

УДК 553.98

DOI 10.47148/0016-7894-2025-3-51-68

Перспективы газоносности надсеноманского мегакомплекса Западной Сибири

© 2025 г. | А.А. Нежданов, О.А. Важенина, Е.В. Тригуб, А.В. Тригуб, И.В. Привалова

ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики», Тюмень, Россия; nezhdanovaa@zsnigg.ru, vazheninaoa@zsnigg.ru, trigubev@zsnigg.ru, TrigubAV@zsnigg.ru, PrivalovaIV@zsnigg.ru

Поступила 28.05.2025 г.

Доработана 08.05.2025 г.

Принята к печати 09.06.2025 г.

Ключевые слова: *Западная Сибирь; надсеноманские отложения; аварийные газовые фонтаны; свободный газ; газогидраты.*

Аннотация: Надсеноманский газоносный мегакомплекс на севере Западной Сибири включает ряд самостоятельных газоносных комплексов: газсалинский, нижнеберезовский, верхнеберезовско-ганькинский, тибейсалинско-люлинворский, атлымско-четвертичный. Промышленная газоносность с трудноизвлекаемым газом установлена в газсалинском и нижнеберезовском комплексах, в остальных — только газопроявления разной интенсивности. С позиций глубинного нефтидогенеза надсеноманский газоносный мегакомплекс рассматривается как зона основной разгрузки глубинных высоконапорных парогазовых потоков, что и определяет его высокую газонасыщенность и перспективность на газоносных территориях бассейна. В надсеноманском газоносном мегакомплексе установлено большое число сейсмических аномалий «типа залежь», подтвержденных повышенными электрическими сопротивлениями пород-коллекторов и газопроявлениями в скважинах. Авторы статьи считают, что с надсеноманским газоносным мегакомплексом связаны высокодебитные аварийные газовые фонтаны на Губкинском (1965) и Варьеганском (1972) месторождениях. Предполагается большое число газогидратных залежей как в термобарической зоне стабильности газогидратов, так и за ее пределами, в зоне метастабильности, где газогидраты медленно тают. Выполненные исследования позволяют рассматривать надсеноманский газоносный мегакомплекс как высокоперспективный с геологическими ресурсами около 200 трлн м³ газа, значительная часть которых локализована над вырабатываемыми залежами сеноманского газа.

Для цитирования: Нежданов А.А., Важенина О.А., Тригуб Е.В., Тригуб А.В., Привалова И.В. Перспективы газоносности надсеноманского мегакомплекса Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2025. – № 3. – С. 51–68. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-3-51-68.

Gas potential of post-Cenomanian megasequence in Western Siberia

© 2025 | A.A. Nezhdanov, O.A. Vazhenina, E.V. Trigub, A.V. Trigub, I.V. Privalova

West Siberian Geological and Geophysical Research Institute (ZapSibNIIGG), Tyumen, Russia; nezhdanovaa@zsnigg.ru, vazheninaoa@zsnigg.ru, trigubev@zsnigg.ru, TrigubAV@zsnigg.ru, PrivalovaIV@zsnigg.ru

Received 28.05.2025

Revised 08.05.2025

Accepted for publication 09.06.2025

Key words: *Western Siberia; post-Cenomanian deposits; emergency gas blowout; free gas; gas hydrates.*

Abstract: Post-Cenomanian gas bearing megasequence in the north of the Western Siberia contains a number of independent gas sequences, they are: Gazsalinsky, Nizhneberezovsky, Verkhneberezonsko-Gan'kinsky, Tibeisalinsko-Lyulinvorsky, and Atlymsko-Chetvertichny. Commercial gas content where gas is difficult-to-recover is determined in Gazsalinsky and Nizhneberezovsky sequences, while in the others, only gas manifestations of varying intensity are observed. Through the lens of deep naphthidogenesis, the post-Cenomanian gas bearing megasequence is considered as a main zone of deep high-pressure steam-gas flow discharge, which determines its high gas saturation and potential in gas-bearing territories of the basin. Numerous reservoir-type seismic anomalies (flat spots) are observed in the post-Cenomanian gas bearing megasequence, they are supported by higher resistivity of reservoir rocks and gas manifestations in wells. The authors believe that high-rate emergency gas blowouts in Gubkinsky (1965) and Varyogansky (1972) fields are associated with the post-Cenomanian gas bearing megasequence. They expect numerous gas hydrate accumulations both in thermobaric zone of gas hydrate stability and beyond it – in the metastability zone, where gas hydrates slowly melt. The studies carried out allow considering the post-Cenomanian gas bearing megasequence as highly promising, with in-place gas resources of about 200 TCM of gas a considerable part of which can be found above the Cenomanian gas pools being produced.

For citation: Nezhdanov A.A., Vazhenina O.A., Trigub E.V., Trigub A.V., Privalova I.V. Gas potential of post-Cenomanian megasequence in Western Siberia. *Geologiya nefi i gaza*. 2025;(3):51–68. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-3-51-68. In Russ.

Введение

Надсеноманский газоносный мегакомплекс (НГМК), несмотря на то, что он вскрыт всеми пробуренными в Западной Сибири скважинами, наименее изучен, так как долгие годы он не привлекал внимания как газоперспективный комплекс, способный содержать промышленные залежи, хотя первая публикация о его потенциальной промышленной газоносности датирована началом 1990-х гг. (Агалаков С.Е., Бакуев О.В., 1992). В качестве первоочередного объекта опоискования эти исследователи рассматривали опоки нижней подсвиты березовской свиты с многочисленными газопрооявлениями, низкодебитными газовыми и отдельными нефтегазовыми притоками (при бурении скв. 136-бис Ван-Еганской площади из интервала глубин 966–973 м (березовская свита) был поднят керн, представленный нефтенасыщенными опоками и опокovidными глинами), сейсмическими динамическими аномалиями «типа залежь» — АТЗ. По их мнению, следующий по перспективности объект — газовые залежи в ганькинской и верхнеберезовской свитах, представленных алевритистыми известковистыми глинами и песчано-алевритовыми породами, с газопрооявлениями на Ямсовейской, Верхнереченской, Губкинской и других площадях.

Учитывая, что значительная часть разреза надсеноманских отложений арктических районов Западной Сибири находится в зоне стабильности газогидратов (ЗГИ), определенные перспективы их газоносности связывались и с гидратным газом (ГГ) (Якушев В.С. и др., 2003, 2006 и др., Агалаков С.Е., Курчиков А.Р., 2004 и др., Леонов С.А., 2010 и др.). Дальнейшее изучение газоносности березовской свиты (сенон), активно проводимое с 2012 г., вылилось в испытание надсеноманского интервала довольно большим числом скважин, пробуренных на нижележащие отложения на Медвеьем и Харампурском месторождениях, а также бурение специальных «сенонских» скважин (2 вертикальных и 5 с горизонтальными боковыми стволами — БГС) на Медвеьем месторождении. Этими работами было установлено, что опоки нижней подсвиты березовской свиты, имеющие высокую общую пористость и низкую проницаемость, могут давать промышленные притоки газа (до 100–170 тыс. м³/сут) только после проведения гидроразрыва пласта, что снизило их привлекательность для освоения. На Харампурском месторождении дебит газа до 90 тыс. м³/сут был получен также из пласта ВВ, верхнеберезовской свиты с гранулярным типом породы-коллектора. Вместе с тем установлено резкое снижение дебитов газа со временем, что требует новых технологических решений при добыче такого газа, безусловно относящегося к трудноизвлекаемым запасам.

Представляется, что эти скромные результаты не вдохновляют добывающие компании на массированное изучение перспектив газоносности надсеноманских отложений. Тем не менее как в процессе выполнения вышеописанных поисковых работ, так

и независимо от них были получены новые данные и переосмыслены известные факты, что позволяет более оптимистично смотреть на перспективы газоносности НГМК Западной Сибири.

В первую очередь, это позволяет сделать (т. е. высоко оценить перспективы надсеномана) концепция глубинного нафтидогенеза, согласно которой газ поступал в осадочный чехол из более глубоких слоев Земли, под сверхвысоким давлением. На этом основании надсеноманский мегакомплекс отложений Западной Сибири следует считать основной зоной разгрузки глубинных газовых потоков, связанных с молодой неотектонической активизацией. Во-вторых, интерпретация с позиций глубинного газонакопления имеющихся газохимических, термометрических данных, материалов сейсмокаротажа и геолого-технической информации позволяет выявить и прогнозировать в надсеноманском мегакомплексе газоносные объекты, перспективные для освоения.

Строение надсеноманского мегакомплекса

В разрезе НГМК, имеющего толщину от 500–600 м на поднятиях до 1500 м в прогибах, можно с некоторой условностью (по особенностям изменения литологического состава) выделить ряд отдельных потенциально газоносных комплексов (таблица). Учитывая, что газовые залежи имеют молодой, неотектонический возраст, наличие надежных покровов в его составе не критично. Главное значение имеет присутствие пород-коллекторов, которые могут быть обнаружены в любом из стратонтов, за исключением, пожалуй, лишь тавдинского (ранее чеганского) глинистого флюидоупора, имеющего трансрегиональное распространение.

Надсеноманские отложения из-за отсутствия промышленной нефтегазоносности являлись «транзитными» для детального изучения, поэтому их стратификация, состав и условия формирования вызывают много вопросов. В последние годы из-за возникшего интереса к газоносности отложений надсеномана были получены новые данные, позволяющие уточнить его стратификацию. Е.Ю. Барабошкин, В.А. Маринов и др. [1] на основании ревизии шести опорных разрезов отложений верхнего мела Западной Сибири и ее обрамления (обнажения, скважины) установили, что нижняя подсвита березовской свиты датируется кампаном, а верхнеберезовская подсвита относится к маастрихту. Исходя из этого и учитывая, что в Восточной Европе мощные песчаные накопления имеют туронский возраст, с опорой на циклы глобальных изменений уровня моря III порядка (Грацианский и др., 2008), авторы статьи считают возможным отнести кровлю уватской и покурской свит к турону. Поэтому в таблице приведены уточненные данные по стратиграфии надсеноманских отложений Западной Сибири.

