

ХАРАКТЕРИСТИКА РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТИ И ГАЗА В КЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Андрей Михайлович Фомин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа Сибирской платформы, тел. (383)306-63-70, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Сергей Александрович Моисеев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией геологии нефти и газа Сибирской платформы, тел. (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

В статье охарактеризованы кембрийские резервуары на территории Туруханно-Иркутско-Олекминского фациального района, охватывающего территорию южной и центральной частей Восточной Сибири и Западную Якутию. В последние годы на этой территории выполнен значительный объем геолого-геофизических работ, что позволило существенно уточнить нефтегазоносность подсолевых и межсолевых отложений кембрия. Показано, что для кембрийских карбонатных горизонтов характерна невыдержанность фильтрационно-емкостных свойств, что связано с различными фациальными условиями накопления отложений, а также с развитием вторичных процессов.

Ключевые слова: кембрий, Сибирская платформа, перспективы нефтегазоносности.

CHARACTERISTICS OF OIL AND GAS TANKS IN CAMBRIAN DEPOSITS OF THE CENTRAL PART OF THE SIBERIAN PLATFORM

Andrey M. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., senior researcher laboratory of Oil and Gas Geology of the Siberian Platform, phone: (383)306-63-70, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Sergey A. Moiseev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Head of laboratory of Oil and Gas Geology of the Siberian Platform, phone: (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

The article describes Cambrian reservoirs in the territory of the Turukhano-Irkutsk-Olekminsky facies region, which covers the territory of the southern and central parts of Eastern Siberia and Western Yakutia. In recent years, a significant amount of geological and geophysical work has been carried out on this territory, which made it possible to significantly clarify the oil and gas content of the subsalt and inter-salt Cambrian sediments. It has been shown that Cambrian carbonate horizons are characterized by incompetence of reservoir properties, which is associated with different facial conditions of sediment accumulation, as well as with the development of secondary processes.

Key words: Cambrian, Siberian platform, oil and gas potential.

Межсолевые отложения нижнего и среднего кембрия могут рассматриваться, как один из основных резервов по наращиванию минерально-сырьевой базы Восточной Сибири. В них уже открыто целый ряд месторождений нефти и газа, в частности в 2018 году на северо-востоке Мирнинского выступа было открыто Сюльдюкарское месторождение. Эти отложения включают целый ряд резервуаров, которые различаются как по условиям залегания, так и по своим емкостным и коллекторским свойствам.

Усольский резервуар

Усольский региональный резервуар распространён на большей части Лено-Тунгусской провинции. В нём выявлено два продуктивных горизонта.

Осинский продуктивный горизонт приурочен к среднеусольской подлите. В среднеусольское время на всей территории Туруханно-Иркутско-Олекминского региона формировались преимущественно доломиты и известняки, часто органогенно-обломочные и водорослевые, кавернозные [1]. В центральных и южных районах платформы в породах содержится небольшая примесь сульфатного материала, в Присяно-Енисейской синеклизе и на юго-западе Ангаро-Ленской ступени (АЛС) доля сульфатов значительна. На северо-востоке Сибирской платформы преобладают известняки. Терригенный (алеuritовый) материал (до 25 %) отмечен на крайнем юге АЛС. Мощность осинского горизонта изменяется от 20-30 до нескольких сот метров. Линейная форма распространения зон больших мощностей проницаемого горизонта, их органогенный состав и наличие отчетливых этапов некомпенсации и заполнения позволяют отнести эти образования к рифоподобным [2]. С зонами распространения рифоподобных образований связаны максимальные значения пористости (10-15 %), проницаемости ($10-100 \times 10^{-3}$ мкм²) и мощности пород-коллекторов (10-40 м). Наиболее крупная из этих зон простирается в виде полосы шириной 30-70 км вдоль юго-восточного палеосклона Непско-Ботубинской антеклизы (НБА) [1].

Среднеусольский резервуар регионально нефтегазоносен на НБА. Залежи нефти и газа выявлены на Талаканском, Среднеботубинском, Северо-Талаканском, Вакунайском, Верхнечонском, Марковском, Пилюдинском и ряде других месторождениях. Всего на территории НБА открыто 3 газовых, 10 нефтяных и 5 нефтегазоконденсатных месторождений. Получены также притоки углеводородов из скважин Могдинской, Санарской, Преображенской, Юктанской, Тас-Юряхской, Таранской и др. площадях Непско-Ботубинской антеклизы [3]. Результаты испытания осинского горизонта приведены в таблице. Максимальные дебиты нефти достигают 1000 м³/сут, газа – 500 тыс. м³/сут.

