

А. М. Фомин¹✉, Е. В. Белова¹, С. А. Моисеев^{1, 2}

Анализ нефтегазоносности и результатов испытаний межсолевых горизонтов кембрия на территории Ангаро-Ленской НГО

¹ Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация

² Новосибирский государственный университет,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Аннотация. На начало 2025 года на территории Ангаро-Ленской НГО было пробурено более 400 глубоких и около 200 колонковых скважин. Был выполнен анализ более 400 результатов испытания скважин в межсолевых отложениях кембрия. Показано, что в наибольшей степени был испытан осинский горизонт. Выполненные исследования позволили высказать предположение о возможности выделения новых межсолевых продуктивных горизонтов.

Ключевые слова: нижний кембрий, межсолевые горизонты, Ангаро-Ленская НГО

A. M. Fomin¹✉, E. V. Belova¹, S. A. Moiseev^{1, 2}

Analysis of oil and gas potential and test results of intersalt horizons of the cambrian within the Angara-Lena oil and gas area

¹ The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

² Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Abstract. As of early 2025, more than 400 reference, parametric, search and exploration wells were drilled within the Angara-Lena oil and gas area. In addition, about 200 structural-core wells were drilled here. It is shown that the Osinsky horizon was tested to the greatest extent. The studies performed allowed us to suggest the possibility of identifying new intersalt productive horizons.

Keywords: Lower Cambrian, intersalt horizons, Angara-Lena OGA

Введение

В последние годы изучению геологического строения межсолевых горизонтов нижнего и среднего кембрия на территории Ангаро-Ленской ступени уделяется всё более пристальное внимание. Связано это прежде всего с тем, что эти горизонты рассматриваются как возвратные объекты по наращиванию минерально-сырьевой базы нефти и газа в Иркутской области. Кроме того, с межсолевыми горизонтами может быть связана принципиально новая задача по развитию промышленного освоения гидроминерального сырья на востоке Российской Федерации.

В этой связи детальное рассмотрение результатов испытания и опробования межсолевых горизонтов нижнего и среднего кембрия представляется весьма актуальной задачей.

В соленосный (галогенно-карбонатный) комплекс входят усольская, бельская, булайская, ангарская и литвинцевская свиты нижнего и среднего кембрия. Это пестроцветные переслаивающиеся породы – преимущественно эвапориты, известняки, доломиты, ангидриты. Внутри этой толщи выделяется ряд продуктивных горизонтов. В литвинцевской свите – это келорский продуктивный горизонт, ангарской свите – бильчирский, в булайской свите – бирскинский, в бельской – христофоровский, в усольской свите – осинский и балыхтинский продуктивные горизонты [1]. Кроме выделенных горизонтов, в этом разрез фиксируется множество более мелких прослоев сульфатно-карбонатных пород, придающих жесткость соленосному комплексу и способствующих передаче напряжений на большие расстояния. В то же время как пластичные соли обеспечивают высокую подвижность пород этого комплекса: здесь фиксируется большинство горизонтов скольжения [1, 2].

Традиционно на территории Сибирской платформы и, в частности на Ангаро-Ленской НГО, целевыми горизонтами для поисков и разведки залежей нефти и газа были терригенные и карбонатные горизонты подсолевых отложений венда. По этой причине с самого начала геологоразведочных работ изучению межсолевых горизонтов не уделяли должного внимания. Следует отметить, что ниже-среднекембрийские отложения характеризуются крайне неоднородными гидродинамическими характеристиками. Так было установлено, что при вскрытии бурением данных отложений отмечаются как интенсивные поглощения бурового раствора, так и газопроявления, и проявления пластовых концентрированных рассолов – рапы, с которой связаны основные трудности при строительстве скважин. Сложность оценки перспектив карбонатных горизонтов кембрия заключается в неоднозначности понимания как строения их геологической модели, так и их характера насыщения по территории распространения. Целенаправленные исследования межсолевых горизонтов проводилось лишь в единичных случаях. Это относится как к отбору керна, так и к опробованию и испытанию скважин. Вследствие этого ниже-среднекембрийские отложения чаще всего оставались неизученными [3].

Методы и материалы

В рамках настоящих исследований собран и проанализирован материал по испытаниям скважин в межсолевых отложениях как в колонне, так и в открытом стволе. Всего было собраны материалы по более чем 440 объектам опробования и испытания межсолевых горизонтов кембрия в опорных, параметрических, поисковых, разведочных и частично колонковых скважин. Основой для подготовки базы данных по испытанию стали дела скважин, а также геологические отчёты о результатах поискового и колонкового бурения скважин на территории Ангаро-Ленской ступени.

