

УДК 553.98 (571.53)

**А.В. Ахияров, К.М. Семёнова**

## **Бельско-булайский галогенно-карбонатный комплекс и его литолого-фациальные и стратиграфические аналоги в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции: перспективы нефтегазоносности и возможные осложнения при бурении**

В связи с наличием проектов промышленной разработки Ковыктинского газоконденсатного, Марковского, Верхнечонского нефтегазоконденсатных и других месторождений на юге Сибирской платформы повышается актуальность поисков новых залежей углеводородов (УВ) и не только в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы. К перспективным территориям отнесены также Предпатомский прогиб и Ангаро-Ленская ступень (рис. 1). Работы последних десятилетий позволяют оптимистично оценивать карбонатные коллекторы галогенно-карбонатного комплекса трещинного и кавернозного типов, из чего следует необходимость изучения геологического строения осадочного чехла в вышеназванном стратиграфическом интервале [1].

Актуальность изучения бельско-булайского комплекса обусловлена в том числе высокой подвижностью Сибирской платформы, что создает дополнительные трудности при бурении (рапопроявления и прочее) и приводит к разрушению законсервированных скважин, а это оборачивается весьма серьезными эколого-экономическими последствиями [1].

Осадочный чехол в пределах исследуемой территории представлен рифей-вендскими, палеозойскими, мезозойскими и кайнозойскими образованиями, слагающими Байкало-Патомский и Ангаро-Ленский прогибы. По литолого-структурным особенностям выделяют соленосный (галогенно-карбонатный), подсолевой и надсолевой комплексы (рассмотрение двух последних выходит за рамки настоящей работы). В подсолевой комплекс входят терригенные отложения трехчленного байкальского комплекса (голоуспенская, улунтуйская и качергатская свиты верхнего протерозоя или рифея), а также непской свиты венда. Соленосный комплекс традиционно начинается с отложений усольской свиты нижнего кембрия, однако вскрытие бурением тирских солей на Пилюдинской, Рассохинской и других площадях дает основание включать в этот комплекс отложения тирской и даниловской свит венда.

Кроме усольской в соленосный комплекс входят отложения бельской, булайской, ангарской и литвинцевской свит нижнего и среднего кембрия. Это пестроцветные переслаивающиеся породы – преимущественно эвапориты, известняки, доломиты, ангидриты. Внутри этой толщи отчетливо выделяются отдельные пласты карбонатов – осинский пласт в низах усольской свиты, бельские карбонаты, булайский пласт (переслаивание доломитов и каменных солей с прослоями ангидритов и известняков), а также множество более мелких прослоев, придающих жесткость соленосному комплексу и способствующих передаче напряжений на большие расстояния. В то же время пластичные соли обеспечивают высокую подвижность пород этого комплекса: здесь фиксируется большинство горизонтов скольжения.

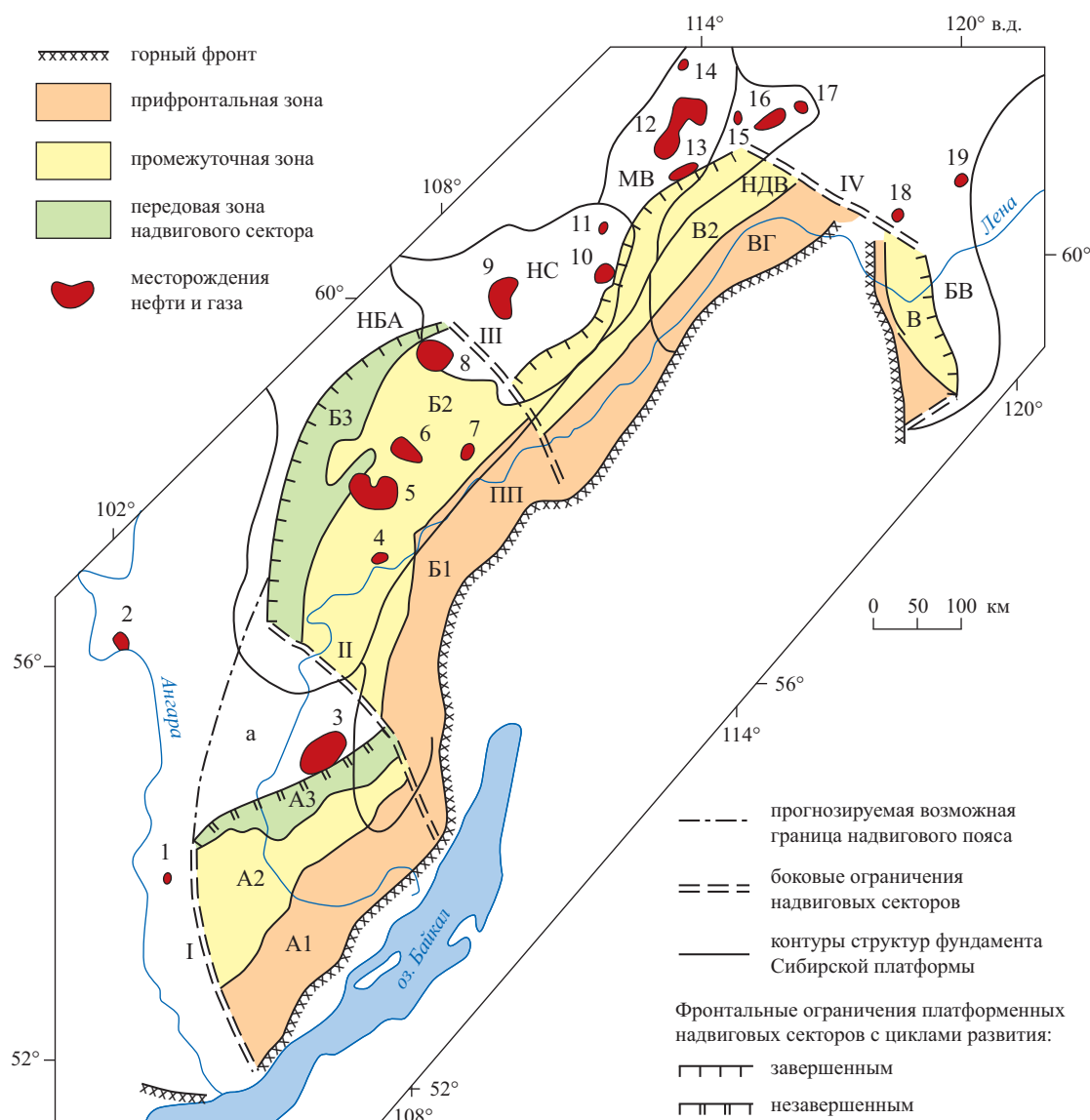
При этом нельзя не принимать во внимание тот факт, что отложения бельской и булайской свит (которые в совокупности и формируют бельско-булайский галогенно-карбонатный комплекс) в разные годы оценивались разными исследователями неоднозначно как в аспекте стратификации, так и в плане потенциальной нефтегазоносности [2–11].

