

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/20_2021

УДК 553.98:551.732(571.5)

Марьянович Ю.В.

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского» (ФГБУ «ВСЕГЕИ»), Санкт-Петербург, Россия, maryanovich@inbox.ru

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ УСОЛЬСКО-БИЛИРСКОГО ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА ЮГО-ВОСТОЧНОГО БОРТА КУРЕЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

В кембрийском интервале осадочного чехла зоны сочленения трех крупных тектонических структур - Непско-Ботуобинской антеклизы, Катангской седловины и Курейской синеклизы Восточно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, выделены четыре природных резервуара зонального распространения с изменчивыми характеристиками в пределах района исследований. Наиболее перспективным является нижний усольско-билырский природный резервуар, прогноз нефтегазоносности которого базируется на предположении о возможности перетоков углеводородов из подстилающих вендских отложений с уже доказанной нефтегазоносностью, а также на выявленных бурением нефтепроявлениях в отложениях резервуара. Оценка качества усольско-билырского природного резервуара дана на основе литолого-фациальных построений, позволивших выделить зоны, благоприятные для формирования покрышек и коллекторов.

Ключевые слова: геологическое строение, нефтегазоносность, кембрий, природный резервуар, Курейская синеклиза, Восточная Сибирь.

Введение

Углеводородное (УВ) сырье остается в числе самых востребованных природных ресурсов. Запасы нефти и газа в традиционных объектах уменьшаются, необходимо повышать эффективность геологоразведочных работ. Первоочередными для изучения и доизучения являются объекты, расположенные вблизи разведываемых и эксплуатируемых месторождений [Варламов, 2017].

В качестве объекта, перспективного для выявления новых залежей УВ, рассматривается нижнекембрийский интервал разреза на границе сочленения трех структур: Непско-Ботуобинской антеклизы, Курейской синеклизы и Катангской седловины (рис. 1). Главные перспективы обнаружения залежей здесь связаны с проницаемыми карбонатными толщами, которые чередуются с низкопроницаемыми соляными интервалами - лучшими покрышками для залежей УВ.

Соотношение в разрезе коллекторских и флюидоупорных толщ позволило выделить 4 зональных природных резервуара, наиболее перспективным в отношении нефтегазоносности является нижний усольско-билырский природный резервуар (УБПР). Положительный прогноз его нефтегазоносности базируется в том числе и на наличии

доказанных залежей УВ в подстилающих вендских отложениях, а также на выявленных при бурении нефтепроявлениях.

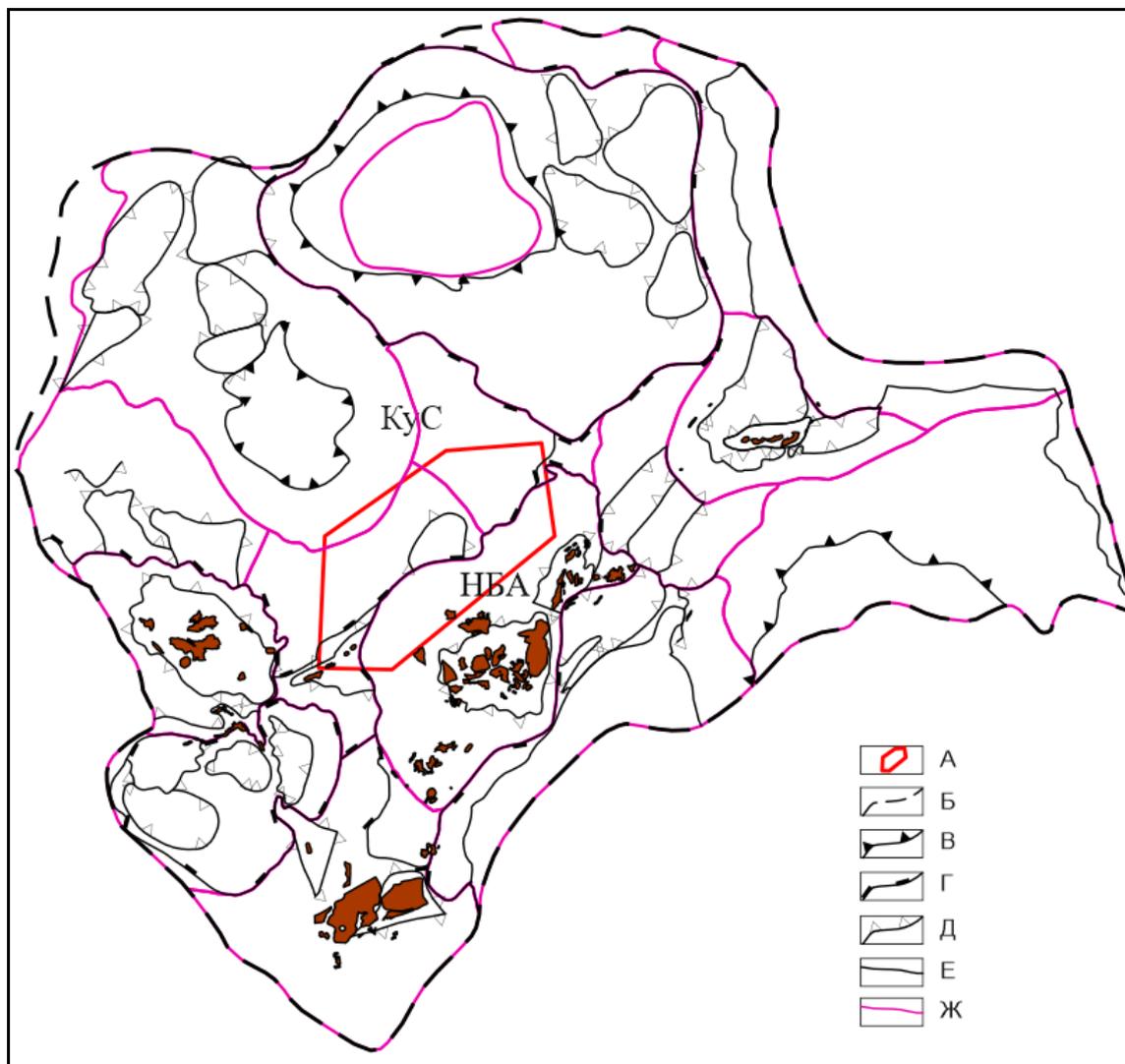


Рис. 1. Тектоническая схема района работ (по [Программа геологического изучения..., 2012])
А - район работ, Б - граница Восточно-Сибирского бассейна, В - контуры суперпорядковых структур, Г - контуры надпорядковых структур, Д - контуры структур I порядка, Е - границы складчатых областей, Ж - границы нефтегазоносных областей, З - месторождения нефти и газа.
НБА - Непско-Ботуобинская антеклиз, КуС - Курейская синеклиза.

Состояние изученности объекта

Изучение нефтегазоносности Восточной Сибири начато еще в 30-х гг. прошлого века. Тогда на правом берегу р. Лена получен слабый приток нефти из докембрийских отложений. В 40-х гг. прошлого века обнаружены УВ на севере, в районе мыса Нордвик, а центральный и юго-восточный районы начали изучать только с 1965 г. Активное изучение сейсмическими исследованиями проводилось по региональной сети профилей, разработанной специалистами Якутского филиала Сибирского отделения АН СССР и Якутского территориального геологического управления. В декабре 1972 г. в состав Якутского

территориального геологического управления введен трест «Якутнефтегазразведка» со своими опытно-производственными и тематическими подразделениями, обеспечивающими качество и достоверность фактических материалов, полученных в процессе геологоразведочных работ. Между трестом установлено тесное сотрудничество с наиболее мощными отраслевыми НИИ, в частности, ВНИИГИС, ВНИИГАЗ, ВНИГНИ, ВНИИнефть, ВНИГРИ, СНИИГГиМС и др. Работа треста дала мощный импульс для развития поисковых работ на нефть и газ на территории не только Якутской республики, но и всей Сибирской платформы. В 1975 г. специалистами СНИИГГиМС впервые выделена Непско-Ботуобинская антеклиза и одноименная нефтегазоносная область (А.Э. Конторович, В.С. Старосельцев, Н.В. Мельников и др.) [Конторович, 2008].