Результаты

В составе **литвинцевской свиты**, как уже было сказано выше традиционно выделяется келорский продуктивный горизонт. Из имеющейся у нас информации

опробование и испытание литвинцевской свиты были проведены в 10 объектов (рис. 1). Из них два объекта были опробованы совместно с нижележащими отложениями. В скважине Христофоровская 1П на глубине 377 метров при вскрытии пласта водорослёвых доломитов литвинцевской свиты произошел выброс бурового раствора и скважина зафонтанировала газом и нефтью. При исследовании интервала 340-377 метров дебит газа составил 2 тыс. м³/сут., нефти 2-3 м/сут. (рис. 1). Характерно, что содержание метана в газе составило всего 40,44 %, а этана 42,17 %. Здесь так же следует отметить, что данный интервал исследования приурочен к центральной части литвинцевской свиты, который залегает примерно на 100 метров выше келорского продуктивного горизонта. Это позволяет предполагать наличие в межсолевой части литвинцевской свиты помимо келорского, еще одного продуктивного горизонта с условным названием – *келорский 0*.

Нефтегазоносные горизонты	Площади месторождения																									
	Ангаро-Ленская	Атовская	Балыктинская	Бальчирская	Биркинская	Большая Равнинская	Братская	Верхнеульинская	Верхнегирская	Илинская	Ковыктинская	Корзинская	Кутулдинская	Нитинская	Осинская	Рудовская	Парфеновская	Тугурская	Тыретская	Усть-Хутская	Христофоровская	Шаминская	Шелонинская	Южно-Радубинская	Южно-Усть-Хутская	
Келорский (литвинцевская свита)						г																				
Бальчирский (ангарская свита)				Г	г					Г+Н	г	г						Г	Г	г	Г	г	г		Г	Н
Биркинский (булайская свита)			Г			Г	г				Г	г							Г	Г	г	Г	г			
Атовский (бельская свита)		Г				Г						г														
Христофоровский (бельская свита)				Г+Н				Г+Н			Г					Г						Г+Н				
Балыктинский (усольская свита)				Г+Н												Г						Г+Н				
Осинский (усольская свита)	Г	Г+Н					Г+Н	Г+Н	Г		г				Г+Н	г	г	г	г	г	Г	г	г	Г+Н	Г+Н	
						г	1		Г	2			Г+Н	3												

Рис. 1. Нефтегазоносность межсолевых горизонтов кембрия на территории Ангаро-Ленской НГО. Приток: г – газ непромышленный, Г – газ промышленный, г+н – газ+ нефть непромышленный.

В ангарской свите выделяется бальчирский продуктивный горизонт. Разными исследователями в горизонте выделяется от трёх до семи самостоятельных подгоризонтов. В частности, специалистами ПАО

«Газпром» выделено три подгоризонта. В дополнении к этим трём подгоризонтам нами предлагается выделять ещё один, который мы назвали *бальчирский 0*. Этот подгоризонт хорошо прослеживается почти во всех скважинах, пробуренных на территории Ангаро-Ленской НГО, и может рассматриваться, как самостоятельный объект геологоразведочных работ.

В 2020 году на Ковыктинском месторождении специалисты ИТЦ ООО

«Газпром геологоразведка» [5] в составе бальчирского горизонта изучили три перспективных пласта-коллектора:

Пласт бильчирский-1. Выделены две залежи – Южная в районе скважин Квт-26, Квт-27 и северная в районе скважин Квт-72, Квт-18, Квт-3, Квт-60. Условный ГВК по южной залежи был принят на абсолютной отметке (а.о.) - 467.5 м, что соответствует подошве верхнего проницаемого пропластка в скв. Квт-26. Тип залежи пластово-сводовый. В северной залежи условный уровень газозодяного контакта (ГВК) принят по последнему проницаемому прослою в скважине Квт-72 на абсолютные отметки -442.9 м.

Пласт бильчирский-2. Залежь выделена в районе скважин Квт-3, Квт-18, по типу – пластово-сводовая. Условный уровень ГВК принят на а.о. -502.5 м по подошве последнего газонасыщенного прослоя в скважине Квт-18.

Пласт бильчирский-3. Залежь в пласте выделена в районе скважин Квт-52 и Квт-61. Условный ГВК был принят на а.о. -579.4 м.

