

УДК 553.046

**В.Е. Крючков, А.А. Пензин**

## Перспективы увеличения разведанных запасов углеводородов Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения

**Ключевые слова:**

Чаяндинское месторождение, породы-коллекторы, породы-флюидоупоры, углеводороды, запасы, доразведка.

**Keywords:**

Chayanda field, reservoir rocks, fluid-trap rocks, hydrocarbons, reserves, supplementary exploration.

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) – базовое месторождение Якутского центра газодобычи – расположено на северо-восточном склоне Непского свода Непско-Ботуобинской антеклизы. Месторождение разбито дизъюнктивными нарушениями на несколько тектонических блоков [1], отделено от Талаканского месторождения грабенообразным прогибом. В осадочном чехле Чайядинского НГКМ выделяются 3 крупных литологических комплекса (рис. 1): 1) терригенные отложения нижнего венда; 2) карбонатные отложения верхнего венда; 3) соленосно-карбонатная толща нижнего кембрия. Геологический разрез нижнего венда Чайядинского НГКМ сложен толщей переслаивания песчаников, алевролитов, глинистых алевролитов, аргиллитов. Промышленные залежи углеводородов (УВ) выявлены<sup>1</sup> в трех горизонтах нижнего венда: талахском, хамакинском, ботуобинском (см. рис. 1).

Талахский газоносный горизонт (толщина 30–75 м) залегает в основании вендского комплекса. Породы-коллекторы представлены преимущественно мелко-среднезернистыми кварц-полевошпатовыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами с прослоями и линзами плотных глинистых алевролитов. Покрышкой газовой залежи служит толща переслаивания аргиллитов и глинистых алевролитов (70–95 м).

Хамакинский газоносный горизонт (толщина 4–46 м) представлен переслаиванием серых и темно-серых песчаников, алевролитов, аргиллитов. Коллекторами, вмещающими УВ, служат кварцевые и полевошпат-кварцевые песчаники с глинистым и ангидритовым цементом, разделенные пропластками и линзами плотных глинистых алевролитов и аргиллитов. Флюидоупором хамакинской залежи служат аргиллиты паршинской свиты.

Ботуобинский продуктивный горизонт залегает в кровле вендского терригенного комплекса, развит на территории месторождения не повсеместно. Максимальные толщины (около 30 м) отмечаются в северной части месторождения, в южном блоке горизонт выклинивается. Коллекторами, вмещающими газовую залежь с нефтяной оторочкой, служат преимущественно кварцевые, реже кварц-полевошпатовые мелко- и среднезернистые песчаники, крупнозернистые алевролиты с карбонатным, глинистым и сульфатным цементом. Покрышкой ботуобинской залежи УВ в настоящее время принято считать вышележащий доломитовый пласт верхнебюкской подсвиты верхнего венда, толщина которого на территории Чайядинского НГКМ изменяется от 13 до 110 м.

В продуктивных пластах нижнего венда Чайядинского НГКМ отмечается значительная изменчивость фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород как по латерали, так и по разрезу, обусловленная частым переслаиванием пористых песчаников и алевролитов с глинистыми разностями этих пород [2]. Пористость изменяется от долей процента до 21 %.

<sup>1</sup> См. рис. 2 в ст. Литолого-фациальные и геодинамические условия формирования вендских отложений Чайядинского месторождения / В.Е. Крючков, А.Г. Медведев, И.Б. Извеков // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 202.

Терригенные отложения нижнего венда вверх по разрезу сменяются трехсотметровым карбонатным комплексом верхнего венда, сложенного доломитизированными известняками различных структурно-генетических типов. Преобладают плотные и слабопористые глинистые доломиты с тонкими прослоями аргиллитов. Пористые доломиты (пористость до 12–14 %) распространены в виде небольших по мощности пластов толщиной до 7–10 м. В кровле карбонатного комплекса выделяется пористо-кавернозный доломитовый пласт осинского горизонта (толщина 30–40 м), на отдельных блоках характеризующийся высокими значениями ФЕС. Осинский горизонт перекрыт соленосным пластом усольской свиты нижнего кембрия.