**Ключевые слова:**

Бельско-булайский галогенно-карбонатный комплекс, зоны предполагаемых рапопроявлений, перспективные горизонты бельской и булайской свит, осинско-нижнебельский межрегиональный резервуар.

**Keywords:**

Bielsko-bulaysky halogen-carbonate complex, zone of alleged brine manifestations prospective horizons of Belsko-bulayskaya sequence, Osinsko-Nizhnebel'sky interregional reservoir.



**Месторождения нефти и газа:** 1 – Атовское; 2 – Братское; 3 – Ковыктинское; 4 – Марковское; 5 – Ярактинское; 6 – Дулисминское; 7 – Пилоудинское; 8 – Даниловское; 9 – Верхнечонское; 10 – Нижнехэмакинское; 11 – Кюельское; 12 – Среднеботуобинское; 13 – Хогото-Мурбайское; 14 – Маччобинское; 15 – Иктехское; 16 – Верхневиллючанское; 17 – Виллойско-Джербинское; 18 – Березовское; 19 – Кэдэргинское.

**Зоны Предбайкальского надвигового сектора:** А1 – Божеханская; А2 – Верхоленская; А3 – Жигаловская.

**Зоны Аkitкано-Непского надвигового сектора:** Б1 – Киренгская; Б2 – Марковско-Ичерская; Б3 – Непская.

**Зоны Предпатомского надвигового сектора:** В – Березовская; В1 – Приленская; В2 – Ботуобинская.

**Боковые ограничения:** I – Приангарское; II – Байкало-Усть-Кутское; III – Ичеро-Чайское; IV – Уринское. а – Ковыктинская зона разрушения осадочного чехла.

**Структуры фундамента:** НБА – Непско-Ботуобинская антеклиза; НС – Непский свод; МВ – Мирнинский выступ; ПП – Предпатомский прогиб; НДВ – Нюйско-Джербинская впадина; БВ – Березовская впадина

**Рис. 1. Схема строения Предбайкало-Патомского надвигового пояса**

Во всем многообразии официальных экспертных оценок и частных мнений (начиная с 1970-х гг.) можно выделить три основных направления:

1) булайская свита не имеет самостоятельного стратиграфического значения, а является

подсвитой вышелегающей ангарской свиты. Как потенциальный резервуар для поисков промышленных скоплений УВ не рассматривается (как, впрочем, и белская) (Г.Г. Шемин, В.А. Каширцев, В.И. Демин, Ю.Н. Карагодин, А.В. Мигурский и др.);

2) бельская и булайская свиты – это две равновеликие стратиграфические единицы, образующие два мегарегиональных резервуара (соответственно, бельский и булайский), которые занимают ареал в пределах южной и центральной частей Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП) (И.П. Варламов, А.Э. Конторович, В.М. Лебедев, Н.В. Мельников, В.С. Старосельцев, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Э.Э. Фотиади и др.);

3) перспективной для поисков УВ является только нижнебельская подсвита, но совместно с отложениями усольской свиты в стратиграфическом интервале осинского горизонта (осинско-бельский резервуар) (Т.И. Гурова, Л.С. Чернова, В.Н. Богданова, Н.Е. Гушина, М.А. Замятин, А.М. Казаков и др.).

Рассмотрим отложения бельской и булайской свит.

**Бельский межрегиональный резервуар** занимает южную и центральную части Лено-Тунгусской НГП (рис. 2). Он ограничен областью распространения солей в верхней подсвите бельской свиты.

Проницаемая толща резервуара представлена, главным образом, нижней подсвитой бельской свиты, в которой установлены христофоровский и атовский горизонты. Общая мощность проницаемой части резервуара достигает 300 м, флюидоупора – 70÷525 м. Площадь резервуара – 1140 км<sup>2</sup> [2, 4].

*Христофоровский горизонт* – низы бельской свиты – образован переслаиванием известняков, доломитов, глинистых доломитов и ангидрито-доломитов. В нижней и верхней его частях преобладают более чистые разновидности карбонатов. На Христофоровской площади из пород горизонта получены притоки газа (дебитом 26 тыс. м<sup>3</sup>/сут) и нефти (250÷300 л/сут). На Преображенской площади карбонатные породы христофоровского горизонта характеризуются открытой пористостью 0,48÷16 %, межзерновой проницаемостью 0÷42,3 мД, по макротрещинам – 17,7 мД (средняя), на Шамановской площади пористость – 0,09÷12,2 %, проницаемость – 8,4 мД.

Нижнебельская подсвита в Присяно-Енисейской синеклизе слагается доломитами, микро-, тонко-, мелко- и среднезернистыми, часто с комковатой, сферолитовой структурами, иногда глинистыми или алевролитно-песчанистыми с прослоями доломитовых и доломитизированных известняков и мергелей. Открытая по-

ристость в породах составляет 1,0÷12,5 %, в кавернозных доломитах она увеличивается до 20 %. Проницаемость здесь достигает 16,5÷43 мД (по трещинам – до 60 мД), а в единичных случаях – 600÷1030 мД. Часть пор заполнена солью [4].

На Камовском своде Байкитской антеклизы открытая пористость в карбонатных породах нижнебельской подсвиты составляет 0,4÷8,2 % (в среднем 3,3÷4,6 %), в районе Нижнего Приангарья – 2,4÷37 %.

Из отложений *атовского горизонта* – кровля нижнебельской подсвиты – на Атовской площади получены притоки газа дебитом 18 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Горизонт сложен доломитами и известняками с открытой пористостью 0,5÷16 %, проницаемостью до 83 мД [12].

Разрез верхнебельской подсвиты представлен солями, микрозернистыми доломитами, мергелями, сульфатно-доломитовыми породами, резе с прослоями терригенных пород.

Породы верхнебельской подсвиты в отдельных ее частях также обладают достаточно высокими коллекторскими свойствами. На Камовском своде пористость карбонатов верхнебельской подсвиты равна 0,3÷9,5 % (в среднем 4,6÷5,5 %). Это стилолитизированные кавернозные с форменными элементами доломиты с примесью терригенного материала. В терригенных разностях пористость находится в пределах 2÷15 % (в среднем 5÷10 %), в карбонатах – 2÷22 % (в среднем 4÷18 %), по шлифам – (вторичная) до 25 %. Проницаемость пород изменяется от 0,5 до 25 мД.

На территории Байкитской и Непско-Ботубинской антеклиз бельский резервуар характеризуется как резервуар среднего качества (III класс) [13]. На остальной территории предполагается среднее и низкое качество резервуара – III и IV классы [13].