Ангарская свита была испытана в 42 скважинах (рис. 2). Всего испытания и опробование было проведено в 68 объектах, из них один объект был опробован совместно с литвинцевской свитой, а еще один включал нижнюю часть литвинцевской, ангарскую и верхнюю часть булайской свит.

Одиннадцать объектов были опробованы совместно с нижележащей булайской свитой.

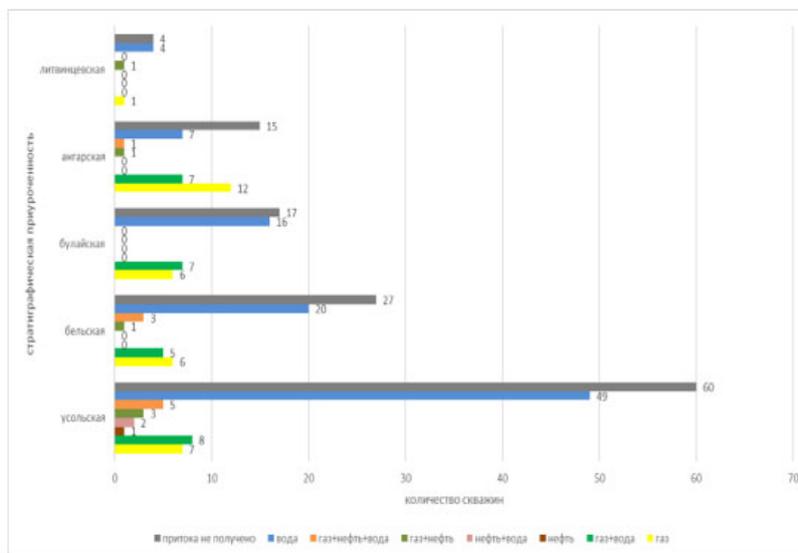


Рис. 2. Нефтегазоносность межселевых горизонтов кембрия на территории Ангаро-Ленской НГО

Биркинский продуктивный горизонт **булайской свиты** испытан в 47 скважинах, включающих 71 интервал опробования и испытания. В 6 скважинах (8 интервалов) испытанные проводилось совместно с вышележащей ангарской свитой. В скважинах Тутурская № 5 и Христофоровская № 2 были получены промышленные притоки газа. В скважине Нукутская № 1 был получен приток пластовой воды, в остальных 3 скважинах притока пластового флюида из ангарской и булайской свит при опробовании не получено.

В 4 скважинах (Биркинская № 2, Коркинская №14, Мироновская № 1 и Туркская № 1) в открытом стволе испытан весь разрез кембрия (ангарская, булайская, бельская, усольская свиты, а в Мироновской скважине еще и литвинцевская), непромышленный приток газа получен только в Биркинской скважине № 2 (0,5 тыс. м³/сут.), в остальных скважинах притока не получено. Собственно, булайская свита (биркинский продуктивный горизонт) была испытана в 38 скважинах (52 интервала). В 15 скважинах (18 интервалов) в результате испытания свита не дала притоков пластовых флюидов. В 17 скважинах (18 интервалов) получены притоки пластовой воды, наибольший дебит из этой свиты был получен в скважинах Нитикская № 8 (дебит 79,2 м³/сут.), Желдонская № 260 (дебит 57,6 м³/сут.), Христофоровская № 11 (дебит 47,6 м³/сут.). В остальных 11 скважинах (16 интервалов) были получены притоки газа, из них промышленные притоки установлены в 7 скважинах (испытано 11 интервалов). Это пробуренные в 60-70 годы XIX столетия скважины Биркинская № 1 (дебит 8,2 тыс. м³/сут.), и Биркинская № 1СП (дебит 80 тыс. м³/сут.), Христофоровские № 2, № 6 и № 12 (дебиты до 80 тыс. м³/сут. в колонне, 7,5 тыс. м³/сут. с пластовой водой и 26,4 тыс. м³/сут. при спуске ИП соответственно). Также промышленные притоки газа получены при перфорации биркинского горизонта Балаганкинской скважины № 36, пробуренной в 2021 г (дебит 91 тыс. м³/сут.). В скважине Тутурская № 5, которая была пробурена ещё в 1987, при испытании ИП ангарской и булайской свит после ГКО (глинокислотная обработка) был получен приток газа до 82 тыс. м³/сут. В 2009 скважина была расконсервирована. При испытании был получен газ дебитом от 43,7 тыс. м³/сут. на 7 мм штуцере до 304 тыс. м³/сут. на 25,4 мм штуцере.