С начала 60-х гг. XX века началось глубокое бурение, в результате которого выявлены многочисленные проявления нефти и промышленные притоки газа. 18 марта 1962 г. в опорной скв. Марковская-1, из осинского карбонатного горизонта усольской свиты получен мощный фонтан нефти с дебитом до 1000 м³/сут. В 1971 г. на Непском своде скв. Преображенская-136 из нижнекембрийских пород отмечены притоки УВ (нефти до 150 л/сут., газа 6-8 тыс. м³/сут). В 1977 г. из песчаников низов венда в скв. Ванаварская-1 получен приток нефти дебитом 17,4 м³/сут. Это дало старт полномасштабным работам по изучению Восточно-Сибирского нефтегазоносного бассейна: стратиграфии (В.Е. Савицкий, Ю.Я. Шабанов, Б.Б. Шишкин, В.М. Евтушенко, Г.В. Козлов, Е.П. Марков, В.У. Петраков и др.), тектоники (А.Э. Конторович, С.П. Микуцкий, В.С. Старосельцев, А.В. Хоменко и др.), литологии (Н.В. Мельников, В.Н. Воробьев, М.А. Замятин, В.Н. Полякова), геохимии органического вещества и битумов (А.Э. Конторович, Т.К. Баженова, Л.Г. Еникеева, С.А. Кащенко, А.И. Ларичев и др.).

В разрезе осадочного чехла, залегающего на архейско-нижнепротерозойском фундаменте, выделены восемь литолого-стратиграфических перспективных нефтегазоносных комплексов (снизу-вверх): рифейский, вендский, верхневендский, нижнекембрийский, кембрийский, ордовикско-лландоверийский, венлокско-среднедевонский и каменноугольно-пермский [Мельников, 1996].

В рамках данной работы рассматривается только венд-кембрийский интервал разреза, для которого Н.В. Мельниковым выполнено фациальное районирование бассейна [Мельников, 2018]. Согласно данному анализу в исследуемом районе выделяются две литолого-фациальные области (ЛФО): Иркутско-Байкитская, Ботуобинско-Сюгджерская (рис. 2). В составе Иркутско-Байкитской области выделяются Ангаро-Непский и Байкитско-Катангский фациальные районы. На территории Ботуобинско-Сюгджерской ЛФО - Ботуобинский, Сюгджерский и Илимпейский фациальные районы.

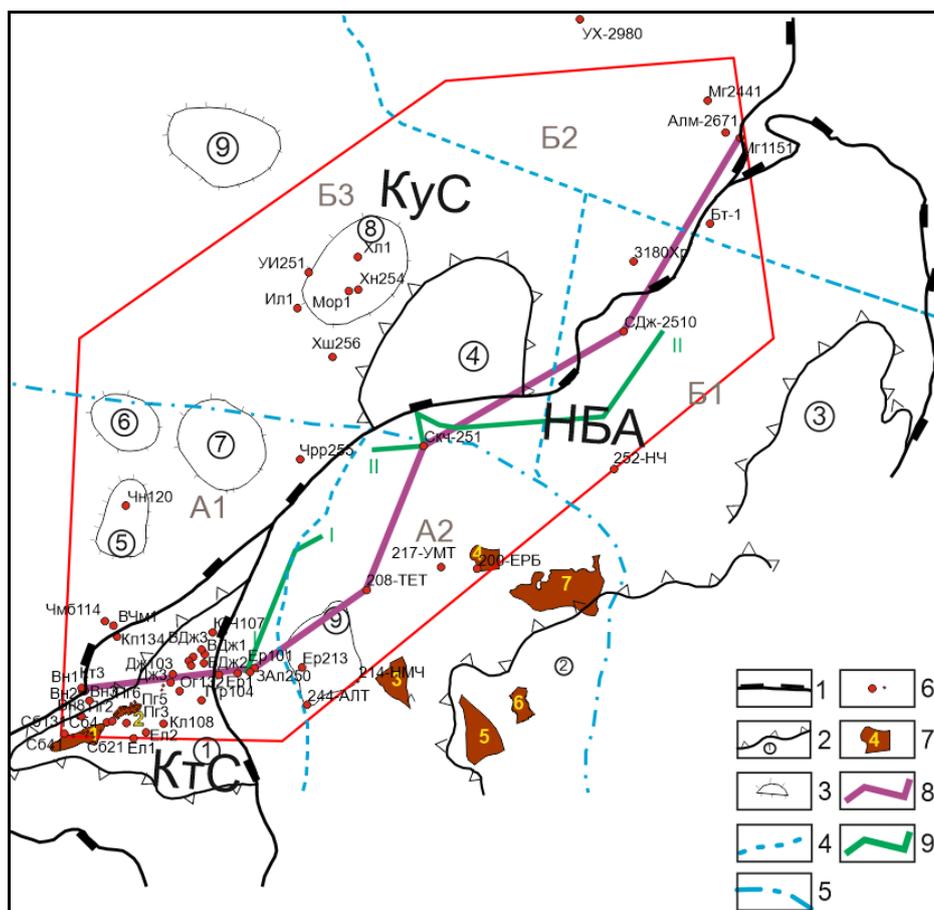


Рис. 2. Схема района работ

1 - границы надпорядковых структур; 2 - границы структур первого порядка: 1 - Собинско-Тэтэрский выступ, 2 - Непский свод, 3 - Мирнинский выступ, 4 - Наканновский выступ; 3 - границы структур второго порядка: 5 - Чуньский структурный мыс, 6 - Кербовское поднятие, 7 - Илимпейский стр. мыс, 8 - Усть-Илимпейский структурный мыс, 9 - Ейкинский структурный мыс; границы ЛФО [Венд-кембрийский соленосный..., 2018]: A1+A2 - Иркутско-Байкитская, B1+B2+B3 - Ботуобинско-Сюгджерская; 5 - скважины; фациальные районы: A1 - Ангаро-Непский, A2 - Байкитско-Катангский, B1 - Ботуобинский, B2 - Сюгджерский, B3 - Илимпейский; 6 - месторождения (1 - Собинское, 2 - Пайгинское, 3 - Санарское, 4 - Ербогаченское, 5 - им. Лисовского, 6 - им. Мазура, 7 - им. Савостьянова); 7 - направление корреляции; 8 - линии сейсмических разрезов. НБА - Непско-Ботуобинская антеклиз, КуС - Курейская синеклиза, КтС - Катангская седловина.

Район исследований пространственно приурочен к стыку трех крупных тектонических структур: Непско-Ботуобинской антеклизе на юго-востоке, Катангской седловины на юго-западе и Курейской синеклизе на северо-западе (см. рис. 1). На современном этапе наибольшей степенью изученности характеризуются области Непско-Ботуобинской антеклизы и Катангской седловины, что связано с открытием в их пределах месторождений УВ в венд-кембрийском интервале разреза [Самсонов, 2008; Бутова, 2010]. Вблизи изучаемой территории находятся известные Ербогаченское, Джелиндуконское, Верхне-Джелиндуконское, Санарское, им. Лисовского, Тас-Юряхское, Ботуобинские, Чонское и др. месторождения. Основная продуктивность связана с вендским интервалом разреза, кроме того выявлены залежи в осинском горизонте нижнего кембрия. На Собинском и Пайгинском

месторождениях, расположенных на периферии исследуемой площади (см. рис. 2), промышленная нефтегазоносность кембрийских отложений не установлена.

Восточный борт Курейской синеклизы и зона её сочленения с Непско-Ботуобинской антеклизой характеризуется низкой плотностью геологической изученности и недостаточностью глубокого бурения. Плотность бурения составляет не менее 6 100 км²/скв, сейсмопрофилей - 6,5 пог км/км². При этом район исследован крайне неравномерно. Вероятно, это связано как с рядом негеологических причин (экономические, технологические), так и с отсутствием промышленных притоков УВ в пробуренных скважинах. Однако отмеченные нефте- и газопроявления в виде притоков в скважинах свидетельствуют о том, что перспективы нефтегазоносности этого района нуждаются в доизучении.