Геологический разрез нижнего кембрия на Чаяндинском НГКМ представлен толщей переслаивания доломитов, солей и ангидритов. В составе карбонатных пластов, по данным каротажа, выделяются пористые пропластки. Соленосные пласты нижнего кембрия служат надежными флюидоупорами, за пределами их распространения на территории Сибирской платформы скопления УВ не выявлено.

Анализ результатов геологоразведочных работ (ГРП), выполненных на Чаяндинском НГКМ, показал низкую степень изученности экранирующих свойств пород-флюидоупоров, перекрывающих продуктивные пласты, а также карбонатных отложений верхнего венда и нижнего кембрия. Флюидоупоры, перекрывающие талахский и хамакинский продуктивные горизонты, представлены неоднородными толщами переслаивания пластов аргиллитов (мощность от долей метра до 3–5 м) и глинистых алевролитов (мощность от долей метра до 20 м). Степень глинизации алевролитов различна, содержание глинистых частиц в составе пород-флюидоупоров превышает 70 %. С увеличением в составе пород обломочного материала экранирующие свойства флюидоупоров ухудшаются. Пласты аргиллитов и глинистых алевролитов, экранирующих талахскую и хамакинскую залежи на Чаяндинском НГКМ, можно рассматривать как внутрирезервуарные покрышки, имеющие локальное распространение.

В качестве пласта-флюидоупора, экранирующего залежь УВ ботубинского горизонта, рядом исследователей рассматривается нижний пласт доломитов буюкской подсвиты верхнего венда. Эти представления, по мнению

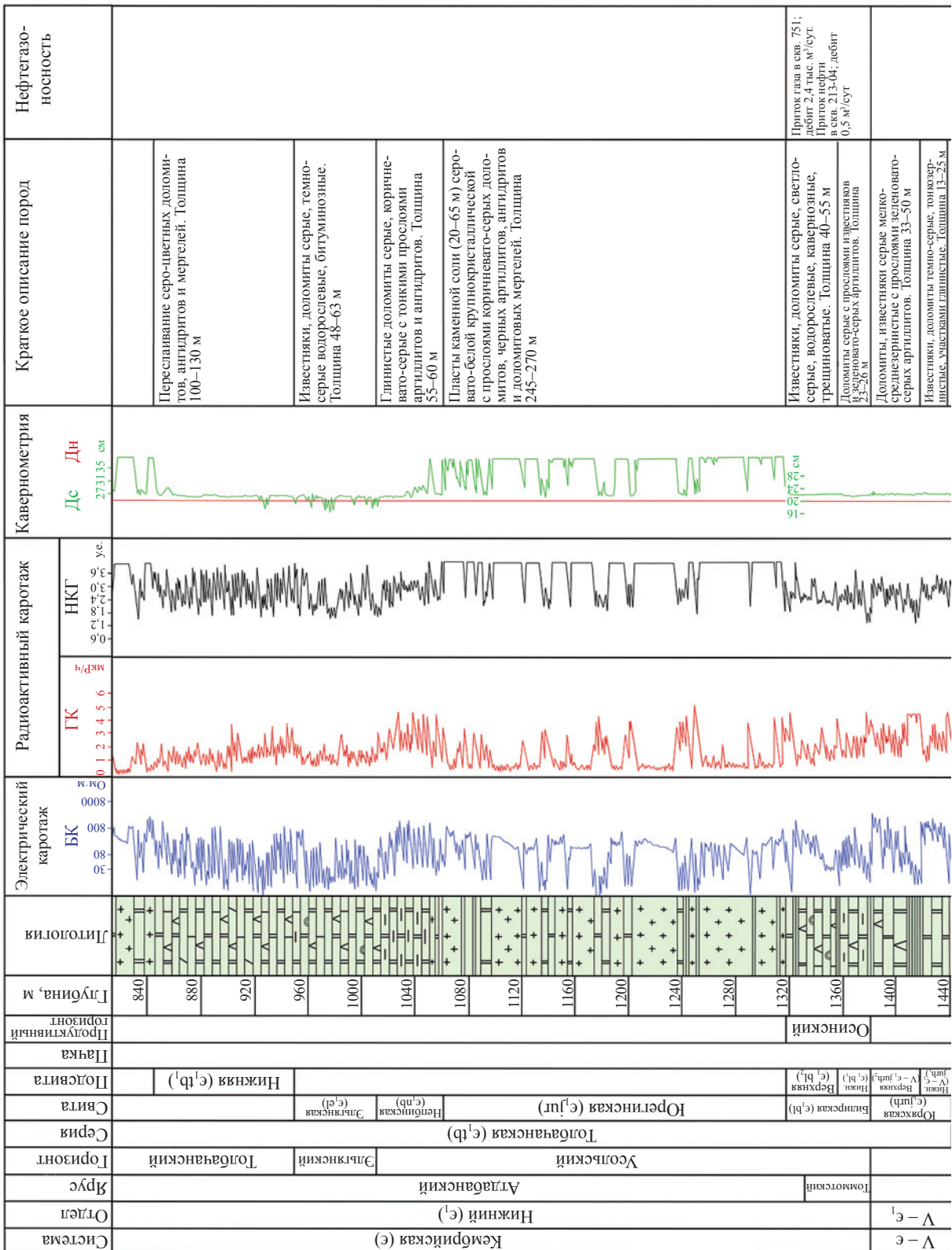
авторов, с большой степенью вероятности можно считать ошибочными. Доломиты, перекрывающие ботубинский горизонт, не могут обладать экранирующими свойствами в силу следующих особенностей:

1) строение пласта-флюидоупора неоднородно. Он сложен переслаивающимися пористыми и плотными, в различной степени глинистыми доломитами с линзовидными прослоями аргиллитов. Пористость доломитов изменяется от долей процента до 10–12 %;

2) все карбонатные породы, в том числе наиболее плотные разности, характеризуются наличием небольшого объема пор (доли процента) и обладают свойством флюидопроводности;

3) для осадочного чехла древней Сибирской платформы характерна интенсивная дизъюнктивная нарушенность, что обусловило высокую степень трещиноватости осадочных пород, в том числе карбонатных. Плотные доломиты, обладая низкими ФЕС, не являются хорошими покрышками. Специалисты-литологи, изучающие карбонатные породы, не рассматривают их в качестве пород-флюидоупоров. Карбонатные пласты могут экранировать залежи УВ лишь на отдельных участках месторождения при наличии в их составе глинистых прослоев, запечатывающих трещины и поры;

4) анализ результатов испытаний на приток Чаяндинского НГКМ, проведенных в открытом стволе скважин, показал, что интервал испытанных отложений ботубинского горизонта во многих продуктивных скважинах довольно широк. Испытания охватывают не только продуктивный ботубинский горизонт, но и значительную часть вышележащих карбонатных пород верхнего венда (рис. 2). Возможно, притоки углеводородов в процессе испытания помимо ботубинского горизонта получены также из перекрывающих его доломитов, в составе которых присутствуют пористые разности. Раздельное испытание доломитового пласта, перекрывающего залежь ботубинского горизонта, проводилось в открытом стволе в скв. 32103 и 32106 северного блока. Получены промышленные притоки газа в объеме 198,9 и 227 тыс. м<sup>3</sup>/сут соответственно (см. рис. 2). В эксплуатационной колонне испытаний на приток пористых (по данным каротажа и описаний керна) карбонатных пластов на Чаяндинском месторождении, к сожалению, не проводилось;



