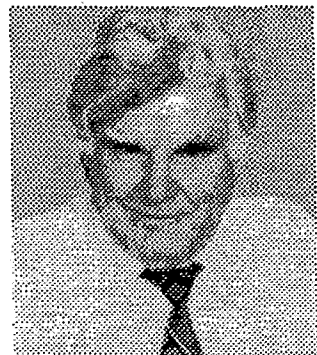


ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕНДА И НИЖНЕГО КЕМБРИЯ В БАЙКИТСКОЙ НГО СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Н. В. Мельников, Л. Н. Константинова

(Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, Институт геологии нефти и газа СО РАН)



Н. В. Мельников

С венд-нижнекембрийскими отложениями связан ряд месторождений нефти и газа на юго-западе Сибирской платформы. В Катангской НГО открыты Собинское и Пайгинское месторождения, в Байкитской НГО – Оморинское газоконденсатное и Агалеевское газовое месторождения. В Байкитской НГО основные скопления углеводородов приурочены к подстилающим отложениям рифея, где открыта уникальная по своему строению и запасам Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления (ЮТЗ).

Однако перспективы нефтегазонаосности вендских отложений также достаточно высоки. В Байкитской НГО на их долю приходится около 45 % начальных извлекаемых геологических ресурсов углеводородов [12].

Изучение закономерностей распространения пород-коллекторов и экранов в целом для Лено-Тунгусской провинции освещено в работах А. Э. Конторовича, Н. В. Мельникова, Т. И. Гуровой, по отдельным областям юго-запада провинции – в работах Г. Г. Шемина, Т. Ф. Антоновой, Л. С. Черновой, Л. И. Килиной, В. А. Кринина, П. П. Скоробогатых, Т. П. Ветровой и др. В результате этих исследований выполнена классификация коллекторов и покрышек по их качеству, выделены резервуары и построены схемы прогноза их качества. Как правило, резервуары представлены терригенными и карбонатными интервалами разреза, а флюидоупоры – глинистыми, глинисто-карбонатными и соленосно-карбонатными. Такое строение разреза позволило выделить на Сибирской платформе региональные резервуары и флюидоупоры [3, 10]. В последующем в осадочном чехле Байкитской НГО Н. В. Мельниковым (1996) выделено четыре нефтегазонаосных комплекса (НГК): рифейский, вендский, верхневендско-нижнекембрийский и кембрийский. Изучаемый интервал отложений соответствует вендскому и верхневендско-нижнекембрийскому НГК (рис. 1).

Перспективы нефтегазонаосности Байкитской НГО связаны как с нефтегазонаосными комплексами (НГК), куда входят нефтегазонаосные горизонты, продуктивные пласты, так и с зонами нефтегазонакопления (ЗНГН).

В вендском и верхневендско-нижнекембрийском нефтегазонаосных комплексах в Байкитской НГО Сибирской платформы на основе детального анализа геологической информации выделены шесть стратиграфических уровней развития терригенных и карбонатных коллекторов. Латеральная фациальная изменчивость пород, а также выклинивание и срезание пачек обусловили для нижних стратиграфических уровней распространение двух нефтегазонаосных горизонтов (продуктивных и возможно продуктивных). Перспективность горизонтов оценена по изменениям параметра удельной емкости. Проведенные исследования позволили спрогнозировать распространение нефтегазонаосных горизонтов в зонах нефтегазонакопления. Для поисков залежей нефти и газа в вендском НГК перспективны Оморинская, Тайгинско-Таимбинская и Нижнеангарская зоны нефтегазонакопления, в верхневендско-нижнекембрийском НГК – Оморинская и Нижнеангарская зоны.

В Байкитской НГО выделен ряд ЗНГН. Оморинская ЗНГН охватывает южный и юго-восточный склоны Камовского свода [11, 12]. Зона относится к категории с доказанной продуктивностью вендского НГК, где открыто одноименное газоконденсатное месторождение, намечен ряд структурно-литологических ловушек в зоне выклинивания терригенного венда. Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления с доказанной промышленной газонефтеносностью рифейского НГК выделена в центральной части Камовского свода [5, 11]. В южной части Байкитской НГО выделена Нижнеангарская ЗНГН с установленной промышленной нефтегазонаосностью вендского и верхневендско-нижнекембрийского НГК [12], которая включает Ангарскую зону складок. В этой зоне происходит литолого-фациальное замещение ванаварской и оскобинской свит на свиты тасеевской серии, а также отмечено соленасыщение катангской и собинской свит.

Кроме этих зон с установленной нефтегазонаосностью, в пределах Байкитской НГО исследованиями, выполненными в СНИИГТиМСе [4], по структурно-тектоническим особенностям строения намечены еще четыре зоны нефтегазонакопления – Юдоконо-Вайвидатканская, Тычанская, Тайгинско-Таимбинская и Иркинсево-Чадобецкая (рис. 2), связанные главным образом с рифейским и вендским НГК. Юдоконо-Вайвидатканская прогнозируется на северо-западе Байкитской НГО, где выявлена Сосновская геохимическая аномалия [2]. С учетом палеоструктурного анализа [15] распространения коллекторов в ванаварском нефтегазонаосном горизонте авторами