Нижним членом НГМК является *газсалинский газоносный комплекс* (ГК), резервуар которого сло-

Таблица. Надсеноманский газоносный мегакомплекс Западной Сибири

Table. Post-Cenomanian gas bearing megasequence of Western Siberia

Порядковый номер	Комплекс	Стратоны	Возраст (уточненный)	Газоносность
5	Атлымско-четвертичный	Четвертичные отложения	Четвертичный	Признаки газоносности, газопроявления при бурении
		Атлымская свита и др. (туртасская, новмихайловская)	Олигоцен	
Тавдинский (чеганский) трансрегиональный флюидоупор			Олигоцен	Отсутствуют
4	Тибейсалинско-люлинворский	Люлинворская свита	Эоцен – палеоцен	Признаки газоносности, газопроявления при бурении
		Тибейсалинская свита		
3	Верхнеберезовско-ганькинский	Ганькинская свита	Маастрихт	Газопроявления, в том числе аварийные фонтаны
		Верхнеберезовская подсвита		Газопроявления, промышленная газоносность
2	Нижнеберезовский	Нижнеберезовская подсвита	Кампан	Газопроявления, промышленная газоносность
1	Газсалинский	Газсалинская пачка кузнецовской свиты	Коньяк – сантон?	Промышленная газоносность
Сеноманский газоносный		Уватская, покурская свиты (верхи)	Турон?	Уникальная промышленная газоносность

жен гранулярными породами-коллекторами газсалинской песчано-алевритовой пачки кузнецовской свиты или относится к ипатовской свите. Он распространен в северо-восточной части Западной Сибири, а промышленная газоносность установлена на Харампурском, Южно-Русском, Заполярном, Тэрельском, Новочасельском, Усть-Часельском и других месторождениях с коэффициентом успешности испытаний до 90 %. Низкие относительно сеномана фильтрационно-емкостные свойства преимущественно алевролитовых пород-коллекторов газсалинской пачки и небольшие (первые десятки метров) эффективные толщины для разработки залежей газа обуславливают применение многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП).

Нижнеберезовский ГК приурочен к нижней подсвите березовской свиты, распространенной на большей части территории Западной Сибири. Свита сложена опоками глинистыми и слабоглинистыми, разделенными прослоями глин опокovidных. Анализ минерального состава пластов нижнеберезовской подсвиты на ряде месторождений показывает, что соотношение доли кремнистых и глинистых минералов изменяется как по разрезу одного месторождения, так и от месторождения к месторождению, однако отмечается общий тренд — уменьшение опал-кристаллобалит-тридимитовой (ОКТ) фазы и увеличение содержания кварца вниз по разрезу.

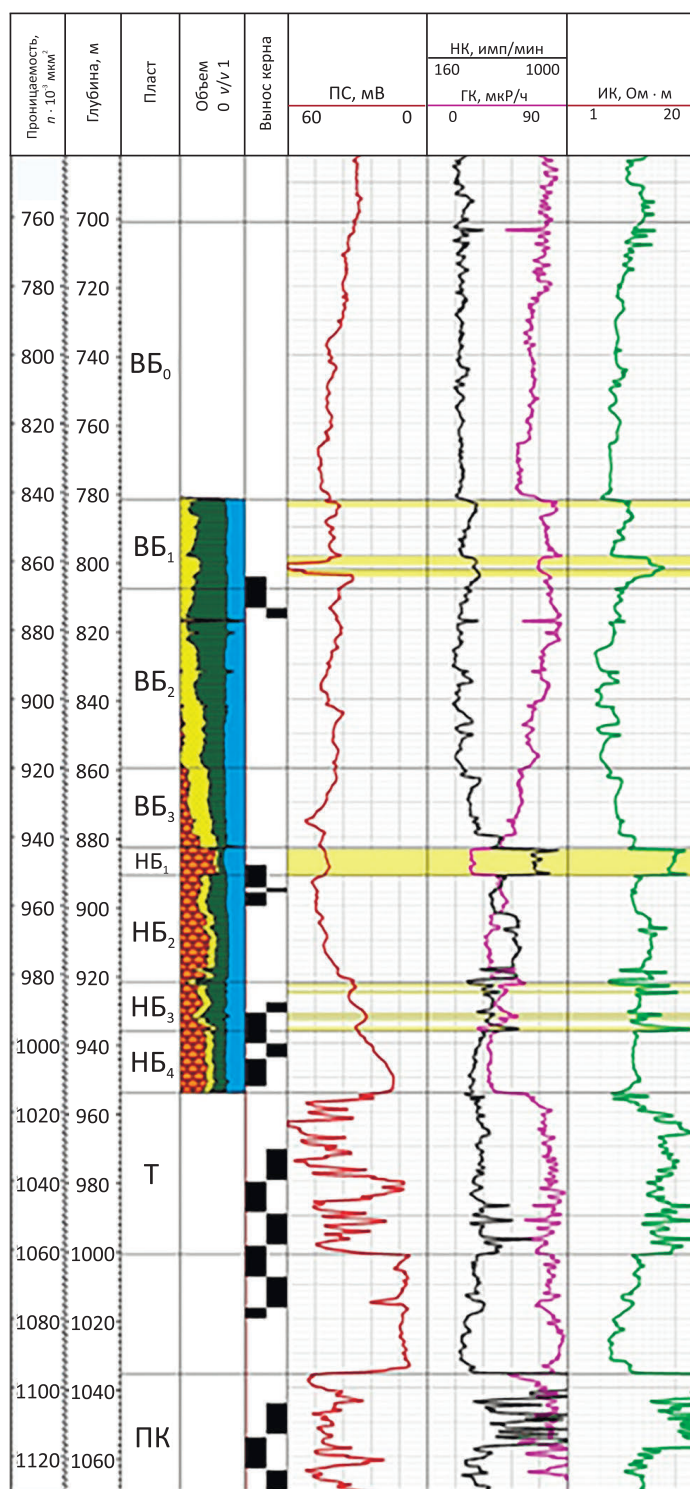
Более чистые опоки разделены на четыре регионально-прослеживаемых пласта НБ₁–НБ₄, выделенных на Харампурском месторождении специалистами ООО «ТННЦ и прослеженных западнее, на Медвежьем месторождении, где ранее были выявлены пласты НБ₀, НБ₁ (соответствуют пластам НБ₁ и НБ₂ Харампурского месторождения) и пласт НБ₂ (соответствует пластам НБ₃ и НБ₄).

В верхней подсвите березовской свиты выделены песчано-алевритовые пласты ВБ₀–ВБ₃, газоносность и площадное распространение которых в региональном плане не изучены.

Как отмечено выше, с опоками нижней подсвиты березовской свиты связаны многочисленные газопроявления в скважинах, АТЗ, установленные на территории Ямало-Ненецкого, Ханты-Мансийского автономных округов и даже на юге Тюменской области. Промышленная газоносность этих отложений доказана на Медвежьем и Харампурском месторождениях, однако из-за слабой изученности остается много вопросов относительно реального газового потенциала нижнеберезовского ГК. Имеются большие сомнения в том, что испытанные скважины расположены в оптимальных условиях «сладких пятен» (sweet spot), способных давать наибольшие дебиты газа.

Верхнеберезовско-ганькинский ГК объединяет верхнюю подсвиту березовской свиты и перекрывающую ее ганьковскую свиту. Объединение двух этих стратонов преимущественно глинистого


Рис. 1. Индексация пластов березовской свиты по скв. 109 Харампурского месторождения

Fig. 1. Indexing of the Berezovsky Fm reservoirs in 109 Well, the Kharampursky field


Т — песчано-алевритовые пласты газсалинской пачки кузнецовской свиты, ПК — песчаные пласты покурского газоносного комплекса [2]

T — sandy-argillaceous layers of Gazsalinsky bedset, the Kuznetsovsky Fm, ПК — sandy layers of the Pokursky gas-bearing sequence [2]

состава в один ГК было основано на том, что они залегают рядом и имеют невысокую перспективность, поскольку с ними связано ограниченное число газопроявлений. В дальнейшем эта оценка изменилась и в настоящий момент этот ГК представляется авторам статьи высокоперспективным. Этому способствовало получение промышленного дебита газа из пласта ВВ₃ (после гидроразрыва пласта 90 тыс. м³/сут), а в скв. 497 Харампурского месторождения дебит газа из этого пласта составил 40,9 тыс. м³/сут без гидроразрыва пласта. В большей мере этот ГК стал оцениваться как более перспективный благодаря детальному анализу аварийных газопроявлений, описанному ниже.

Верхняя подсвита березовской свиты имеет глинистый состав (глины зеленовато-серые, чаще алевролитистые, прослоями тонкоотмученные, опоквидные, особенно в нижней части), с прослоями алевропесчаных пород мощностью до 10–15 м. Алевролиты и песчаники глинистые, но проницаемые (проницаемость $(1-3) \cdot 10^{-5}$ мкм²) и высокопористые (до 38 %), практически не выделяющиеся на диаграммах ГИС (см. рис. 1).

Ганькинская свита (маастрихт) сложена глинами серыми, светло-серыми, иногда с зеленоватым оттенком, известковыми и известковистыми, в окраинных районах с прослоями алевролитов, иногда глауконитовых, железных руд, с пиритовыми и сидеритовыми конкрециями, песчаные породы для нее не характерны. Но не следует забывать, что на большей части рассматриваемой территории (Надым-Пур-Тазовский регион, Гыдан и Ямал) ганькинская свита почти не охарактеризована керном, комплекс ГИС в верхней, надсеноманской, части разреза весьма ограничен и слабоинформативен, а по латерали ганькинская свита замещается осадками танамской свиты (восток), верхнесымской подсвиты (юго-восток), кэтпарской свиты (северо-восток) песчаного состава.

Поэтому нельзя исключить, что в области газоносности ганькинская свита содержит песчано-алевритовые слои суммарно большой мощности, но распределенные по разрезу свиты в виде тонких слоев небольшой толщины. По мнению авторов статьи, такая модель пород-коллекторов в ганькинской свите возможна, исходя из «иззубренности» кривых ГК, КС, наличия отрицательной амплитуды ПС, характерных для гранулярных пород-коллекторов. В разрезе палеоречных врезов, наличие которых на рассматриваемой территории несомненно, возможно наличие песчано-глинистых пластов существенной мощности. Отметим также, что песчаные породы и на других стратиграфических уровнях отложений верхнего мела по имеющимся данным ГИС практически не выделяются. Так, наличие песчаных пластов по керну установлено в разрезе верхней подсвиты березовской свиты на Северо-Уренгойском и Харампурском месторождениях (см. рис. 1). Высокая кавернозность пород ганькинской свиты на Губкинском месторождении объясняется, веро-

ятно, повышенными значениями коэффициента аномальности (K_a) пластового и порового давления, что и привело к «вываливанию» пород-коллекторов.

Также возможно, что известковые глины ганькинской свиты, имеющие повышенную хрупкость по сравнению с обычными слабоуплотненными глинами, в зонах внедрения глубинных газов и разломов подверглись естественному флюидоразрыву с формированием порово-трещинных пород-коллекторов, напоминающих «рыхлые бажениты» (по Нестерову И.И., 1979), дававшие фонтанные притоки нефти дебитом до 700 т/сут на Салымском месторождении.