Методология

Перспективы нефтегазоносности определяются наличием в разрезе природного резервуара, способного аккумулировать УВ. Под природным резервуаром подразумевается геологическое тело, представляющее собой ассоциацию горных пород, в котором (теле) могут содержаться и циркулировать флюиды и которое ограничено практически непроницаемыми породами [Кузнецов, 2012].

Для моделирования формирования скоплений УВ на основе анализа доступной геологической информации в изучаемом разрезе выделены интервалы пород-покрышек и коллекторов, взаимоотношение которых позволило выделить четыре зональных природных резервуара: литвинцевско-метегерский, булайско-олекминский, бельско-толбачанский и УБПР (рис. 3).

Литологический состав пород изучен на основе результатов исследования кернового материала, петрографических шлифов, материалов ГИС, а также анализа данных по сопредельным территориям, опубликованных в работах Г.Г. Шемина, Н.В. Мельникова, А.Э. Конторовича, И.А. Л.С. Маргулиса, И.А. Буровой, В.П. Семенова, И.А. Кушмар, В.Н. Григоренко и др. [Геология и перспективы..., 2007; Венд-кембрийский соленосный..., 2018; Конторович, 1981; Маргулис и др., 2013].

Свойства природного резервуара во многом зависят от условий его формирования, поэтому латеральное распространение природного резервуара, а также выдержанность его свойств по площади оценены на основе литолого-фациальных построений, позволивших выделить зоны, благоприятные для формирования покрышек и коллекторов. В основу построений легли выполненные ранее региональные исследования Н.В. Мельникова [Венд-кембрийский соленосный..., 2018], уточненные и детализированные автором.

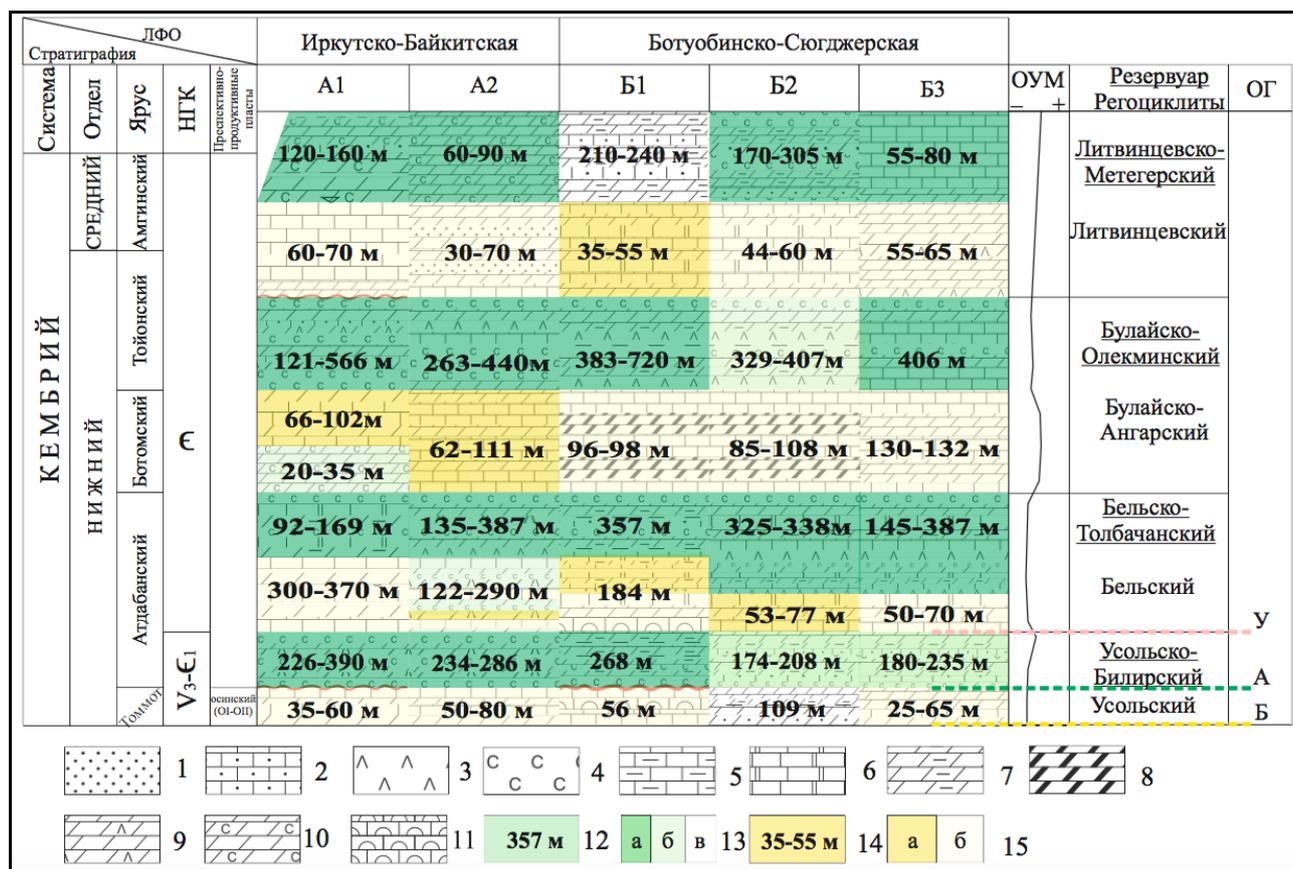


Рис. 3. Схема резервуаров нижнего и среднего кембрия района исследований

1 - песчаник; 2 - мергель; 3 - ангидриты, гипсы; 4 - галиты; 5 - известняки глинистые; 6 - известняки доломитистые и доломитовые, доломиты известковистые; 7 - доломиты глинистые; 8 - доломиты битуминозные; 9 - доломиты сульфатонесные, доломито-ангидриты, доломито-гипсы; 10 - доломиты заслонённые; 11 - доломиты водорослевые, 12 - покрышки; 13: а - высокое качество, б - низкое, в - рассеивающие толщи; 14 - коллектор; 15: а - среднее; б - низкое.

Фильтрационно-ёмкостные свойства пород охарактеризованы данными лабораторных исследований керна и результатами интерпретации геофизических исследований в скважинах. Для оценки качества карбонатных пород-коллекторов по пористости использована классификация А.И. Леворсена, по проницаемости - классификация Л.Г. Белоновской [Булач, 1989; Белоновская, 2015] (табл. 1).

Таблица 1

Классификации фильтрационно-ёмкостных характеристик карбонатных коллекторов

Авторы, год	Пористость, %			
	Градации пористости			
Леворсен, 1970	Очень хорошая 20-25	Хорошая 15-20	Средняя 10-15	Плохая 5-10 Очень плохая 0-5
	Градации проницаемости			
Белоновская, 2015	IV: 50-100 мД и более хорошо проницаемые	III: 10-50 мД среднепроницаемые	II: 1-10 мД низкопроницаемые	I: 0.01-1.0 мД Практически непроницаемые

Результаты

На изучаемой территории в нижнекембрийском интервале разреза уточнено положение четырех природных резервуаров, распространенных по всей площади исследования. Для нижнего УБПР составлена схема литолого-фациального районирования для интервалов коллекторской толщи и флюидоупорного горизонта, анализ которых позволил дать прогноз зон природного резервуара, наиболее благоприятных для аккумуляции и сохранности УВ.

Дискуссия

Усолюско-билирский резервуар выделен в объеме усолюского горизонта нижнего кембрия (рис. 3). Его коллекторский потенциал связан с карбонатными породами верхней части томмотского яруса, экранируемыми соленосными толщами нижней части атдабанского яруса.

В пределах Иркутско-Байкитской фациальной области коллектор приурочен к средней части усолюской свиты – осинской подсвите, которая залегает на глубинах 2238-2701 м и имеет мощность 35-80 м. На территории Ботуобинско-Сюгджерской ЛФО этот стратиграфический интервал занимает верхняя часть билирской свиты. Залегает на глубинах 1463-3364 м, с мощностями 25-109 м.

