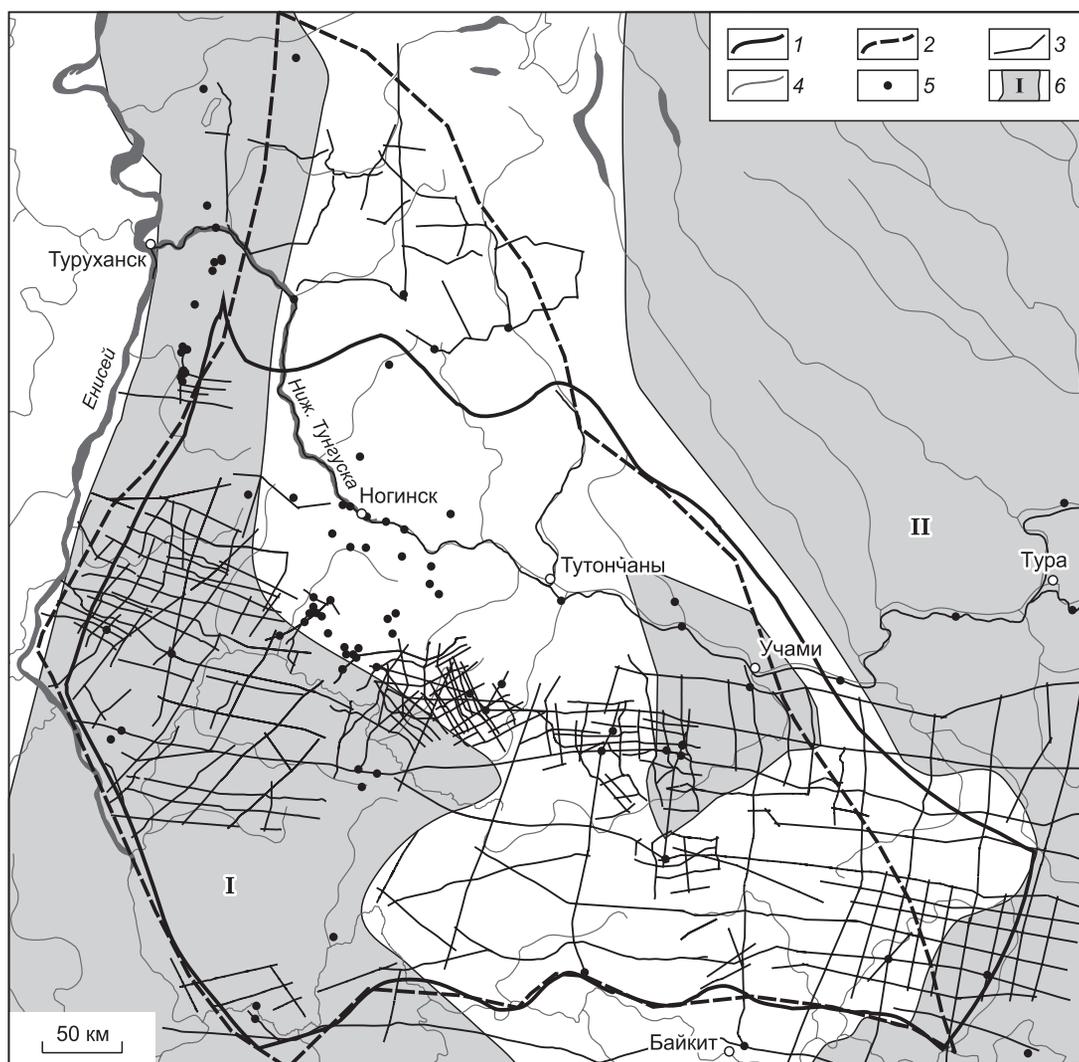


Рис. 1. Изученность Южно-Тунгусской НГО сейсмическими работами и глубоким бурением.

Границы Южно-Тунгусской НГО: 1 — прежняя, 2 — уточненная; 3 — сейсмические профили МОГТ; 4 — гидросеть; 5 — точки глубоких скважин; 6 — зоны развития рифейских прогибов. Рифейские прогибы: I — Приенисейский, II — Ангаро-Котуйский.

карте венд-силурийского структурного яруса, исследуемую территорию осложняют две положительные структуры 1-го порядка — Бахтинско-Кондроминский (далее по тексту — Бахтинский мегавыступ) и Нижнечункунский выступы [Конторович и др., 2009].

Осадочный чехол сложен преимущественно отложениями верхнепротерозойского и палеозойского возрастов. Рифейский комплекс пород и терригенные отложения венда распространены предположительно в западной и восточной частях ЮТ НГО. Выше залегают отложения карбонатных, сульфатно- и галогенно-карбонатных комплексов венда и нижнего—среднего кембрия. Они перекрыты ордовикскими, силурийскими, девонскими, пермокарбонowymi и нижнетриасовыми отложениями. Общая толщина чехла в наиболее приподнятой центральной части составляет 3.7—4.0 км и увеличивается в направлении Приенисейского прогиба и Курейской синеклизы до 8—10 км.

Первой глубокой скважиной, заложенной на территории Южно-Тунгусской НГО, стала Тунгусская опорная, пробуренная на Большепорожской площади в период с 1959 по 1964 г. Основными задачами были: выяснение строения разреза палеозоя, определение количества траптовых тел, анализ распределения их по разрезу, оценка степени их влияния на коллекторские свойства пород и содержащееся в них органическое вещество.

На сегодняшний день установлено, что суммарная толщина траптовых тел в пределах наиболее изученной территории Бахтинского мегавыступа превышает 1500 м. Траппы занимают до 30 % от всего объема пород, выполняющих осадочный чехол. Интрузии распределены по разрезу неравномерно. Наи-