Тибейсалинско-люлинворский ГК развит в северной части Ямало-Ненецкого автономного округа; на большей части Западной Сибири вместо опесчанной тибейсалинской свиты распространена глинистая талицкая свита, перспективность которой значительно меньше. Тибейсалинская свита (палеоцен) состоит из нижней глинистой и верхней песчаной подсвит. Верхняя подсвита сложена песками уплотненными, серыми, кварцево-полевошпатовыми, с прослоями серых глин, иногда — бурых углей. Для пород характерны высокая пористость и проницаемость, сопоставимые с фильтрационно-емкостными свойствами покурской свиты (пласты ПК₁₋₂). Толщина песков достигает 150–250 м. Верхняя «люлинворская» часть рассматриваемого ГК стратифицирована весьма условно, по положению в разрезе она имеет эоценовый возраст и сложена породами-коллекторами (опоками и диатомитами с прослоями алевролитов и песков), а также глинами.

Тавдинский (чеганский) трансрегиональный глинистый флюидоупор распространяется на юг от Западной Сибири по всему Тургаю до Арала и Устьюрга, он сложен глинами монтмориллонитового состава, имеет толщину 30–50 м, содержит линзы чистых кварцевых песков небольшой мощности, многочисленные остатки морских организмов. Вследствие небольшой глубины залегания имеет небольшие давления прорыва и поэтому вряд ли оказал какое-либо влияние на размещение газовых залежей в НМГК, имеет большее геологическое значение как трансрегиональный маркирующий горизонт в верхней части разреза. Тем не менее в Ямало-Ненецком автономном округе возможна газоносность песков тавдинской свиты. Так, на Нохояхинской площади, в скв. 835 из в маломощных алевропесков тавдинской свиты (интервал 180–190,9 м) был получен приток газа с начальным дебитом 640 м³/сут, стабильного притока при испытаниях не было, дебит упал практически до 0 за три суток.

Атлымско-четвертичный ГК включает палеогеновые, а в южной половине Западной Сибири и неогеновые отложения, на разную глубину эродированные в четвертичное время. В северной части Ямало-Ненецкого автономного округа в разрезе сохраняется лишь нижняя часть отложений олигоцен (песчаная атлымская свита). Общая мощность песков чаще составляет 100–150 м, а в долинах и

дельтах крупных палеорек (Обь, Ныда, Надым, Пур, Таз и др.) толщины четвертичных эрозионных врезов, заполненных песками, совместно с алымскими песками могут достигать 450–500 м. С этим ГК связаны многочисленные газопроявления и аварийные газодляные фонтаны на отдельных месторождениях (в первую очередь, на Бованенковском).

Особенности газоносности надсеноманского газоносного мегакомплекса

Особенности газоносности НГМК заключаются в большом количестве газопроявлений разной интенсивности, полученных в разных районах Западной Сибири, но с преобладанием в арктических районах бассейна и ограниченным числом месторождений газа, степень изученности которых позволяет поставить их запасы на Госбаланс. В первую очередь, это месторождения в газсалинском ГК, имеющие простое строение и связанные с гранулярными породами-коллекторами. В газсалинском ГК запасы газа промышленных категорий составляют 1366,2 млрд м³, из них более половины связано с Харампурским месторождением. Ресурсы газа (категория D₀) составляют 177,8 млрд м³. Ограниченный потенциал этого комплекса обусловлен выклиниванием песчано-алевритовых пород-коллекторов в западном направлении, в сторону глубокого моря. Тип залежей — структурно-литологический, возможен прирост запасов и ресурсов при выявлении газоносности в восточной, приенисейской, части бассейна.

В нижнеберезовском ГК промышленная газоносность выявлена на Медвежьем и Харампурском месторождениях, на Госбалансе запасы сенонского газа по категориям В₁ + В₂ числятся в объеме 73,8 млрд м³. Ресурсы газа в нижнеберезовском ГК экспертно оценивались в диапазоне от 4,6 до 21,6 трлн м³ по 34 месторождениям в Ямало-Ненецком автономном округе, охарактеризованном наличием АТЗ в этом интервале. При использовании разных подсчетных параметров получены разные оценки, которые остаются недостоверными. Перспективы газоносности вышележащих отложений НГМК количественно не оценены.

Целенаправленное изучение газоносности нижнеберезовского ГК на Медвежьем и Харампурском месторождениях выявило широкий круг проблем, связанных с нетрадиционным типом пород-коллекторов, сложенных опоками ОКТ и кварцевого состава. Эти породы при высокой общей пористости (40 %) имеют низкую проницаемость и ультрамелкий размер пор, высокое содержание связанной воды разных типов (как конституционной и конденсационной, так и элизионной). Этим обусловлена сложность и нестандартность изучения состава и структуры пород-коллекторов, неоднозначность их выделения в разрезе и определения подсчетных и других параметров резервуаров и залежей газа по данным ГИС, подсчетных и других петрофизических параметров по керну. Выявленные

газовые залежи относятся к нетрадиционному типу (газонапорный с наличием повышенного порового давления, отсутствием подвижных подошвенных и законтурных вод), причем имеется весьма ограниченное число кондиционных испытаний и исследований скважин, вскрывающих эти залежи.

Кроме того, на Медвежьем месторождении в пласте НБ₁ установлено наличие как свободного газа, так и газогидратного насыщения, доказанного авторами статьи на основании данных освоения скважин, АК, ВСП, сейсморазведки МОГТ, газохимических исследований [3, 4]. Проблема ГТ имеет для НГМК самое серьезное значение. Авторы статьи предполагают, что залежи заполнялись глубинным газом, поступавшим в осадочный чехол под сверхвысоким давлением и расширявшимся при снижении давления при заполнении резервуаров осадочного чехла. Это, в соответствии с законами физики (эффект Джоуля-Томсона, или положительный дроссельный эффект), сопровождалось резким охлаждением, вызвавшим как образование ГТ, так и четвертичное оледенение. Такая модель образования ГТ дает основание предполагать их широкое распространение в НГМК.

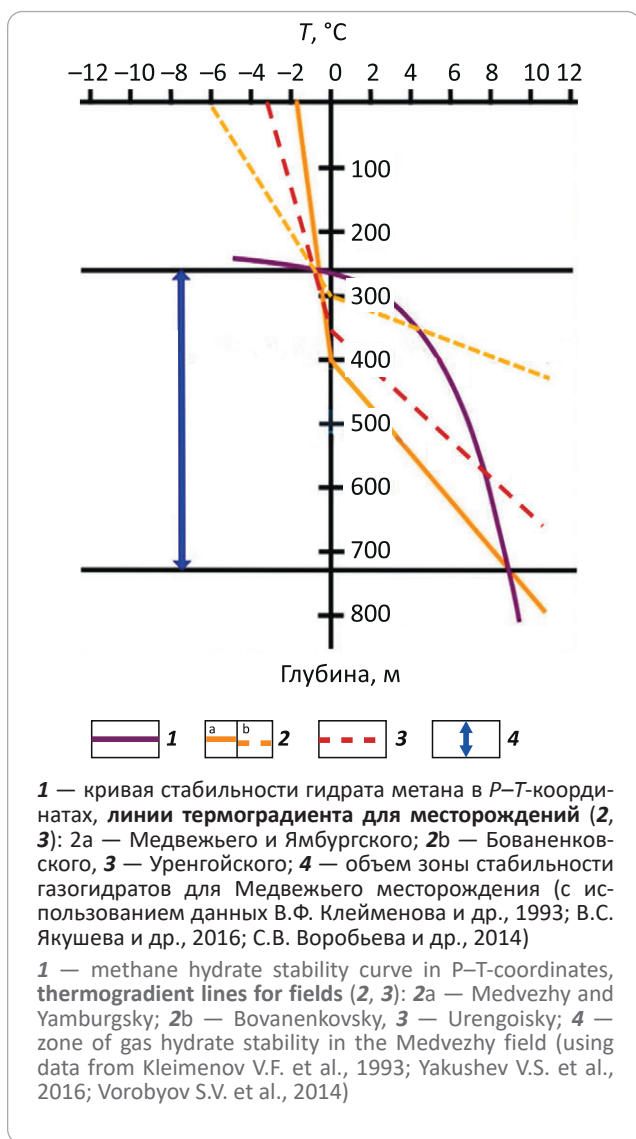
Проблема газогидратов в надсеноманском газоносном комплексе

Очевидное, с точки зрения авторов статьи, наличие ГТ в пласте НБ₁ сенона Медвежьего месторождения противоречит сложившимся представлениям о возможности нахождения ГТ только в термобарической зоне стабильности газогидратов (ЗСГ), т. е. при определенных значениях температур и давлений, достаточно точно определенных для разных по составу газов. На рис. 2 показано положение ЗСГ для ряда нефтегазоконденсатных месторождений севера Западной Сибири. Замеры пластовых давлений и температур в отложениях сенона Медвежьего месторождения свидетельствуют о том, что современные термобарические условия не соответствуют условиям ЗСГ, причем температуры на 10–15 °С выше допустимых для образования ГТ.

Поэтому многие исследователи не разделяют уверенности авторов статьи в наличии ГТ в пласте НБ₁ Медвежьего месторождения. Так, В.В. Черепанов и др. [5] считают, что в пласте НБ₁ с особо мелкими порами газ может находиться только в связанном «окклюдированном» состоянии и получить из него промышленные притоки газа физически невозможно. Эти исследователи игнорируют объективные факты, свидетельствующие о газогидратном насыщении более пористого пласта НБ₁.

Во-первых, это данные широкополосного акустического каротажа, свидетельствующие, что в пласте НБ₁ находится не газ, а твердое тело (скорость продольной волны в газонасыщенном пласте НБ₂ составляет 1,942 км/с, а в пласте НБ₁ — 2,578 км/с). Скорости в глинах вмещающих отложений (верхнеберезовская подсвита и кузнецовская свита) составляют 2,222 км/с. Особые физические свойства

Рис. 2. *P-T*-показатели зоны стабильности газогидратов
Fig. 2. *P-T*-parameters of gas hydrate stability zone



пласта $НБ_1$ иллюстрирует и рис. 3, на котором приведена диаграмма соотношения псевдокоэффициента Пуассона (V_p/V_s) и акустического *P*-импеданса, на которой литотипы пласта $НБ_1$ выпадают из общей закономерности. Более высокий *P*-импеданс пласта $НБ_1$ относительно пласта $НБ_2$ подтверждают и данные сейсморазведки МОВ ОГТ.

Во-вторых, авторы рассматриваемой статьи почему-то игнорируют и тот факт, что единственный, заслуживающий внимания дебит газа 170–200 тыс. м³/сут был получен именно из пласта $НБ_1$ с «окклюдируемым» газом в скв. 4С, единственной, пробуренной на теплом (40–44 °С на входе) буровом растворе. Другие скважины пробурены на холодном (10–16 °С) растворе и дебиты газа в них, полученные из пласта $НБ_2$, сложенного кварцевыми опоками, не превышали 20–30 тыс. м³/сут. Авторы статьи сомневаются, что для «окклюдируемого» газа критично повышение температуры раствора на 25–30 °С, в то время как для ГГ это имеет прин-

ципальное значение, и они начинают интенсивно разлагаться.