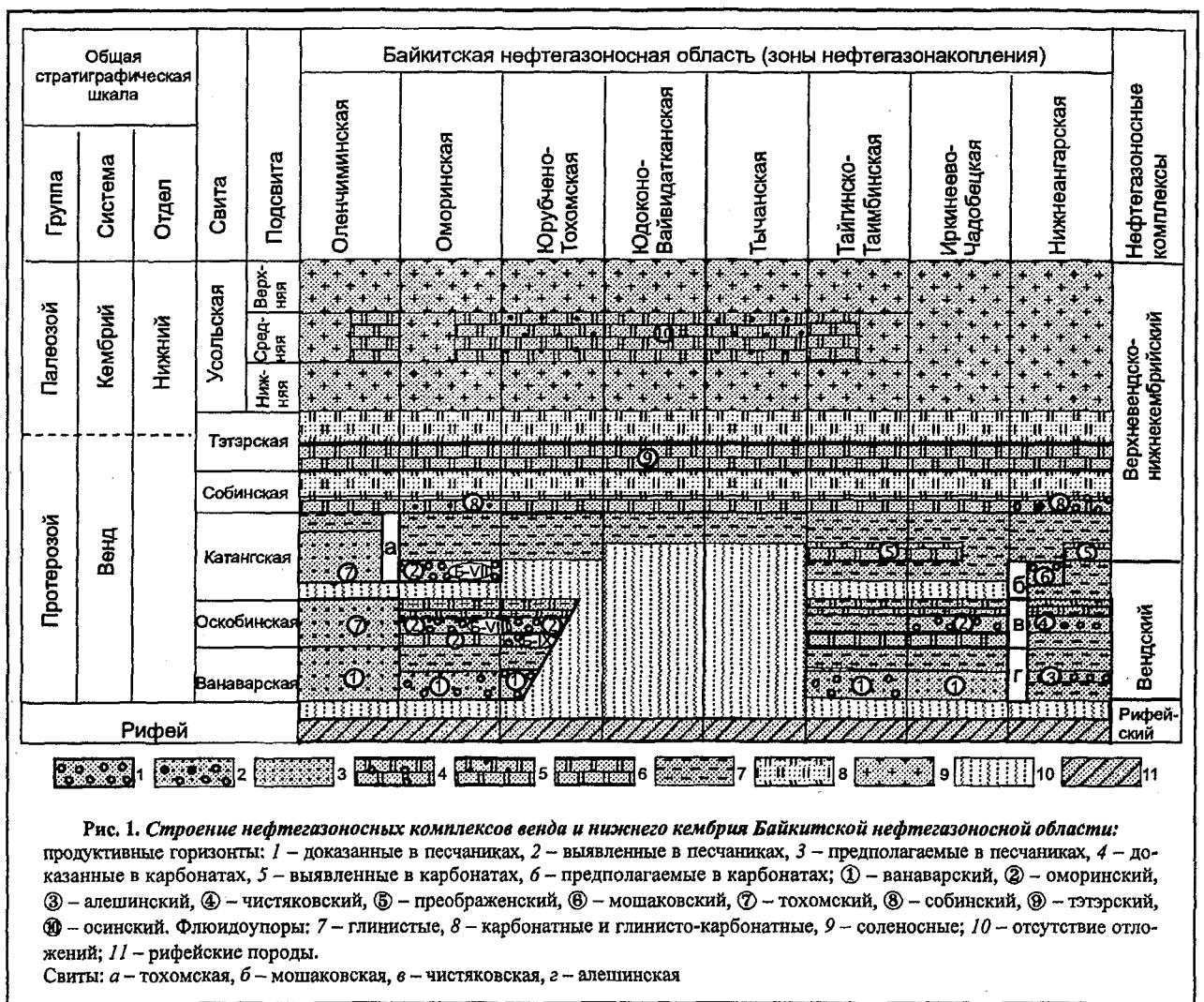


Рис. 1. Структура нефтегазоносных комплексов венда и нижнего кембрия Байkitской нефтегазоносной области:
 продуктивные горизонты: 1 – доказанные в песчаниках, 2 – выявленные в песчаниках, 3 – предполагаемые в песчаниках, 4 – доказанные в карбонатах, 5 – выявленные в карбонатах, 6 – предполагаемые в карбонатах; ① – ванаварский, ② – оморинский, ③ – алешинский, ④ – чистяковский, ⑤ – преображенский, ⑥ – мошакровский, ⑦ – тохомский, ⑧ – собинский, ⑨ – тэтгарский, ⑩ – осинский. Флюидоупоры: 7 – глинистые, 8 – карбонатные и глинисто-карбонатные, 9 – соленосные; 10 – отсутствие отложений; 11 – рифейские породы.
 Свиты: а – тохомская, б – мошаковская, в – чистяковская, з – алешинская

настоящей статьи увеличена площадь Тайгинской зоны [12] в северо-восточном направлении и ей дано новое название – Тайгинско-Таимбинская. В связи с этим площадь Байkitско-Амбарминской ЗНГН [12] уменьшилась, и она названа Тычанской (по р. Тычаны). Оленчминская ЗНГН в виде узкой полосы простирается вдоль западной границы НГО, она включает Оленчминскую площадь, на которой отсутствуют пласты-коллекторы Б-VII и Б-VIII [1].

В Лено-Тунгусской провинции вендский НГК включает только непский и тирский горизонты, т. е. верхняя граница комплекса проведена по подошве карбонатов катангской свиты [7]. Особенностью строения вендского НГК на Байkitской НГО, в частности в Оленчминской и Оморинской зонах, является распространение песчаников на более высоких стратиграфических уровнях (см. рис. 1). Поэтому верхняя граница НГК проведена выше, по кровле терригенных отложений.

Вендский нефтегазоносный комплекс Байkitской НГО составляют (снизу вверх) ванаварская, оскобинская и тохомская свиты [14], а на юге области, в Ангарской зоне складок, – алешинская, чистяковская, мошаковская [9] и катангская свиты.

В вендском НГК на территории Байkitской НГО зональными флюидоупорами являются верхняя часть оскобинской свиты, в Оморинской зоне – нижняя часть катангской свиты, а в Оленчминской зоне – верхи тохомской свиты, представленные глинистыми породами. В северной части Байkitской НГО, где отсутствуют оскобинская и ванаварская свиты, аргиллиты, мергели, глинистые доломиты катангской свиты экранируют газоконденсатную залежь в рифейском НГК. Южнее, где появляется нижний венд, катангская свита и верхняя часть оскобинской свиты, литологически представленная сульфатными и глинистыми доломитами, являются покрывками для нефтегазоносных пластов песчаников катангской свиты, песчаников и карбонатов оскобинской свиты (пласты Б-VII, Б-VIII, Б-IX), выделенных в оморинский продуктивный горизонт (см. рис. 1). В Оморинской ЗНГН (западная часть Байkitской антеклизы) флюидоупором является средняя часть катангской свиты, так как в ее нижней части развит песчаный пласт-коллектор Б-VII, являющийся основным продуктивным пластом на Оморинском газоконденсатном месторождении. В восточной части Байkitской антеклизы (Тайгинско-Таимбинская зо-