Результаты испытания межсолевых горизонтов в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия)

Резервуар	Результаты испытаний (количество)													
	газ		нефть		газ+нефть		газ+вода		нефть+вода		вода	фильтрат бурового раствора	отсут- ствие притока	Всего испытаний
	пром.	непром	пром.	непром	пром.	непром	пром.	непром	пром.	непром				
Усольский	86	56	37	85	69	24	8	23	4	52	82	195	323	1044
Эльгянский	2	7	0	0	0	0	1	0	0	0	4	3	18	35
Толбачанский	5	1	0	4	0	4	0	2	0	1	4	5	17	43
Олекминский	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1	9	2	6	20
Чарский	6	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	2	3	14
Наманский	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6	2	5	16

Экран резервуара представлен переслаиванием пластов каменной соли и карбонатов верхнеусольской подсвиты толщиной в несколько сотен метров.

На территории АЛС промышленные притоки нефти из осинского горизонта получены на Атовском месторождении. Нефте- и газопроявления отмечены на Илимской, Осинской, Иркутской и Южно-Радуйской площадях.

В пределах Бахтинско-Кондроминского выступа на двух месторождениях Моктаконском и Усть-Дельтулинском открыты залежи в стратиграфическом аналоге осинского горизонта – моктаконском.

На Моктаконском месторождении открыта нефтяная залежь. В результате опробования в скв. Моктаконская № 1 получен приток нефти 93 м³/сут. Горизонт сложен биогенными доломитами и известняками с прослоями глинистых и сульфатоносных биохемогенных доломитов. На Усть-Дельтулинском месторождении единственной пробуренной скважиной № 214 открыта газовая залежь. Дебит газа составил 500 тыс. м³/сут.

Многочисленные водопроявления зафиксированы в скважинах Байкитской антеклизы, Катангской седловины, Присаяно-Енисейской синеклизы.

Балыхтинский горизонт мощностью от 8 до 20 м установлен в верхней части верхнеусольской подсвиты. На Непско-Ботубинской антеклизе на Марковской площади из него получена вода с пленкой нефти. Более высоко перспективны горизонт оцениваются на юге Ангаро-Ленской ступени, где отмечены промышленные притоки газа на Балыхтинской площади до 170 м³/сут, а также нефтегазопроявления, в частности на Северо-Кутуликской и Нижнеудинской площадях. Тип коллектора трещинный. Коллектор водонасыщенный, дебит воды колеблется от 0,086 до 864 м³/сут. По мнению В.В. Самсонова и А.И. Ларичева питание балыхтинского горизонта углеводородами могло происходить главным образом за счет собственных ресурсов вследствие изолированности соленосными отложениями [4].

Эльгянский резервуар

Отложения эльгянского (раннебельского) времени представлены, в основном, карбонатными породами. Толщина их меняется от 40 до 85 м. Характер их распределения, в целом, унаследован от верхнеусольского времени. Макси-

мальные толщины приурочены к Присяжно-Енисейской синеклизе, Предпатомскому региональному прогибу, Бахтинско-Кондроминскому выступу.

Содержание глинистого материала в породах резервуара редко превышает 5 %, он присутствует в виде примеси в доломитах [1]. Основные области размыва предполагаются на юго-западном, южном и юго-восточном обрамлениях платформы.

Фиксируется постепенная смена с юга на север известняков доломитизированных и доломитов на соленосно-доломитовые породы и далее, в северо-восточной части НБА – вновь на доломитизированные известняки и доломиты. Практически на всей территории Присяжно-Енисейской синеклизы и в центральной и восточной части Ангаро-Ленской ступени выделяется зона, в разрезе которой содержание галита достигает 40 %. Остальная часть разреза представлена доломитами, изредка глинистыми, с подчинённым количеством прослоев известняков. В южной и центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы отложения эльгянского времени представлены известняками и доломитами с примесью ангидритов.

Проницаемая часть эльгянского резервуара, христофоровский горизонт, представлен доломитами известковистыми, заглинизированными в нижней части. Отмечаются редкие горизонтальные трещины, заполненные глинисто-органическим веществом. Толщина горизонта на НБА меняется от 60-100 м на юге, до 100-120 м на севере. Христофоровский горизонт – наиболее перспективный из межсолевых карбонатных горизонтов, но недостаточно изученный, так как основным целевым горизонтом поисков и разведки залежей нефти и газа в прошлом веке были терригенный подсолевой комплекс венда и, в меньшей степени, карбонатный подсолевой венда и нижнего кембрия. В скважине Верхнеульканская скв. 110 в процессе бурения из трещиноватых доломитов получен приток нефти дебитом 20 м³/сут и газа 4-5 тыс. м³/сут (см. таблицу).