В-третьих, различия размера пор пластов $НБ_1$ и $НБ_2$ не так значительны, чтобы столь кардинально сказываться на дебите этих пластов — в пласте $НБ_1$ мезопор размером 2–80 нм 75 %, а в $НБ_2$ — 55 % [5], да и мелкий размер пор пласта $НБ_1$, сложенного ОКТ-опоками, не может препятствовать перемещению молекул газа и воды, так как газокинетические диаметры метана не превышают 0,44 нм, других УВ — около 0,5 нм, воды — 0,3 нм, а размер мезопор — 2–80 нм и более. На Харампурском месторождении из таких же ОКТ-опок пласта $НБ_1$ получены промышленные дебиты газа.

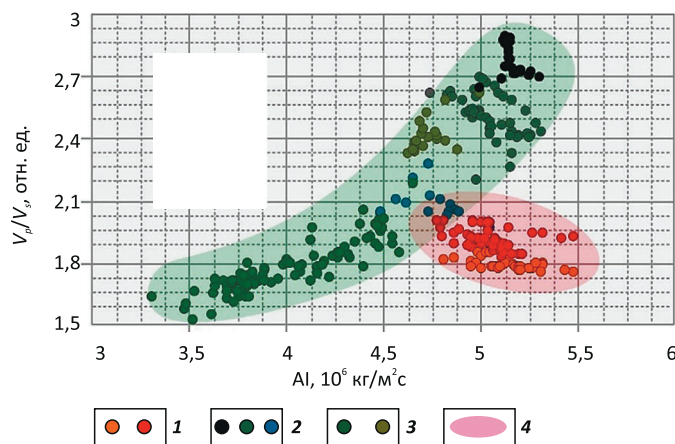
В-четвертых, авторы не учитывают, что из пласта $НБ_1$ в буровой раствор переходят те соединения, которые не образуют ГГ, а объем газов незначителен, и наоборот — в керне из пласта $НБ_1$, содержащего ГГ, газ более легкий, так как он состоит из соединений, образующих ГГ (метан, этан, пропан, *i*-бутан), а общий объем газов в керне значительно больший, чем выделилось из этого пласта в буровой раствор [3].

Возможность нахождения ГГ вне ЗСГ также отрицают В.А. Истомин (устное сообщение) и А.Н. Нестеров, который в отзыве на автореферат диссертации Д.Б. Родивилова [8] отмечал, что «не следует искать ГГ там, где их нет»... И В.А. Истомин и А.Н. Нестеров являются соавторами открытия явления «самоконсервации ГГ» [6, 7] в вечной мерзлоте, где, по их мнению, при отрицательных температурах происходит консервация ГГ пленкой застывшей воды. Не касаясь убедительности такого предположения, можно заметить, что и эти «самозаконсервированные» ГГ, и ГГ в опоках пласта $НБ_1$ Медвежьего месторождения объединяет одно — все они находятся за пределами ЗСГ, т. е. в метастабильном состоянии (в зоне метастабильности ГГ — ЗМСГ), а проще говоря, — они тают, но тают медленно, так как этому способствуют низкие температуры (в мерзлых породах) и высокие давления (в опоках пласта $НБ_1$). Исходя из молодого возраста (тысячи — первые десятки тысяч лет) газовых и ГГ залежей Западной Сибири, такое предположение вполне правдоподобно. Оно подтверждается нестабильностью теплового поля в ЗМСГ и даже в ЗСГ. В последней они тоже разлагаются, но вероятно, медленнее, чем в ЗМСГ.

На рис. 4 показаны неоднородности теплового поля в верхней части разреза Ямало-Ненецкого автономного округа, связанные с ГГ. Приведены данные термокаротажа в разных скважинах и интервалах НГМК, свидетельствующие о резких колебаниях и наличии положительных приращений температур в интервалах с ГГ, причем в ЗМСГ эти колебания существенно выше, чем в ЗСГ или в участках разреза без ГГ (ниже — 1000 м в скв. Гыданская-130, в пласте $НБ_2$ Медвежьего месторождения). Положительные, возрастающие вверх по разрезу приращения температур в ЗМСГ свидетельствует о таянии ГГ в земной коре, происходящем без антропогенного

Рис. 3. Соотношения между значениями псевдокоэффициента Пуассона (V_p/V_s) и акустическим импедансом (по продольным волнам) по данным ГИС в скв. 6С Медвежьего месторождения (сенон)

Fig. 3. Relationships between Poisson pseudo-coefficient (VP/Vs) and acoustic impedance (compressional waves) according to well log data from 6C Well in the Medvezhy field (Senonian)



Литотипы пластов (1–3): 1 — НБ₁, 2 — НБ₀, 3 — НБ₂; 4 — зона распространения газогидратов [3]
Lithotypes of the layers (1–3): 1 — НБ₁, 2 — НБ₀, 3 — НБ₂; 4 — zone of gas hydrate occurrence [3]

воздействия. Также можно считать, что рассматриваемые положительные температурные аномалии обусловлены повышенной (относительно вмещающих пород) теплоемкостью ГТ.

По мнению авторов статьи, на формирование ГТ в значительно большей мере, чем современные термобарические условия, оказывали влияние динамика процесса глубинной дегазации (больше скорость и давление парагазового потока — сильнее загидрачивание) и структура порового пространства. Д.Б. Родивилов [8], связывая гидратообразоване в пласте НБ₁ Медвежьего месторождения с проявлением эффекта Джоуля-Томсона, или с положительным дроссельным эффектом (уменьшение температуры при расширении газа), отмечал, что чем меньше размер капилляров и извилистей сама система пор дросселя (в данном случае это опоки пласта-коллектора НБ₁), тем больше падение температуры (при равном давлении). Поэтому ГТ и образовались в пласте НБ₁, сложенным ОКТ-опоками с более мелкими порами, а не в пласте НБ₂, состоящем из кварцевых опок, где условия для гидратообразования были менее подходящими.

Два этих фактора — высокая динамика глубинной дегазации и «мелкопоровая» структура порового пространства и определили широкое распространение ГТ в пласте НБ₁ многих месторождений, причем вне ЗСГ. Это установлено по данным сейсморазведки МОВ ОГТ (разные динамические параметры волны S_3 при насыщении пласта НБ₁ ГТ или СГ), скважинным материалам (разные скорости продольных волн в залежах с ГТ и СГ), геохимическим показателям (при разбуривании залежей ГТ в буровой раствор выделяются соединения, не образующие ГТ и находящиеся в пласте

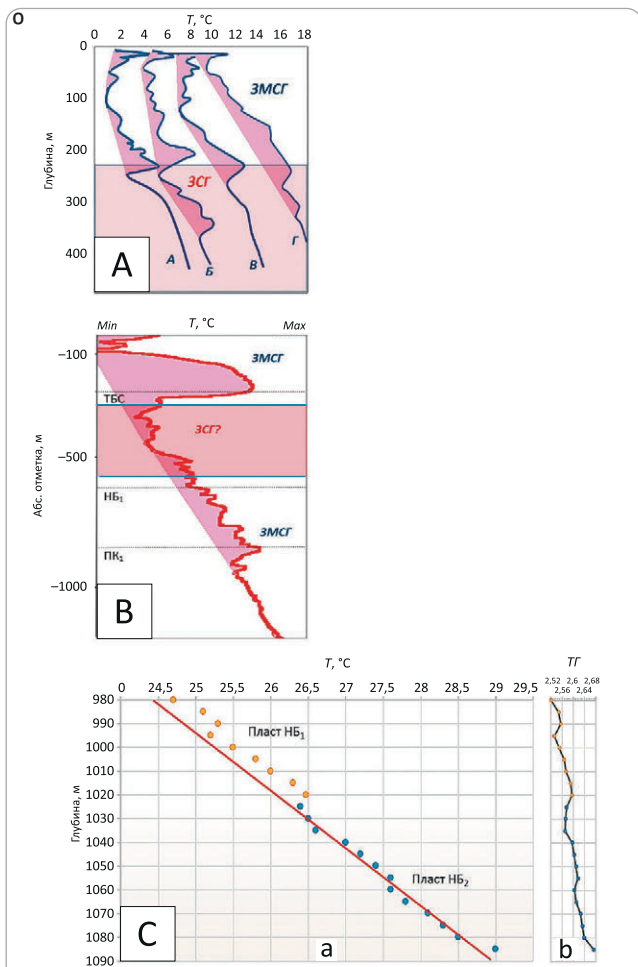
в виде паров, это, в первую очередь, гомологи метана C_5 - C_6 , n - C_4 ; также отмечена высокая газонасыщенность поднятых из скважин образцов керна с ГТ-насыщением [3, 4]).

На ряде месторождений (например, Медвежьем, Крузенштернском), судя по скважинным и сейсморазведочным данным, ГТ в пласте НБ₁ приурочены к сводовым частям поднятий, сменяясь по их периферии свободным газом. На других месторождениях ГТ в пластах нижней подсвиты березовской свиты, вероятно, распространены более широко (Ямбургское, Уренгойское, Заполярное, Юбилейное, Тамбейское и др.).

При полном отсутствии «прямых» данных о наличии ГТ и СГ в НГМК авторы статьи для прогноза газонасыщения в НГМК и фазового состояния газа использовали данные сейсмокаротажа (СК) и вертикального сейсмического профилирования (ВСП), исходя из увеличения скоростей продольных волн в ГТ более 2,5 км/с и снижения этой скорости в СГ ниже 2 км/с. Кондиционные данные АК в надсенонманской части разреза имеются лишь по отдельным скважинам, они также были проанализированы.

Данные ВСП и АК в отдельных скважинах Ямбургского и Уренгойского месторождений однозначно свидетельствуют о наличии СГ и ГТ в разных частях разреза НГМК: в нижнеберезовской подсвите залегают преимущественно ГТ, а выше, в ганькинской свите, — СГ и ГТ, аналогично — и в тибейсалинской свите, хотя она распространена на этих месторождениях в ЗСГ. Единственная информация о возможном наличии ГТ в тибейсалинской свите была получена в 1990-х гг. в скв. 720 Уренгойского месторождения, в которой (по причине газопроявления) был опробован герметизированный керно-

Рис. 4. Температурные неоднородности в верхней части разреза, связанные с ГГ, на месторождениях Ямало-Ненецкого автономного округа
Fig. 4. Temperature heterogeneities associated with gas hydrates in the upper part of the section in the fields of the Yamal-Nenets Autonomous Okrug



А — нестабильность теплового поля в условиях гидратности разреза одного из месторождений ПАО «Газпром» в Ямало-Ненецком автономном округе, А–Г — скважины с последовательным увеличением промежутка времени между бурением и проведением термокаротажа, ЗСГ — зона стабильности ГГ, ЗМСГ — зона метастабильности ГГ.

В — параметрическая скв. Гыданская-130 (данные сейсмокаротажа в невыставившейся скважине), ЗМСГ — зона метастабильности ГГ; ЗСГ — зона стабильности ГГ; ТБС — кровля тибейсалинской свиты; НБ₁ (березовская свита); ПК₁ — кровля сеномана (покурская свита).