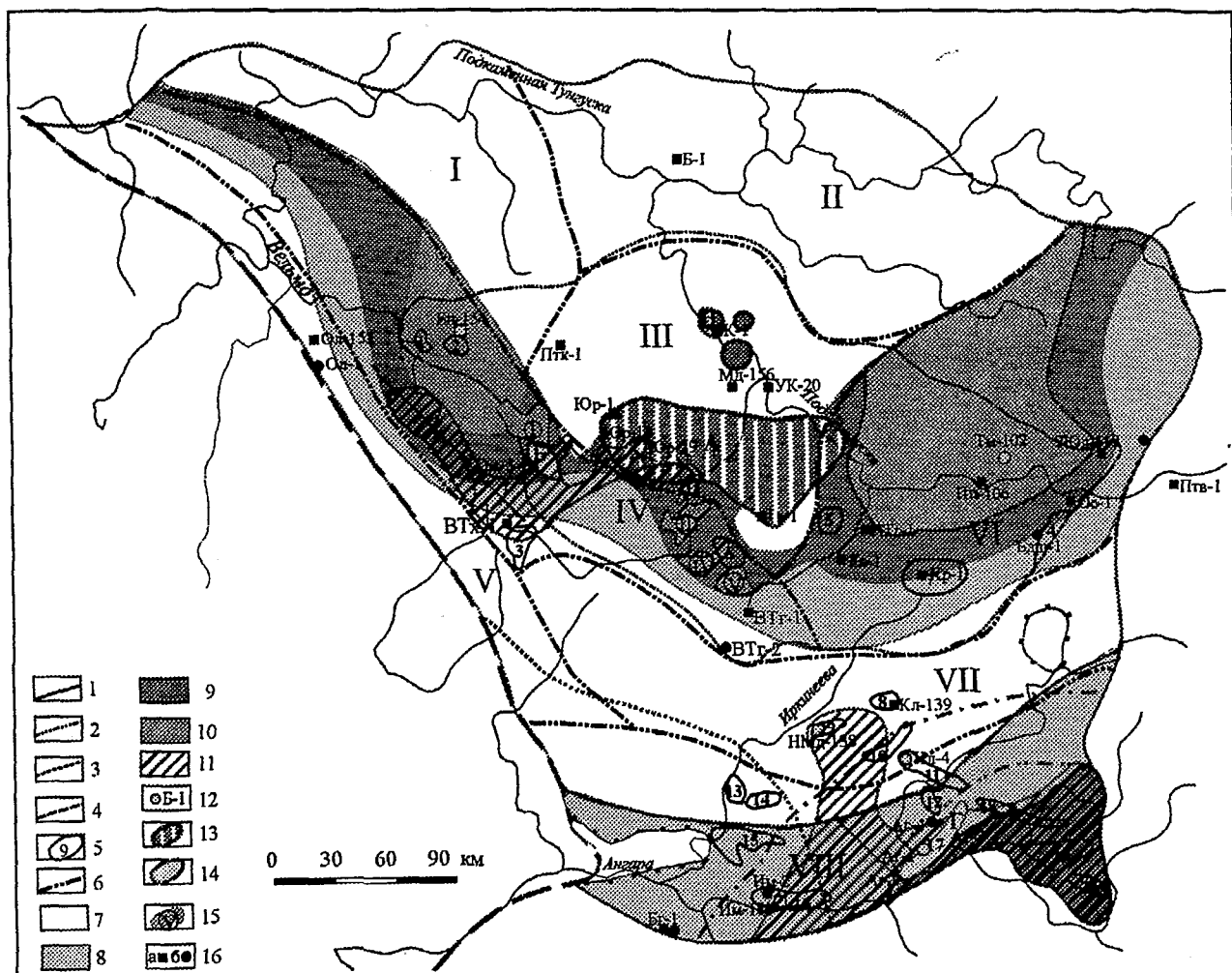


Рис. 2. Прогноз емкости резервуаров в вендском НГК Байкитской НГО:

границы: 1 – Байкитской НГО, 2 – Камовского свода; границы распространения: 3 – ванаварской свиты, 4 – оскобинской свиты, 5 – локальных структур III порядка; 6 – границы зон нефтегазоаккумуляции. Емкость резервуаров в ванаварской свите: 7 – от 0,01 до 0,1 м³/м²; 8 – от 0,1 до 0,5 м³/м²; 9 – от 0,5 до 1 м³/м²; 10 – >1 м³/м²; емкость резервуаров в оскобинской свите: 11 – от 0,1 до 0,5 м³/м²; 12 – приточные скважины. Месторождения: 13 – газоконденсатнонефтяные, 14 – газоконденсатные: А – Юрубченское, Б – Оморинское, В – Куюмбинское, Г – Агалеевское; 15 – литологические ловушки в ванаварской свите (СНИИГТИМС, 1998): ① – Чегалбуканская, ② – Усть-Тохомская, ③ – Усть-Вадрышевская, ④ – Ядулийская, ⑤ – Некоракская; 16 – скважины: а – параметрические, б – поисковые.

Зоны нефтегазоаккумуляции: I – Юдоконо-Вайвидатканская, II – Тычанская, III – Юрубчено-Тохомская, IV – Оморинская, V – Тохомо-Оленчиминская, VI – Тайгинско-Таимбинская, VII – Иркинсево-Чадобецкая, VIII – Нижнеангарская.

Локальные структуры III порядка: 1 – Мукуйская, 2 – Вайвидатканская, 3 – Верхнетохомская, 4 – Белошемская, 5 – Верхнекосвинская, 6 – Верхнедулиминская, 7 – Хоркичская, 8 – Колымовская, 9 – Нижнемодашенская, 10 – Верхнемодашенская, 11 – Ильбокичская, 12 – Муликовская, 13 – Белякская, 14 – Бедобинская, 15 – Бурундинская, 16 – Имбинская, 17 – Агалеевская, 18 – Кодинская, 19 – Берямбинская, 20 – Ковинская

на) вся оскобинская свита имеет смешанный терригенно-сульфатно-карбонатный состав, она выделяется в качестве флюидоупора и экранирует углеводородные флюиды в ванаварской свите. Так, высоким экранирующим качеством обладает нижняя магнетитоносная пачка оскобинской свиты, представленная «песчаниковидными оскобитами». Они обладают, во-первых, высокой вязкостью, повышенной плотностью скрытокристаллической магнетитовой породы, во-вторых, более низкой, чем у других карбонатных минералов, растворимостью магнетита в воде и концентрированных рассолах, в-третьих, тем, что даже при интенсивных механических воздействиях на породу трещины быстро залечиваются суль-

фатами [13]. На юге Байкитской НГО (Нижнеангарская ЗНГН) качество катангского флюидоупора значительно улучшается благодаря присутствию в разрезе свиты пластов каменной соли, которые надежно экранируют газоконденсатные залежи в песчаниках мошакской свиты.

На изучаемой территории в вендском НГК выделены чистяковский, мошакский, оморинский, ванаварский горизонты с доказанной продуктивностью и тохомский с предполагаемой продуктивностью (см. рис. 1).

Ванаварский продуктивный горизонт. Формирование ванаварской свиты происходило на прибрежных равнинах и в морском мелководье. Пески обыч-

но отлагались близ береговой линии, что способствовало окатанности и сортировке обломочного материала, поставляемого с северных районов Байкитской антеклизы. Здесь можно рассчитывать на обнаружение хорошо проницаемых резервуаров и предполагать развитие зон с эффективными толщинами песчаников от 10 до 20, а возможно, и более 20 м (см. рис. 2). Коллекторские свойства продуктивных пластов резко меняются. Пористость песчаников колеблется в широких пределах – от 2 до 19 % (в среднем около 10 %). Тип коллектора поровый и трещинно-поровый. Коллекторами являются пласты песчаников и алевропесчаников кварц-граувакковых, олигомиктовых и кварцевых с поровым глинисто-железистым, ангидритовым, доломитовым и смешанным цементом.

При движении по палеосклону в глубь бассейна уменьшается содержание обломков песчаной размерности, увеличивается количество алевритового и глинистого материала. Поэтому при увеличении толщин ванаварской свиты коллекторские свойства песчаников ухудшаются вплоть до полного исчезновения коллекторов. В удалении от центральной суши находятся зоны с эффективными толщинами песчаников менее 10 м, здесь осадконакопление, по-видимому, связано с другими источниками сноса и обстановками седиментации. Песчаный материал хуже отсортирован, увеличивается количество цемента.

В Нижнеангарской зоне при толщинах аleshинской свиты более 300 м некоторые пласты песчаников являются коллекторами, но их общая толщина не превышает первых метров.

Коллекторские свойства пластов песчаников и алевролитов и их распространение по площади связаны с палеогеографическими и палеотектоническими обстановками их формирования. В Оленчминской ЗНГН песчаный и алевритовый материал имеет плохую сортировку и окатанность, максимальная пористость песчаников 9...10 %, преобладают поровые глинистые и глинисто-железистые цементы.