Покрышками УБПР на территории Иркутско-Байкитской ЛФО выступает верхняя часть усолюской свиты, которая залегает на глубине 1938-2656 м и имеет большую мощность (226-390 м). В пределах Ботуобинско-Сюгджерской ЛФО Ботуобинского района этот стратиграфический интервал занимают нелбинская и юрегинская свиты. Залегают они в интервале глубин 1109-1462 м с суммарной мощностью около 268 м. В Сюгджерском и Илимпейском районах аналогом выступает сыгдахская свита, которая залегает в интервале глубин 2186-3273 м с мощностью 174-235 м.

С этим природным резервуаром связаны залежи УВ на Талаканском, Среднеботуобинском, Марковском, Верхнечонском и Вакунайском месторождениях, открытых в Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области [Геология нефти..., 1981], к которой частично относится и исследуемая территория (см. рис. 2).

На сейсмической картине (рис. 4) УБПР ограничен отражающими горизонтами У и А. Горизонт У соответствует кровле усолюской свиты, трассирующей кровлю флюидоупорного горизонта резервуара. Отражающий горизонт А контролирует кровлю коллекторской толщи. Горизонты являются опорными в данном регионе.

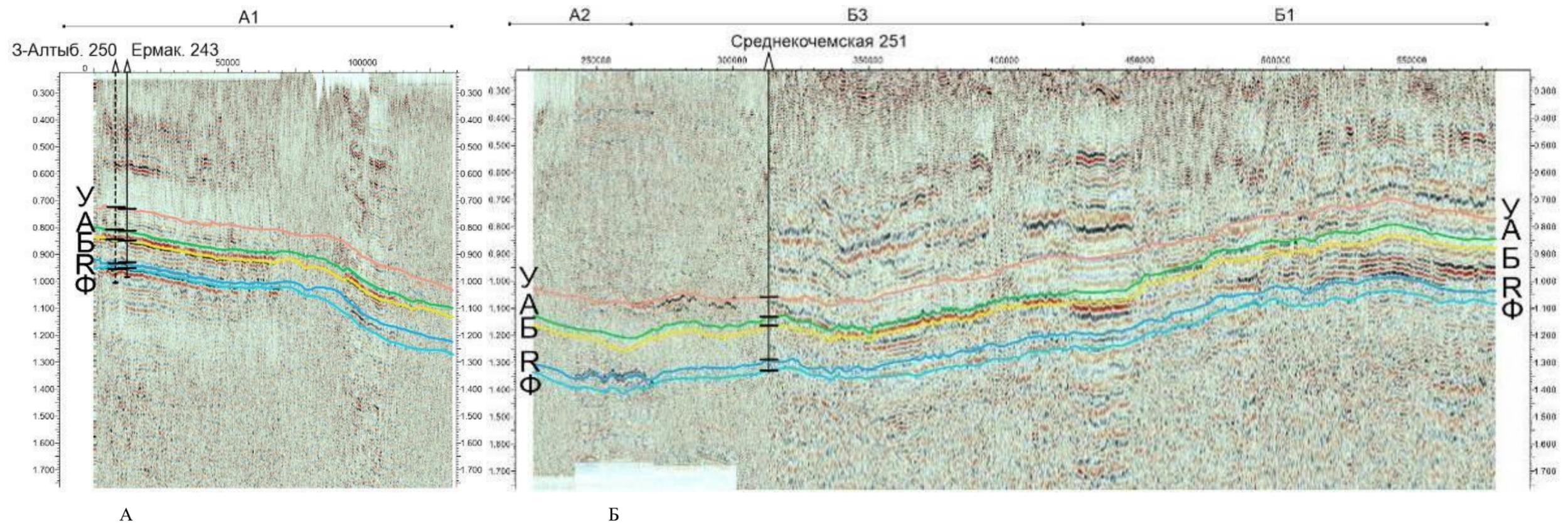


Рис. 4. Сейсмический разрез по линиям I-I (А) и II-II (Б)

У - кровля усольской свиты и ее аналогов, А - кровля осинского горизонта и его аналогов, Б - кровля карбонатного венда, Р - граница вендских отложений с подстилающими образованиями рифея, Ф - кровля фундамента. Схема расположения профиля представлена на рис. 1.

Толщины УБПР выдержаны на территории Иркутско-Байкитской ЛФО и увеличиваются в северо-восточном направлении (рис. 5). На территории Ботуобинско-Сюгджерской ЛФО общая мощность резервуара уменьшается, но при этом растет толщина коллекторского интервала.

В целом, коллекторские толщи УБПР в районе исследований формировались (рис. 6) в условиях морского шельфа [Мельников, 2018; Бурова, 2014] – открытой платформы [Кузнецов, 2016]. Глубина моря увеличивалась в северо-северо-восточном направлении.

В юго-западной части площади в пределах Иркутско-Байкитской ЛФО (Ангаро-Непский и Байкитско-Катангский фациальные районы) коллекторы формировались на стадии трансгрессии, обусловившей существование обширной зоны мелководного шельфа с нормальной соленостью вод в центральной и южной частях исследуемой области, где накапливались, главным образом, известковые осадки. Периодические обмеления бассейна приводили к интенсивной доломитизации пород. В результате этого в районе скв. Южно-Тетейская-207 осинский горизонт в интервале 1700-1745 м сложен органогенно-водорослевыми доломитовыми и хемогенными известняками. Породы интенсивно перекристаллизованы, органогенная структура определяется только по реликтам. Вторичная минерализация отмечается послойно и представлена кальцитизацией (10-25%) и засолонением (10-20%).

Активная доломитизация седиментационных известняков могла привести к образованию вторичных пор и каверн. В скв. Собинская-14 в интервале 2106,0-2148,0 м керном охарактеризованы доломиты серые с коричневатым оттенком, тонкозернистые, кавернозные. Отдельные каверны заполнены каменной солью и светлым ангидритом. В скв. Огневская-132 керн с глубины 2082,3-2095,3 м представлен доломитом серым, пятнистым, с коричневатым оттенком, мелкозернистым, прослоями 10-15 см слабокавернозным. Породы характеризуются косо-, реже горизонтальнослоистой текстурой.

Согласно петрофизическим исследованиям керна, коэффициент открытой пористости (Кп.откр.) осинских коллекторов в Иркутско-Байкитской ЛФО варьирует в пределах от 0,72 до 18,31% при медианном значении 5,6-5,8%, что соответствует классу пород с плохой до средней пористости, невысокой проницаемостью. По опубликованным данным, в среднем, по фациальной области значение Кпр может быть значительным - 10-100 мД [Венд-кембрийский соленосный..., 2018]. Однако, данные лабораторных исследований керна показывают, что коэффициент проницаемости (Кпр.) варьирует в диапазоне 1,4-3 мД, что соответствует низкопроницаемым породам. Это может указывать на наличие локальных вторичных изменений, например, засолонения. Тип коллектора предполагается сложный, трещинно-поровый, возможно, участками до порово-трещинного.