Христофоровский горизонт был опробован в процессе бурения преимущественно в центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы, примерно для 20 % скважин проведено испытание в колонне, и только в единичных случаях (Санарская скв. 2, Даниловская скв. 1, Верхнечонская скв. 150, Верхнеульканская скв. 110) применялась интенсификация притока.

На Знаменском месторождении промышленный приток из христофоровского горизонта получен только в одной скважине дебитом 170 тыс. м³/сут. Остальные скважины или дали слабые притоки газа с примесью нефти и воды, или оказывались непродуктивными.

В скважинах Верхнеульканской, Преображенской, Усть-Киренгской и др. площадей Непско-Ботуобинской антеклизы, Христофоровской, Атовской, Балыхтинской, Рудовской и ряда других Ангаро-Ленской ступени получены незначительные притоки нефти от 250 до 300 л/сут, газа – до 26 тыс. м³/сут и воды. Результаты испытания приведены в таблице. Толщина пород-коллекторов достигает 30 м, пористость составляет 5-9 %, проницаемость – $n(1-10) \times 10^{-3}$ мкм².

На Моктаконском месторождении Моктаконской скв. 1 открыта пластовая газоконденсатная залежь абакунской свиты – нижнетунгусский горизонт –

(газ – 1,62 млн м³/сут, конденсат – 1200 м³/сут), приуроченная к кавернозно-пористым доломитам. Флюидоупором для коллекторов абакунской свиты служит нижняя часть бурусской свиты, представленная хемогенными карбонатными и сульфатно-карбонатными отложениями.

Газовая залежь абакунской свиты Усть-Дельтулинского газового месторождения открыта скв. 214, дебит газа составил 161 тыс. м³/сут. Месторождение открыто в 1992 г. и по настоящее время практически не изучено.

Залежи абакунской свиты пластовые, антиклинальные, также часто имеющие тектоническое ограничение. Характер распространения коллектора обусловлен, вероятно, интенсивным проявлением вторичных литологических процессов и носит спорадический характер.

Незначительные притоки нефти и газа получены на Намурской площади, воды – на Буруской, Марской, Нижнетунгусской и Таначинской площадях. Дебит воды в скважине Западно-Малькитконской-216 составил 11 м³/сут, а в Усть-Кочумдекской-202 достигал 580 м³/сут.

Толбачанский перспективный региональный резервуар

Толбачанский резервуар выделяется в объеме средней части разреза одноименного стратиграфического горизонта. Сложен он известняками и доломитами атовского горизонта, которые обычно характеризуются низкими емкостно-фильтрационными свойствами. Лишь на отдельных небольших по размеру участках они несколько повышены.

Экран резервуара составляет верхняя часть толбачанского стратиграфического горизонта, представленная чередованием пластов доломитов и солей.

В 1994 г. на территории Непско-Ботубинской НГО открыто Станяхское нефтяное месторождение. В параметрических скважинах Иреляхской, Нелбинской, Мурбайской и Сюльдюкарской при вскрытии отложений толбачанской и эльгянской свит отмечались непромышленные притоки нефти. Установленные высокопористые интервалы не имеют определенной приуроченности к какой-либо части комплекса.

На Ангаро-Ленской НГО при опробовании атовского горизонта одноименного месторождения (кровля нижебельской подсвиты) получены притоки газа, дебит которых достигал 30 тыс. м³/сут. Сводные данные по испытаниям приведены в таблице. Горизонт сложен доломитами и известняками с открытой пористостью 0,5÷16 %, проницаемостью до 83×10⁻³ мкм². Кроме того, на территории, сопредельной Ковыктинской зоне газонакопления, выделены перспективные площади и объекты, которые числятся на балансе РФ: Таюрская площадь, Чиканский объект АТЗ, Усть-Илгинская площадь. Юго-западнее расположен Балаганкинский объект, граничащий с Атовским месторождением. Сведения о результатах испытания атовского горизонта смотри в таблице.

На территории Нижнеангарского самостоятельного нефтегазоносного района в 2004 г. в отложениях нижебельской подсвиты открыто Берямбинское газовое месторождение.

На Бахтинско-Кондроминском выступе в бурусской свите и её аналогах выделяют два горизонта – кочумдекский и подсолевой. Экранами этих пластов являются сульфатно-карбонатные и галогенные породы.