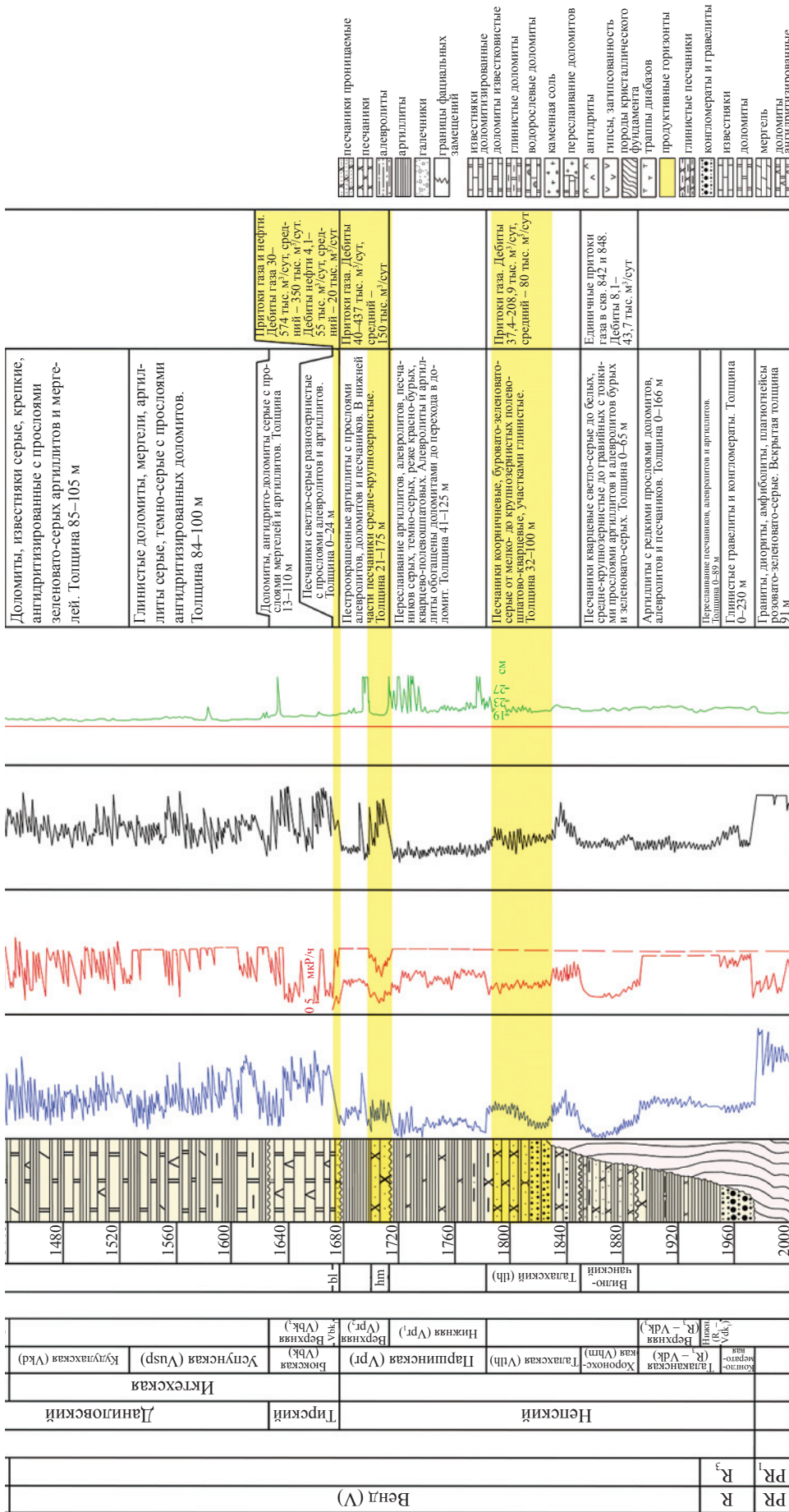


Рис. 1. Сводный геологический разрез Чаяндинского НГКМ (по материалам ООО «Газпром геологоразведка»): БК – боковой каротаж; ГК – гамма-каротаж; НГК – нейтронный гамма-каротаж; Дс – диаметр скважины; Дн – наружный диаметр