В 2010 году было открыто Тутурское газоконденсатное месторождение, продуктивность которого связана с биркинским продуктивным горизонтом булайской свиты нижнего кембрия. Месторождение относится к категории разведываемых, добыча углеводородного сырья не производилась. На месторождении выделены 2 залежи [5].

Залежь 1 приурочена к южному куполу Коркинского поднятия и вскрыта поисковой скважиной Тутурская № 5-ТУТ. В скважине были перфорированы интервалы 1190-1198 м и 1111-1180 м. При исследовании скважины были получены вместе с газом признаки пластовой воды. Положение газоводяного контакта (ГВК) залежи 1 на абсолютной отметке -454 м.

Залежь 2 приурочена к северному куполу Коркинского поднятия и вскрыта скважинами № 54-К и № 2-ТУТ. Информации для определения ГВК залежи недостаточно, поэтому принят условный продуктивный уровень (УПУ) на отметке -500 м по замкнутой изогипсе.

Атовский и христофоровский горизонты бельской свиты испытаны в 61 скважине, в ста интервалах, в том числе совместно с выше- и нижележащими свитами. В 74 интервалах испытания проводились только в бельской свите (47 скважин). В 32 интервалах притока не получено, в 20 скважинах отложения бельской свиты оказались непродуктивными.

Промышленные притоки газа получены в 7 скважинах. В скважине Атовская № 7 (пробурена в 1961 году) дебит газа из атовского горизонта составил 18 тыс. м³/сут., в скважине была проведена пробная эксплуатация в течении года, однако больше притока не получено. При бурении новых поисковых скважин 36 и 37 Балаганкинской площади были получены промышленные притоки газа с дебитами в атовском пласте 1 – 68 тыс. м³/сут. при испытании в эксплуатационной колонне на диафрагме диаметром 7,95 мм и в пласте 2 – 33 тыс. м³/сут при испытании в эксплуатационной колонне на диафрагме диаметром 7,40 м.

В скважине Биркинская № 1 в результате испытания бельской свиты в процессе бурения дебит газа составил 10 тыс. м³/сут. с пластовой водой. Газовый пласт отбили в интервале 1123-1155 м. В скважине Биркинская 1-СП в процессе бурения при подъеме ИП из скважины выбросило газ через затрубное пространство, на шайбе 3 мм максимальный дебит газа в интервале 1180-1235 м составил 440 тыс. м³/сут. При повторном испытании бельской свиты в интервале 1120-1205 м на колонне НКТ (насосно-компрессорные трубы) на глубине 1120 м получили непромышленный приток газа дебитом 4,9 тыс. м³/сут. на шайбе 3 мм. Газовый пласт отбили в интервале 1124-1152 м.

Проведённые геолого-разведочные работы позволили в 2013 году открыть новую залежь в первом пласте атовского продуктивного горизонта, а также уточнить геолого-геофизическую модель залежи в втором пласте Атовского месторождения.

Балыхнинский и осинский горизонты **усольской свиты** испытаны в 135 скважинах (225 интервалов), при этом в 14 скважинах совместно с вышележащими свитами, в 1 – с выше и нижележащими (Нотайская № 271), в 15 скважинах совместно с нижележащими свитами. В скважине Братская №16 при двухкратном спуске ИП КИИ-146 из усольской, тэтэрской, собинской, катангской свит был получен приток газа дебитом 5 тыс. м³/сут. В скважинах Балыхтинская № 1, Братская № 17, Еловская № 1, Христофоровская № 12 получены притоки пластовой воды из усольской и тэтэрской свит (осинский, усть-кутский горизонты). В остальных скважинах притоков не получено.

В остальных скважинах испытания были проведены непосредственно в усольской свите (193 интервала).

При бурении скважины Осинская № 1 из доломитов осинского горизонта впервые на изучаемой территории в июле 1954 г. был получен приток легкой нефти, начальный дебит которой составлял 100-120 л/сут. Постепенно дебит снижался и в январе 1955 г. приток нефти прекратился. Такой незначительный и неустойчивый приток нефти объясняется малой емкостью и слабой проницаемостью трещиноватых коллекторов осинского горизонта. В 50-х годах были проведены испытания в усольской свите в 25 скважинах на Атовской, Балыхтинской, Боханской, Еловской, Кутуликской, Осинской, Парфеновской, Тулунской, Тыретской площадях. Испытания проводились в основном в колонне, перфорацией, тартанием, свабированием.