На Оморинской площади в ванаварской свите выделяется несколько пластов песчаников, разделенных алевроглинистыми слоями. ФЕС песчаников невысокие – максимальная пористость составляет 10 % при проницаемости $0,01...0,06 \cdot 10^{-3}$ мкм², что связано с повышенной глинистостью пород.

На юго-западном и восточном склонах Камовского свода коллекторские свойства пород ванаварской свиты венда улучшаются. Так, скв. 154–Енгидинской вскрыт песчаный пласт общей толщиной 25 м, разделенный глинистыми прослоями. Песчаники с хорошими коллекторскими свойствами – пористость по лабораторным данным достигает 16 %, газопроницаемость – $0,06...40 \cdot 10^{-3}$ мкм². Коллектор подтвержден результатами испытания, из песчаников ванаварской свиты получена пластовая вода дебитом 173,3 м³/сут.

В Тайгинско-Таимбинской ЗНГН наблюдается благоприятное сочетание структурного фактора (регионального подъема кровли ванаварской свиты) и

наличия коллекторов, сложенных кварцевыми песчаниками со смешанным преимущественно доломитовым и ангидритовым цементом, и покрышек высокого качества – магнетитовой пачки низов оскобинской свиты. На Косвинской и Хоркичской площадях бурения широко развиты пласты песчаников, но в этих пластах преобладают глинистые цементы.

Приведенные выше данные прогноза толщины пород-коллекторов и их пористости в совокупности определяют удельную емкость коллекторов, под которой понимается объем порового пространства на единице площади, равной 1 м². Значение емкости коллекторов соответствует произведению эффективной толщины пород-коллекторов на коэффициент пористости:

$$C = \frac{V}{S} = \frac{H_{\text{эф.}} \cdot K_{\text{п}} \cdot S}{S} = H_{\text{эф.}} \cdot K_{\text{п}},$$

где C – удельная емкость пород-коллекторов на единице площади (м³/м²); $H_{\text{эф.}}$ – эффективная толщина пород-коллекторов (м); $K_{\text{п}}$ – коэффициент открытой пористости (доли); V – емкость коллектора, (м³); S – площадь коллектора (м²).

Условно выделены участки с высокеемкими породами-коллекторами ($C > 1,0$ м³/м²), с породами-коллекторами средней (C от 0,5 до 1,0 м³/м²), низкой (C от 0,1 до 0,5 м³/м²) и весьма низкой ($C < 0,1$ м³/м²) емкости.

Удельная емкость коллекторов в вендском НГК Оленчминской и Оморинской ЗНГН увеличивается в северо-восточном направлении от Енисейского кряжа к линии выклинивания ванаварской свиты и изменяется соответственно от 0,1 до 2...3 м³/м². Вайвидатканская и Мукуйская локальные структуры попадают в зону максимальной емкости этого резервуара, формируя потенциальные ловушки углеводородов (см. рис. 2).

Такой же перспективной является Тайгинско-Таимбинская ЗНГН. Пористость песчаников скв. 1–Петимовской колеблется от 2 до 18 % (в среднем 9,4 %). В скв. 106–Подпорожной в составе ванаварской свиты вскрыт мощный (28 м) пласт крупно-среднезернистых песчаников прибрежно-морского генезиса с хорошей пористостью – от 3,5 до 19 % (в среднем 8 %), но проницаемость их составляет $0,5...5 \cdot 10^{-3}$ мкм² за счет повышенного содержания регенерационного кварцевого цемента. Емкость резервуара, по материалам М. В. Лебедева (1995), повышается к оси крупного палеовала, существовавшего с конца рифея. Палеовал имеет северо-восточное простирание, осевая часть его расположена между Подпорожной и Хоркичской площадями бурения. Здесь намечены антиклинальные ловушки с литологическими и тектоническими экранами в контурах Бедошемской и Хоркичской локальных структур, с удельной емкостью коллектора до 2,5 м³/м². Для выявления литологических ловушек перспективна северо-восточная часть Тайгинско-Таимбинской ЗНГН.

Аleshинский возможно продуктивный горизонт представлен песчаными пластами в нижней части одноименной свиты. Песчанники мелко-среднезерни-

стые, алевритистые, прослоями крупно-среднезернистые, гравелитистые, кварцевые, полевошпат-кварцевые с глинисто-доломитовым, чаще доломитовым и доломит-ангидритовым цементом. Тип цемента поровый, базальный. По аналитическим данным коэффициент открытой пористости на Имбинской площади составляет 3...4 %, а проницаемость – до $0,1 \times 10^{-3}$ мкм², по заключениям ГИС K_p (АК) в водонасыщенных песчаниках колеблется от 7 до 10 %. Эффективная толщина песчаных пластов изменяется от 1...2 до 10 м. В целом толщина алевшинского продуктивного горизонта возрастает к юго-западному окончанию Байкитской антеклизы и достигает 20 м на Имбинской площади, где в скв. 180 получена пластовая вода дебитом 215 м³/сут. Удельная емкость коллекторов горизонта в Нижнеангарской зоне меняется от 0,1 до 0,5 м³/м² (см. рис. 2). Для зоны характерны антиклинальные ловушки УВ в контурах Агалеевской, Берябинской, Ковинской, Ильбокичской, Муликовской, Кодинской, Бедобинской локальных структур Ангарской зоны складок [6]. На Берябинской и Ковинской структурах, по данным М. В. Лебедева и П. Н. Мельникова (1997), можно рассчитывать на более мощные песчаные пласты в конусе выноса терригенного материала в вендское время. Удельная емкость пород-коллекторов здесь, вероятно, превысит 0,5 м³/м².

Чистяковский продуктивный горизонт приурочен к одноименной свите. Он включает несколько 1...3-метровых проницаемых песчаных пластов, суммарная толщина коллекторов не превышает 10 м. Песчаники мелкозернистые, алевритистые, кварцевые. Открытая пористость пород – 0,2...7,4 %. Продуктивность горизонта доказана на Агалеевском газоконденсатном месторождении, где в скв. 1 из интервалов, приуроченных к средней части свиты, получен газ с конденсатом дебитом 45...70 тыс. м³/сут. Суммарная емкость чистяковского продуктивного горизонта не превышает 0,1...0,5 м³/м² (см. рис. 2).

Мошакровский продуктивный горизонт охватывает верхнюю пачку песчаников мошаковской свиты, вскрыт на Имбинской площади и распространяется вдоль Иркинеевского выступа. В Оморинской ЗНГН аналогом этого горизонта является терригенный пласт Б-VII в нижней части катангской свиты, также к этому стратиграфическому уровню, видимо, можно отнести песчаники редколесной свиты Иркинеевского выступа. Горизонт включает несколько проницаемых песчаных пластов с общей эффективной толщиной 15...20 м. Значения открытой пористости пород не превышают 7...9 %. По типу пустотного пространства все коллекторы Ангарской зоны складок относятся к трещинно-поровым, так как находятся в тектонически напряженной системе. Подтверждением сложного заполнения пустотного пространства углеводородами является пример скв. 3–Агалеевской, где произошел аварийный выброс газа из пород-коллекторов мошаковского продуктивного горизонта. На Имбинской площади (скв. 2) продуктивность горизонта доказана получением газа деби-

том 78 тыс. м³/сут. Значения удельной емкости горизонта составляют 0,1...0,5 м³/м² (рис. 3).