С — результаты высокоточной термометрии по разрезу нижней подсвиты березовской свиты скв. 8С Медвежьего месторождения: а — график температура — глубина замера, b — изменение термоградиента (ТГ) (°C/100 м) с глубиной. Красная линия — тренд изменения температуры

A — thermal field variability in the presence of gas hydrate in one of the Gazprom fields, Yamal-Nenets Autonomous Okrug, A–Г — wells with sequential increase in time interval between drilling and thermal logging, ЗСГ — zone of gas hydrate stability, ЗМСГ — zone of gas hydrate metastability.

B — Gydanskaya-130 stratigraphic well (checkshot data in the well not allowed to settle), ЗМСГ — zone of gas hydrate

Усл. обозначения к рис. 4, окончание
 Legend for Fig. 4, end.

metastability; ЗСГ — zone of gas hydrate stability; ТБС — Tibeisalinsky Fm Top; НБ₁ (Berezovsky Fm); ПК₁ — Cenomanian Top (Pokursky Fm).

С — the results of high-precision thermometry in the section of Lower member of the Berezovsky Fm, 8С Well in the Medvezhy field: a — temperature as a function of measurement depth, b — thermogradient (ТГ) changes (°C/100 m) with depth. Red line is a temperature trend

приемник конструкции ООО «СибБурмаш». После подъема его на поверхность были обнаружены газ с давлением, соизмеримым с $P_{пл}$ (т. е. около 50 атм), и песок. Поскольку максимальное содержание метана в ГГ, по литературным данным может достигать $148 \text{ м}^3/\text{м}^3$ породы, но реальное его содержание в газогидратном льду в НГМК не известно, остается предположить (опираясь на данные по скв. 720), что содержание газа в ГГ приблизительно может соответствовать пластовому давлению.

Заметим, что высокие скорости распространения продольных волн, связываемые с существованием ГГ, установлены по данным СК как в пределах антиклинальных структур (месторождений), так и в прогибах, но в зоне аномально высоких пластовых давлений (АВПД), где распространены «неантиклинальные» залежи газоконденсата и нефти в юрских и ачимовских пластах. Так, в сверхглубокой скв. Тюменская СГ-6 (рис. 5), пробуренной непосредственно в Уренгойско-Колтогорском грабен-рифте, суммарные толщины пород с ГГ-насыщением составляют примерно 450–550 м, в сверхглубокой скв. Енъяхинская СГ-7 — около 400 м.

Перспективы газоносности надсеноманского газоносного мегакомплекса

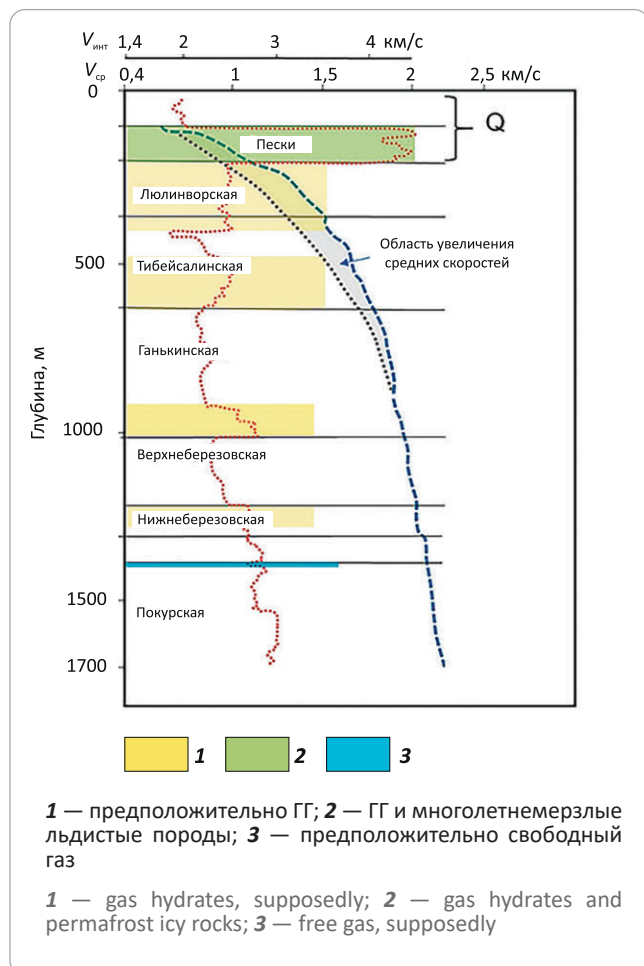
Самыми, пожалуй, характерными чертами НГМК являются его слабая изученность, крайне незначительное число пробуренных скважин, по которым в интервале НГМК выполнен расширенный (информативный) комплекс ГИС, позволяющий оценить наличие и фазовое состояние (ГГ, СГ) газовых залежей. Следует отметить, что граничные значения (газ/вода) удельных электрических сопротивлений в газоносных породах-коллекторах Западной Сибири крайне низкие, не превышают 3–4 Ом · м, особенно в слабоуплотненных породах [9], что сильно затрудняет выделение продуктивных интервалов.

Также незначительно число кондиционных испытаний пластов-коллекторов, реально отражающих их газовый потенциал, поскольку большинство имеющихся результатов — это газопроявления в процессе бурения либо последующие попытки получения притоков из интервалов газопроявлений



Рис. 5. Графики изменения средних и интервальных скоростей в верхней части разреза Тюменской сверхглубокой скв. СГ-6

Fig. 5. Graphs of average and interval velocity behaviour in the upper part of the section of the ultradeep СГ-6 Well



путем испытания тех же интервалов в колонне без оценки качества цементирования, кольматации пласта-коллектора и т. п. В большинстве случаев перспективные газонасыщенные интервалы НГМК разбуривались с использованием (для предотвращения газопроявлений) утяжеленных буровых растворов с плотностью до 1,3–1,4 г/см³ (Бованенковское, Ямбургское и другие месторождения), что из-за поглощений раствора не способствовало ликвидации газопроявлений, но в дальнейшем осложняло получение притоков газа при освоении.

Признаки продуктивности в НГМК Западной Сибири зафиксированы в разных районах, но основные перспективы газонасыщенности связаны с арктической и приполярной частями бассейна. Б.М. Валяев [10], анализируя специфику процессов нефтегазонакопления, отметил, что особенностью арктических регионов является наличие в приповерхностных отложениях обширной ЗСГ, в которой скопления ГГ связаны с их поступлением по разрывным нарушениям, концентрирующим каналы восходящих перетоков УВ. Гигантские масштабы

ресурсов СГ и скоплений ГГ в арктических регионах, в также уникальные масштабы и темпы разгрузки метана в атмосферу приарктических регионов имеют глубинную природу. Следует отметить также очень высокую плотность УВ-ресурсов для газогидратных скоплений севера Аляски и Канады — около 4 млрд м³/км² для газогидратного скопления Эйлин и 2,15 млрд м³/км² для газогидратного скопления Маллик (Канада).

Данные, полученные авторами статьи, подтверждают выводы Б.М. Валяева и дают основание считать, что НГМК имеет на севере Западной Сибири важное значение, что требует его планомерного и разумного изучения как и любого другого нефтегазонасыщенного комплекса с кондиционной подготовкой ловушек газа к глубокому бурению. По оценкам специалистов ВНИИГаза, общие ресурсы гидратного метана севера Западной Сибири оцениваются в 111 трлн м³, в том числе в крупных сконцентрированных скоплениях — в 34 трлн м³. С.Е. Агалаков оценивает перспективность НГМК более скромно¹. По его мнению, в верхнемеловых отложениях (тибейсалинский палеогеновый резервуар он не оценивал) содержится всего 8,5 трлн м³ СГ и 17,2 трлн м³ ГГ, в сумме — 25,7 трлн м³ газа. С палеогеновым и четвертичным газом это вряд ли превысит (по его оценкам) 30 трлн м³, что для оцениваемой площади в ~700 тыс. км² дает плотность ресурсов около 0,043 млрд м³/км². Как уже отмечено выше, такая плотность ресурсов вряд ли дает основание рассматривать надсеноманский газонасыщенный мегакомплекс в качестве высокоперспективного, в лучшем случае он может быть использован для местного газоснабжения, как считает и В.С. Якушев (2009).

По мнению авторов статьи, ресурсная база надсеноманского мегакомплекса значительно выше (возможно, на порядок) и была оценена в 200 трлн м³, из них 48 трлн м³ — над разрабатываемыми месторождениями (Нежданов А.А., 2021). Причина таких различий — в разных источниках газа. Большинство исследователей вслед за Ю.Ф. Макогоном (1974, 1985 и др.) считают источником ГГ скудную тундровую растительность, а источником СГ — перетоки из нижележащих залежей + биогенный газ из ОВ вмещающих залежи верхнемеловых пород, не достигшего даже буроугольной стадии катагенеза. Поэтому они оценивают ресурсы газа только над нижележащими месторождениями.

Авторы статьи, исходя из представлений о наличии глубинного источника газа, рассматривают верхнюю часть разреза арктических и северных территорий Западной Сибири в качестве основной (сохранившейся в осадочном чехле) зоны разгрузки глубинных флюидов, сеноманские газовые залежи которой представляют собой самую нижнюю, более локализованную и уже довольно «выработан-

¹Агалаков С.Е. Геология и газонасыщенность верхнемеловых и надсеноманских отложений Западной Сибири: автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. — Тюмень : 2019. — 35 с.

ную», хорошо известную ее часть. Так как дегазация связана преимущественно с рифтами и вулканами центрального и трещинного типов, расположенными как в пределах поднятий, так и в прогибах, залежи ГГ и даже СГ в НГМК, благодаря рассеиванию газов, в меньшей мере контролируются структурным планом по сравнению с нижележащими традиционными залежами газа.

Газогидратная тема, привлекавшая внимание исследователей еще 10–15 лет назад, к настоящему времени оказалась полностью исчерпанной, так как практического изучения залежей ГГ так и не произошло. Газогидраты, вскрытые в нижнеберезовском ГК (пласт НБ₁) на Медвежьем месторождении [3, 4], остались, мягко говоря, «незамеченными», хотя научное и практическое значение этой находки трудно переоценить. По мнению авторов статьи, программа геолого-разведочных работ на надсеноманские отложения Медвежьего НГМК должна быть актуализирована, продолжена бурением дополнительных разведочных скважин, заложенных в оптимальных условиях, и завершена проведением опытно-промышленной разработки.

Разведка нижнеберезовских газовых залежей на Медвежьем и Харампурском месторождениях, показавшая как промышленную значимость этих залежей, так и принадлежность сеноманского газа к трудноизвлекаемым запасам по причине низкой проницаемости пород-коллекторов, заставляет обратить внимание на другие ГК надсеноманского мегакомплекса, породы-коллекторы которых имеют более высокие фильтрационно-емкостные свойства.