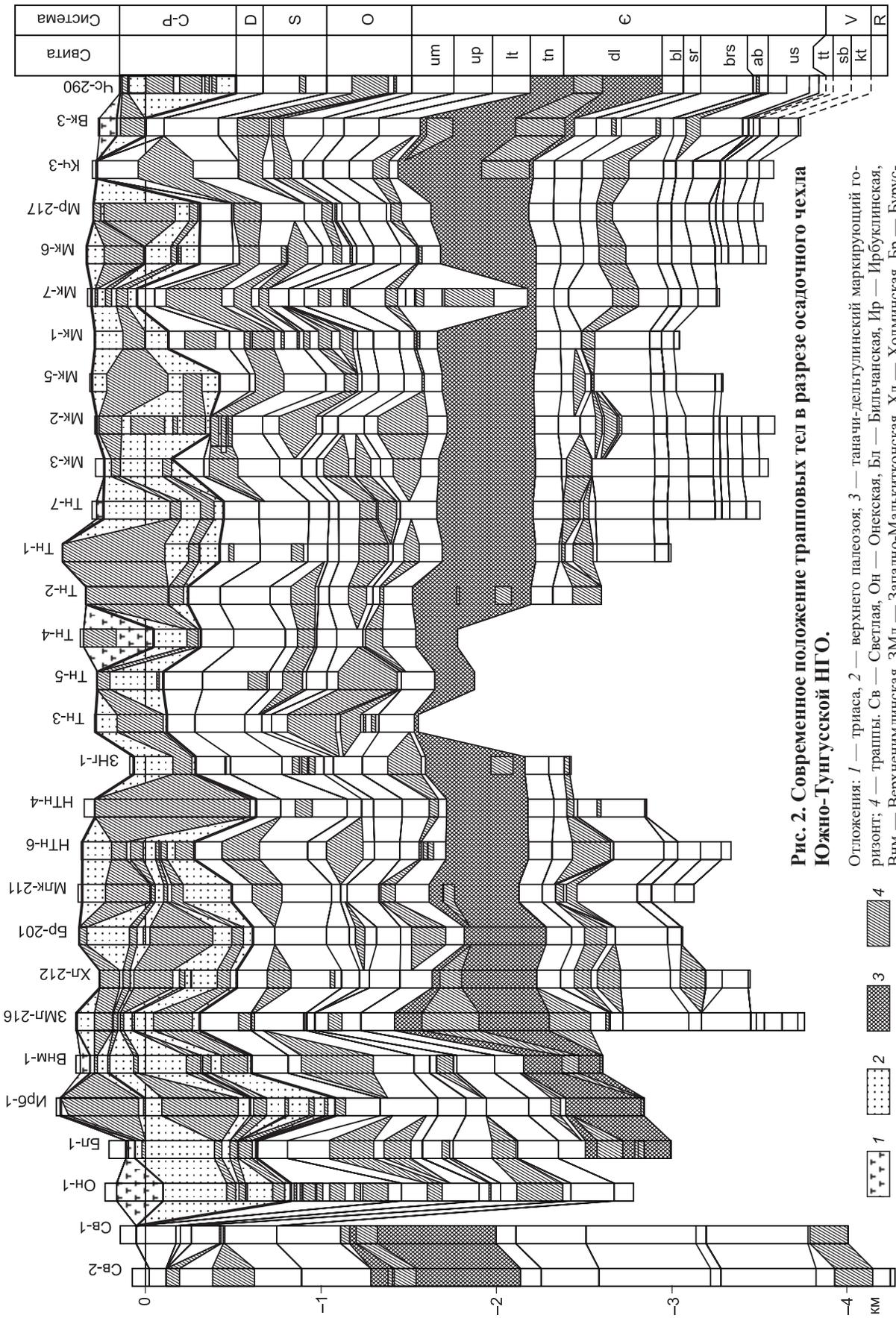


Рис. 2. Современное положение граптовых тел в разрезе осадочного чехла Южно-Тунгусской НПО.

Отложения: 1 — триаса, 2 — верхнего палеозоя; 3 — танани-дельтулинский маркирующий горизонт; 4 — трапш. Св — Светлая, Он — Онекская, Бл — Бильчанская, Ир — Ирбуклинская, Вм — Верхнемиллинская, ЗМл — Западно-Малькигтонская, Хл — Холминская, Бр — Буресская, Млк — Малькигтонская, НТн — Нижнетунгусская, ЗНг — Чисковская. Свиты: um — усть-мундуйская, up — усть-пелыткнская, lt — летинская, tn — тананинская, tl — таначинская, dl — дельтулинская, bl — булайская, sr — сурингдаконская, brs — буресская, ab — абакунская, us — усольская, tt — тугэрская, sb — собинская, kt — катангская.

сая, Млк — Малькигтонская; НТн — Нижнетунгусская, ЗНг — Чисковская. Свиты: um — усть-мундуйская, up — усть-пелыткнская, lt — летинская, tn — тананинская, tl — таначинская, dl — дельтулинская, bl — булайская, sr — сурингдаконская, brs — буресская, ab — абакунская, us — усольская, tt — тугэрская, sb — собинская, kt — катангская.

более насыщена ими верхняя часть разреза, представленная верхнепалеозойским комплексом пород (рис. 2). Объем интрузий здесь приближается к 40 %. С глубиной роль траппов в разрезе уменьшается, но сохраняется их способность многократно резко ступенчатообразно переходить на другой стратиграфический уровень по субвертикальной трещине, искажая тем самым структурные планы ранее согласных поверхностей. В отложениях венда интрузия встречена только в одной скв. Усть-Кочумдекская-202, предположительно секущего характера [Хоменко, 1979].

Траппы неоднозначно влияют на нефтегазоносность. В одних случаях сильный прогрев осадочно-го чехла приводит к уничтожению существующих залежей, в других — за счет дополнительного прогрева нефтематеринских толщ может происходить вторичная генерация углеводородов с формированием залежей [Конторович, Хоменко, 2001]. Исследования, выполненные еще в 60—70-е годы прошлого века (Т.К. Баженова, И.С. Гольдберг, С.А. Кащенко) показали, что в Южно-Тунгусской НГО имели место две главные фазы миграции нефти — дотрапповая и послетрапповая, т. е. процессы нефтегазообразования в осадочном чехле этой нефтегазоносной области протекали еще в палеозое и, возможно, в докембрии. Были обнаружены также залежи нефти, разрушенные под воздействием тепла интрузий траппов.

Аномально высокое содержание интрузий в верхней части разреза обуславливает сложные сейсмогеологические условия исследуемой территории. Опыт первых сейсморазведочных работ МОГТ в различных нефтегазоносных областях и районах Лено-Тунгусской провинции, проведенных в 70—80-е годы XX века, показал, что они существенно отличаются друг от друга по сложности сейсмогеологических условий.

При самом грубом районировании Лено-Тунгусскую провинцию можно разделить на две группы территорий. Первая группа — территории, где на дневной поверхности обнажаются кембрийские и ордовикские осадочные комплексы. Эти территории благоприятны для возбуждения упругих колебаний. Вторая группа — территории, где на дневную поверхность выходят поля туфогенно-лавовых образований с секущими и пластовыми интрузиями долеритов, в разной степени поглощающими и рассеивающими энергию сейсмического сигнала. На территориях этого типа сложные горно-геологические условия возбуждения и приема упругих колебаний влияют на информативность полевых сейсмограмм и окончательных временных разрезов, которые используются для геологической интерпретации. Практически вся территория Южно-Тунгусской НГО относится ко второй группе территорий. По этой причине эффективность сейсморазведочных работ в Южно-Тунгусской области в 70—80-е годы XX века была одной из наиболее низких.

По результатам первых геолого-разведочных работ на территории Южно-Тунгусской НГО в качестве главного нефтегазопроискового объекта был выбран карбонатный комплекс кембрия. Изначальная ориентация глубокого бурения на этот комплекс оказалась ошибочной. Дальнейшими работами было установлено, что он в значительной мере заражен траппами. Результаты анализа керна и флюидов выявили следы разрушения залежей, а из сохранившихся коллекторов при испытаниях получали в больших количествах углекислый газ и сероводород. Несмотря на это, на сегодняшний день в карбонатных и сульфатно-карбонатных отложениях нижнего—среднего кембрия открыты четыре нефтегазовых месторождения [Кузнецова и др., 2014].