Оморинский продуктивный горизонт включает выделенные ранее на Оморинском и Юрубченском месторождениях три пласта коллекторов – Б-VII, Б-VIII, Б-IX [1]. Пласт Б-IX приурочен к нижней доломитовой пачке оскобинской свиты и продуктивен в юго-западной части Юрубченского месторождения. Пласт Б-VIII приурочен к средней пачке оскобинской свиты, состоит из песчаников и алевролитов и продуктивен в Оморинской и Юрубчено-Тохомской зонах (см. рис. 1). Залегаящий выше песчаный пласт Б-VII приурочен к основанию катангской свиты и является основным продуктивным на Оморинском газоконденсатном месторождении.

Пласт Б-IX залегает или непосредственно на рифейских доломитах, или на ванаварской свите. Коллектор представлен песчаниковидными темными битуминозными перекристаллизованными кавернозными доломитами с прослоями ангидрит-доломитов, алевролитов и кварцевых песчаников с доломитовым и ангидритовым цементом. Внутри пачки выделяются слои с коллекторами кавернового, трещинно-кавернового и порового типов, их эффективные толщины меняются от 2 до 7 м. Средние значения открытой межзерновой пористости составляют 1,6...4,7 %, проницаемость в отдельных образцах достигает $0,2 \cdot 10^{-3}$ мкм². Из пласта Б-IX в скв. 18–Юрубченской получен при испытании в колонне приток нефти дебитом 2,2 м³/сут.

Пласт Б-VIII представлен переслаиванием алевролитов слюдисто-кварцевых и мелкозернистых песчаников аркозовых со смешанным по типу и составу цементом. Степень сортировки зерен плохая и умеренная. Форма зерен от угловатой до слабоокатанной. Прослоями количество хорошо окатанных зерен достигает 20 %. Цемент глинистый, карбонатный, реже сульфатный. Тип цемента поровый, порово-пленочный [16]. Высокая естественная радиоактивность пород обусловлена битуминозностью, глинистостью, наличием калиевых полевых шпатов, слюд. Для пласта характерно резкое изменение фильтрационно-емкостных свойств как по вертикали, так и по латерали. По данным лабораторных исследований зерна, средние значения открытой пористости пласта Б-VIII по площади изменяются от 6 до 20 %. При этом значения абсолютной проницаемости варьируют от 0,01 до $467 \cdot 10^{-3}$ мкм². При испытании в открытом стволе получены притоки газа с конденсатом в скв. 18, 29, 54–Юрубченских (максимальный дебит газа в скв. 29 составил 246,3 тыс. м³/сут). За пределами ЮТЗ приток газа из этого пласта получен на Оморинском месторождении в скв. 2, где толщина пласта составляет 2...6 м, пористость не превышает 11 %, максимальная проницаемость – $0,3 \cdot 10^{-3}$ мкм².

По распределению эффективных толщин можно выделить две зоны распространения этого пласта-коллектора, где эффективные толщины песчаников не превышают 5 м. Одна из них протягивается от Юрубченской площади через Оморинскую, вклю-

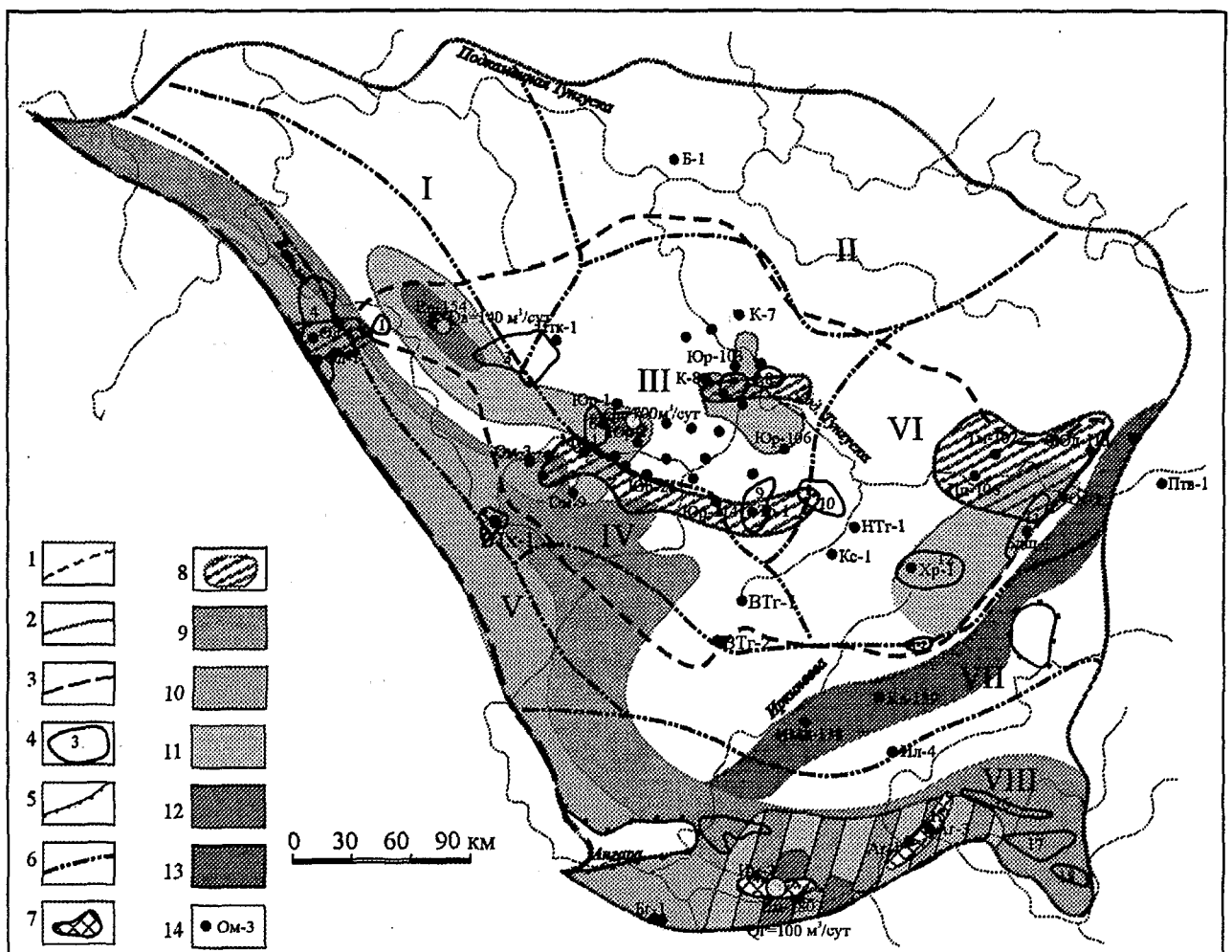


Рис. 3. Прогноз резервуаров в верхневендско-нижнекембрийском НГК Байкитской НГО:

границы: 1 – Лено-Тунгусской НГП, 2 – Байкитской НГО, 3 – Камовского свода, 4 – локальных структур III порядка, 5 – распространения отложений, 6 – зон нефтегазоаккумуляции, 7 – Агалеевское месторождение, Имбинская перспективная площадь. Зоны нефтегазоаккумуляции: I – Юдоконо-Вайвидатканская, II – Тычанская, III – Юрубчено-Тохомская, IV – Оморинская, V – Тохомо-Оленчиминская, VI – Тайгинско-Таимбинская, VII – Иркинеево-Чадобецкая, VIII – Нижнеангарская. Удельная емкость резервуаров: 8 – в осинском горизонте $> 1 \text{ м}^3/\text{м}^2$, 9 – в катангской свите от 0,01 до $0,1 \text{ м}^3/\text{м}^2$, 10 – от 0,1 до $0,5 \text{ м}^3/\text{м}^2$, 11 – в собинской свите от 0,01 до $0,1 \text{ м}^3/\text{м}^2$, 12 – от 0,1 до $0,5 \text{ м}^3/\text{м}^2$, 13 – в тэтэрской свите от 0,01 до $0,1 \text{ м}^3/\text{м}^2$, 14 – скважины. Локальные структуры III порядка: 1 – Мукуйская, 2 – Вайвидатканская, 3 – Петимокская, 4 – Оленчиминская, 5 – Верхнетохомская, 6 – Манкурская, 7 – Мадринская, 8 – Усть-Камовская, 9 – Терская, 10 – Верхнекосвинская, 11 – Бедошемская, 12 – Хоркичская, 13 – Верхнепуньская, 14 – Имбинская, 15 – Агалеевская, 16 – Кодинская, 17 – Берямбинская, 18 – Ковинская

чая скв. 154–Енгидинскую, до Енисейского края. Пористость песчаников в скв. 1–Верхнетохомской и скв. 1, 152–Оленчиминских не превышает 10 %, проницаемость колеблется в широких пределах – от 0,01 до $7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Суммарная удельная емкость продуктивных пластов Б-VIII и Б-IX на юго-западном участке Байкитской НГО не будет превышать $0,5 \text{ м}^3/\text{м}^2$ (см. рис. 2). Другую зону коллекторов толщиной до 5 м можно выделить на Нижнемадашенской площади в Иркинеево-Чадобецкой зоне, при испытании которых получена вода дебитом $110 \text{ м}^3/\text{сут}$, но так как эффективные толщины не превышают 3...4 м, удельная емкость здесь также будет составлять $0,1...0,5 \text{ м}^3/\text{м}^2$ (см. рис. 2).

Пласт Б-VII в катангской свите толщиной от 2 до 5 м локально распространен в Оморинской зоне нефтегазоаккумуляции (см. рис. 1). Он сложен мелко-

среднезернистыми до грубозернистых песчаниками с прослоями гравелитов, алевролитов, с гнездами ангидрита и доломита. Песчаники олигомиктовые до кварцевых граувак с поровым доломитовым цементом. Пористость песчаников меняется от 8 до 13 %. Пласт по площади в виде полосы шириной до 15 км прогнозируется вдоль юго-западной границы Юрубчено-Тохомской зоны (см. рис. 3). В Оморинской ЗНГН, где в нижней части катангской свиты развиты песчаники и алевролиты толщиной до 15 м, но с плохой сортировкой и окатанностью, его эффективная толщина не превышает 5 м. Этот пласт-коллектор является основным продуктивным горизонтом на Оморинском месторождении, а севернее и восточнее он замещается плотными непроницаемыми глинистыми породами. Значения емкости этого коллектора уменьшаются от $0,1...0,5 \text{ м}^3/\text{м}^2$ на Оморинском

месторождении до $0,01...0,1 \text{ м}^3/\text{м}^2$ в предполагаемой зоне развития этого пласта.

Тохомский возможно продуктивный горизонт распространен в Оленчминской зоне и представлен пластами песчаников в тохомской свите. Ближе к Енисейскому кряжу, на Оленчминской площади, песчаники достаточно разнообразны по составу, структуре и типам цементации. В нижней части разреза песчаники глауконитсодержащие кварцевые мелко-среднезернистые и гравелитистые разномерные с кварцевым регенерационным и доломитовым поровым цементом. Выше преобладают полимиктовые алевропесчаники и песчаники средне- и мелкозернистые с угловатыми и удлиненными обломками. Обломочный материал имеет среднюю сортировку. Толщина песчаников резко увеличивается к Енисейскому кряжу до 50 м и более. В Оленчминской ЗНГН предполагается изменение эффективных толщин от 5 до 10 м, а значения удельной емкости коллектора будут соответствовать $0,1...0,5 \text{ м}^3/\text{м}^2$ (см. рис. 3).

Таким образом, для вендского НГК Байкитской НГО характерны локальные резервуары, связанные с пористыми и проницаемыми песчаниками, приуроченными к продуктивным горизонтам ванаварской, оскобинской и катангской свит на Камовском своде и аleshинской, чистяковской и мошаконской свит в Ангарской зоне складок. При отсутствии локальных флюидоупоров залежи достаточно надежно экранируются в верхней части НГК глинисто-доломитовыми, а на юго-востоке соленосными породами катангской свиты.

Верхневендско-нижнекембрийский НГК составлен (снизу вверх) катангской, собинской, тэтэрской и усольской свитами [7]. Здесь развиты резервуары в карбонатах собинской, тэтэрской свит и осинского горизонта и региональные флюидоупоры – соленосные нижняя и верхняя подсвиты усольской свиты, а также зональные соленосные экраны собинской свиты в Нижнеангарской зоне. В верхневендско-нижнекембрийском НГК выделены собинский горизонт с доказанной нефтегазоносностью, осинский и тэтэрский с предполагаемой продуктивностью и показано их распространение в ЗНГН (см. рис. 1).

Преображенский возможно продуктивный горизонт. В восточной части Байкитской антеклизы в основании катангской свиты прослежен по разрезам скважин преображенский продуктивный горизонт, толщина которого здесь составляет около 20 м. Он сложен доломитами темно-серыми и серыми тонко-микрозернистыми, сгустково-комковатыми (до 60 %) с единичными зернами аутигенного кварца и алевритового материала (листочки слюд и зерен кварца). Стиллитовые швы бугорчатые, шириной $0,01...0,4 \text{ мм}$ выполнены битуминозным глинистым материалом с примесью алевролитового материала, присутствует масса прерывистых параллельных нитевидных трещин, выполненных также битуминозно-глинистым материалом, отмечены единичные зерна пирита. Эффективная толщина коллекторов преображенского горизонта изменяется от 2 до 5 м. В процессе бурения горизонт не опробовался.