В этой связи обратимся к истории открытия как самого Западно-Сибирского нефтегазосного бассейна (пос. Березово, ХМАО, 21 сентября 1953 г., Березовская опорная скважина), так и самого важного газосного комплекса — сеноманского (пос. Газ-Сале, ЯНАО, 27 сентября 1962 г., Тазовская опорная скважина). И в том, и в другом случае были получены «сюрпризные», аварийные газоводяные фонтаны большой мощности (более 1 млн м³/сут газа, хотя дебит газа точно не замерялся). В первом случае выброс газа случился из-за поглощения бурового раствора трещиноватыми газонасыщенными породами фундамента в законсервированной скважине. Березовский фонтан сыграл судьбоносную роль в освоении недр Западной Сибири — только благодаря ему поиски нефти и газа на севере бассейна были продолжены.

Во втором случае аварийный фонтан произошел из-за снижения уровня бурового раствора при подъеме инструмента с глубины 2 км (отложения сеномана в скважине залегает на глубине около 1300 м). Тазовский фонтан из сеномана был сюрпризом, так как его газосность не предполагалась из-за небольшой глубины залегания и сравнительно низких электрических сопротивлений пород залежи (первые десятки ом на метр).

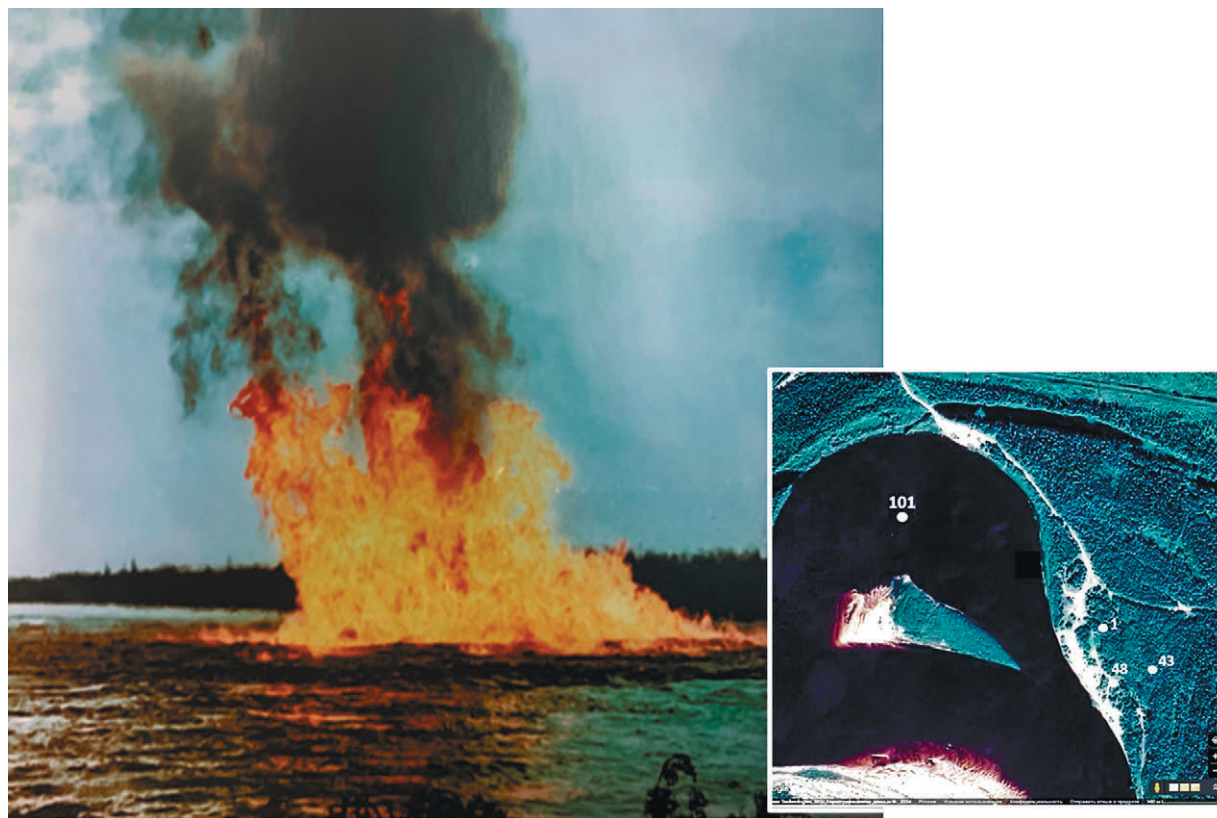
То, что фонтан связан с отложениями сеномана, доказали Ю.Н. Карогодин, который первым догадался, что фонтан сеноманский и собрал образцы пород, выброшенных скважиной, и М.Д. Поплавская, определившая по фораминиферам туронский возраст этих пород (логичным было считать, что размываются и выбрасываются скважиной те породы, которые залегают непосредственно над продуктивным газосным пластом). В апреле 1963 г. предположение Ю.Н. Карогодина было подтверждено газовым фонтаном в скв. Тазовская-2р, полученным из отложений сеномана в штатном режиме.

Газовые и преимущественно газоводяные фонтаны незначительной мощности, которые из-за небольшого объема газонасыщенных линз или загибачивания продолжались непродолжительное время, отмечались при бурении поисковых, разведочных и даже эксплуатационных скважин в северных и арктических районах Западной Сибири регулярно, но самым мощным считается пурпейский газовый фонтан (11.02.1965 г.) (рис. 6). Скважина 101, которая планировалась как глубокая, вскрывающая отложения юры, была заложена на южной периклинали Пурпейского поднятия, на берегу р. Пяку-Пур из-за невозможности транспортировки тяжелого бурового станка в свод структуры. Скважина была начата бурением 13 января 1965 г., в нее было спущено направление (16", 21,5 м) и кондуктор (12", 408 м без каротажа из-за обвалообразования в стволе скважины) с последующим цементажом до устья. С 22 января по 9 февраля велись работы по монтажу превентора, затем — бурение.

Из дела скважины: «При забое 773 м был начат подъем инструмента для смены долота. При подъеме 9 свечи 11.02.65 в 4 часа 50 минут произошел газовый выброс, перешедший в мощный открытый фонтан. Первоначальная высота столба равна 60–80 м. Дебит газа 3–5 млн. м³/сут. Спустя 30–40 минут после выброса с южной стороны в 30–40 м от скважины образовались два грифона 1,5–2 м диаметром.

В 7 час. 30 мин. в момент падения свечей из-за пальца произошло воспламенение газа. Горение сопровождалось выделением черного дыма, вместе с газом через затрубье выносилась порода. В 9 час. 5 мин. произошел выброс находящихся в колонне 550 м бурильных руб. Мощность открытого фонтана заметно увеличилась. Высота пламени достигала 150–200 м». В воспоминаниях Ю.Г. Эрвье и Л.И. Ровнина дебит газа оценен примерно в 8–10 млн м³/сут. Результаты диатомового анализа выброшенных из скважины пород, выполненного Н.В. Рубиной, свидетельствуют об их олигоцен-четвертичном возрасте.

Если в опорной скв. Тазовская, где фонтан был сеноманским, «летели» туронские глины, то здесь — палеогеновые диатомиты, под которыми залегает ганькинская свита. При альтитуде 41 м скважина вскрыла отложения сеномана на абсолютной отметке –719 м, ГВК сеноманской залежи на юге Пур-

Рис. 6. Пурпейский газовый фонтан в скв. 101**Fig. 6.** Purple gas blowout from 101 Well

Из-за выноса породы и таяния многолетнемерзлых пород под фонтаном образовалась воронка диаметром более 200 м, заполненная водами р. Пяку-Пур (см. фрагмент карты)

Because of rock production and melting of permafrost, a funnel formed under the blow (more than 200 m in diameter), filled with water of Pyaku-Pur River (see the map fragment)

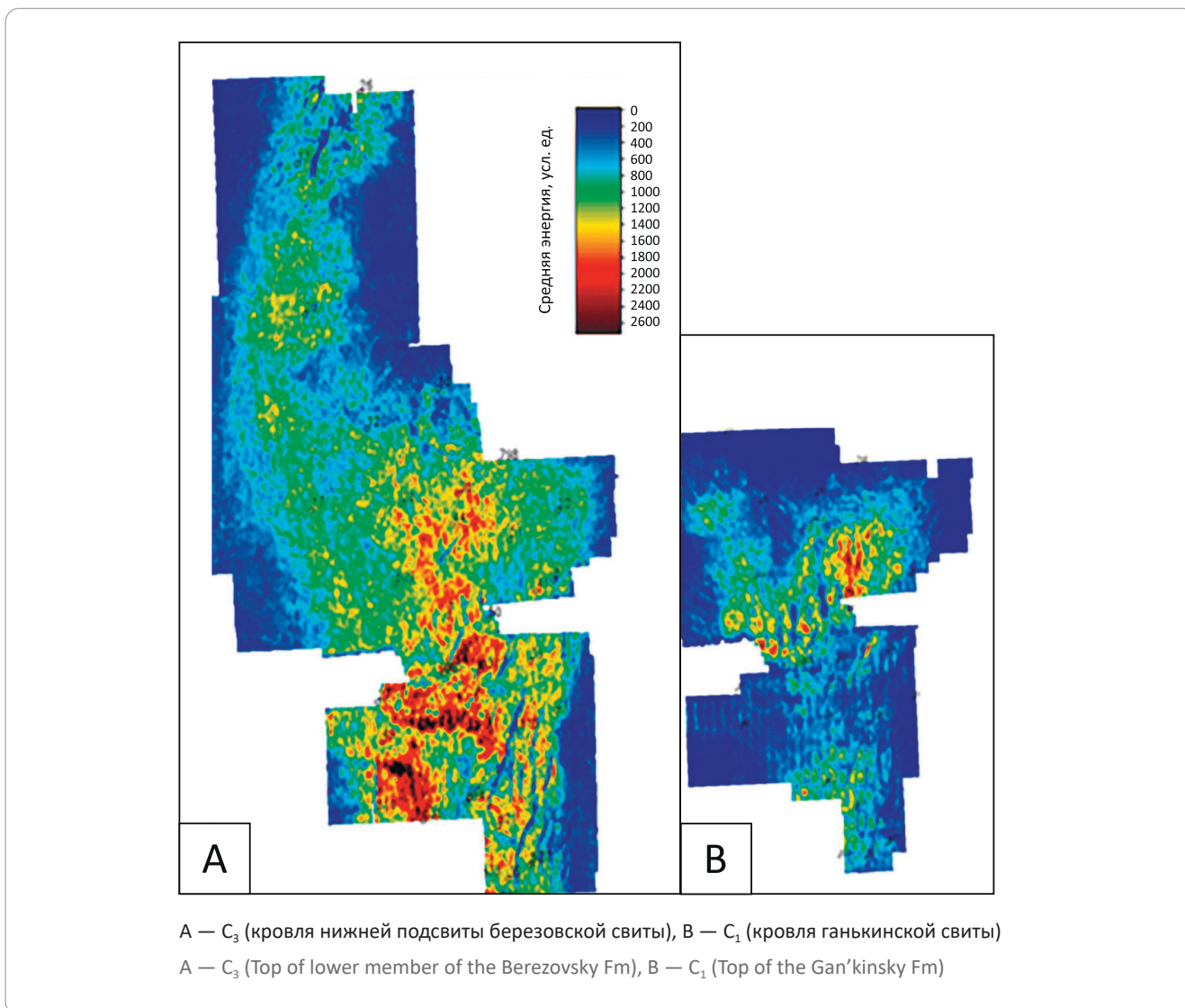
пейского поднятия (Губкинское месторождение) –724 м или еще выше, т. е. забой скважины находился на отметке –732 м, что, как минимум, на 8 м ниже газоводяного контакта и вода должна была засасываться в скважину обязательно, как в случаях с березовским или тазовским фонтанами. Здесь же вода отсутствовала, что и явилось причиной взрыва и воспламенения газа. Фонтан был ликвидирован только 28 августа 1965 г. закачкой бурового раствора в специальную наклонную скважину, пересекающую ствол аварийной.