В 2000-е годы на территории Красноярского края были проведены региональные сейсморазведочные работы с высокой кратностью (80 и выше), которые показали, что в пределах Южно-Тунгусской НГО под сложнопостроенными, насыщенными интрузиями кембрийскими отложениями находится благоприятный венд-рифейский разрез [Мельников и др., 2008; Филипцов, 2009, 2011; Вальчак и др., 2010, 2011; Филипцов и др., 2014; Старосельцев, 2015], который является главным объектом поисков нефти и газа на всей территории Сибирской платформы уже в течение нескольких десятилетий.

На исследуемой территории нефтегазогеологический потенциал венд-рифейского разреза остается не оцененным в должной мере. Однако имеющиеся региональные геолого-геофизические материалы позволяют дать эту оценку и изменить направленность геолого-разведочных работ в пределах Красноярского края на территории Сибирской платформы. Поэтому главной задачей настоящей работы является уточнение геологического строения и построение на новой основе такой сейсмогеологической модели, которая бы позволила оценить реальные перспективы нефтегазоносности Южно-Тунгусской НГО.

Полученные новые данные о геологическом строении ЮТ НГО в числе других современных материалов, касающихся строения всей Лено-Тунгусской провинции, были учтены в обновленном варианте нефтегазогеологического районирования Сибирской платформы, подготовленном в ИНГГ СО РАН в 2016 г. Изменения коснулись границ, ранее выделенных НГО, в частности и Южно-Тунгусской (см. рис. 1), и расчленения их осадочного наполнения на нефтегазоносные комплексы. Осадочный чехол ЮТ НГО состоит из четырех основных комплексов: рифейского, нижневендского терригенного, верхневендско-нижнекембрийского карбонатного, кембрийского и двух второстепенных: ордовикского и силурийско-девонского.

РИФЕЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС

О внутреннем строении рифейского комплекса пока известно немного. Судя по региональным сейсмическим данным, он распространен в западной и в восточной частях территории исследования. Западная зона относится к Приенисейскому рифейскому прогибу, восточная — к Ангаро-Котуйскому (см. рис. 1). На территории области рифейские отложения вскрыты двумя скважинами — Западно-Малькитконской-216 (57 м) и Вакунайской-3 (15 м). В непосредственной близости у юго-восточной границы ЮТ НГО наличие рифейских отложений подтвердили еще две скважины Чункинская-282 (690 м) и Аргишская-273 (506 м).

В естественных обнажениях отложения рифея встречены в пределах прилегающей территории Туруханского поднятия в устьевой части Нижней Тунгуски, Сухой Тунгуски, Мироедихи, Шорихи и по правому берегу Енисея между р. Мироедиха и пос. Туруханск. Материалы сейсморазведочных работ позволяют предполагать распространение однотипных рифейских отложений от Туруханско-Норильской гряды до западного склона Бахтинского мегавыступа, в составе которых в нижних толщах рифея могут преобладать кластические породы, в средних — карбонатные, а в верхних — глинисто-карбонатные [Козлов и др., 1988].

На востоке области в зоне развития внутриплатформенного Ангаро-Котуйского прогиба наблюдается подобная картина. Вниз по восточному склону Бахтинского мегавыступа появляются и нарастают по мощности отложения рифея (рис. 3). По данным глубокого бурения прилегающих территорий Байкитской антеклизы и Катангской седловины, здесь, в основании разреза рифейской серии, залегает тол-

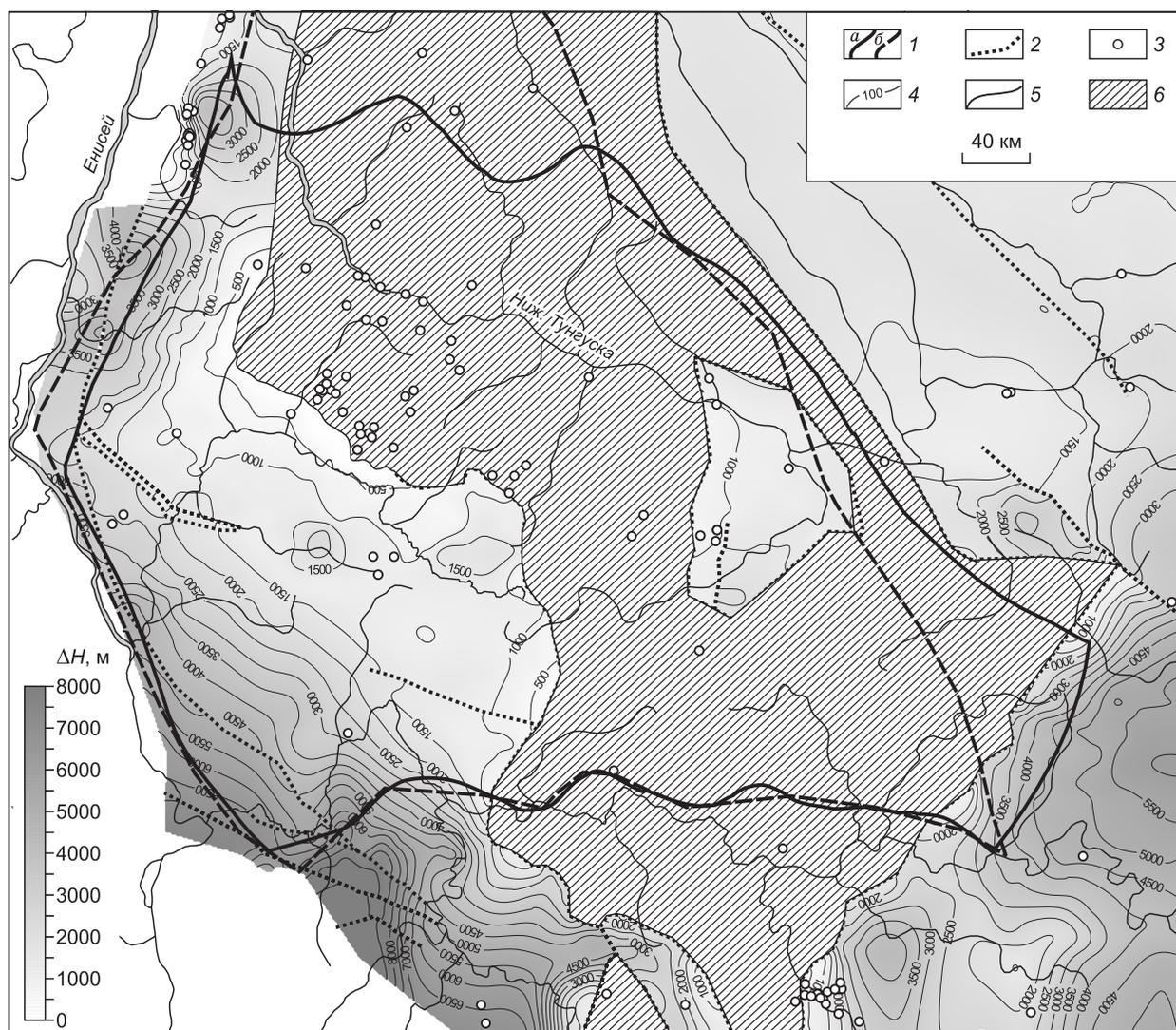


Рис. 3. Карта толщин рифейского комплекса.