**Булайский региональный резервуар** распространен в южной и центральной частях Лено-Тунгусской НГП, площадь его ограничена областью распространения соленосного флюидоупора ангарской свиты (см. рис. 2). Результаты бурения Лиственничной, Полигусской и Тутончанской скважин, вскрывших бессолевыми разрезами на уровне ангарской свиты, позволили достаточно точно ограничить зону распространения солей [9]. Резервуар включает карбонатные породы булайской свиты, нижнюю часть ангарской свиты в качестве проницаемого комплекса и соленосную ее

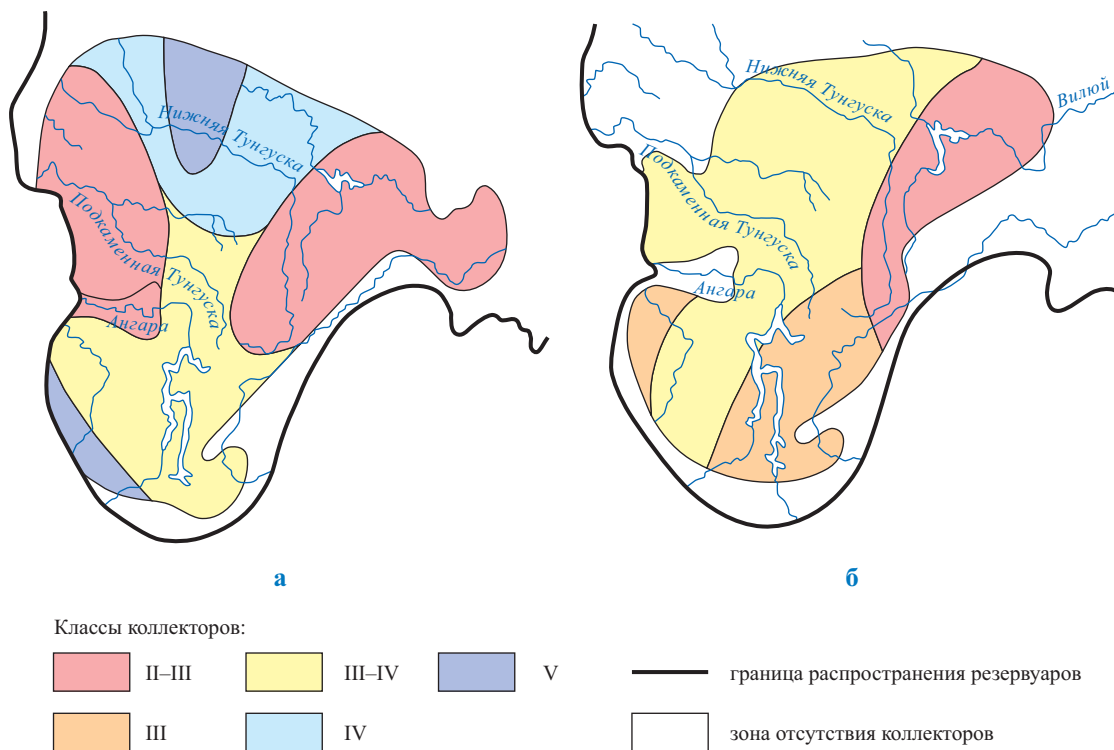


Рис. 2. Ареалы распространения и схемы прогноза качества коллекторов бельского (а) и булайского (б) резервуаров [4, 15]

часть в качестве флюидоупора. Мощность коллекторской части резервуара – 100÷180 м, флюидоупора – до 250 м. Площадь, занятая резервуаром, равна 790 тыс. км<sup>2</sup>. В верхней части булайской свиты установлен *биркинский горизонт* – доломиты, глинистые и алевролитопесчаные доломиты, ангидритизированные доломиты, известняки. Дебиты газа из горизонта – 50÷80 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Открытая пористость пород невелика – 0,8÷2,5 %, отмечены каверны до 2 мм. Проницаемость пород по трещинам – до 70÷80 мД. Отложения булайской свиты в Присяяно-Енисейской синеклизе представлены микрозернистыми доломитовыми известняками, часто комковатыми, органогенно-обломочными, с включениями водорослевых и известковистых доломитов замещения. Значения открытой пористости пород булайской свиты невысокие – 1,5÷6,5 % (в среднем 2÷3 %), и только на Среднинском профиле встречены прослои с пористостью 10÷25 % и проницаемостью отдельных образцов кавернозных доломитов от 10 до 430 мД. Удельная поверхность трещин в карбонатах – 5÷60 м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup>. Открытая пористость пород булайской свиты на Камовском своде – 0,5÷15 % (в среднем 2,5÷3,0 %). На Куюмбинской площади в нижней части свиты распространены глинистые, анги-

дритизированные и микрофитолитовые доломиты, доломито-ангидриты, мергели и аргиллиты. Выше залегают битуминозные, сгустковые, микрофитолитовые разномерные доломиты, иногда окремненные, засоленные, редко с ангидритом. Открытая пористость пород – 1÷3 %, до 5÷10 % каверн заполнены солью, а на Тайгинской площади такие каверны составляют 10÷30 %. На Шамановской площади дебит газа из карбонатов биркинского горизонта составляет 57,6 м<sup>3</sup>/сут. На Непско-Ботуобинской антеклизе керн из этих интервалов не поднимался. Однако в скважинах отмечались зоны поглощения бурового раствора, выброс газа на Верхневилучанском месторождении, что позволяет положительно оценивать коллекторские свойства пород булайской свиты. В отложениях ангарской свиты Присяяно-Енисейской синеклизы существенную роль играют песчано-алевритовые породы. Среди песчаников встречаются средне-мелкозернистые, мелкозернистые, крупно-среднезернистые и неравномернозернистые полевошпат-кварцевые, слюдяные и полевошпат-кварцевые разности. Количество цемента в них изменяется от 15 до 45 % (чаще более 20 %). Пористость в песчаниках и алевролитах изменяется от 2 до 18 % при средних значениях 9÷11 %. В карбонатных по-

родах Присяяно-Енисейской синеклизы пористость –  $1,5 \div 20$  % (в среднем  $5 \div 6$  %), проницаемость – менее 1 мД. Породы трещиноватые. По данным [3, 14], удельная поверхность трещин на Троицкой площади составляет  $62 \text{ м}^2/\text{м}^3$ , трещинная проницаемость – до 190 мД; на Мурманской площади удельная поверхность трещин –  $30 \div 80 \text{ м}^2/\text{м}^3$ . В пределах Ангаро-Ленской ступени и Непско-Ботуобинской антеклизы в описываемом резервуаре в верхней и средней частях ангарской свиты выделен *бильчирский горизонт* мощностью  $110 \div 120$  м, представленный доломитами с включением песчаного и алевроитового материала с прослоями солей и сульфатов [4]. Притоки нефти из горизонта получены на Непской, газа и конденсата – на Южно-Усть-Кутской, Марковской (скв. 5), Христофоровской, Биркинской и Бильчирской (дебит газа составил  $75 \div 100$  тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ ) площадях. Как уже упоминалось, экранируются карбонатные коллекторы солями ангарской свиты. Наиболее насыщена ими верхняя ее часть. Например, на Ванаварской площади соли в ангарской свите составляют 48 % от ее мощности, на южном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы – до 70 %, на севере – до 40 %. В пределах Непско-Ботуобинской антеклизы этот резервуар по качеству отнесен ко II и III, на Ангаро-Ленской ступени к III, в Присяяно-Енисейской синеклизе к III–IV классам [7].