Собинский продуктивный горизонт распространен на всей территории Байкитской НГО. Он приурочен к нижней части собинской свиты. Коллектором является 15-метровый карбонатный пласт, залегающий в подошвенной части свиты и представленный кавернозными фитогенными и обломочными доломитами с примесью терригенного обломочного материала псаммитовой размерности. По материалам ГИС коэффициент пористости на Енгидинской площади составляет 16...18 %, эффективная толщина – 10...12 м, на Мадринской площади толщина пласта-коллектора сокращается до 2 м, пористость по аналитическим данным составляет 5...6 %, а проницаемость – $0,2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Доказана продуктивность собинского горизонта в Нижнеангарской зоне, где на Имбинской площади в скв. 2 после перфорации 16-метрового интервала в нижней части собинской свиты получен приток углеводородного газа с содержанием сероводорода (дебит 60...70 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$). В. А. Кригин (2001) выделяет в собинском продуктивном горизонте на этой площади три пласта коллекторов. По материалам ГИС коэффициент пористости на Имбинской площади составляет 16...18 %, эффективная толщина – 10...12 м. На Юрубченской площади в скв. 2 получен приток газа дебитом $700 \text{ м}^3/\text{сут}$ из 1...1,5-метрового пласта-коллектора. Коэффициент пористости по данным ГИС составляет 8,5 %. На Кукумбинской площади выделены три 2-метровых пласта-коллектора, разделенных непроницаемыми породами. Пористость коллекторов по данным ГИС (НГК) – 9...12 %. На Оскобинской площади толщина пласта-коллектора составляет 7,5 м, а коэффициент общей пористости по материалам ГИС варьирует от 5 до 15...17 %, в единичных случаях достигая 23 %. При опробовании пласта ИП получен приток разгазированного глинистого раствора. Учитывая похожесть строения собинской свиты на территории Байкитской НГО, можно спрогнозировать зону распространения коллекторов при толщинах свиты от 100 до 120 м, в палеоплане соответствующую склоновым участкам бассейна (см. рис. 3). В результате последующих вторичных процессов коллекторы в зоне могут иметь различное качество и локальные ограничения.

В целом на территории Байкитской НГО оконтурены четыре зоны распространения собинского возможно продуктивного горизонта с коллекторами трещинно-порового типа. Первая зона в юго-западной части Камовского свода совпадает с полем распространения интрузии катангско-собинского уровня, и процессы, связанные с внедрением этой интрузии, положительно повлияли на образование коллекторов. Учитывая зависимость улучшения свойств коллектора к участкам сокращенных толщин трапповых тел, установленную А. В. Мигурским (2001), удалось расширить границы распространения пласта-коллектора на Енгидинской площади (см. рис. 3). Вторая зона приурочена к центральной части Камовского свода. Третья широкой полосой северо-восточного направления тянется по восточному склону Байкитской антеклизы, включая Оскобинскую, Хоркичскую

площади бурения. Четвертая распространена в западной части Нижнеангарской ЗНГН, куда входит Имбинская площадь. Особенностью строения собинской свиты в Нижнеангарской зоне является наличие в разрезе слоев каменной соли, причем на Имбинской площади их содержание существенно меньше. Поле распространения траппов в вендских отложениях на юге НГО не охватывает Имбинскую площадь, поэтому первичное поровое пространство не ухудшалось из-за вторичного засоления, тогда как на Агалеевской площади на ухудшение физических свойств пород повлияло близкое сонахождение в разрезе траппов и пластов каменной соли в результате внедрения интрузии в собинскую свиту, разрез которой на 20...30 % насыщен солями. Значения удельной емкости коллектора изменяются от 0,1...0,5 м³/м² (Имбинская, Енгидинская, Юрубченская площади) до 0,01...0,1 м³/м².

Тэтэровский возможно продуктивный горизонт.

Учитывая выдержанность литологического состава тэтэровской свиты на территориях Байкитской и Непско-Ботуобинской НГО, для прогноза коллекторов в этой свите использовали установленную на Вилочанской седловине зависимость появления коллекторов в юрском продуктивном горизонте при увеличении толщины свиты более чем до 50 м. Зона таких толщин свиты на изучаемой территории находится в юго-восточной части области в виде широкой полосы северо-восточного направления (см. рис. 3). Пласт-коллектор представлен известняками и доломитами в нижней части свиты. На Хоркичском участке, по аналитическим данным и материалам ГИС, толщина свиты составляет 50...60 м, а толщина пласта-коллектора – 9 м, коэффициент пористости редко достигает 7,5 %, проницаемость – $0,9 \cdot 10^3$ мкм². Значения удельной емкости меньше 0,1 м³/м², и коллекторы характеризуются низким качеством (см. рис. 3). На Агалеевской площади из верхов тэтэровской свиты получены небольшие (3 тыс. м³/сут) дебиты газа.

Осинский возможно продуктивный горизонт

распространен в северной и центральной частях антеклизы. Распределение локальных резервуаров контролировалось морфологией дна морского бассейна в среднеусольское время. На границе отмели и более глубоководных отложений сосредоточены сравнительно крупные и морфологически выраженные биогермные массивы. Самые крупные из них – Оморинский, Подпорожный, Оскобинский. В разрезах этих скважин прослеживается наиболее мощная толща известняков в нижней части осинского горизонта. По аналитическим данным и заключениям ГИС, коллекторы в карбонатах осинского горизонта установлены на западе Байкитской НГО (скв. 1, 2–Оморинские, 1–Манкурская) и на востоке (скв. 106–Подпорожная, 1–Оскобинская). На этих участках толщина коллекторов достигает 30 м. В северной и восточной частях НГО (скв. 1–Байкитская, 4–Куюмбинская) толщины коллекторов составляют 20 м. В центральной части Байкитского региона (Оморинская, Юрубченская, Манкурская площади) в осинском горизонте выделено шесть прони-

цаемых слоев суммарной толщиной до 16...35 м, но коллекторские свойства их не выдержаны, каверны часто заполнены не только галитом, но и сульфатами и битумом. Коллекторами являются фитогенные доломиты и известняки, содержащие до 80 % водорослевых доломитов с остаточными седиментационными порами и кавернами. Порода сильно перекристаллизованы и выщелочены, а также стилолитизированы. В них имеются поры и каверны выщелачивания. Типы коллекторов разнообразные – каверново-трещинные, трещинные, каверново-поровые, порово-трещинные, открытая пористость колеблется от 3 до 15 % (по данным ГИС открытая пористость достигает 27 %). Междерновая проницаемость низкая, редко превышает $0,1 \cdot 10^3$ мкм². Повышенная средняя пористость пород (10...15 %) зафиксирована только на Куюмбинской площади. Обычно значения пористости составляют 5...10 % (север, центр и восток Байкитской антеклизы). Исходное (седиментационное и раннедиагенетическое) пустотное пространство в фитогенных карбонатах среднеусольской подсвиты, судя по петрографическим данным, достигало 30...40 %. Однако в настоящее время оно в значительной мере заполнено кристаллическим галитом, причем галит частично метасоматически замещает карбонатный скелет. Очень сильно засолены кавернозные доломиты почти на всей изученной территории, содержание вторичного галита в продуктивных пластах достигает 20...25 %. В большинстве скважин, пробуренных на Юрубченском месторождении, в среднеусольской подсвите или ниже, в нижеусольской подсвите, находится интрузия долеритов толщиной 50...65 м, редко ее толщина меньше (15...50 м) или больше (65...85 м). В этих скважинах обычно фиксируется ухудшение качества коллекторов до полного их исчезновения в осинском горизонте из-за засоления первичного порового пространства. Вероятно, и на других участках распространения траппов в осинском горизонте или вблизи его качество коллекторов будет значительно ниже. На этапе засоления карбонатного коллектора предполагается растворение пластов соли в нижеусольской подсвите за счет теплового воздействия сила. По мнению Н. В. Мельникова, А. В. Хоменко, Е. Н. Кузнецовой, Л. В. Жидковой [8], этот процесс является основной причиной засоления коллекторов и сокращения толщины соляных пород в нижеусольской подсвите. Сущность процесса заключается в следующем. Внедрение базитов сопровождалось сейсмической активностью, которая способствовала переходу связанной воды в свободное состояние, резко улучшала проницаемость пород. Неравномерное нагревание привело к активной конвекции вод, что обусловило вынос дополнительно растворенной нагретыми водами соли из приконтактных зон интрузивов в менее нагретые области, где при последующем остывании избыток соли выпадал из рассола. Миграция горячих высококонцентрированных рассолов в более холодные области, последующее охлаждение их и выпадение избытка соли в осадок при-