1 — граница Южно-Тунгусской НГО (а — прежняя, б — уточненная); 2 — разломы; 3 — точки глубоких скважин; 4 — изопахты рифейского комплекса; 5 — гидросеть; 6 — зоны отсутствия рифейских отложений.

ща терригенных пород, а выше — толщи пород преимущественно карбонатного состава, которые переслаиваются с терригенно-карбонатными отложениями [Гутина, 2007]. В восточном направлении в сторону осевой части прогиба происходит постепенная глинизация разреза [Филиппов, 2011].

Важно, что в рифейском разрезе в обоих случаях широко развиты карбонатные породы, в составе которых циклически встречаются пласты строматолитовых, обломочных, разнокристаллических, сугликовато-водорослевых известняков и доломитов в различной степени окремненных, часто трещиноватых. Рифейские коллекторы лучше всего изучены на территории Байкитской антеклизы в пределах Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции. Главная их особенность — это очень низкие значения поровой пористости и проницаемости. Пустотное пространство рифейских отложений сформировано за счет вторичных процессов, и оно отличается сложностью строения, одновременным развитием пустот различного вида и времени возникновения. Основная емкость коллектора сформирована трещинами с последующим выщелачиванием из них легкорастворимых разностей карбонатных пород. Легче всего подвергаются растрескиванию наиболее однородные по составу породы, представленные строматолитовыми доломитами и породы, обогащенные кремнистым материалом [Багринцева и др., 2015].

Проводя сравнительный анализ с Юрубчено-Тохомской зоной, можно предполагать, что на исследуемой территории коллекторы будут распространены вдоль линии выклинивания рифейских отложений. Восточный склон Бахтинского мегавыступа в этом отношении более интересен. Здесь по материалам сейсморазведочных работ выделяется участок с более пологим платформенным залеганием рифейских пород, что может косвенно свидетельствовать по аналогии с Юрубченской площадью о существовании карбонатной платформы. Ее формирование предполагает накопление мощных толщ строматолитовых карбонатных пород, которые во время предвендского перерыва могли образовывать высокоемкие коллекторы.

Рифейский комплекс пород, широко развитый на территории Южно-Тунгусской НГО, традиционно выступает в качестве главного нефтегазопроизводящего очага на Сибирской платформе. На ближайших Юрубченской и Курумбинской площадях в отложениях рифея выделяются по крайней мере три горизонта, обогащенных органическим веществом: мадринская, вздрэшевская толщи и горизонт темноцветных аргиллитов внутри ирэмэкэнской толщи. Суммарная мощность интервалов, обогащенных органическим веществом достигает 460 м [Тимошина, 2004; Баженова и др., 2011]. К северо-западу от Южно-Тунгусской НГО в Туруханском районе распространена нижнетунгусская свита верхнего рифея, которая является аналогом шунтарской свиты Енисейского кряжа и также обогащена органическим веществом.

НИЖНЕВЕНДСКИЙ ТЕРРИГЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС

Отложения терригенного венда выделяются в объеме непского и тирского региональных горизонтов. К непскому горизонту на исследуемой территории относится ванаварская, а к тирскому — оскобинская свиты. Кровля оскобинской свиты на сейсмических профилях соответствует отражающему горизонту M_1 (рис. 4). Ванаварская свита со стратиграфическим и угловым несогласием залегает на эрозионной поверхности рифея либо фундамента. Их мощность, по данным сейсморазведки, на большей части территории распространения достигает максимальных значений в западной и восточной частях территории ЮТ НГО и соответствует 120—140 м. Исключение составляет участок на крайнем западе — Фатьяниховская котловина, здесь толщины превышают значения 200—250 м (рис. 5). Накоплению столь значительного объема терригенных пород способствовало наличие местного источника сноса в виде блока кристаллического фундамента, распространенного в центральной части ЮТ НГО, в пределах которого отложения отсутствуют. По материалам бурения, в Байкитской НГО в литологическом отношении породы терригенного венда представлены переслаиванием кварц-полевошпатовых песчаников и аргиллитов различной мощности. В соотношении пород терригенного разреза замечен ряд закономерностей, который может быть применим на первых этапах прогноза в западной части территории ЮТ НГО, и выглядит он следующим образом. При общей мощности терригенного венда менее 35 м в разрезе отсутствуют отложения ванаварской свиты. На участках, где общая мощность не превышает 100 м, на долю ванаварской свиты приходится 30 %, а оскобинской — 70 %. Суммарная толщина песчаных прослоев в обоих случаях составляет 5—10 м. Дальнейшее увеличение мощности до 170 м незначительно меняет соотношение толщин свит, но песчаников в ванаварской свите становится больше в два раза, а в оскобинской на треть [Конторович и др., 2014]. На востоке ЮТ НГО состав оскобинской свиты, скорее всего, будет терригенно-сульфатно-карбонатным по аналогии с разрезом, вскрытым скважинами Чункинская-282 и Аргишская-273, расположенными у юго-восточной границы области. Увеличение терригенной составляющей возможно вдоль линии выклинивания отложений в центральной части ЮТ НГО.

Резервуар терригенного комплекса венда хорошо изучен в соседних НГО — Байкитской и Катангской. Проницаемая часть представлена несколькими пластами песчаников, разбощенных аргиллитами и алевролитами ванаварской свиты (Собинское месторождение) и отдельными линзообразными телами