Кочумдекский горизонт представлен пористо-каверновыми доломитами на отдельных участках органогенными с включениями и прослоями сульфатов в нижней части разреза. В верхней части горизонта прослои пористых органогенных известняков достигают мощности 10 м. Общая мощность горизонта – от 30 до 120 м. Средняя пористость пород равна 1-4%, в отдельных слоях 7-14 %. Значения проницаемости изменяются в широких пределах от $0,01 \times 10^{-3}$ до 50×10^{-3} мкм², в среднем – 25×10^{-3} мкм².

В скв. 1 Моктаконской из кочумдекского горизонта приток пластовой воды и газа с конденсатом.

Подсолевой горизонт сложен доломитами пористыми, водорослевыми мощностью от 16 до 50 м и приурочен к верхней части бурусской свиты [5, 6]. Тип коллектора пород горизонта трещинно-поровый, каверно-поровый [6]. Открытая пористость составляет 2-8 %, проницаемость $0,01-6,69 \times 10^{-3}$ мкм².

Олекминский (булайский) перспективный региональный резервуар

Олекминский резервуар распространен в южной и центральной частях Лено-Тунгусской НГП. Слагают его преимущественно карбонатные породы булайской свиты. В верхней части булайской свиты расположен биркинский горизонт, сложенный глинистыми, алевритисто-песчанистыми, ангидритизированными доломитами и известняками. Дебиты газа достигают значений 50-80 тыс. м³/сут. Открытая пористость пород 0,8-2,5 %, отмечены каверны до 2 мм. Проницаемость пород по трещинам – до $70-80 \times 10^{-3}$ мкм². Вышележащие доломиты булайской свиты служат флюидоупором.

В Непско-Ботуобинской НГО в булайской свите отмечались зоны поглощения бурового раствора (Иреляхское, Тас-Юряхское месторождения), выброс газа на Верхневилучанском месторождении, что позволяет положительно оценивать коллекторские свойства пород булайской свиты. В 2012 г. на Западно-Ярактинском лицензионном участке открыто Ичёдинское месторождение, где из отложений булайской свиты получена нефть. Притоки УВ получены на Непской и Марковской (скв. 5) площадях (см. таблицу).

На территории Ангаро-Ленской НГО в 2010 г. в отложениях биркинского горизонта открыто Тутурское газоконденсатное месторождение. Притоки газа с дебитом 75÷100 тыс. м³/сут получены на Южно-Усть-Кутской, Христофоровской, Биркинской, Шамановской и Бильчирской площадях. На Шамановской площади дебит газа из карбонатов биркинского горизонта составляет 57,6 м³/сут. На Северо-Куленгском лицензионном участке из биркинского горизонта получены притоки газа до 30 тыс. м³/сут и конденсата до 180 м³/сут (скв. 2, 12 – Христофоровские). При совместном опробовании биркинского и бильчирского горизонтов из скв. 2 – Христофоровской получен приток газа дебитом 139 тыс. м³/сут и конденсата 6,8 м³/сут.

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

Ангарский (чарский) региональный резервуар

Ангарский резервуар представлен доломитами и известняками ангарской свиты чарского горизонта. Продуктивные горизонты – бильчирский (в нижней части свиты) и келорский – в верхней части. На территории Южно-Тунгусской НГО ангарский резервуар выделяется в объеме дельтулинской свиты.

В Предпатомской НГО в чарской свите по данным ГИС выделены продуктивные пласты-коллекторы в скважинах Борулахская-2761, Улугурская-2891, Ленская-2470 [7].

На Ковыктинском месторождении (Ангаро-Ленская НГО) бильчирский горизонт состоит из четырех пластов, разделенных пластами каменной соли. Горизонт проявил себя поглощениями от 1 до 30-40 м³/ч, в ряде скважин – до полного, и притоками газа и пластовой воды (см. таблицу). Горизонт по простиранию разобщен на отдельные блоки с различными пластовыми давлениями, поэтому в ряде скважин происходят выбросы и самоизливы флюидов (газ, рапа), в других наблюдается их поглощение [8].

Келорский горизонт проявил себя притоками газа и газопроявлениями на Тутурской (82-87 м³/сут), Нитикской (5 м³/сут), Коркинской (150 м³/сут) Шамановской (2 м³/сут) и Келорской площадях Ангаро-Ленской НГО.

На Верхнеаммунаканской, Западно-Ногинской, Моктаконской, Нижнетунгусской, Холминской площадях (Южно-Тунгусская НГО) из отложений горизонта получена пластовая вода. Также вода получена на Таначинской площади (12 скважин) из дельтулинской свиты, что дает высокую оценку качества коллектора.