В скважинах № 3 № 281 (Ковыктинская площадь) при бурении в интервале залегания осинского горизонта, отмечались повышенные газопоказания в забойной пачке бурового раствора. Проведено ОПК в скважине Квт-281, притока не

получено. На смежной Жарковской площади в скважине № 3 из осинского горизонта получен приток газа, обогащенного сероводородом дебитом до 15 м³/сут.

Промышленный приток газа из балыхтинского горизонта впервые был получен в скважине Балыхтинская № 5 в 1958 году. При перфорации интервала 1122-1130 м сначала наблюдался свободный перелив через устье скважины минерализованной пластовой воды дебитом 90 м³/сут., затем после снижения забойного давления скважина зафонтанировала газом и пластовой водой (дебит газа составил 170 тыс. м³/сут., пластовой воды 840 м³/сут.).

В последнее время промышленные притоки газа из усольской свиты установлены в ряде скважин на Ангаро-Ленском газоконденсатном месторождении, на Илимской, Касьяновской площадях. Непромышленные притоки газа из усольской свиты получены в 11 скважинах, газа и нефти в 8 скважинах, нефти – в 5 скважинах. Притоки пластовой воды получены в 50 скважинах (63 интервала), 89 интервалов из 67 скважин не дали притока пластового флюида.

Заключение и выводы

Выполненный анализ результатов испытания межсолевых отложений нижнего и среднего кембрия показывает, что в этих отложениях притоки нефти и газа были получены на 26 площадях. Хотя официально залежи УВ были открыты только на двух месторождениях (Атовском и Тутурском). В большинстве случаях при испытании межсолевых горизонтов притоков не получено. Но это в целом ряде случаев совсем не означает, что объекты опробования и испытания являются неприточными – «сухими». Как показала практика испытаний скважин на том же Ковыктинском месторождении современные методы испытания и интенсификации позволяет в разы увеличить дебиты скважин, а также получать нефть, газ или воду даже из тех скважин, в которых ранее притоков получать не удавалось. Здесь следует отметить, то что выполненный анализ проводился по скважинам, пробуренным в разные годы. За более чем 60-и летнюю историю изучения Ангаро-Ленской НГО методические приёмы вскрытия и испытания карбонатных горизонтов межсолевого комплекса отложений существенно менялись. Поэтому выполненный анализ в целом ряде случаев носит качественный характер. В ходе проведённых работ было показано, в разрезе межсолевых отложений можно ожидать появление новых горизонтов, которые ранее как перспективные не рассматривались. Так в результате испытания литвинцевской свиты в скважине Христофоровская 1П примерно на 100 м выше келорского продуктивного горизонта, был получен приток газа, что позволяет нам говорить о наличии здесь нового продуктивного горизонта. В ангарской свите был прослежен пласт, который мы называли бильчирский 0. Горизонт хорошо выражен на каротажных диаграммах, а предварительный анализ материалов интерпретации ГИС позволят говорить о вполне удовлетворительных для карбонатных горизонтов емкостно-фильтрационных характеристиках пласта.

Благодарности

Исследование выполнено в рамках проекта ФНИ № FWZZ-2022-0008.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Сметанин А.В. Предбайкало-Патомский надвиговой пояс // Геология нефти и газа. – 200. № 1. – С. 14-20.
- 2 Ахияров А.В., Семёнова К.М. Бельско-булайский галогенно-карбонатный комплекс и его литолого-фациальные и стратиграфические аналоги в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции: перспективы нефтегазоносности // Вести газовой науки. – 2013. – № 5(16). – С. 253-264.
3. Фомин А.М., Моисеев С.А. Перспективы нефтегазоносности и характеристика продуктивных горизонтов кембрийских межсолевых отложений центральной части Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. – № 3. – http://www.ngtp.ru/rub/2019/26_2019.html
- 4 Павленко В.В., Отчет Результаты поисков месторождений (залежей) газа на Тутурском лицензионном участке. – Иркутск, 2013, 173 с.
- 5 Фарышова И.А., Камеральные сейсморазведочные работы 3D на Хандинском лицензионном участке. Тюмень. 2020. 582 с.

© А. М. Фомин, Е. В. Белова, С. А. Моисеев, 2025