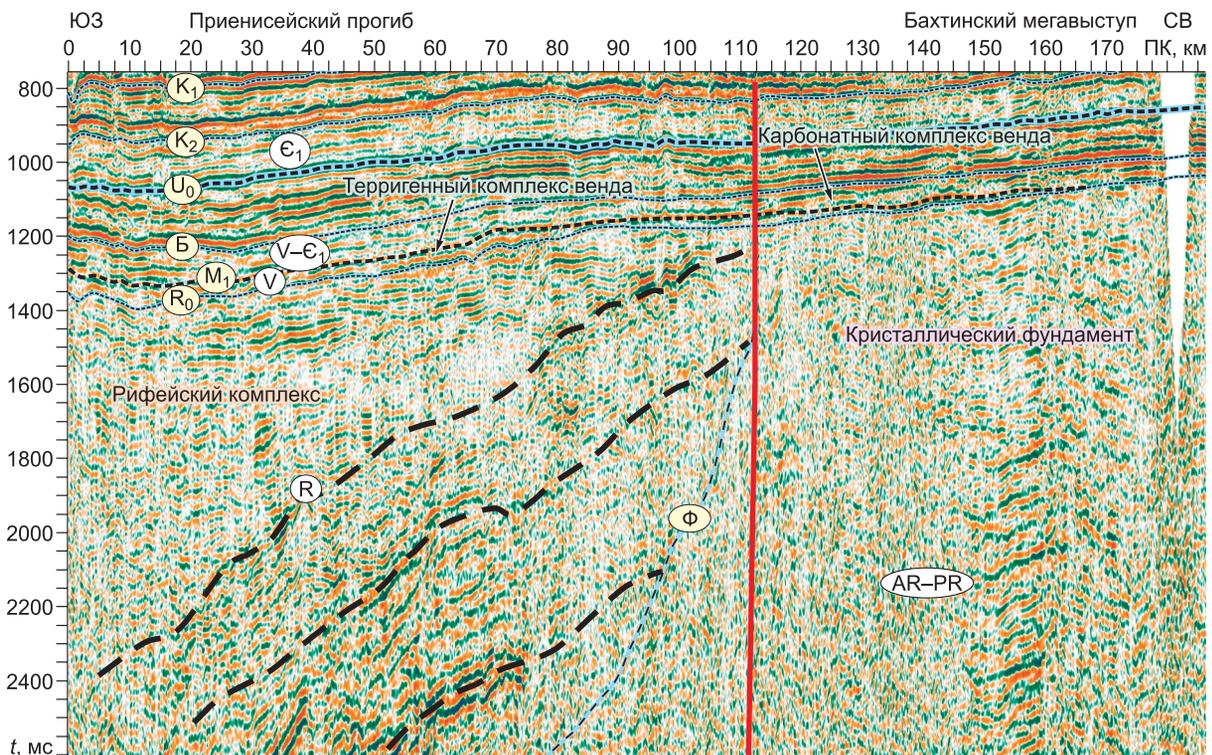


Рис. 4. Сейсмогеологический разрез, проходящий через зону выклинивания комплексов терригенного венда и рифея.

песчаников в вышележащей оскобинской свите (Оморинское месторождение). Открытая пористость песчаников достигает 20—22 %, проницаемость — до первых сотен 10^{-3} мкм². Флюидоупорами могут являться внутрiformационные прослои аргиллитов.

ВЕРХНЕВЕНДСКО-НИЖНЕКЕМБРИЙСКИЙ КАРБОНАТНЫЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС

Комплекс распространен на всей исследуемой территории и включает в себя усть-кутский и моктаконский природные резервуары.

Усть-кутский резервуар располагается в кровле тэтэрской свиты и представлен преимущественно доломитами. Общая мощность пласта оценивается в 10—12 м, эффективная, возможно, достигает 4—5 м. Открытая пористость составляет первые проценты, но в отдельных скважинах иногда достигает 9 %. Флюидоупором для тэтэрского коллектора являются соли ясенгской свиты нижнего кембрия, распространенные повсеместно.

Потенциальную нефтеносность этого резервуара подтверждает обнаружение тяжелой нефти зеленоватого цвета, поступившей вместе с раствором во время бурения тэтэрской свиты в скв. Моктаконская-6.

Моктаконский резервуар относится к нижнему кембрию. Распространен на всей исследуемой территории. Является возрастным аналогом осинского резервуара в Байкитской и Катангской НГО. Коллектором являются органогенные доломиты моктаконской свиты с примесью сульфатов, на отдельных участках достигающей 25—50 %. Доломиты пористые, в некоторых слоях мелкокавернозные. Открытая пористость колеблется от 1.4 до 13.5 %, составляя в среднем 3.6—7.1 %, проницаемость достигает 350×10^{-3} мкм². Мощность свиты от 60 до 220 м. Улучшенные коллекторские свойства отмечены в пределах органогенных построек, характеризующихся повышенными мощностями. Толщина пород-коллекторов моктаконской свиты на таких участках составляет 50—80 м. Флюидоупором для моктаконской свиты служат сульфатонесные доломиты марской свиты (аналог верхнеуольской подсвиты). Примесь ангидрита на некоторых участках достигает 40 %, в среднем составляя 15—20 %. Мощность ее (в зависимости от палеогеографического положения) от 70 до 125 м. Внутри свиты зафиксированы локальные участки, где открытая пористость достигает 20 %.

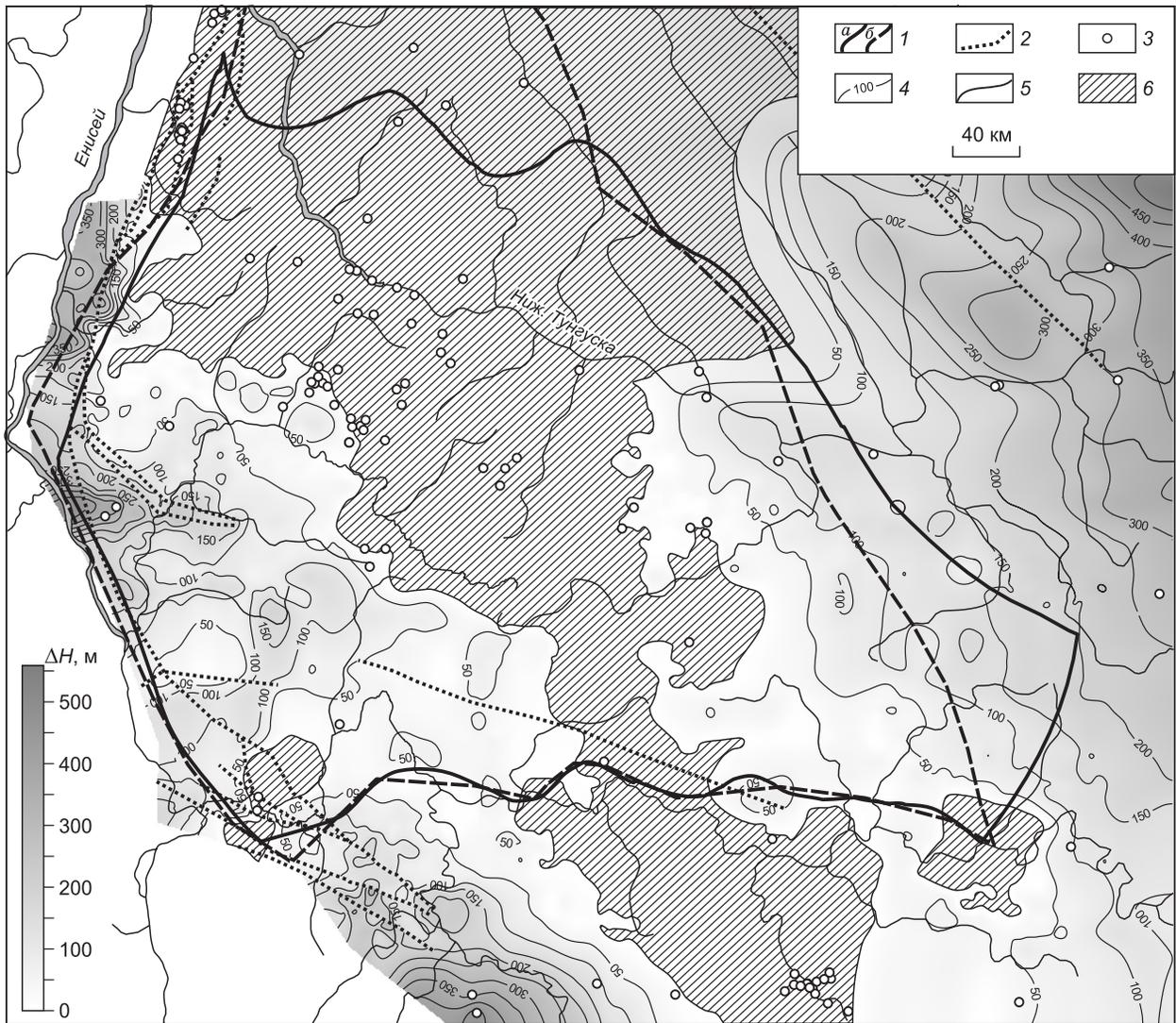


Рис. 5. Карта толщин терригенного комплекса венда.