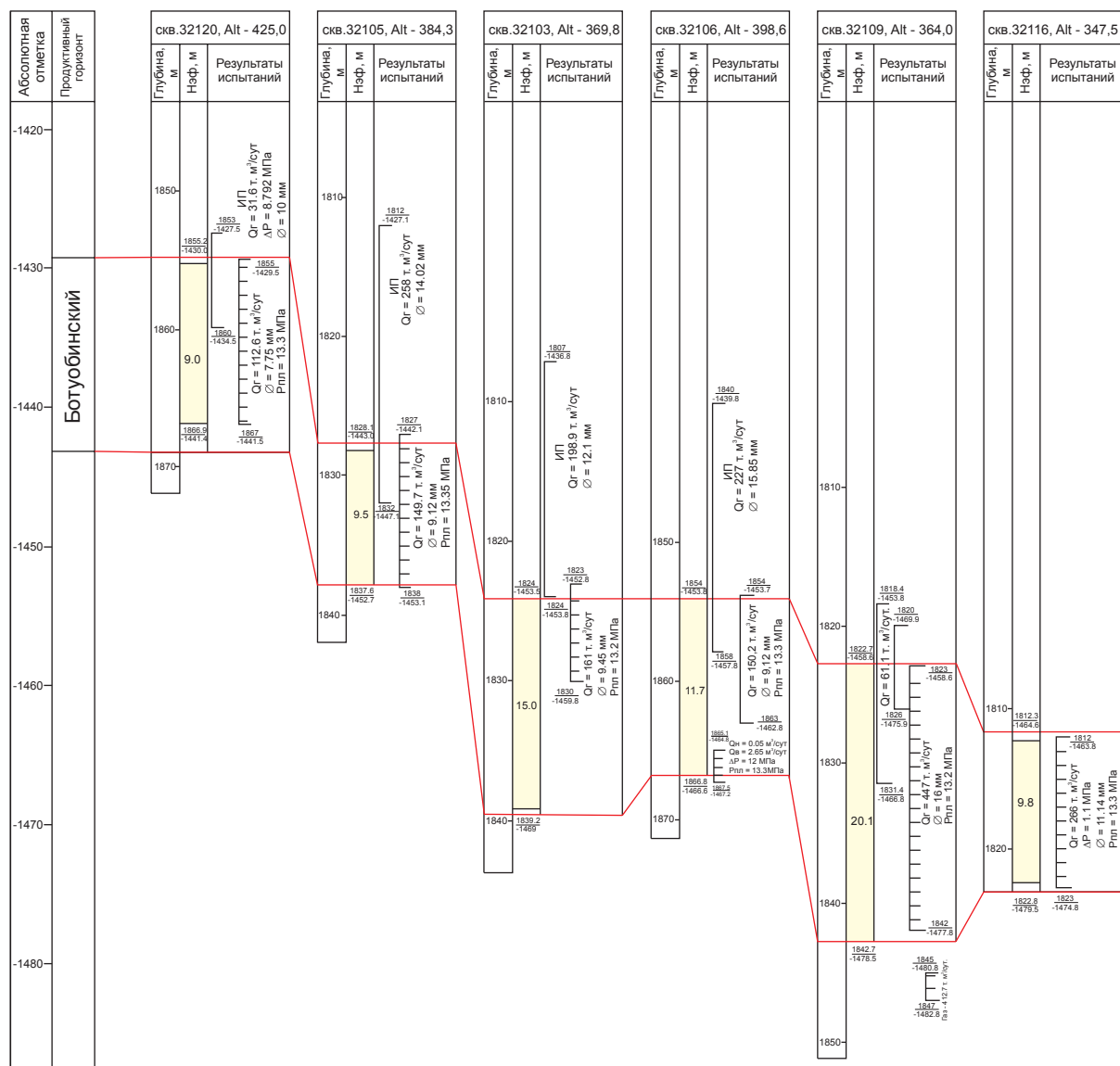


Рис. 2. Северный блок Чаяндинского НГКМ: схема испытания ботубинского продуктивного горизонта (по материалам ООО «Газпром геологоразведка»)

5) при проведении работ по интенсификации притоков (соляно-кислотная обработка) из плотных карбонатных пород также получают промышленные притоки углеводородов.