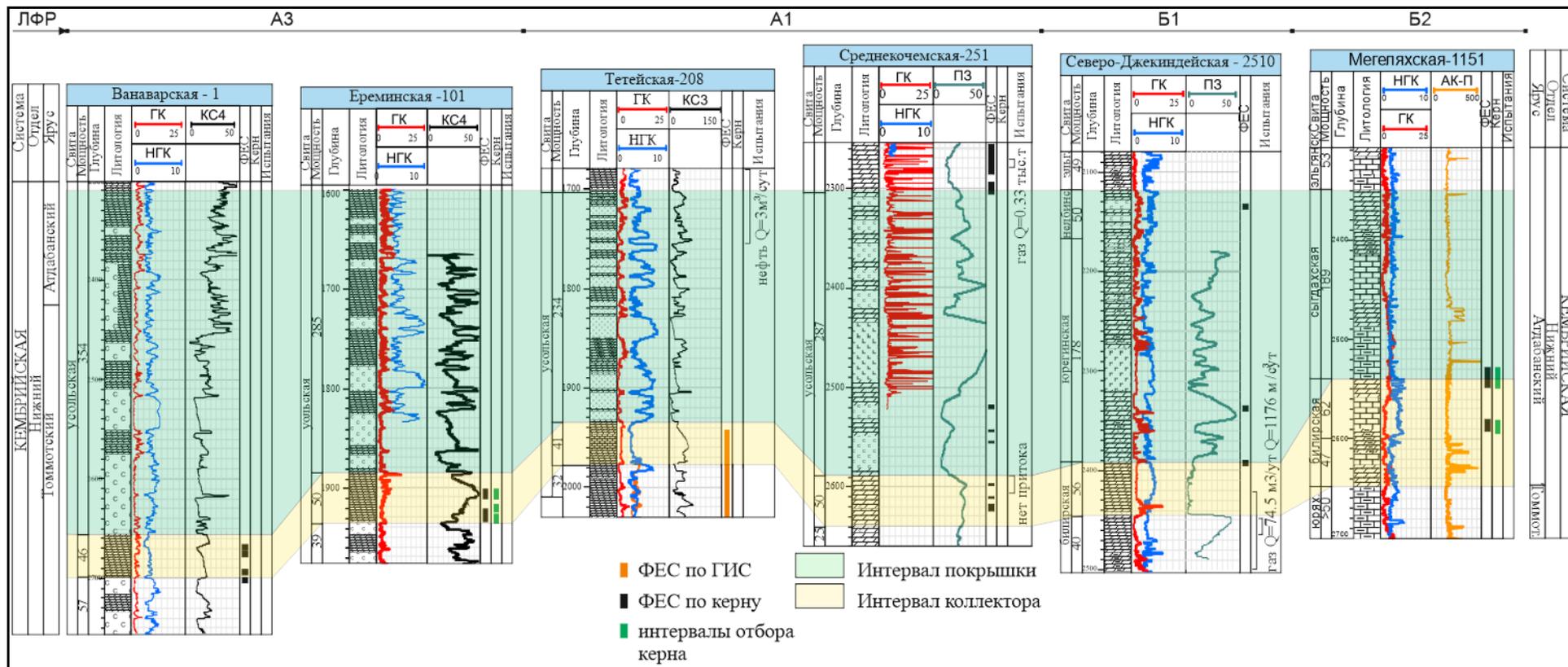


Рис. 5. Схема корреляции усольско-билирского природного резервуара по линии скважин Ванаварская 1 – Ереминская 101 – Тетейская 208 – Среднекочемская 251 – Северо-Джекиндейская 2510 – Мерегяхская 1151

Схема расположения профиля представлена на рис. 1.

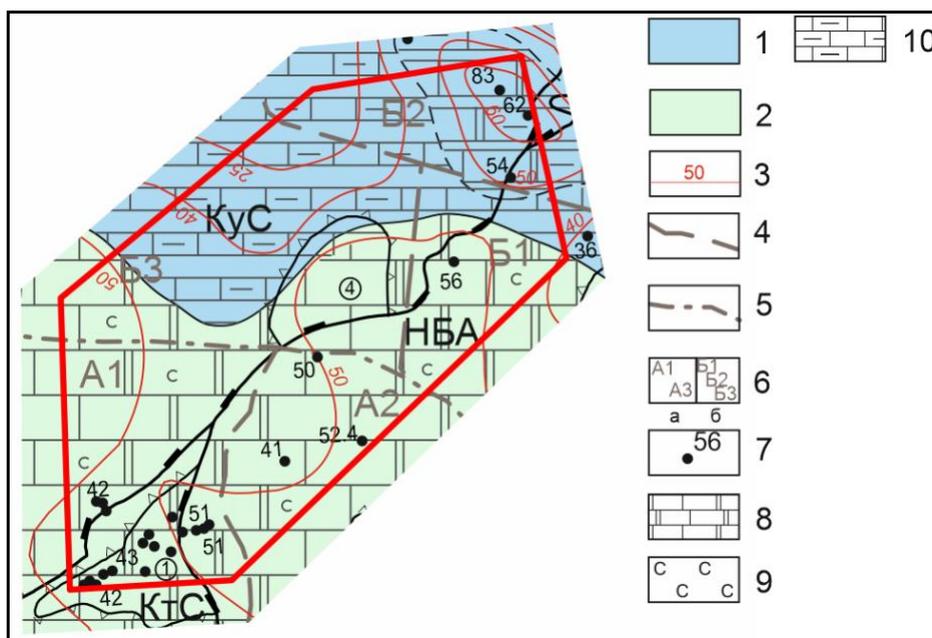


Рис. 6. Схема фациального районирования среднеусольского времени

1 - море, глубоководная часть шельфа; 2 - море, мелководная часть шельфа; 3 - изопахиты; 4 - границы литолого-фациального района; 5 - границы ЛФО; 6 - индексы: а - Иркутско-Байкитской, б - Ботуобинско-Сюгджерской ЛФО; 7 - скважины (мощность); 8 - известняки доломитистые; 9 - соли; 10 - известняки глинистые.

НБА - Непско-Ботуобинская антеклизы, КуС - Курейская синеклизы, КтС - Катангская седловина.

Перспективность осинских коллекторов подтверждается присутствием в керне соответствующего интервала битума и выпотов нефти (скв. Южно-Тетейская-207), а также получением слабых (до 3 м³/сут.) притоков нефти (скв. Тетейская-208).

В Ботуобинско-Сюгджерской фациальной области формирование билирской свиты (аналог усольской) происходило в условиях переходных от мелководных к глубоководным и глубоководных. Накапливались преимущественно карбонатно-глинистые осадки.

На востоке выделяется область, соответствующая Ботуобинскому фациальному району, где осадконакопление происходило на морфологически приподнятом участке западного борта Непско-Ботуобинской антеклизы, что обеспечило схожесть условий седиментации с соседним Ангаро-Непским фациальным районом. Литологический состав коллекторов представлен породами карбонатного состава с преобладанием известняков и водорослевых доломитов.

Интервал вскрыт скв. Северо-Джекиндеевской-2510. Мощность коллектора УБПР достигла 56 м. Керном не охарактеризован, но в верхней подсвите билирской свиты получены притоки газа объемом 74,5-1176 тыс. м³/сут. Тип коллектора трещинно-поровый, до порово-трещинного. По опубликованным данным [Венд-кембрийский соленосный..., 2018], ожидаемое медианное значение Кп.откр. - не более 6%, Кпр. матрицы - до 10 мД, что соответствует коллекторам с плохой пористостью и низкой проницаемостью. Вполне

вероятно, что значение проницаемости может быть изменчивым, достигать больших значений на определенных площадях за счет повышенной локальной трещиноватости.

В центральной части, в пределах морфологически приподнятого Наккановского выступа, занимающего юго-восточные зоны Илемпейского фациального района, царили переходные обстановки от мелководных шельфовых к глубоководным. Заметно увеличивается содержание глинистой составляющей, появление которой резко снижает ёмкостные свойства коллекторов.

В центральной и северо-восточной частях Илимпейского и западной части Сюгджерского фациальных районов породы верхнебилирской (аналог осинского горизонта) подсветы накапливались в переходных обстановках от мелководных шельфовых к глубоководным. Заметно увеличилось содержание глинистой составляющей, ее появление резко снижает ёмкостные свойства коллекторов. Скважинным материалом соответствующий интервал в этой зоне не охарактеризован. Исходя из условий формирования, перспективы выявления здесь кондиционных коллекторов невысоки. Наиболее вероятный тип коллектора - трещинный.

В пределах Сюгджерского фациального района формирование билирской свиты происходило в глубоководных обстановках. Обособлена мегеляхская зона, выделяющаяся повышенными толщинами (до 70 м). Формирование коллекторов в этой зоне связано с началом регрессивного этапа развития бассейна в конце среднеусольского времени, обмелением бассейна и появлением условий для жизнедеятельности мелководных водорослей. Пробурены три скважины – Батырская-1, Мегеляхская-2441 и Мегеляхская-1151. В последней подсвета литологически охарактеризована керном как неравномерное чередование известняков серых, темно-серых, иногда серовато-кремовых скрытокристаллических, слабо доломитизированных, участками глинистых мергелей и известняков (рис. 7). Отмечаются слабая пиритизация и засоление, единичные стилолитовые швы. Текстура в основном сгустково-комковатая, возможно, биогенного генезиса.