1 — граница Южно-Тунгусской НПО; 2 — разломы; 3 — точки глубоких скважин; 4 — изопахиты терригенного комплекса венда; 5 — гидросеть; 6 — зоны отсутствия терригенного комплекса венда.

Высокие перспективы моктаконского резервуара подтверждены открытием Моктаконского нефтегазоконденсатного и Усть-Дельтулинского газового месторождений. Притоки пластовой воды получены в скв. Западно-Малькитконская-216 дебитом 497 м³/сут (отмечено газопроявление), в скв. Нижнетунгуская-6 — до 115 м³/сут, Таначинская-7 — до 660 м³/сут, Таначинская-8 — до 400 м³/сут.

КЕМБРИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС

Разрез комплекса представлен эвапоритово-карбонатной толщей нижнего кембрия, содержащей несколько как региональных, так и локальных горизонтов коллекторов и флюидоупоров. Для всего комплекса региональным флюидоупором являются карбонатно-глинистые отложения летнинской свиты.

Комплекс включает в себя абакунский, кочумдекский, подсолевой, булайский, таначино-дельтулинский и амгинский резервуары.

Абакунский резервуар (нижнетунгусский горизонт (А-V)) отделен от моктаконского марским флюидоупором. Коллектор здесь представлен абакунской свитой — аналогом эльгянского горизонта нижнебельской подсвиты и нижней части среднекостинской подсвиты в Турухано-Норильском СНГР. Распространен на всей исследуемой территории. Свита представлена пористыми и кавернозными доломитами и известняками, иногда с незначительной (до 5 %) примесью сульфатов. По разрезам отдель-

ных скважин средние значения открытой пористости пород свиты меняются от 1.0—4.5 до 8—18 %, в среднем 9 %, проницаемость от 0.01×10^{-3} до 10×10^{-3} мкм².

Так же как другие карбонатные коллекторы в Южно-Тунгусской НГО, абакунский коллектор состоит из нескольких локальных резервуаров, разобщенных пластами и телами неправильной формы с низкой проницаемостью и пористостью менее 1 %. Мощность абакунской свиты составляет 70—80 м, она хорошо выдержана на всей исследуемой территории. Флюидоупором служат плотные сульфатно-карбонатные породы первой пачки бурусской свиты.

Кроме открытых месторождений из абакунского резервуара получены притоки пластовой воды в скважинах Западно-Малькитконская-216 до 11 м³/сут, Усть-Кочумдекская-202 до 580 м³/сут, Таначинская-1 до 335 м³/сут. Нефтегазоносность этого резервуара установлена только в Южно-Тунгусской НГО. На соседних территориях из этих отложений притоков углеводородов не получено.

В бурусской свите и ее аналогах выделяют два горизонта — кочумдекский (А-IV) и подсолевой (А-III). Экранами этих пластов являются сульфатно-карбонатные и галогенные породы.

Кочумдекский горизонт (А-IV) представлен пористо-каверновыми доломитами на отдельных участках органогенными с включениями и прослоями сульфатов в нижней части разреза. В верхней части горизонта прослойки пористых органогенных известняков достигают мощности 10 м. Общая мощность горизонта от 30 до 120 м. Средняя пористость пород равна 1—4 %, в отдельных слоях 7—14 %. Значения проницаемости изменяются в широких пределах от 0.01×10^{-3} до 50×10^{-3} мкм², в среднем 25×10^{-3} мкм².

В скв. Моктаконская-1 из кочумдекского горизонта получен приток пластовой воды и газа с конденсатом.

Подсолевой горизонт (А-III) сложен доломитами пористыми, водорослевыми мощностью от 16 до 50 м и приурочен к верхней части бурусской свиты. Тип коллектора пород горизонта трещинно-поровый, каверно-поровый. Открытая пористость составляет 2—8 %, проницаемость 0.01×10^{-3} — 6.69×10^{-3} мкм².

Региональным флюидоупором горизонтов А-III, А-IV, А-V является сурингдаконская сульфатно-галогенно-доломитовая толща.

Булайский резервуар (сухотунгусский горизонт А-II) малоперспективен. Распространен на всей исследуемой территории. Коллектором служит булайская свита, сложенная доломитами с незначительной примесью сульфатов. Мощность ее составляет 110—150 м, распространена повсеместно на западной и южной частях Сибирской платформы. Мощность горизонта варьирует от 20 до 60 м. Он представлен доломитами с прослоями известняков. Породы водорослевые, пористые. Пористость от 1 до 10 %, местами достигает 15—20 %. Проницаемость низкая. Флюидоупором могут служить непроницаемые горизонты самой булайской свиты.

Дельтулино-таначинский резервуар распространен только на севере Бахтинского мегавыступа в Сурингдаконской литофациальной зоне. В Туруханской литофациальной зоне ему соответствует верхняя часть костинского резервуара.

Проницаемая часть резервуара представлена дельтулинской и таначинской свитами (дельтулино-таначинский горизонт А-I) и сложена органогенными (водорослевыми) доломитами, редко — известняками с примесью сульфатов. Этот резервуар — один из наиболее перспективных в кембрийской части разреза. По данным Н.В. Мельникова [Мельников и др., 1995], мощность проницаемой части резервуара колеблется от 450 м в пределах карбонатной платформы и до 550—600 м в пределах барьерного рифа.

Лучшими коллекторскими свойствами обладает верхняя часть резервуара, входящая в таначинскую свиту. Коллектор — порово-каверно-трещинный. Пористость пород в таначинском горизонте изменяется от 5 до 27 %, проницаемость — от 0.01×10^{-3} до 28×10^{-3} мкм². Процесс формирования коллекторов в этой толще происходил в два этапа. На первом этапе, во время накопления мощной толщи карбонатных осадков в бассейне, на отдельных участках образовывались биогермы. Впоследствии первичная пустотность карбонатных пород была существенно увеличена за счет вторичных гипергенных процессов во время длительного предлетнинского перерыва в осадконакоплении. Есть основания предполагать, что такая геологическая ситуация существовала на всей карбонатной платформе в северной части Южно-Тунгусской НГО.