Возможно, продуктивный пласт песчаников ботубинского горизонта и перекрывающий его доломитовый пласт на отдельных блоках Чаяндинского НГКМ представляют собой единый природный газонефтеносный резервуар. Этот вопрос требует специального изучения. Если представленная в настоящей работе концепция подтвердится, то при пересчете запасов УВ значительно возрастет объем продуктивных пород и существенно увеличатся потенциальные запасы ботубинского горизонта.

Доломитовый пласт, залегающий в подошве верхневендского карбонатного комплекса, возможно, продуктивен и на южных блоках Чаяндинского НГКМ, в разрезе которых отсутствуют песчаники ботубинского горизонта.

Слабо изучена мощная (более 300 м) карбонатная толща верхнего венда, сложенная в различной степени глинистыми доломитизированными водорослевыми известняками. По данным каротажа, в разрезе карбонатного комплекса выделяются пористые пласты. Наибольший интерес вызывает подсолевой пористо-кавернозный доломитовый пласт осинского горизонта (см. рис. 1). Этот пласт должен стать объектом тщательного изучения. В карбонатных



отложениях верхнего венда крупные залежи УВ установлены на Талаканском, Верхнечонском и других месторождениях Сибирской платформы.

Перспективными объектами для поисков залежей УВ можно также считать межсолевые доломитовые отложения нижнего кембрия. По данным каротажа, в них также устанавливаются пористые пласты. На Берямбинском газоконденсатном месторождении в трех межсолевых доломитовых пластах выявлены промышленные залежи газа. В водорослевых карбонатных постройках нижнего кембрия выявлены залежи УВ на Моктаконском НГКМ.

Анализ геолого-геофизических материалов по Чаяндинскому НГКМ показал, что в настоящее время месторождение существенно недоисследовано, здесь имеются значительные резервы прироста запасов УВ. Наиболее перспективными направлениями прироста запасов УВ месторождения являются:

1) испытание на приток пористых карбонатных пластов верхнего венда в открытом стволе и эксплуатационной колонне с предварительным проведением работ по интенсификации притоков (соляно-кислотной обработки). Объем карбонатных пластов-коллекторов достаточно велик (по данным каротажа и керна) и сопоставим с объемом продуктивных терригенных пластов-коллекторов нижнего венда, в связи с этим можно прогнозировать значительное увеличение суммарных запасов УВ отложений венда;

2) испытание на приток пористых межсолевых карбонатных пластов нижнего кембрия;

3) работы по интенсификации притоков методом гидроразрыва пласта, на основании которых из плотных пород также можно получить промышленные притоки УВ. Это связано с тем, что около 90 % разреза осадочного чехла Чаяндинского НГКМ составляют плотные и слабопористые разности алевролитов и доломитов. Они распространены в виде как достаточно мощных пластов, так и маломощных пропластков и линз. Обладая свойством флюидопроницаемости (при наличии низких значений ФЕС), плотные породы не способны экранировать скопления УВ и в то же время не способны служить коллекторами, так как извлекать из них газ и нефть традиционными методами невозможно. Подобные породы в трехчленных природных резервуарах называют ложными покрывками или промежуточными толщами рассеивания УВ.

Таким образом, анализ результатов ГРП, проведенных на Чаяндинском НГКМ, а также данные литолого-фациального анализа продуктивных отложений [2] показали, что в разрезе этого месторождения имеются существенные резервы прироста запасов УВ. Неиспытанные на приток карбонатные пласты-коллекторы верхнего венда и нижнего кембрия, а также промежуточные толщи рассеивания УВ должны стать объектами детального изучения как возможный потенциал увеличения запасов УВ на Чаяндинском НГКМ и других месторождениях Сибирской платформы.

## Список литературы

1. Сафронов А.Ф. Продуктивные горизонты Чаяндинского месторождения (Саха-Якутия): строение, генезис / А.Ф. Сафронов, А.В. Бубнов, И.А. Герасимов и др. // Геология и геофизика. – 2001. – № 11–12. – С. 1954–1966.
2. Крючков В.Е. Литолого-фациальные и геодинамические условия формирования вендских отложений Чаяндинского месторождения / В.Е. Крючков, А.Г. Медведев, И.Б. Извеков // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – № 1 (9). – С. 194–201.