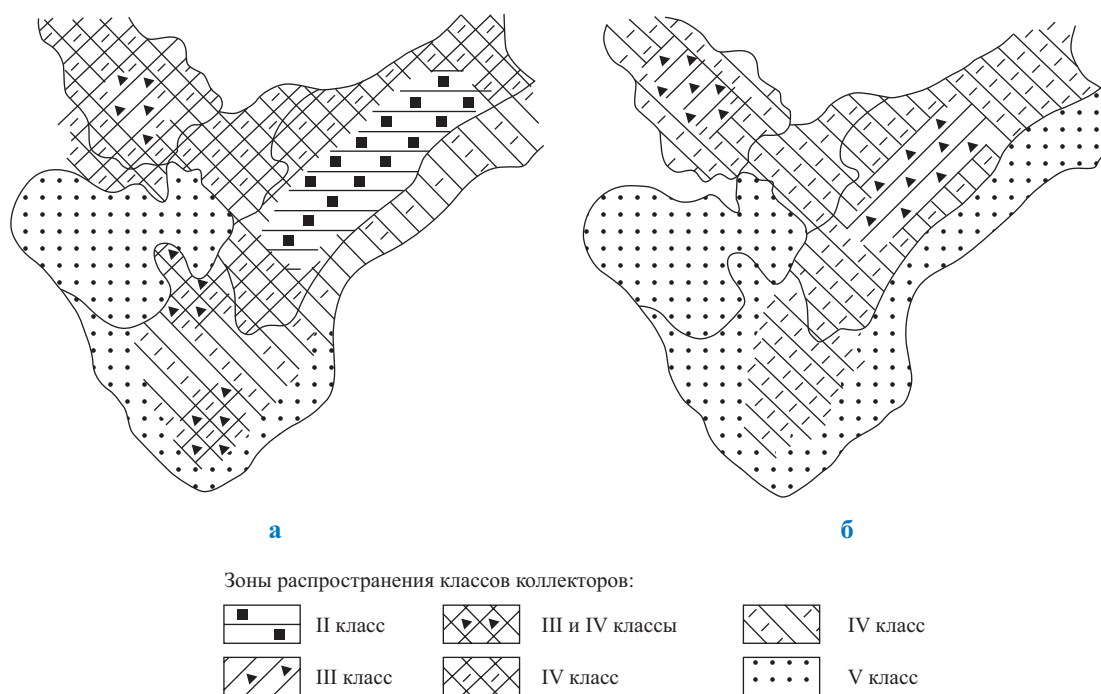
**Осинский резервуар** регионально выдержан на территории юга и центральной части Сибирской платформы в отложениях усольской свиты нижнего кембрия. В проницаемой части он состоит из пород осинского продуктивного горизонта мощностью  $50 \div 100$  м [2, 4]. Его максимальная мощность отмечена в Присяяно-Енисейской синеклизе, минимальная – на юге Ангаро-Ленской ступени. Флюидоупором в резервуаре служат карбонатно-галогеенные породы надосинской пачки усольской свиты мощностью  $100 \div 200$  м.

В разрезе осинского горизонта преобладают известняки и доломиты, в подчиненном количестве присутствуют прослои ангидридо-доломитов, ангидритов, редко мергелей, аргиллитов и солей. Однако осинский горизонт неоднороден по своему составу и строению. Доломиты доминируют в Присяяно-Енисейской синеклизе и Ангаро-Ленской ступени, известняки – в Непско-Ботуобинской антеклизе, более или менее равномерно эти породы распределены между собой в Камовском своде. На северо-

востоке Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НГО) в горизонте преимущественно доломитового состава до 15 % составляют прослои аргиллитов. Существенная особенность пород осинского горизонта – значительное содержание водорослевых и микрофитолитовых образований, присутствие скелетной органики, составляющей иногда  $60 \div 90$  % породы. Наблюдается двух- и трехчленное строение разрезов, причем обогащение пород водорослевыми компонентами большей частью свойственно средним участкам разрезов. Преимущественно в горизонте распространены коллекторы смешанного типа: порово-каверновые, каверново-поровые, трещинно-поровые, кавернозные и трещинно-поровые, стилолитно-поровые и поровые [8, 15, 16]. Среди пустот встречаются поры остаточные, седиментогенные, перекристаллизации, каверны, выщелачивания и прослойные макро- и микротрещины. Размеры пор –  $0,016 \div 0,8$  мм (в среднем  $0,08 \div 0,17$  мм), каверн – до 15 мм. Удельная поверхность тектонических трещин – до  $25 \text{ м}^2/\text{м}^3$ . Благоприятные факторы для формирования коллекторов – образование биогенных построек и постседиментационные процессы перекристаллизации и выщелачивания. Осинский горизонт перекрыт карбонатно-галогеенными породами. На рис. 3 представлены схематические карты осинского и нижнебельского резервуаров. Коллекторы распространены на значительной территории Непско-Ботуобинской антеклизы и перекрыты карбонатно-галогеенными породами. Некоторые исследователи [4] отнесли эти зоны к резервуарам высокого и среднего качества. Открытая пористость пород –  $0,5 \div 24$  %, межзерновая проницаемость – в основном  $(0,1 \div 269) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , трещинная проницаемость – от 0 до  $48 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ .

На значительных территориях Непско-Ботуобинской антеклизы и Ангаро-Ленской ступени распространены резервуары с коллекторами низкого качества (IV класс), что обусловлено отсутствием коллекторов с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Открытая пористость пород в этих районах –  $0,2 \div 10$  %, межзерновая проницаемость –  $(0 \div 15) \cdot 10^{-5} \text{ м}^2$ , трещинная –  $(0 \div 3) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , редко до  $25 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . На Байкитской антеклизе в проницаемой части резервуар представлен породами с открытой пористостью  $0,1 \div 10$  %, межзерновой проницаемостью  $(0 \div 7) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , трещинной проницаемостью  $(0 \div 167) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  (иногда более). Учитывая высокие экранирующие





**Рис. 3. Ареалы распространения и схемы прогноза качества коллекторов осинского (а) и нижнебельского (б) резервуаров нижнего кембрия центральной и южной частей Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции [4, 15]**

свойства пород флюидоупора, качество резервуара в целом оценивается этими исследователями как среднее, а его отдельных участков – как низкое.