Чаще всего открытая пористость таначинской и дельтулинской свит колеблется в среднем от 1 до 5 %, в проницаемой части достигает 9—15 %, редко до 20 %. Мощность коллекторов достигает местами 50 м. Флюидоупором описываемого резервуара является глинисто-карбонатная летнинская свита.

Из дельтулино-таначинского резервуара были получены притоки углеводородных флюидов на Моктаконском, Таначинском и Нижнетунгусском месторождениях.

В среднем кембрии, на границе амгинского и майского ярусов, предполагается еще один перспективный резервуар — имбакский, сложенный известняками. Этот резервуар распространен только в Тынепской литофациальной зоне, вскрыт единичными скважинами и может быть прослежен по данным сейсморазведки. Ловушками могут служить одиночные и прибортовые рифы. Флюидоупором служит

хурингдинская (соленосно-доломитовая) толща майского яруса, являющаяся хорошим региональным экраном в Тынепской литофациальной зоне [Мельников и др., 1995].

ОРДОВИКСКИЙ И СИЛУРИЙСКО-ДЕВОНСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ

Определенные перспективы в Южно-Тунгусской НГО могут быть связаны также с ордовикским и силурийско-девонским комплексами [Назимков и др., 1985]. Возможная нефтеносность ордовика подтверждается обнаружением залежи битумов мощностью 40 м в нижней половине байкитской свиты (скв. Ясенгская-3). На нефтеносность силура указывает обнаружение залежи битумов на Сухотунгусской площади в дьявольской свите (Турухано-Норильский самостоятельный нефтегазоносный район) и выбросы газа из этих же отложений в колонковых скважинах Холминская-8 и Делимакитская-1 в Южно-Тунгусской НГО. Различной интенсивности нефтегазопрооявления были также отмечены на Холминской, Максимовской, Малькитконской и других площадях.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮЖНО-ТУНГУССКОЙ НГО

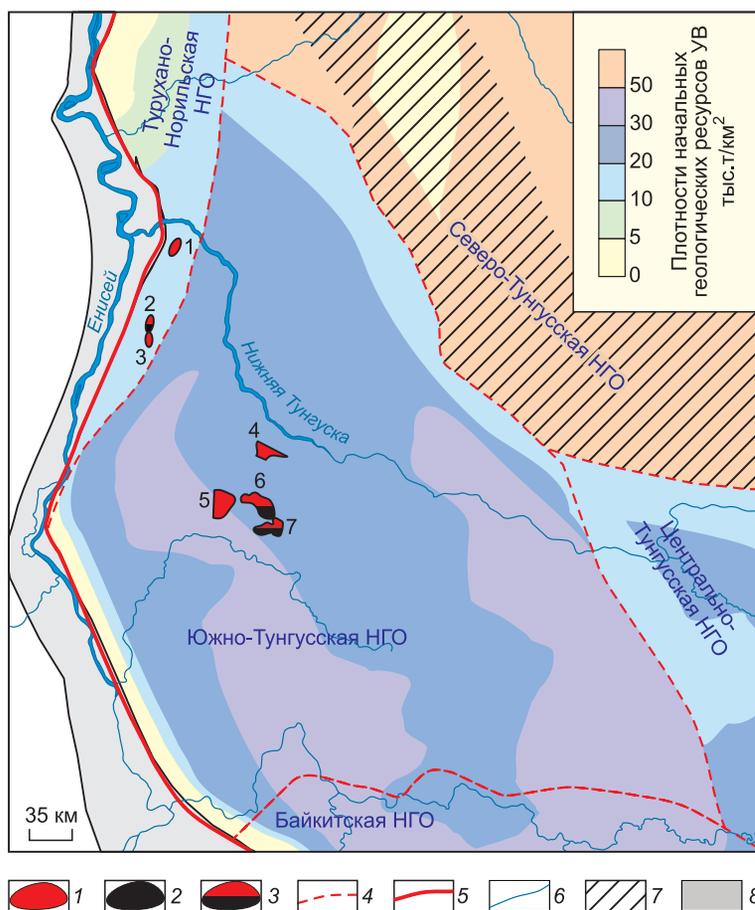
В верхневендско-нижнекембрийском и кембрийском комплексах на территории ЮТ НГО открыты четыре месторождения: нефтегазовые Моктаконское (1987 г.) и Таначинское (1984 г.) и газовые Нижнетунгусское (1981 г.) и Усть-Дельтулинское (1991 г.) [Нефтегазоносность..., 1990; Кузнецова, 2014]. Хотя эти месторождения и находятся на начальном этапе разведки, очевидно, что по запасам они будут небольшие.

Венд-кембрийские карбонатные комплексы хорошо изучены бурением на ЮТ НГО, интенсивно заражены траппами и ожидать значительного прироста запасов здесь не приходится. Главные направления поисков залежей углеводородов должны быть сосредоточены вокруг намечившихся зон, перспективных на выявление ловушек в рифейском и вендском терригенном комплексах. Попутно с этими работами должна продолжаться оценка нефтегазоносности кембрийских и ордовикско-девонских отложений.

В предлагаемой редакции карты перспектив нефтегазоносности Сибирской платформы контур ЮТ НГО претерпел изменения, которые касаются главным образом северной границы (см. рис. 1). Теперь она полностью охватывает Западно-Тунгусскую карбонатную платформу и ограничена на северо-западе системой кембрийских барьерных рифов, входящих в состав Северо-Тунгусской НГО, а на западе граничит с Центрально-Тунгусской НГО, выделенной А.Э. Конторовичем, С.А. Моисеевым, А.М. Фоминым в 2015 г. [Новое..., 2015]. В состав ЮТ НГО вошли Тунгусская, Онекская, Ирбуклинская и Бильчанская площади. Восточная граница в южном окончании переместилась чуть западнее Чункинской площади. Ее положение согласуется с изогипсой залегания кровли терриген-

Рис. 6. Карта перспектив нефтегазоносности Южно-Тунгусской НГО.

Месторождения: 1 — газовые, 2 — нефтяные, 3 — газонефтяные; границы: 4 — Лено-Тунгусской НГП, 5 — НГО; 6 — гидросеть; 7 — территории с вероятной зараженностью траппами палеозойских резервуаров в Северо-Тунгусской НГО (по материалам СНИИГГиМСа и ИНГГ СО РАН); 8 — Енисейский складчатый пояс. Месторождения: 1 — Нижнетунгусское, 2 — Подкаменное, 3 — Сухотунгусское, 4 — Нижнетунгусское, 5 — Усть-Дельтулинское, 6 — Таначинское, 7 — Моктаконское.