Аварийный фонтан в скв.101 был связан, скорее всего, с ганькинской газовой залежью (маастрихт), залегающей под палеоценовыми диатомидами, поскольку это верхняя залежь, которая начала «проявлять» себя еще в процессе бурения и на которой снижение уровня бурового раствора сказалось в первую очередь. Для надсеноманских залежей характерны повышенные (относительно гидростатики) значения пластовых давлений, отсутствие законтурных и подошвенных вод. На Пурпейской структуре газоносность нижней подсвиты березовской свиты и ганькинской свиты установлена по данным ГИС (газонасыщенная толщина 110–113 м,

УЭС до 11–11,5 Ом · м), некачественным испытаниям скважин (низкодебитные притоки газа) и подтверждена в 1980-х гг. сейсморазведкой МОВ ОГТ (АТЗ в нижнеберезовском и ганькинском интервалах). Нижнеберезовская залежь, контролируемая динамической аномалией по ОГ С₃, имеет большую площадь и охватывает Губкинское и Северо-Губкинское месторождения, ганькинская — контролируется АТЗ по ОГ С₁ и локализована на Губкинском месторождении. По материалам МОВ ОГТ (рис. 7, 8) наличие залежей подчеркивается интенсивными динамическими аномалиями.

К сожалению, Губкинское месторождение покрыто сейсморазведкой МОВ ОГТ-3D не полностью, а качество имеющихся разрезов МОВ ОГТ-2D недостаточное для точного картирования контуров залежей газа в районе скв. 101. По мнению авторов статьи, и ганькинская, и нижнеберезовская газовые залежи на Губкинском месторождении являются первоочередными объектами геолого-разведочных работ для подготовки запасов рентабельного для разработки газа. На территории южной группы месторождений единой системы газоснабжения, куда

Рис. 7. Карты общей энергии отраженных волн (атрибут Average Energy) по отражающим горизонтам Губкинского НГМК (съемка МОВ ОГТ-3D)
Fig. 7. Maps of total energy of reflected waves (Average Energy attribute) along the reflectors of the Gubkinsky oil and gas condensate field (3D CMP reflection survey)



входит Губкинское и окружающие месторождения, признаков гидратообразования не установлено.

По мнению авторов статьи, перспективность НГМК в районе Губкинского месторождения подтверждена и варьеганским газовым фонтаном — анализ имеющихся данных также свидетельствует о его вероятной связи с надсеноманскими отложениями. В сентябре 1972 г., при подъеме инструмента в скв. 6-Р Варьеганского месторождения (при глубине бурения 2058 м) произошел открытый газовый фонтан, на котором несколько позже, при ликвидации, произошел взрыв и возгорание (рис. 9). Дебит газа был оценен примерно в 6 млн м³/сут, фонтан также был безводным, хотя сеноманские газовые залежи подстилаются водой и при аварийном фонтанировании давали газодляные фонтаны, которые загорались редко. По словам Н.И. Григорьева (Героя Социалистического Труда, начальника Тюменской военизированной части по предупреждению и лик-

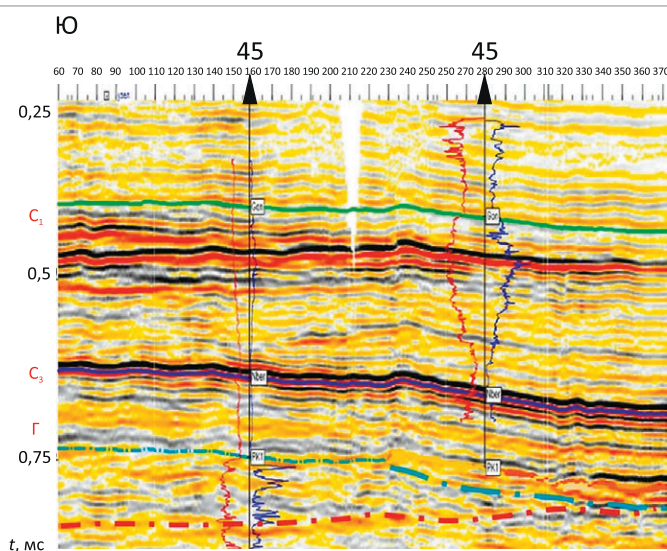
видации открытых газовых и нефтяных фонтанов), скважина выбрасывала куски породы массой до 3 кг на высоту более 100 м, но возраст этих пород в данной скважине никто не определял.

И на этой скважине надсеноманский мегакомплекс (по данным ГИС и сейсморазведки МОВ ОГТ) газоносен, продуктивны нижнеберезовская подсвита и ганькинская свита. В скв. 6-Р по данным ГИС газонасыщенная толщина ганькинской свиты составляет 127,5 м. Также, как и в предыдущих случаях, этот газовый фонтан ранее относился к сеноману.

Нижнеберезовская и ганькинская свиты газоносны и на окружающих месторождениях — Северо-Варьеганском, Тагринском и других, также расположенных на бортах Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта, а судя по динамике отраженных волн, газоносны они и в самом рифте. Хотя нельзя

Рис. 8. Субмеридиональное сечение куба амплитуд через Губкинское НГКМ

Fig. 8. Roughly NS trending cross-section of amplitude volume covering the Gubkinsky oil and gas condensate field



Заметны интенсивные динамические аномалии, связанные с газовыми залежами березовской и ганькинской свит
High-amplitude dynamic anomalies can be seen that associated with the gas accumulations of Berezovsky and Gan'kinsky formations

Рис. 9. Аварийный газовый фонтан в скв. 6-Р Варьеганского месторождения в 1972 г.

Fig. 9. Emergency gas blowout from 6-P Well of the Varyogansky field, 1972



точно идентифицировать тип породы-коллектора ганькинской свиты (трещинный или порово-трещинный), но известно, что нижнеберезовские опoki имеют крайне низкую проницаемость и высокодебитных фонтанов не давали (?), поэтому авторы статьи склонны связывать и пурпейский, и варьеганский газовые фонтаны с ганькинской свитой. Это самый верхний газonosный пласт и снижение уровня бурового раствора в скважине для него наиболее критично в плане аварийного фонтанирования. Представляется, что при штатном освоении ганькинский газonosный комплекс может оказаться высокодебитным и не потребует бурения скважин с БГС и МГРП.

Если в тибейсалинской свите существенных притоков газа не получено, вероятно, из-за более широкого распространения ГГ (что не делает ее менее привлекательной для освоения, так как разложение ГГ при наличии высокотемпературных вод ниже по разрезу не будет затратным), то в атлымско-четвертичном ГК, выше ЗСГ, обильны газопоявления вплоть до катастрофических.

Верхняя часть разреза Бованенковского газоконденсатного месторождения, расположенного в средней части п-ова Ямал, характеризуется высокой газонасыщенностью, что выражается в большом количестве интенсивных газопоявлений, происходящих при бурении как разведочных, так и эксплуатационных скважин. Например, интенсивное газирование, начавшееся при бурении под кондуктор в скв. 58-Р на глубине около 120 м, привело к образованию гигантской воронки, в которую полностью провалилась буровая вышка с последующим образованием на месте водогазового фонтана огромного холма из выброшенных обломков пород (рис. 10). Число более мелких осложнений, связанных с газопоявлениями и приведших к ликвидации скважин, достигает нескольких десятков. Самый крупный аварийный фонтан был зафиксирован в скв. 118.

Наиболее длительные газопоявления наблюдались из интервала 72–80 м с пластовым давлением 8 атм в скв. 64 южной части Бованенковского месторождения: горение факела продолжалось в течение 550 сут. При этом первые 30 дней дебит газа менялся от 3000 до стабильного 500 м³/сут. Всего в этом факеле сгорело около 300 тыс. м³ газа.

Выбросы газа произошли при спуске колонны в скв. 64-П-1 и в процессе бурения скважин 51-П-3, 56-П-2, 58-П-3. По результатам испытания притоки газа получены преимущественно в интервале глубин 30–120 м, дебит пластов изменяется от 200 до 3000 м³/сут и более. Детальное геолого-геофизическое изучение газonosности четвертичных отложений на месторождении не проводилось, хотя и много позже, при эксплуатационном разбуривании, известны не редкие случаи аварийного фонтанирования скважин из четвертичных отложений. Очевидно, что кондиционное изучение атлымско-четвертичного ГК Бованенковского месторождения

позволило бы подготовить к малозатратной разработке (учитывая размеры месторождения, суммарные толщины пород-коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами в салехардской свите) запасы газа, эквивалентные, как минимум, среднему месторождению.

Заключение

В условиях растущей выработки запасов сеноманского газа как северных месторождений-гигантов, так и южной группы месторождений единой системы газоснабжения и необходимости сохранения рентабельности газодобычи, поиски источников дешевого газа — актуальная задача газовой отрасли страны. Рассмотренный НГМК с позиций глубинного нефтидогенеза является основной зоной разгрузки высоконапорного газа, поэтому он и обладает высоким газовым потенциалом, который из-за слабой его изученности трудно оценить точно, но большинство исследователей рассматривают его перспективность положительно. Таким образом, авторы статьи считают НГМК перспективным для освоения и содержащим значительные ресурсы как СГ, так и ГГ.

Ранее Ю.Ф. Макогон (1985, 2003 и др.) считал, что перспективы обнаружения ГГ в континентальных надсеноманских отложениях Западной Сибири незначительны, но связь газонакопления с эндогенными процессами и глубинным источником позволяет считать Западную Сибирь такой же перспективной для накопления ГГ, как глубоководные зоны морей и океанов. Наряду с трудноизвлекаемым запасами в низкопроницаемых породах-коллекторах нижней подсвиты березовской свиты, имеются предпосылки для получения высокодебитных притоков и СГ без использования «сланцевых» технологий (ганькинская, тибейсалинская свиты). Первоочередными объектами для изучения продуктивности НГМК являются Губкинское (перспективные нижнеберезовский и верхнеберезовско-ганькинский ГК) и Бованенковское (перспективен весь разрез НГМК) месторождения.