водили к заполнению солью свободного порового пространства, в то время как внедрение силлов в бессолевы карбонатные и терригенные породы не сопровождается заметным уменьшением их толщины и перераспределением вещества.

Учитывая распределение суммарных толщин трапповых тел в усольской свите, внедрение траппов непосредственно в осинский горизонт, а также распределение эффективных толщин на Юрубченской площади, удалось спрогнозировать зоны коллекторов в западной части области. Высокоемкие коллекторы расположены за пределами участков распространения траппов в осинском горизонте и в контурах сокращенных толщин траппов в усольской свите. Кроме того, в осинском горизонте выделены участки коллекторов высокого качества, где значения удельной емкости часто превышают $1 \text{ м}^3/\text{м}^2$ (см. рис. 3).

Таким образом, в верхневендско-нижнекембрийском НГК прогноз коллекторов связан в первую очередь с выявлением локальных участков в собинском продуктивном горизонте, преобразованном, тэтэрском и осинском возможно продуктивных горизонтах, где наряду с сингенетическими процессами формирования коллекторов важную роль играли процессы, происходящие при тектонических движениях, внедрении траппов. Тепловое воздействие в катагенезе активизировало выщелачивание, перекристаллизацию и доломитизацию известняков собинского и тэтэрского горизонтов при нисходящем воздействии хлоридных магниево-кальциевых и кальциево-магниевых рассолов с последующей сульфатизацией пород. Для осинского горизонта характерны резкое увеличение минерализации и изменение состава рассолов с хлоридного натриевого на хлоридный кальциевый, увеличение емкости карбонатов, затем ее уменьшение за счет выпавших солей.

Перспективы нефтегазоносности вендских и нижнекембрийских отложений на территории Байкитской НГО связаны в первую очередь с Нижнеангарской ЗНГН. Наличие на юге области большого числа высокоамплитудных антиклинальных структур с ловушками, имеющими литологическое и тектоническое ограничения, развитие чистяковского, мошакковского, собинского продуктивных горизонтов, а также наличие дополнительных зональных соляных экранов в собинской свите обусловили благоприятные условия для образования скоплений углеводородов. Высоки перспективы нефтегазоносности терригенных пород венда в Оморинской и Тайгинско-Таимбинской ЗНГН. Наличие терригенного коллектора высокого качества в ванаварском продуктивном горизонте, развитие литологических ловушек дельтового типа на юго-западном и юго-восточном склонах Камовского свода, а также антиклинальных ловушек на подготовленных локальных структурах позволяют достаточно эффективно проводить дальнейший поиск углеводородных залежей в вендском и верхневендско-нижнекембрийском комплексах Байкитской нефтегазоносной области.

1. Нефтегазоносность древних продуктивных отложений запада Сибирской платформы / А. К. Битнер, В. А. Кринин, Л. Л. Кузнецов и др. – Красноярск: Енисейнефтегазгеология, СНИИГГиМС, 1990. – 114 с.
2. Боб А. Н., Краснов С. В. Прогнозирование зон нефтегазонакопления в пределах Байкитской антеклизы // Геология и нефтегазоносность перспективных земель Красноярского края. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1987. – С. 54–58.
3. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
4. Рифейские осадочные бассейны Восточно-Сибирской провинции и их нефтегазоносность / М. Н. Гришин, А. Э. Конторович, А. И. Ларичев и др. // Осадочные бассейны и нефтегазоносность. – М., 1989. – С. 5–12.
5. Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления – важный объект концентрации региональных и поисково-разведочных работ в верхнем протерозое нефтегазоносной провинции / А. А. Конторович, А. Э. Конторович, В. А. Кринин и др. // Геология и геофизика. – 1988. – № 11. – С. 45–95.
6. Кринин В. А. Строение и нефтегазоносность западной части Присаяно-Енисейской синеклизы и Ангарской зоны складок // Стратиграфия и нефтегазоносность венда – верхнего рифея юго-западной части Сибирской платформы: Сб. материалов рабочего совещания. – Красноярск: КНИИГГиМС, 2001. – 104 с.
7. Мельников Н. В. Нефтегазоносные комплексы Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37, № 8. – С. 196–205.
8. Влияние траппов на перераспределение солей в нижнем кембрии запада Сибирской платформы / Н. В. Мельников, А. В. Хоменко, Е. Н. Кузнецова, Л. В. Жидкова // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38, № 8. – С. 1339–1345.
9. Мельница Н. В. Корреляция разрезов низов венда и верхов рифея внутренних и внешних районов Сибирской платформы (Нижнеангарской литофациальной зоны) // Стратиграфия и нефтегазоносность венда – верхнего рифея юго-западной части Сибирской платформы: Сб. материалов рабочего совещания. – Красноярск: КНИИГГиМС, 2001. – 104 с.
10. Мельников Н. В., Шемин Г. Г., Ефимов А. О. Палеогеография венда Сибирской платформы // Палеогеография фанерозоя Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. – С. 3–10.
11. Накоряков В. Д., Кузнецов Л. Л., Жуковин Ю. А. Нефтегазоносность западной части Сибирской платформы и основные направления нефтегазопоисковых работ на XII пятилетку // Геология и нефтегазоносность перспективных земель Красноярского края. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1987. – С. 3–9.
12. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири / Под ред. А. Э. Конторовича, Н. В. Мельникова, В. С. Суркова и др. – Новосибирск, 1994. – Вып. 6: Байкитский регион. – 52 с.
13. Пустыльников А. М., Чернова Л. С. Магнетитовый горизонт – новый тип флюидоупора // Геология нефти и газа. – 1991. – Вып. 5. – С. 17–20.
14. Решения Четвертого межведомственного регионального стратиграфического совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. – 64 с.
15. Стариков Л. Е. Выделение зон нефтегазонакопления на основе палеоструктурного анализа // Тектоника нефтегазоносных отложений Сибирской платформы. – Новосибирск, 1983. – С. 65–72.
16. Geology and Hydrocarbon Potential of the Siberian Platform. (Russia) / A. E. Kontorovich, V. S. Surkov, N. V. Melnikov et al. – Petroconsaltans, 1993. – Vol. 4: Baykit Region. – 228 p.