Доломитистый водорослевый битуминозный известняк представлен водорослевым микритовым каркасом 65-70% от площади шлифа, зерна составляют 25-30%. Водорослевый каркас образован микритовой и сгустково-микритовой массой. Участки, состоящие из пелитоморфного и микрозернистого кальцита, в проходящем свете выглядят темными. Минеральный состав кальцитовый, желтовато-бурый цвет породы обусловлен примесью предположительно рассеянных битумов. Наблюдаются в виде тонких пленок черно-бурого цвета, которыми пигментирована вся порода, в межзерновом пространстве, содержание в породе - 5-7%. Водорослевый детрит часто неотличим от окатанных частиц. Доломит

представлен кристаллами ромбоэдрической формы, размером порядка 0,045-0,105 мм, минерал вторичный, содержание в породе - около 15%. Вторичные изменения проявлены в перекристаллизации, доломитизации, сульфатизации.

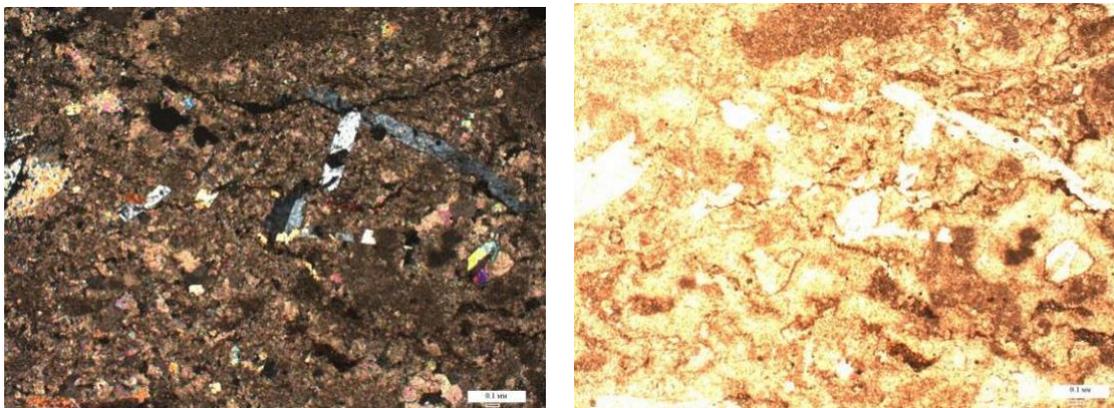


Рис. 7. Фотографии карбонатных отложений билирской свиты (средняя часть усольской) из скв. Мегеляхская-1151

Глубина - 2549.7 м; увел. × 2.5.

Согласно аналитическим данным, Кп.откр. варьирует в диапазоне 0,2-12,7% (медианное значение 4,44%). Это соответствует породам с плохой и средней пористостью. Характерная для мелководья диагенетическая доломитизация известняковых образований обеспечила появление открытых пор, неравномерно распределенных по породной массе. Тип коллектора - порово-трещинный, вероятно до трещинно-порового.

Согласно аналитическим данным, в Илимпейском фациальном районе (скв. Хонская-254) Кп.откр. варьирует в диапазоне 0,88-11,53% (медианное значение 2,02%). Это соответствует породам с пористостью от плохой до средней.

Трансгрессия, начавшаяся в начале среднеусольского времени, достигла своего максимума в позднеусольское. На изучаемой территории господствовало крайнее мелководье с низкими гидродинамическими параметрами (граница сублиторали и литорали) (рис. 8). Существовали условия для формирования эвапоритов (солей, гипса, ангидрита), а также для интенсивной доломитизации карбонатов. В таких обстановках формировались соленосные толщи верхнеусольской подсвиты и ее бессолевых возрастных аналогов – нелбинской, юрегинской, сыгдахской свит. Они выполняют роль покрывки для нижележащих коллекторов УБПР.

В Иркутско-Байкитской ФО верхнеусольская подсвита формировалась в обстановке мелкого шельфа (зона литорали) с повышенной (25-75%) соленостью вод. Представлена мощной толщей переслаивания доломитов и доломитизированных известняков с каменной белой (до бурой) солью, крупно- и гигантозернистой. Последняя слагает прослой

мощностью до 32 м (в Ангаро-Непском фациальном районе), а также заполняет каверны вмещающих пород. Отмечается сульфатизация доломитов. Флюидоупорные свойства толщи снижаются за счет наличия трещин как горизонтальных, так и вертикальных. Часть из них залечена солью, есть открытые (скв. Среднекочемская-251).

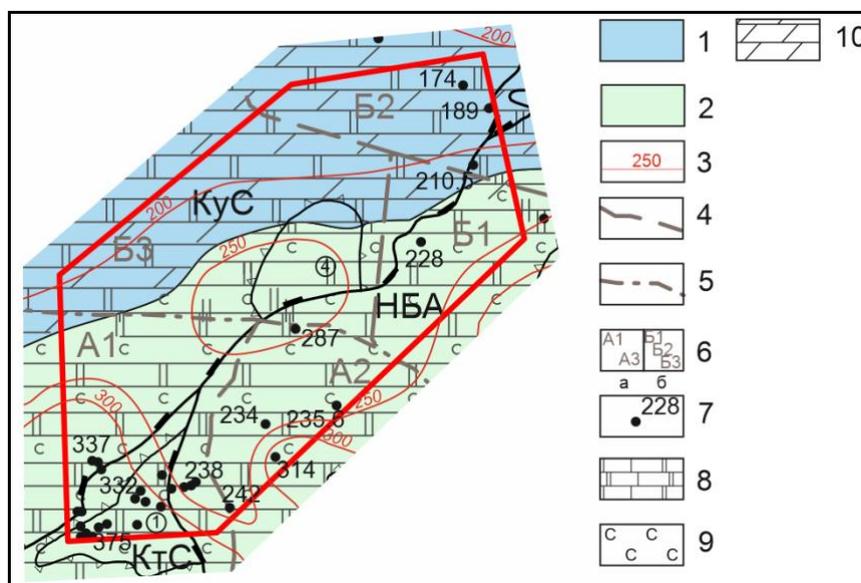


Рис. 8. Схема фациального районирования верхнеусольского времени

1 – зона сублиторали, 2 – литорали; 3 – изопахиты; 4 – границы литолого-фациального района; 5 – границы ЛФО; 6 – индексы: а - Иркутско-Байкитской, б – Ботуобинско-Сюгджерской ЛФО; 7 – скважины (мощность).

НБА - Непско-Ботуобинская антеклиз, КуС - Курейская синеклиза, КтС - Катангская седловина.

Присутствие частых (не менее 25% от общего объема) прослоев доломита, обладающих повышенным фильтрационно-емкостным потенциалом, аналогично понижает качество покрышки. В скв. Ванаварская-1 отмечается наличие этих пород с пористостью до 6-8%. Положительным фактором для увеличения надежности покрышки можно рассматривать значительную мощность. В Ангаро-Непском фациальном районе она составляет 234-286 м и увеличивается на северо-восток до 390 м в Байкитско-Катангском фациальном районе.

В Ботуобинском фациальном районе покрышка УБПР представлена породами нелбинской и юрегинской свит, аналогично сформированных в условиях мелководья с соленостью 25-75%. Породы представлены переслаиванием доломитов, аргиллитов и каменной соли. Согласно лабораторным исследованиям, Кп.откр. доломитов в скв. 2510-Северо-Джекиндинская составляет 0,15-3,75% (мед. 0,73%). Соответствует характеристике пород с очень плохой пористостью. Мощность непроницаемой толщи в этой скважине составляет 268 м. Согласно этим параметрам покрышку можно охарактеризовать как достаточно мощную неоднородную.

В пределах Илимпейского и Сюгджерского фациальных районов покрывка представлена породами сыгдахской свиты. Предполагается, что обстановки осадконакопления более глубоководные (зона сублиторали) с невысокой соленостью (1-25%) вод [Мельников, 2014]. В составе покрывки резко снижается роль солевого компонента, и возрастает роль глинистой составляющей, как в скв. Мегеляхская-1151 (рис. 9). В скв. Батырская-1 (Сюгджерский фациальный район) коэффициент открытой пористости доломитов сыгдахской свиты составляет 0,39-10,8% (медианное значение 3,05%), коэффициент проницаемости - не более 0,20-3,42 мД (мед. 0,91 мД), что отвечает породам практически непроницаемым.