На Медвежьем месторождении работы по изучению газonosности нижнеберезовской подсвиты должны быть доведены до логического конца — создания актуальной модели нижнеберезовской залежи и получения притока СГ из пласта НБ₁ вне области распространения ГГ (скв. 7С). На месторождении перспективны и вышележащие комплексы НГМК.

Из описанной выше истории открытия газonosности Западной Сибири следует, что природа сама заботится об открытиях, преподнося нам сюрпризы в виде газовых фонтанов. Пурпейский и варьеганский аварийные газовые фонтаны, как считают авторы статьи, открывают нам глаза на высокую перспективность НГМК, так как источником безводных высокодебитных газовых фонтанов могли быть ганькинская свита или нижнеберезовская подсвита. Представляется, что таким же природным сюрпри-

Рис. 10. Аварийный газовый фонтан при бурении четвертичных отложений на Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении в скв. 58-Р на глубине 120 м в 1978 г.

Fig. 10. Emergency gas blowout in the course of Quaternary formation drilling in the Bovanenkovsky oil and gas condensate field, 58-P Well, depth 120 m, 1978



зом является и открытие ГГ (подтвержденное высоким дебитом газа в скв. 4С с теплым буровым раствором, акустическим каротажем, сейсморазведкой и газохимическими данными) в пласте НБ₁ Медвежьего месторождения. Судя по данным ГИС и сейсморазведки МОВ ОГТ, ГГ в нижней подсвите березовской свиты распространены на севере Западной Сибири (вне зоны стабильности ГГ) исключительно широко. По материалам СК, ВСП и ограниченным газохимическим данным содержатся они также и в объеме ЗСГ, и выше, в многолетнемерзлых породах. Поэтому изучение перспектив газоносности НГМК должно проводиться во всем его объеме.

Разработка ГГ является дорогостоящей в морских условиях. На суше с развитой газотранспортной инфраструктурой и наличием пластовых вод-теплоносителей ниже ГГ по разрезу затраты на добычу ГГ будут соизмеримы с добычей сеноманского газа, особенно если учесть возможность спон-

танного разрушения ГГ. Считается, что в прогнозе и обнаружении природных ГГ наши отечественные геологи имеют мировой приоритет (И.Н. Стрижов, Н.В. Черский, В.П. Царев, Ю.Ф. Макогон, А.А. Трофимук и др., причем И.Н. Стрижов предсказал возможность обнаружения залежей ГГ в вечной мерзлоте еще в 1946 г.). Но на Госбалансе запасов в Западной Сибири (да и по стране в целом) нет ни 1 м³ ГГ.

Вероятно, природа Западной Сибири позволяет сохранить этот приоритет, представив возможность первыми в мире освоить залежи ГГ, которые по объему газа должны быть еще более уникальными, чем сеноманские, залегающие ниже, но уже выработанные на многих месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона. Освоение ГГ может дать не только экономический, но и политический эффект («утрем нос газогидратами западному сланцевому газу!»). Необходима подготовка и реализация федеральной программы освоения надсеноманского газа.

Литература

1. Барабоскин Е.Ю., Маринов В.А., Гнибиденко З.Н., Валащак И., Агалаков С.Е., Кудаманов А.И., Новоселова М.Ю. Верхнемеловой березовский горизонт Западной Сибири // Бюллетень МОИП. Отд. Геол. – 2022. – Т. 97. – № 4. – С. 12–39.
2. Методические рекомендации по подсчету запасов свободного газа в залежах берёзовской свиты коньяк-кампанского возраста и их аналогов. – Тюмень, 2020. – 136 с.
3. Нерсесов С.В., Нежданов А.А., Огибенин В.В., Родивилов Д.Б. Перспективы разработки содержащих газогидраты залежей Медвежьего месторождения (Западная Сибирь) // Газовая промышленность. – 2019. – Т. 788. – № 8. – С. 50–57.
4. Ахмедсафин С.К., Рыбальченко В.В., Рыбьяков А.Н., Шарафутдинов Р.Ф., Смирнов А.С., Нежданов А.А., Горский О.М., Сподобаев А.А., Магденко Г.В. Новая жизнь Медвежьего. 50 лет с начала разработки первого газового гиганта Западной Сибири // Газовая промышленность. – 2022. – Т. 833. – № 2. – С. 20–30.
5. Черепанов В.В., Меньшиков С.Н., Нерсесов С.В., Соколовский А.Р., Ершов А.В., Дорошенко А.А., Клокова В.П., Миротворский М.Ю. Некоторые закономерности распределения углеводородов в отложениях нижеберезовской подсвиты // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – Т. 361. – № 1. – С. 5–15. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-1(361)-5-15.
6. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. – М.: Недра, 1992. – 236 с.
7. Нестеров А.Н. Эффект самоконсервации и механизм разложения газовых гидратов при температуре ниже 273 К // Тезисы докл. Международн. Конф. «Консервация и трансформация вещества и энергии в криосфере Земли». – Пушино, 2001 – С. 25–26.
8. Родивилов Д.Б. Обоснование литолого-петрофизической характеристики фазового состояния залежей сенонского газоносного комплекса севера Западной Сибири (на примере Медвежьего месторождения). – Тюмень: ТИУ, 2020. – 22 с.
9. Нежданов А.А., Смирнов А.С., Тригуб Е.В., Тригуб А.В. Особенности формирования и размещения газосодержащих и нефтяных залежей Западной Сибири с позиций глубинной гипотезы нафтидогенеза // Геофизика. – 2024. – № 6. – С. 22–38. DOI: 10.34926/geo.2024.19.11.003.
10. Валяев Б.М. Арктические и приарктические регионы: специфика процессов нефтегазоаккумуляции // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2010. – № 1. – С. 2.

References

1. Baraboshkin E.Yu., Marinov V.A., Gnibidenko Z.N., Valashchak I., Agalakov S.E., Kudamanov A.I., Novoselova M.Yu. Upper cretaceous berezovian regional substage of West Siberia. *Byulleten' MOIP. Otd. Geol.* 2022;97(4):12–39.
2. Metodicheskie rekomendatsii po podschetu zapasov svobodnogo gaza v zalezakh berezovskoi svity kon'yak-kampanskogo vozrasta i ikh analogov [Methodological recommendations for calculating free gas reserves in the deposits of the Berezoovskaya formation of Cognac-Campanian age and their analogues]. Tyumen', 2020. 136 p.
3. Nersesov S.V., Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Rodivilov D.B. Gas hydrate containing formations of the Medvezhye field (West Siberia): development prospects. *Gazovaya promyshlennost'*. 2019;788(8):50–57.
4. Akhmedsafin S.K., Rybal'chenko V.V., Ryb'yakov A.N., Sharafutdinov R.F., Smirnov A.S., Nezhdanov A.A., Gorskii O.M., Spodobaev A.A., Magdenko G.V. The new life of Medvezhye. 50 years to the day when the first West-Siberian gas giant's development started. *Gazovaya promyshlennost'*. 2022;833(2):20–30.
5. Cherepanov V.V., Men'shikov S.N., Nersesov S.V., Sokolovskii A.R., Ershov A.V., Doroshenko A.A., Klokov V.P., Mirotvorskii M.Yu. Some regularities of hydrocarbons distribution in the deposits of the nizhneberezoovskiy subformation. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2022;361(1):5–15. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-1(361)-5-15.
6. Istomin V.A., Yakushev V.S. Gazovye gidraty v prirodnykh usloviyakh [Natural gas hydrates]. Moscow : Nedra, 1992. 236 p.
7. Nesterov A.N. Effekt samokonservatsii i mekhanizm razlozheniya gazovykh gidratov pri temperature nizhe 273 K [Self-preservation effect and decomposition mechanism of gas hydrates at temperatures below 273 °K]. Tezisy dokl. Mezhdunarodn. Konf. «Konservatsiya i transformatsiya veshchestva i energii v kriosfere Zemli». Pushchino, 2001.pp. 25–26.
8. Rodivilov D.B. Obosnovanie litologo-petrofizicheskoi kharakteristiki fazovogo sostoyaniya zalezhei senonskogo gazonosnogo kompleksa severa Zapadnoi Sibiri (na primere Medvezh'ego mestorozhdeniya) [Substantiation of the lithological and petrophysical characteristics of the phase state of the deposits of the Senonian aquifer complex in the north of Western Siberia (using the example of the Medvezhye deposit)]. Tyumen' : TIU, 2020. 22 p.
9. Nezhdanov A.A., Smirnov A.S., Trigub E.V., Trigub A.V. Features of formation and placement gas-containing and oil deposits of Western Siberia from the standpoint of the deep hypothesis of naphthhydrogenesis. *Geofizika*. 2024;(6):22–38. DOI: 10.34926/geo.2024.19.11.003.
10. Valyaev B.M. Arctic and subarctic regions: specific features of the oil-gas-potential. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*. 2010;(1). p.2.

Информация об авторах**Нежданов Алексей Алексеевич**

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор

ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский
институт геологии и геофизики»

62500 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4А

e-mail: nezhdanovaa@zsnigg.ru

ORCID: 0000-0002-9453-7962

Важенина Ольга Александровна

Кандидат геолого-минералогических наук,
начальник департамента

ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский
институт геологии и геофизики»,

625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а

e-mail: VazheninaOA@zsnigg.ru

ORCID ID: 0009-0001-2868-7268

Тригуб Евгения Викторовна

Заведующая лабораторией

ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский
институт геологии и геофизики»,

625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а

e-mail: SmirnovaEV@zsnigg.ru

Тригуб Алексей Викторович

Начальник департамента

ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский
институт геологии и геофизики»,

625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а

e-mail: TrigubAV@zsnigg.ru

Привалова Ирина Васильевна

Заведующая лабораторией

ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский
институт геологии и геофизики»,

625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а

e-mail: PrivalovaIV@zsnigg.ru

Information about authors**Aleksei A. Nezhdanov**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Professor

ZapSibNIIGG,

48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia

e-mail: nezhdanovaa@zsnigg.ru

ORCID: 0000-0002-9453-7962

Ol'ga A. Vazhenina

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department

ZapSibNIIGG,

48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia

e-mail: VazheninaOA@zsnigg.ru

ORCID ID: 0009-0001-2868-7268

Evgeniya V. Trigub

Head of the laboratory

ZapSibNIIGG,

48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia

e-mail: SmirnovaEV@zsnigg.ru

Aleksei V. Trigub

Head of Division

ZapSibNIIGG,

48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia

e-mail: TrigubAV@zsnigg.ru

Irina V. Privalova

Head of the laboratory

ZapSibNIIGG,

48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia

e-mail: PrivalovaIV@zsnigg.ru