В Присяяно-Енисейской зоне и прибортовых участках платформы на юге и юго-востоке фактически отмечается отсутствие промышленного резервуара нефти и газа, пористость пород – менее 5 % (практически непроницаемы), единичны прослои коллекторов VI класса (проницаемость – менее  $0,01 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ).

**Нижнебельский межрегиональный резервуар** занимает южную и центральную части Лено-Тунгусской НПП, мощность его проницаемой части – до 300 м, флюидоупора – 70÷525 м.

Проницаемая часть резервуара представлена породами нижнебельской подсвиты (преимущественно известняками и доломитами, в подчиненном количестве встречаются аргиллиты, мергели, ангидрито-доломиты, ангидриты). Вблизи обрамления Присяяно-Енисейской синеклизы и Ангаро-Ленской ступени до 45 % разреза нижнебельской подсвиты составляют песчаники и алевролиты, разнообразные по гранулометрическому составу и количеству полиминерального цемента. В центральных частях Присяяно-Енисейской синеклизы и Ангаро-Ленской ступени 50÷100 % раз-

реза сложены доломитами, прослои известняков составляют до 25 % от мощности разреза. Встречаются также прослои мергелей, аргиллитов, соли сульфатов. Породы стилолитизированные и трещиноватые. Известняки преобладают в разрезах подсвиты на Камовском своде и Катангской седловине, на юго-западе Непско-Ботуобинской антеклизы (50÷75 %), а доломиты и глинистые породы имеют подчиненное значение, редко отмечаются маломощные прослои каменной соли [2, 4, 15].

На остальной части Непско-Ботуобинской антеклизы доминируют доломиты, второстепенная роль принадлежит известнякам и аргиллитам.

В нижнебельском резервуаре два продуктивных горизонта: христофоровский (нижняя часть нижнебельской подсвиты) и атовский (кровельная часть нижнебельской подсвиты).

Флюидоупором в нижнебельском резервуаре служат соленосные отложения нижнебельской подсвиты, на большей части территории представленные мощными пластами каменной соли, переслаивающимися глинистыми доломитами, мергелями, сульфатно-доломитовыми породами. Вблизи обрамления в одних разрезах доминируют алевролиты, подчиненное значение имеют песчаники, доломиты, редко встречаются аргиллиты, в дру-

гих главная роль принадлежит доломитам, остальные типы пород имеют подчиненное значение. В южных районах в разрезах флюидоупора пласты каменной соли (мощностью 10÷25 м) составляют 25÷50 %, по направлению к центру (Непско-Ботуобинская антеклиза, Катангская седловина, значительная часть Ангаро-Ленской ступени) ее содержание увеличивается до 50÷75 %. Пласты каменной соли служат надежным экраном потенциально продуктивных горизонтов.

Лучшими качествами для формирования и сохранения УВ обладает резервуар в пределах Байкитской, Непско-Ботуобинской антеклиз и Катангской седловины. Здесь распространены коллекторы с межзерновой проницаемостью  $(0÷403) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , трещинной проницаемостью  $(0÷5) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , открытой пористостью 0,2÷21 % (в основном 5÷10 %), иногда прослоями до 15÷21 %. Породы экранированы пластами каменной соли и глинистых доломитов. Из отложений атовского горизонта в кровле нижнебельской подсвиты (Атовская площадь) получены притоки газа. Горизонт сложен известняками и доломитами с проницаемостью до  $83 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  и открытой пористостью 0,5÷16 %. Разрез верхнебельской подсвиты представлен солями, доломитами, мергелями, ангидрито-доломитами, иногда с прослоями терригенных пород. Внутри разреза верхнебельской подсвиты выявлены пласты возможных коллекторов УВ [4]. Это кавернозные карбонатные породы пористостью 2÷22 % (в среднем 4÷18 %) и песчаники пористостью 2÷15 % (в среднем 5÷10 %). Однако пласты каменной соли и ангидритов надежно экрануют проницаемую часть нижнебельского резервуара.

#### **Бельско-булайский галогенно-карбонатный комплекс в пределах Ковыктинского лицензионного участка**

Ковыктинское газоконденсатное месторождение (ГКМ) в соответствии с принятым нефтегазгеологическим районированием находится в пределах Ангаро-Ленской НГО. Глубоким бурением выявлен ряд перспективных объектов, которые могут содержать залежи УВ (рис. 4). Перспективные горизонты сверху вниз по разрезу можно объединить в три группы, соответствующие комплексам осадочных образований определенного генезиса:

- келорский, бильчирский, биркинский, атовский, христофоровский, балыхтинский и

осинский горизонты, входящие в состав галогенно-карбонатного комплекса;

- усть-кутский, относящийся к сульфатно-карбонатному;
- парфеновский (с доказанными промышленными запасами УВ), боханский и базальный, приуроченные к терригенному комплексу.

Следует отметить, что, по данным ОАО «РУСИА Петролеум» 2004 г., в процессе поисково-разведочного бурения на Ковыктинском ГКМ в исследуемом интервале разреза были отмечены не только косвенные признаки нефтегазоносности, но и участки интенсивного рапопроявления (рис. 5), что создавало значительные осложнения при бурении скважин: некоторые из них даже не подлежали капремонту из-за так называемого соляного столба – перелив рапы через устье. Капремонт остальных скважин накладывал на недропользователя значительное финансовое бремя, так как фактически это означает бурение скважины усложненной конструкции и по специальной технологии, а именно:

- проходка галогенно-карбонатной толщи на утяжеленном растворе с удельным весом 2,2 г/см<sup>3</sup>, для которого требуется весьма сложная технология утилизации;
- использование нестандартной обсадной колонны, выдерживающей горное давление 42÷45 МПа (вместо привычных 8÷9 МПа).