Алевритисто-известковый тонкослоистый аргиллит с глинистой основной массой (75-80%), обломочной частью (20-25%), которая представлена кальцитом, слюдами и кварцем. В качестве примеси в породе, вероятно, присутствует УВ или органическое вещество (?) 3-5% в виде лейст и линзочек. Микротекстура породы тонкослоистая.



А



Б

Рис. 9. Фотографии терригенных отложений сыгдахской свиты из скв. Мегеляхская-1151
Глубина - 2533.7 м; увел. $\times 2.5$, А – ник. П, Б – ник. +.

В скв. Хонская-254 коэффициент открытой пористости карбонатов сыгдахской свиты составляет 0,15-4,75% (медианное значение 1,35%). Породы соответствуют классу с низкой пористостью.

В целом, толщу переслаивания плотных доломитов и мергелей с мощностью в 170-235 м можно назвать надежной покрывкой, но качество может быть снижено за счет трещиноватости.

Заключение

На основе обобщения результатов проведенных исследований в нижнекембрийских

отложениях усольской свиты выделен УБПР.

Породы-коллекторы формировались в морских условиях мелководного и глубоководного шельфа, покрышки - в мелководной зоне литорали и сублиторали.

Резервуар по составу является карбонатно-эвапоритовым полифациальным. Фильтрационно-емкостные свойства слагающих его коллекторов и надежность покрышки изменчивы по площади, а участками и по разрезу, что в значительной мере определяется дифференциацией обстановок осадконакопления.

Выделен ряд зон с неоднородными литолого-петрофизическими свойствами (рис. 10):

- распространения низко-среднеемких коллекторов, экранированных мощной неоднородной покрышкой доломит-эвапоритового состава;
- развития низко-среднеемких коллекторов под однородной покрышкой доломит-эвапоритового состава;
- развития низкоемких коллекторов под карбонатно-глинистой однородной покрышкой.

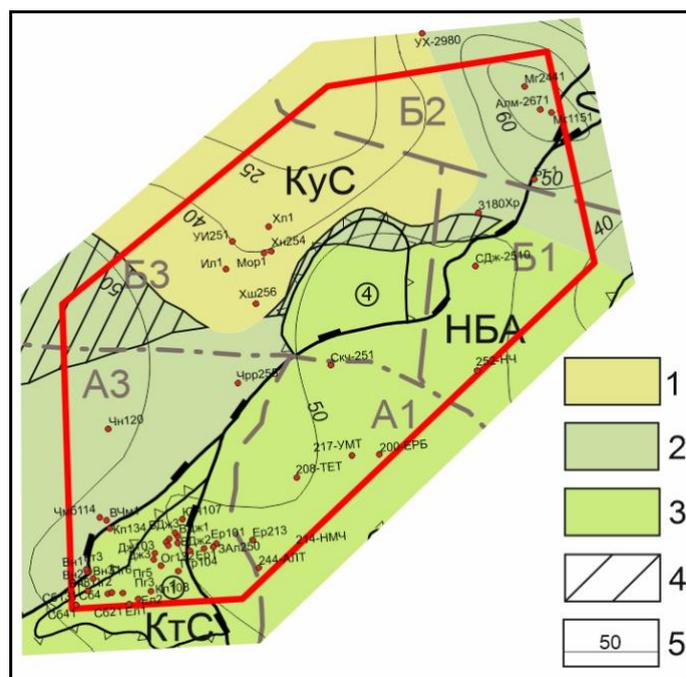


Рис. 10. Схема зональности перспектив усольско-билирского природного резервуара

1 - зоны развития низкоемких коллекторов под карбонатно-глинистой однородной покрышкой, 2 - зоны распространения низко-среднеемких коллекторов, экранированных мощной неоднородной покрышкой доломит-эвапоритового состава, 3 - зоны развития низко-среднеемких коллекторов под однородной покрышкой доломит-эвапоритового состава, 4 - зоны низко-среднеемких заглинизированных коллекторов, 5 - изопакиты.

НБА - Непско-Ботубобинская антеклиза, КуС - Курейская синеклиза, КтС - Катангская седловина.

Матрица проницаемой части УБПР классифицируется как низко-, среднепористая с невысокой, низкой проницаемостью.

В северо-западной части предполагается зона отсутствия коллекторов, что позволяет рассматривать УБПР как латерально ограниченный.

На рис. 5 обозначены наиболее перспективные зоны для аккумуляции УВ, которые находятся в Ангаро-Непском, Байкитско-Катангском и Ботуобинском фациальных районах, где коллекторские пласты в разрезе оптимально сочетаются с низкопроницаемыми мощными покрывками, что подтверждается положительными результатами испытаний в скважинах.

Флюидоупорные свойства покрывки могут быть локально снижены трещиноватостью и/или неоднородностью разреза. Существует вероятность вертикальной миграции УВ-флюидов выше по разрезу в перекрывающие отложения бельско-толбачанского резервуара.

Литература

Бурова И.А. Карбонатные коллекторы вендско-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса Восточной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2010. - Т.5. - №2. - http://www.ngtp.ru/rub/4/23_2010.pdf

Бурова И.А. Палеогеографические реконструкции венд-нижнекембрийских карбонатных отложений западного склона северной части Непско-Ботуобинской антеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. - Т.9. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/4/42_2014.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/42_2014

Варламов А.И., Герт А.А., Мельников П.Н., Ефимова А.С., Смирнов М.Ю., Смирнов Е.В. Состояние сырьевой базы и перспективы наращивания объемов добычи в рамках «Программы ВСТО» // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2017. - №6с. - С.48-68.

Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития). Изд. 2-е, доп. / Н.В. Мельников. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 2018. - 177 с.

Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина) / Г.Г. Шемин; отв. редактор В.А. Каширцев. – Изд-во СО РАН, 2007. - 467 с.

Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов, В.И. Вожов, В.Н. Воробьев, А.В. Гольберт, В.В. Гребенюк, М.П. Гришин, Т.И. Гурова, Д.И. Дробот, А.Э. Конторович, В.Л. Кузнецов, В.М. Лебедев, И.Г. Левченко, М.М. Мандельбаум, Н.В. Мельников, К.И. Микуленко, Г.Д. Назимков, В.Д. Накаряков, И.Д. Полякова, Б.Л. Рыбьяков, В.Е. Савицкий, В.В. Самсонов, О.Ф. Стасова, В.С. Старосельцев, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Э.Э. Фотиади, А.В. Хоменко. - М.: Недра,

1981. - 552 с.

Геология нефти и газа: Избранные труды. Т.1. Геология нефти и газа Сибири / А.Э. Конторович. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 2008. – 540 с.

Кузнецов В.Г. Схема стандартных фациальных поясов и микрофаций Дж. Уилсона и ее восприятие в СССР и России // Известия высших учебных заведений. - 2016. - №3. - С. 27-30.

Леворсен А.И. Геология нефти и газа // Серия Науки о Земле. - М.: Мир, 1970. - Т. 22. - 640 с.

Литология природных резервуаров нефти и газа: учеб. для вузов / В.Г. Кузнецов. - М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. - 260 с.

Маргулис Л.С., Бурова И.А., Семенов В.П., Родина Т.В. Прогноз зон развития карбонатных коллекторов продуктивных горизонтов венда-нижнего кембрия западного склона северной части Непско-Ботуобинской антеклизы // Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России: сборник материалов научно-практической конференции (г. Санкт-Петербург, 17-21 июня 2013 г.). - СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2013. - 492 с.

Мельников Н.В. Нефтегазоносные комплексы Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика. - 1996. - Т. 37. - №8. - С. 25-35.

Мельников Н.В., Вымятин А.А., Мельников П.Н., Смирнов Е.В. Возможности открытия крупных залежей нефти в главном поясе нефтеносности Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика. - 2014. - Т. 55. - № 5-6. - С. 701-720.

Методические рекомендации по изучению и прогнозу коллекторов нефти и газа сложного типа / Под ред. М.Х. Булач, Л.Г. Белоновской. - Л.: ВНИГРИ, 1989. - 103 с.