Наманский перспективный региональный резервуар

Наманский резервуар составляют карбонаты одноименного и зелеевского горизонтов, к которым относятся карбонатные отложения зелеевской, литвинцевской, ичерской, метегерской и таначинской свит. Резервуар имеет низкие емкостно-фильтрационные свойства. Притоки углеводородов из него получены только в единичных скважинах.

В северо-восточной части Березовской впадины на Кэдэргинской площади, установлено наличие коллекторов промышленного значения в ичерской

свите нижнего – среднего кембрия и газопроявления в метегерской свите среднего кембрия (см. таблицу). В скв. 438 из интервала глубин 893-968 м получен приток газа дебитом 130 тыс. м³/сут, в скв. 431 в процессе открытого выброса дебит газа составил более 2000 тыс. м³/сут. Пласты-коллекторы представлены известняками и доломитами. Эффективная толщина изменяется от 4,4 до 8,8 м.

На Бысахтахском месторождении из отложений ичерской свиты в ряде скважин получены притоки пластовой воды с растворенным газом.

На территории Бахтинско-Кондроминского выступа в отложениях резервуара открыто Моктаконское нефтегазовое месторождение поисковой скв. Мк-1, давшей притоки газа из таначинского пласта (амгинский ярус среднего кембрия). На Таначинском нефтегазовом месторождении открыта газовая залежь в таначинском горизонте. Поисковая скважина № 2 дала притоки газа с конденсатом из таначинской свиты дебитом 60 тыс. м³/сут. Строение месторождения изучено очень слабо. Нижнекембрийские продуктивные горизонты вскрыты только тремя скважинами. На Нижнетунгусском газовом месторождении скв. 3 при опробовании пласта в процессе бурения в 1981 г. дала приток газа дебитом 210 тыс. м³/сут из таначинской свиты. Газоводяной контакт не установлен. Таначинский продуктивный горизонт перекрыт глинисто-карбонатной толщей летнинской свиты.

Залежи таначинского горизонта, как правило, приурочены к его кровле и являются массивными, сводовыми, часто имеют тектонический экран, реже – литологический.

Для рассмотренных кембрийских карбонатных горизонтов характерна невыдержанность фильтрационно-емкостных свойств. Связано это с различными фациальными условиями накопления отложений, а также с развитием вторичных процессов, проявившихся в последующих стадиях литогенеза.

Исследования проводились в рамках проекта НИР IX.131.1.2. «Построение моделей геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности фанерозойских и неопротерозойских осадочных комплексов Лено-Тунгусской НГП для формирования программы геологоразведочных работ и лицензирования недр» (№ гос. регистрации ААА-А16-11622810031-2).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мельников Н. В. Палеогеография Сибирской платформы в раннем кембрии / Н. В. Мельников, В. А. Асташкин, В. И. Килина, Б. Б. Шишкин // Палеогеография фанерозоя Сибири. – Новосибирск, 1989. – С. 10-17.
2. Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на востоке СССР / Под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. - Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1986. - 246 с.
3. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 7. Непско-Ботуобинский регион / Конторович А. Э., Сурков В. С., Трофимук А. А., Шемин Г. Г. и др. – Гл. ред. А. Э. Конторович. - Новосибирск, 1994. - 76 с.

4. Самсонов В. В., Ларичев А. И. Перспективные нефтегазоносные комплексы и зоны южной части Сибирской платформы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. – Т. 3. – Вып. 4. – http://www.ngtp.ru/rub/4/43_2008.pdf.
5. Южно-Тунгусская нефтегазоносная область: геологическое строение и перспективы нефтегазоносности / Е. Н. Кузнецова, И. А. Губин, А. О. Гордеева и др. // Геология и геофизика, 2017. - Т. 58, № 3-4. - С. 602-613.
6. Нефтегазоносность древних продуктивных толщ запада Сибирской платформы / А. К. Битнер, В. А. Кригин, Л. Л. Кузнецов и др. – Красноярск: КФ СНИИГГиМС, 1990. - 114 с.
7. Ларионова Т.И. Строение складчато-надвиговых дислокаций Нюйско-Джербинской впадины в связи с нефтегазоносностью (Восточная Сибирь) / Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. - Новосибирск, 2015. - 22 с.
8. Выделение новых перспективных объектов в отложениях солевого комплекса Ковыктинской зоны газонакопления и сопредельных территорий / А.Е. Рыжов, Е.Е. Поляков, И.В. Горлов, А.С. Смирнов, Е.А. Пылев, А.В. Чичмарёва, И.В. Чурикова, Н.А. Никульникова // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». - 2017. - № 3 (31). - С. 100-111.

© А. М. Фомин, С. А. Мусеев, 2019