#### **Нелбинско-Толбачанский нефтегазоносный карбонатный комплекс (НГКК) как литолого-стратиграфический аналог бельско-булайского галогенно-карбонатного комплекса. Чаяндинское НГКМ**

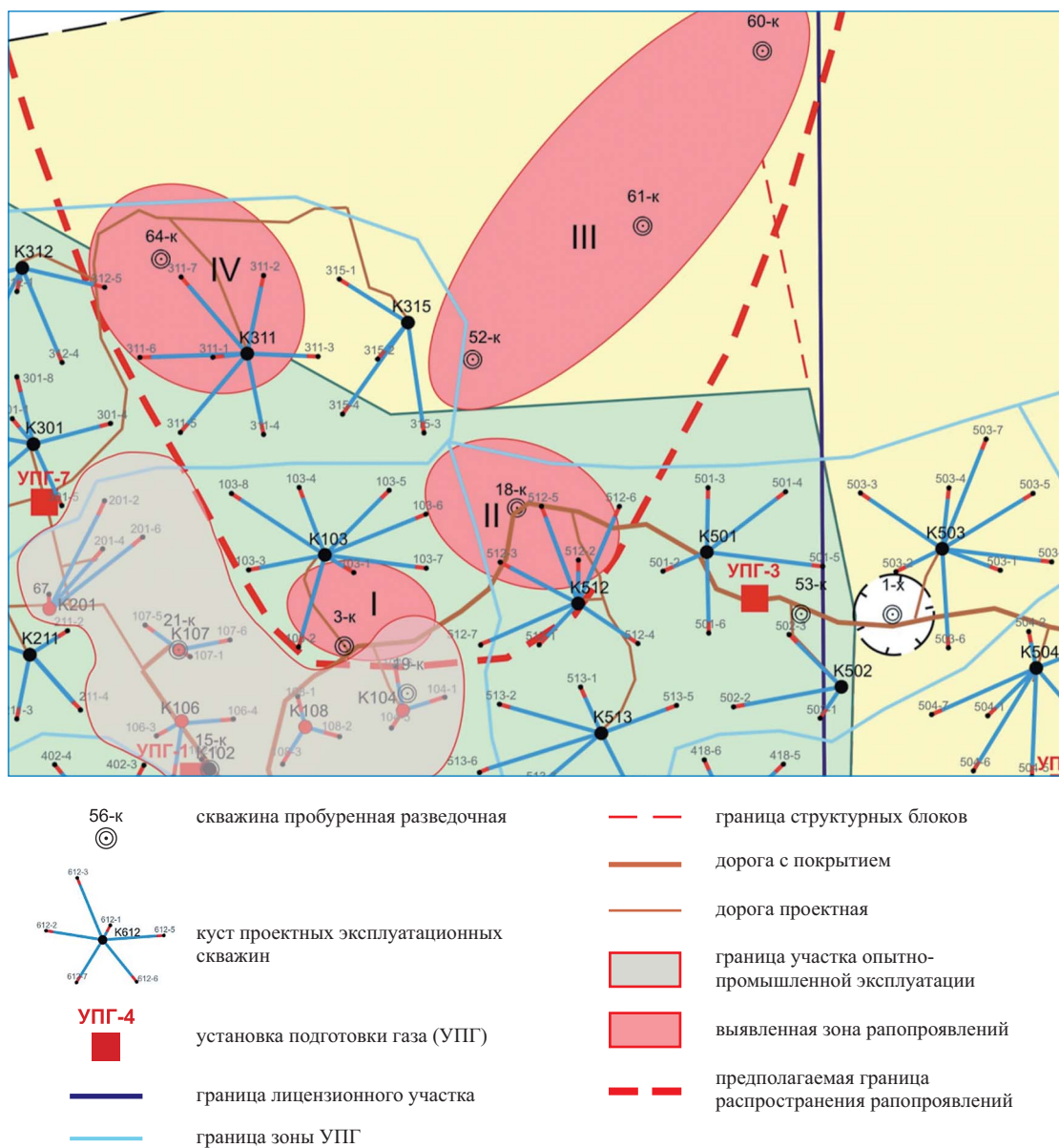
На территории юго-западной Якутии стратиграфическому уровню бельско-булайского галогенно-карбонатного комплекса геохронологически и литолого-фациально соответствуют отложения нелбинской, толбачанской и эльгянской свит, которые здесь повсеместно характеризуются повышенной глинистостью и незначительной трещиноватостью; пористость их уменьшается до долей процента, а проницаемость практически равна пулю (рис. 6).

Некоторыми исследователями [11] эти отложения отнесены к нелбинско-толбачанскому НГКК, отложения которого, на их взгляд, бесперспективны для поисков сколько-нибудь значительных скоплений УВ. Нефтегазопроявления в карбонатах этого комплекса установлены лишь в пределах Непско-Ботуобинского

Система	Отдел	Свита подвига	Структурный комплекс	Лито-логический комплекс	Толщина, м	Литология	Характеристика пород	Горизонты, пласты-коллекторы	Примечания	
Кембрийская	Ордовикская	О <sub>1</sub>	Усть-кут-ийская	Надсолевой	780–110		Песчаники, алевролиты, мергели вишнево-красные, коричневые с прослоями аргиллитов, доломитов, реже – известняков		Поглощение промывочной жидкости	
		Є <sub>2,3</sub>	Верхне-коленская + илгинская							
	Є <sub>1</sub>	Солевой	Є <sub>1-2</sub>	Литвинцевская	Галогенно-карбонатный	1880–2030		Переслаивание доломитов, каменных солей с прослоями доломито-ангидритов, известняков	Кепорский	Поглощение промывочной жидкости
			Ангарская	Поглощение промывочной жидкости, газопроявления до 100 тыс. м <sup>3</sup> /сут (скв. 27)						
			Булайская							
			Бельская	Поглощение промывочной жидкости, газопроявления (скв. 59, 61; в скв. 18 – до 20 тыс. м <sup>3</sup> /сут						
			Усольская							
			Христофоровский	Поглощение промывочной жидкости, водопроявление (скв. 3)						
			Балытинский							
			Осинский	Поглощение промывочной жидкости. Приток высокоминерализованной пластовой воды – до 4,8 тыс. м <sup>3</sup> /сут (скв. 18, 52)						
Венд	V	Мотская	Подсолевой	Сульфатно-карбона	250–270		Доломиты с прослоями ангидритизированные глинистые	Усть-кутский		
								Средняя + верхняя		
Рифей	R <sub>3</sub>	Ушаковская	Терригенный	320–390		Переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов	Парфеновский	Газ, конденсат		
							Нижняя	Боханский	Газ, вода	
Архей							Кристаллический фундамент			
			аргиллиты		доломиты		ангидриты		глинистые доломиты	
			алевролиты		известняки		мергели			
			песчаники		каменная соль		кристаллические породы			

Рис. 4. Ковыктинское ГКМ. Расположение перспективных горизонтов бельской и булайской свит в литолого-стратиграфическом разрезе (по данным ОАО «РУСИА Петролеум»)





**Рис. 5. Ковыктинское ГКМ. Выкопировка из схемы прогноза зон рапопроявлений (поля запасов УВ категорий  $C_1$  и  $C_2$  показаны соответственно зеленым и желтым цветом)**