**Модальная оценка начальных извлекаемых ресурсов углеводородов на территории
Южно-Тунгусской НГО по нефтегазоносным комплексам**

НГК	Сумма УУВ	Нефть	Газ свободный	Газ растворенный	Конденсат	Сумма УУВ, %
	млрд т		трлн м ³		млрд т	
Ордовикско-девонский	0.15	0.07	0.07	0	0	5
Кембрийский	0.39	0.05	0.32	0	0.02	12
Верхневендско-нижнекембрийский (карбонатный)	0.91	0.15	0.69	0.01	0.05	29
Вендский (терригенный)	1.16	0.36	0.72	0.03	0.05	36
Рифейский	0.58	0.18	0.36	0.01	0.03	18
Всего	3.18	0.82	2.16	0.06	0.14	—

ных отложений минус 5000 м, что соответствует техническим возможностям глубокого бурения в настоящее время.

С учетом всей имеющейся геолого-геофизической информации была выполнена оценка ресурсов Южно-Тунгусской НГО методом внутренних аналогий и построена карта перспектив ее нефтегазоносности (таблица, рис. 6). Большая часть территории обладает плотностью начальных геологических ресурсов 20—30 тыс. т/км². Максимальные плотности (до 50 тыс. т/км²) связаны с зонами выклинивания терригенных отложений венда и рифея, которые приурочены к юго-западному и северо-восточному склонам Бахтинского мегавыступа. Больше половины суммарных извлекаемых ресурсов УУВ приходится на вендский терригенный комплекс — 36 % и вендский карбонатный комплекс — 29 %.

Таким образом, возвращение к Южно-Тунгусской НГО на новом информационном уровне дает основу для принципиально новых направлений геолого-разведочных работ, в общих чертах рассмотренных в данной статье. Дальнейшая детализация проведения работ по конкретным участкам и объектам послужит базой для формирования нефтяной и газовой промышленности в Красноярском крае на территории Сибирской платформы.

ЛИТЕРАТУРА

Багринцева К.И., Красильникова Н.Б., Сауткин Р.С. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов рифея Юрубчено-Тохомского месторождения // Геология нефти и газа, 2015, № 1, с. 24—40.

Баженова Т.К., Дахнова М.В., Можегова С.В. Верхний протерозой Сибирской платформы — основной источник нефтегазоносности ее домезозойского мегабассейна // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2011, т. 6, № 2 [Электронный ресурс] http://www.ngtp.ru/rub/1/17_2011.pdf.

Вальчак В.И., Горюнов Н.А., Евграфов А.А., Калистратова Л.Н., Тимофеев В.А. Геология и перспективы нефтегазоносности рифейских и вендских отложений зоны сочленения Байкитской антеклизы и Курейской синеклизы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибирской платформы, 2010, № 1, с. 33—39.

Вальчак В.И., Евграфов А.А., Горюнов Н.А., Бабинцев А.Ф. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности рифейского комплекса пород юго-западной части Сибирской платформы // Геология и геофизика, 2011, т. 52 (2), с. 289—298.

Гутина О.В. Комплексное обоснование стратиграфической схемы рифейских отложений юго-западной части Сибирской платформы (Байкитская, Катангская НГО, Енисейский кряж, Чадобецкое поднятие). Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2007, 180 с.

Конторович А.Э., Хоменко А.В. Теоретические основы прогноза нефтегазоносности осадочных бассейнов с интенсивным проявлением траппового магматизма // Геология и геофизика, 2001, т. 42 (11—12), с. 1764—1773.

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

Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Конторович А.А., Старосельцев В.С., Мендельбаум М.М., Мигурский А.В., Моисеев С.А., Сафронов А.Ф., Ситников В.С., Филиппов Ю.А., Хоменко А.В., Еремин Ю.Г., Быкова О.В. Тектоническая карта венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы // Геология и геофизика, 2009, т. 50 (8), с. 851—862.

Конторович А.Э., Конторович В.А., Константинова Л.А., Губин И.А., Гордеева А.О., Кузнецова Е.Н. Прогноз терригенных коллекторов венда в западной части Южно-Тунгусской НГО по сейсмическим данным // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2014, № 2, с. 36—43.

Козлов Г.В., Вотах О.А., Александров В.С. Типовые формации докембрия Туруханского и Игарского поднятий // Тектоника платформенных областей. Новосибирск, Наука, 1988, с. 9—48.

Кузнецова Е.Н., Гордеева А.О., Константинова Л.Н., Глинских В.Н., Губин И.А. Модели строения месторождений нефти и газа Южно-Тунгусской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа, 2014, № 1, с. 91—100.

Мельников Н.В., Килина Л.И., Константинова С.А., Доронина С.И., Исаев А.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности кембрия Южно-Тунгусской нефтегазоносной области // Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1992—1993 годы. Ч. 1. Новосибирск, 1995, с. 125—129.

Мельников Н.В., Филиппов Ю.А., Вальчак В.И., Смирнов Е.В., Боровикова Л.В. Перспективы нефтегазоносности Чуньского рифей-вендского осадочного бассейна на западе Сибирской платформы // Геология и геофизика, 2008, т. 49 (3), с. 235—243.

Назимков Г.Д., Азарнов А.Н., Кригин В.А., Кудрина Т.Р. Геология и предпосылки нефтегазоносности Бахтинского мегавыступа // Закономерности строения и локальный прогноз зон нефтегазонакопления на Сибирской платформе. Новосибирск, 1985, с. 68—75 (Тр. СНИИГГиМСа).

Нефтегазоносность древних продуктивных толщ запада Сибирской платформы / А.К. Битнер, В.А. Кригин, Л.Л. Кузнецов, Г.Д. Назимков, В.Д. Накаряков, В.А. Нешумаев, С.Б. Приваторов, С.Н. Распутин, С.А. Скрылев. Красноярск, Краснояр. кн. изд-во, 1990, 114 с.

Новое перспективное направление поисков нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / А.Э. Конторович, А.О. Гордеева, И.А. Губин, Л.Н. Константинова, Е.Н. Кузнецова, С.А. Моисеев, Т.М. Парфенова, И.Д. Тимошина, А.М. Фомин // VI Всероссийское совещание «Пути наращивания сырьевой базы нефти и газа в современных экономических условиях» 7—8 октября 2015 г. М., ВНИГНИ, 2015.

Старосельцев В.С. Основные этапы становления Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибирской платформы, 2015, № 1 (21), с. 3—14.

Тимошина И.Д. Геохимия органического вещества нефтепроизводивших пород и нефтей верхне-го докембрия юга Восточной Сибири // Геология и геофизика, 2004, т. 45 (7), с. 901—910.

Филиппов Ю.А. Рифейские прогибы — основные источники нефти и газа в западной части Сибирской платформы // Геология нефти и газа, 2009, № 6, с. 40—56.

Филиппов Ю.А. Геологическое строение рифейских прогибов западной части Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибирской платформы, 2011, № 4 (8), с. 30—47.

Филиппов Ю.А., Мельников Н.В., Ефимов А.С., Вальчак В.И., Евграфов А.А. Прогноз геологического строения и перспектив нефтегазоносности вендских отложений Курейской синеклизы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2014, № 1(17), с. 12—18.

Хоменко А.В. Основные черты размещения долеритов в чехле западной части Сибирской платформы // Труды СНИИГГиМСа, 1979, с. 148—155.

*Поступила в редакцию
26 августа 2016 г.*