Программа геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) / А.С. Ефимов, А.А. Герт, Н.В. Мельников, В.С. Старосельцев. - Новосибирск: ФГУП «СНИИГГиМС», 2012. - 11 с.

Самсонов В.В., Ларичев А.И. Перспективные нефтегазоносные комплексы и зоны южной части Сибирской платформы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2008. - Т.3. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/4/43_2008.pdf

Старосельцев В.С. Основные этапы становления Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. - 2015. - №1. - С. 3-15.

Mar'yanovich Yu.V.

Federal State Budgetary Institution "A.P. Karpinsky Russian Geological Research Institute" (FGBU "VSEGEI"), St. Petersburg, Russia, maryanovich@inbox.ru

GEOLOGICAL STRUCTURE OF USOL-BILIR RESERVOIR, SOUTH-EASTERN BOARDER OF THE KUREIYA SYNECLISE

In the Cambrian interval, of the sedimentary section cover the junction zone of three large tectonic structures: the Nepa-Botuoba Anteklise, the Katanga Saddle, and the Kureiya Synclise of the Eastern Siberian petroleum basin, four reservoir areals were identified, characterized by large variability of features within the studied area. The most promising reservoir is the lower Usol-Bilir reservoir, the forecast of petroleum content of which is based on the assumption of the possibility of flow of hydrocarbon from the underlying Vendian strata with already proven oil and gas content, as well as oil shows revealed by drilling in the reservoir sections. The assessment of the quality of the Usol-Bilir reservoir is given on the basis of lithological-facies structures, which made it possible to identify favorable zones for the formation of seals and reservoirs.

Keywords: geological structure, oil and gas content, Cambrian, reservoir areal, Kureiya Synclise, Eastern Siberian petroleum basin.

References

Burova I.A. *Karbonatnye kollektory vendsko-nizhněkembriyskogo neftegazonosnogo kompleksa Vostochnoy Sibiri* [Carbonate reservoirs of the Vendian-Lower Cambrian petroleum complex, Eastern Siberia]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2010, vol. 5, no. 2, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/23_2010.pdf

Burova I.A. *Paleogeograficheskie rekonstrukcii vend-nizhněkembriyskikh karbonatnykh otlozhenij zapadnogo sklona severnoj chasti Nepsko-Botuobinskoj anteklizy* [Paleogeographic reconstruction of the Vendian-Cambrian carbonate deposits of the western slope of the northern part of the Nepa-Botuoba Anteklise]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2014, vol. 9, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/42_2014.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/42_2014

Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti venda i nizhnego kembriya tsentral'nykh rayonov Sibirskoy platformy (Nepko-Botuobinskaya, Baykitskaya anteklizy i Katangskaya sedlovina) [Geology and oil and gas potential of the Vendian and Lower Cambrian of the central regions of the Siberian platform (Nepa-Botuoba, Baikit Anteklises and Katanga Saddle)]. G.G. Shemin; editor V.A. Kashirtsev. Izd-vo SO RAN, 2007, 467 p.

Geologiya nefi i gaza Sibirskoy platformy [Petroleum Geology of the Siberian Platform]. A.S. Antsiferov, V.E. Bakin, I.P. Varlamov, V.I. Vozhov, V.N. Vorob'ev, A.V. Gol'bert, V.V. Grebenyuk, M.P. Grishin, T.I. Gurova, D.I. Drobot, A.E. Kontorovich, V.L. Kuznetsov, V.M. Lebedev, I.G. Levchenko, M.M. Mandel'baum, N.V. Mel'nikov, K.I. Mikulenko, G.D. Nazimkov, V.D. Nakaryakov, I.D. Polyakova, B.L. Ryb'yakov, V.E. Savitskiy, V.V. Samsonov, O.F. Stasova, V.S. Starosel'tsev, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk, E.E. Fotiadi, A.V. Khomenko. Moscow: Nedra, 1981, 552 p.

Geologiya nefi i gaza: Izbrannye trudy. T.I. Geologiya nefi i gaza Sibiri [Petroleum geology: selected works. Vol. 1. Petroleum geology of Siberia]. A.E. Kontorovich. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2008, 540 p.

Kuznetsov V.G. *Skhema standartnykh fatsial'nykh pojasov i mikrofatsiy Dzh. Uilsona i ee vospriyatie v SSSR i Rossii* [Scheme of standard facies belts and microfacies by J. Wilson and its perception in the USSR and Russia]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy*, 2016, no. 3, pp. 27-30.

Levorsen A.I. *Geologiya nefi i gaza* [Petroleum geology]. Seriya Nauki o Zemle. Moscow: Mir, 1970, vol. 22, 640 p.

Litologiya prirodnykh rezervuarov nefti i gaza: ucheb. dlya vuzov [Lithology of natural petroleum reservoirs]. V.G. Kuznetsov. Moscow: RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 2012, 260 p.

Margulis L.S., Burova I.A., Semenov V.P., Rodina T.V. *Prognoz zon razvitiya karbonatnykh kollektorov produktivnykh gorizontov venda-nizhnego kembriya zapadnogo sklona severnoy chasti Nepa-Botuobinskoy anteklizy* [Forecast of zones of development of carbonate reservoirs of productive levels of the Vendian-Lower Cambrian of the western slope of the northern part of the Nepa-Botuoba anteklise]. Neftegazogeologicheskiy prognos i perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa Vostoka Rossii: sbornik materialov nauchno-prakticheskoy konferentsii (St. Petersburg, 17-21 Jun 2013). St. Petersburg: VNIGRI, 2013, 492 p.

Mel'nikov N.V. *Neftegazonosnye komplekсы Leno-Tungusskoy provintsii* [Petroleum bearing structures of the Lena-Tunguska Province]. Geologiya i geofizika, 1996, vol. 37, no. 8, pp. 25-35.

Mel'nikov N.V., Vymyatin A.A., Mel'nikov P.N., Smirnov E.V. *Vozmozhnosti otkrytiya krupnykh zalezhey nefti v glavnom poyase neftenosnosti Leno-Tungusskoy provintsii* [Possibilities of discovering large oil accumulations in the main oil-bearing belt of the Lena-Tunguska Province]. Geologiya i geofizika, 2014, vol. 55, no. 5-6, pp. 701-720.

Metodicheskie rekomendatsii po izucheniyu i prognozu kollektorov nefti i gaza slozhnogo tipa [Methodological recommendations for the study and forecast of tight petroleum reservoirs]. Editors M.Kh. Bulach, L.G. Belonovskaya. Leningrad: VNIGRI, 1989, 103 p.

Programma geologicheskogo izucheniya i predostavleniya v pol'zovanie mestorozhdeniy uglevodorodnogo syr'ya Vostochnoy Sibiri i Respubliki Sakha (Yakutiya) [The program of geological exploration and provision for use of hydrocarbon fields in Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia)]. A.S. Efimov, A.A. Gert, N.V. Mel'nikov, V.S. Starosel'tsev. Novosibirsk: SNIIGiMS, 2012, 11 p.

Samsonov V.V., Larichev A.I. *Perspektivnye neftegazonosnye komplekсы i zony yuzhnoy chasti Sibirskoy platformy* [Perspective oil-gas complexes of southern Siberian platform]. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2008, vol. 3, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/43_2008.pdf

Starosel'tsev V.S. *Osnovnye etapy stanovleniya Sibirskoy platformy* [The main stages of the Siberian platform formation]. Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri, 2015, no. 1, pp. 3-15.

Varlamov A.I., Gert A.A., Mel'nikov P.N., Efimova A.S., Smirnov M.Yu., Smirnov E.V. *Sostoyanie syr'evoy bazy i perspektivy narashchvaniya ob'emov dobychi v ramkakh «Programmy VSTO»* [The state of the resource base and the prospects for increasing production volumes under the "ESPO Program"]. Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri, 2017, no. 6s, pp. 48-68.

Vend-kembriyskiy solenosnyy basseyn Sibirskoy platformy (Stratigrafiya, istoriya razvitiya) [Vendian-Cambrian saline basin of the Siberian platform (Stratigraphy, history of development)]. Izd. 2-e, dop. N.V. Mel'nikov. Novosibirsk: SNIIGiMS, 2018, 177 p.

© Марьянович Ю.В., 2021