нефтегазоносного района. Здесь же в процессе бурения на ряде площадей отмечались многочисленные поглощения бурового раствора. В Нелбинской, Мурбайской и Сюльдюкарской параметрических скважинах при вскрытии отложений толбачанской и эльгянской свит отмечались непромышленные притоки нефти. Установленные высокопористые интервалы не имеют определенной приуроченности к какой-либо части комплекса. Их суммарная толщина увеличивается в сводовых частях локальных поднятий. Возможно, что она будет выше в более высокоамплитудных структурах, в связи с чем отложения толбачанской и эльгянской свит при поисках нефти и газа могут представлять определенный

интерес (на среднесрочную и дальнюю перспективу). При этом необходимо учитывать, что наличие большого числа непроницаемых прослоев в пределах северо-восточного окончания Непско-Ботуобинской антеклизы значительно снижает перспективы их нефтегазоносности. В пределах самого Чаяндинского участка недр, расположенного в пределах Непско-Ботуобинского нефтегазоносного района, нефтегазопроявлений и рапопроявлений из вышеназванных отложений не отмечалось.

Суммируя вышеизложенное, можно сделать следующие выводы:

- несмотря на тот факт, что основные доказанные и перспективные запасы УВ в пределах

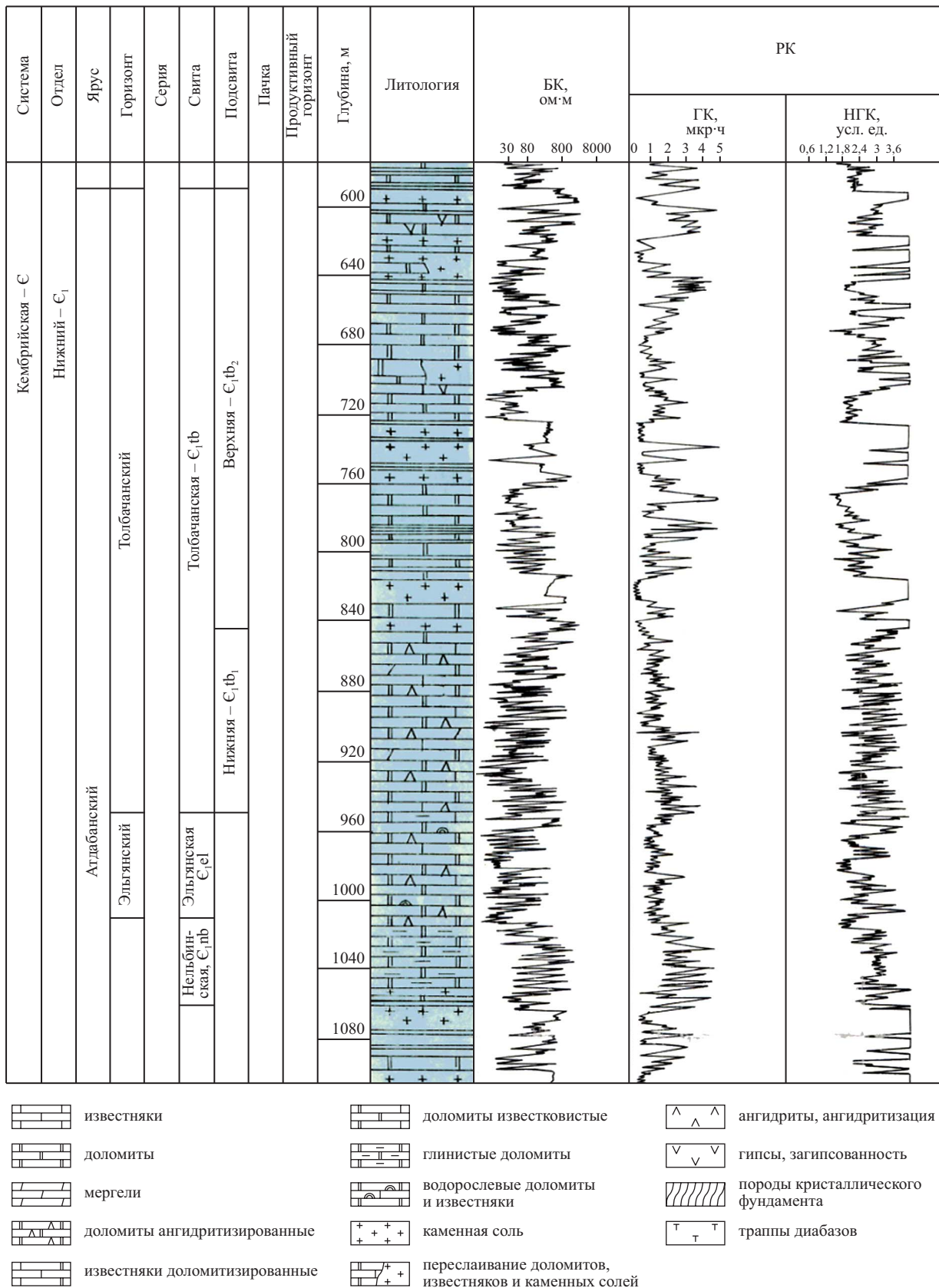


Рис. 6. Чаиндинское НГКМ. Сводный геолого-геофизический разрез (фрагмент) стратиграфического интервала Нелбинско-толбачанского НГКК – литолого-фациального аналога отложений бельско-булайского галогенно-карбонатного комплекса

Лено-Тунгусской НПП приурочены стратиграфически к терригенным коллекторам базальных горизонтов венда, бельско-булайский галогенно-карбонатный комплекс (и его хроностратиграфические и литолого-фациальные аналоги) также следует признать потенциально нефтегазоносным;

- в названных карбонатных коллекторах нижнего и среднего кембрия, перекрытых галогенными покрывками, залежи УВ выявлены на Марковском, Среднеботуобинском, Верхневиллючанском, Виллойско-Джербинском, Подкаменном, Даниловском и Преображенском месторождениях;

- в осадочном чехле рассматриваемой провинции может быть выделен ряд резервуаров нефти и газа и входящих в их состав продуктивных и возможно продуктивных горизонтов.

В отложениях кембрийской галогенно-карбонатной толщи промышленно продуктивны костинский, осинский, юряхский, усть-кутский и преображенский горизонты. Следует отметить, что полупромышленные или единичные непромышленные притоки нефти и газа в этой толще получены еще из ряда горизонтов на многих площадях Иркутского амфитеатра и Туруханского района (балыхтинский, христофоровский, атовский, биркинский, бильчирский, келорский) [2]. Однако отсутствие здесь промышленных залежей не позволяет пока относить эти горизонты к регионально- и зонально-продуктивным.

**Костинский продуктивный горизонт** приурочен к прикровельной части костинской свиты. Продуктивность его доказана на Подкаменном месторождении. Кроме того, из этой части разреза получены промышленные притоки газа в ряде скважин Сухотунгусской площади, притоки воды – в Анакитской (до 650 м<sup>3</sup>/сут), Тутончанской и Тунгусской (до 310 м<sup>3</sup>/сут) скважинах. Сложен горизонт доломитами пористыми, кавернозными. Его внутреннее строение и характер экранирования изучены недостаточно. Горизонт распространен на значительной части Северо- и Южно-Тунгусской фациальных областей [3, 4, 14, 15].

**Осинский продуктивный горизонт** приурочен к низам усольской свиты. Он уверенно прослеживается в разрезах всех скважин Иркутско-Тунгусской галогенно-карбонатной фациальной области [2, 15]. Состав пород доломитовый с подчиненными прослоями известняков. Мощность горизонта – 30÷50 м.

Большую роль в обеспечении его фильтрационно-емкостных параметров играют процессы вторичных изменений пород и проявления трещиноватости. Открытая пористость колеблется от 0,1 до 10÷12 %, проницаемость (в том числе трещинная) – 0÷2000 мД. Горизонт промышленно нефтегазоносен на Марковском и Среднеботуобинском месторождениях. Кроме того, притоки нефти и газа в единичных скважинах получены на Атовской, Южно-Радуйской, Осинской, Илимской и других площадях.

Характерная особенность продуктивного горизонта – массивный характер резервуара, контролируемый участками повышенной трещиноватости пород в зонах развития дизъюнктивных дислокаций и локальными участками вторичных изменений пород, способствующих улучшению их фильтрационно-емкостных свойств. Роль региональной покрывки выполняют надосинские пачки каменных солей усольской свиты, в некоторых случаях экранами служат верхние непроницаемые прослои самого осинского горизонта [3, 4, 14, 15].

**Юряхский продуктивный горизонт** приурочен к верхней части иктехской свиты. Разлит на северо-востоке Непско-Ботуобинской антеклизы в зоне замещения подосинских каменных солей карбонатными разностями. Промышленная продуктивность отложений доказана на Верхневиллючанском и Виллойско-Джербинском месторождениях. Сложен горизонт в основном доломитами пористыми, слабокавернозными [3, 4, 14, 15]. Открытая пористость пород изменяется от единиц до 18÷20 %, абсолютная газопроницаемость достигает 25÷28 мД, остаточная водонасыщенность – 10÷60 %. Общая мощность горизонта составляет 40÷42 м, мощность его верхней продуктивной части – 14÷16 м. В южных районах Непско-Ботуобинской антеклизы возрастным аналогом юряхского горизонта является усть-кутский. Последний залегает в кровле мотской свиты, сложен кавернозными доломитами. Промышленная нефтеносность горизонта доказана на Даниловской площади.

**Преображенский продуктивный горизонт** относится к нижней части средне-мотской подсвиты. Состав пород карбонатный. Газоносность отложений доказана на Преображенской и Даниловской площадях [3, 4, 14, 15].

Как было отмечено выше, обзор нефтегазоносных горизонтов в разрезе кембрия и докембрия Сибирской платформы показывает, что основные залежи нефти и газа

приурочены к терригенной, вендской части осадочного чехла. В то же время в гораздо более мощном нижне-среднекембрийском галогенно-карбонатном комплексе обнаружено сравнительно мало промышленных скоплений УВ. Не исключено, что причина этого несоответствия кроется в недостаточном количестве рациональных методик поисковых работ.

Большее внимание, по-видимому, следует уделять вопросам поисков зон замещений каменных солей карбонатными породами (на всех без исключения иерархических уровнях – локальном, зональном и региональном), в которых возможно обнаружение промышленно продуктивных горизонтов типа юрхского.

### Список литературы

1. Сметанин А.В. Предбайкало-Патомский надвиговый пояс / А.В. Сметанин // Геология нефти и газа. – 2000. – № 1.
2. Анциферов А.А. // Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.А. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов; под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981.
3. Воробьев В.Н. Межрегиональная корреляция / В.Н. Воробьев, А.О. Ефимов, Н.В. Мельников // Геология и нефтегазоносность Лено-Тунгусской провинции. – М.: Недра, 1977.
4. Гурова Т.И. Литология и условия формирования нефти и газа Сибирской платформы / Т.И. Гурова, Л.С. Чернова, Н.Е. Богданова. – М.: Недра, 1988.
5. Карасёв И.П. Геология и нефтегазоносность юга Восточной Сибири / И.П. Карасёв. – М.: Недра, 1969.
6. Казаринов В.В. Геохимическая характеристика нефтей и газов Хапчагайского поднятия Вилуйской синеклизы / В.В. Казаринов, А.Э. Конторович, Р.Е. Мачинская // Материалы по геологии и нефтегазоносности Восточной Сибири: сб. науч. тр. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1967.
7. Краснов И.И. Геология Сибирской платформы / И.И. Краснов, М.Л. Лурье, В.Л. Масайтис. – М.: Недра, 1966.
8. Марьенко Ю.И. Нефтегазоносность карбонатных пород / Ю.И. Марьенко. – М.: Недра, 1978.
9. Мельников Н.В. Геология и нефтегазоносность Лено-Тунгусской провинции / Н.В. Мельников. – М.: Недра, 1977.
10. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина) / Г.Г. Шемин. – Новосибирск: СО РАН, 2007.
11. Юхмина В.М. Нефтегазоносность карбонатных отложений юго-западной Якутии / В.М. Юхмина, В.М. Дьяченко // Геологические и экономические аспекты освоения нефтегазовых ресурсов Якутии. – Якутск: Якутский филиал СО АН СССР, 1988.
12. Шашин С.Г. Рекомендации к исследованию пород-коллекторов нефтегазоносных горизонтов / С.Г. Шашин, Л.А. Будда, Н.И. Комарова и др. – Иркутск: Изд-во Иркутского университета, 1977.
13. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А.А. Ханин. – М.: недра, 1969. – С. 53–57.
14. Воробьев В.Н. Корреляция кембрийских галогенно-карбонатных отложений Иркутского амфитеатра, Ботуобинского района и Берёзовской впадины / В.Н. Воробьев, А.О. Ефимов, М.А. Жарков и др. // Геология и геофизика. – 1978. – № 7.
15. Гурова Т.И. Методические рекомендации по изучению и научному прогнозированию резервуаров нефти и газа / Т.И. Гурова, Л.С. Чернова, Р.С. Рояк // Труды СНИИГГиМС. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1986.
16. Кузнецов В.Г. Органогенные постройки кембрия Непско-Ботуобинской антеклизы (Сибирская платформа) / В.Г. Кузнецов, О.В. Дон // Бюлл. МОИП. – 1984. – № 5.