

МУРМАНСКОЕ ГАЗОВОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ КАК ПОЛИГОН ДЛЯ ОТРАБОТКИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

УДК 553.981.2

Д.Л. Кульпин, Институт проблем нефти и газа РАН (Москва, РФ), dmitrylk@bk.ru

Ч.С. Гусейнов, ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, РФ), guseinov2@yandex.ru

Г.Х. Ефимова, Институт проблем нефти и газа РАН, Galia.efimova@mail.ru

В статье рассматривается Мурманское газовое месторождение в Баренцевом море не только как источник газа для Кольского п-ова, но и как полигон для отработки технологий освоения труднодоступных запасов газа на Арктическом шельфе России. При этом предлагается применить технологию подводного сжижения газа путем теплообмена в противотоке природного газа с жидким воздухом, поставляемым с берегового терминала танкером-газовозом. В свою очередь, жидкий воздух рекомендуется получать на береговом терминале посредством его предварительного охлаждения холодом регазифицируемого сжиженного природного газа с последующим доведением воздуха до жидкого состояния традиционным способом. Таким образом, используя схему двойного теплообмена, можно существенно снизить энергозатраты на получение обоих хладагентов. Данный подход позволит в дальнейшем реализовать освоение газовых месторождений, расположенных на длительно замерзающих арктических морях. Наряду с этим освоение месторождения даст возможность отработать технологию контроля и нейтрализации угрозы айсбергов в реальном времени с использованием современных технологий мониторинга. Месторождение может стать полигоном по бурению, освоению и эксплуатации газовых скважин разных конструкций в сложных горно-геологических условиях при разных вариантах заканчивая – подводном и надводном. Кроме того, транспортная логистика потребует модернизации танкеров-газовозов под перевозку газа и воздуха попеременно, а также строительства подводных хранилищ сжиженного природного газа и жидкого воздуха. Другие перспективные решения и технологии по обустройству и эксплуатации месторождений в Арктике также могут быть применены на Мурманском месторождении, например, высокоэффективные подводные сепараторы, интеллектуальные манифольды и пр.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГАЗ, СЖИЖЕНИЕ, СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, БУРЕНИЕ СКВАЖИН, ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН, ПОДВОДНЫЙ ГАЗОПРОВОД.

В последнее десятилетие Россия наращивает экспортные поставки газа за счет строительства мощных подводных и сухопутных газопроводов (Европа, Китай). В перспективе можно ожидать расширение логистики поставок сжиженного природного газа (СПГ) в крупные центры Дальнего Востока и на арктическое побережье танкерами-газовозами. Недавно была осуществлена газификация Калининграда (включая и потребности области) посредством создания плавучего хранилища СПГ, завозимого туда морским путем. Безусловно, в настоящее время такое свое-

временное решение рационально, хотя в нашем недалеком прошлом проблему газоснабжения этой области можно было бы решить с помощью подачи газа по магистральному газопроводу через Литву. В Ленинградской обл. введен в строй терминал СПГ, позволяющий снизить затраты на привоз СПГ в Калининград.

МУРМАНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ – ТОЛЬКО ИСТОЧНИК ГАЗА?

В то же время такой крупный город на арктическом побережье России, как Мурманск, испытыва-

ет большую потребность в газе, и когда решался вопрос освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения (ГКМ), намечалось, что часть газа будет подаваться в Мурманск. Однако освоение гигантского Штокмановского месторождения отодвинулось на неопределенный срок как из-за сложности его освоения, так и отсутствия отечественного опыта, конъюнктурных и технических возможностей нашей страны (которые к тому же усугубились санкциями США и ряда других стран).

А открытые еще в прошлом веке Мурманское и Северо-Кильдинское

D.L. Kulpin, Oil and Gas Research Institute RAS (Moscow, the Russian Federation), dmitrylk@bk.ru

Ch.S. Guseinov, National University of Oil and Gas (Gubkin University) (Moscow, the Russian Federation), guseinov2@yandex.ru

G.Kh. Efimova, Oil and Gas Research Institute RAS, Galia.efimova@mail.ru

Murmansk gas field as a testing ground for promising technologies

The article addresses Murmansk gas field in the Barents Sea not only as a source of gas for the Kola Peninsula, but also as a testing ground for stranded gas reserve development technologies in offshore areas of Russian Arctic. It is proposed to apply the technology of underwater gas liquefaction by heat exchange in a counter current flow of natural gas vs. liquid air supplied from a shore-based terminal by a gas tanker. It is suggested to obtain the liquid air at shore-based terminal by pre-cooling it with cold LNG (which can be regasified later) and then liquefying it in conventional way. Thus, using the scheme of double heat exchange can significantly reduce the energy consumption for production of both refrigerants. This approach will further allow developing gas fields in long-frozen Arctic seas.

Meanwhile, development of the field will make it possible to work out the technology of real-time monitoring and neutralizing iceberg threats using modern monitoring technologies. The field can become a testing ground for drilling, development and operation of gas wells of various designs in complex geological conditions using different completion options: underwater and surface.

Besides, transport logistics will require some modernization of gas tankers for alternate gas and air transport, as well as construction of underwater storages for LNG and liquid air. Other promising solutions and technologies for development and operation of Arctic deposits can also be applied at the Murmansk field: for instance, highly efficient underwater separators, smart manifolds, etc.

KEYWORDS: GAS, LIQUEFACTION, LIQUEFIED NATURAL GAS, WELL DRILLING, WELL DEVELOPMENT, UNDERWATER GAS PIPELINE.

газовые месторождения до сих пор не освоены и даже не рассматриваются в качестве эффективного энергоисточника для близко расположенной инфраструктуры, хотя эти месторождения уже сегодня могут и должны быть освоены, поскольку Баренцево море в этой части практически не замерзает и его традиционное (надводное) разбуривание (подобно уже освоенному таким же образом Кириному в Охотском море) может осуществляться почти круглый год, а помехи в виде единичных айсбергов нейтрализуются отводом их в сторону от буровой установки с помощью буксира.

Мурманское газовое месторождение открыто в 1983 г., оно расположено в 220 км к северо-востоку от Кольского п-ова, от г. Мурманска – в 350 км (рис. 1). Глубина моря в зоне ареала месторождения колеблется в интервале 70–123 м. Промышленная газоносность с запасами в 120 млрд м³ связана с отложениями среднего и нижнего триаса, средняя глубина их залегания 2500–2750 м. Пробурено девять разведочных скважин, из которых испытано

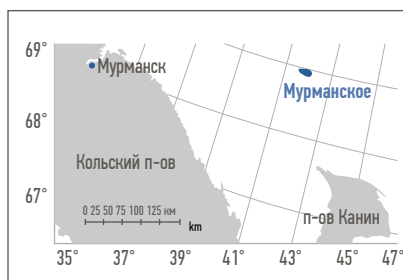


Рис. 1. Карта центральной части Баренцева моря [5]

Fig. 1. Map of the central part of the Barents Sea [5]

шесть. При испытании продуктивных пластов в 14 объектах опробования получены промышленные притоки газа. Исходя из запасов, месторождение, с учетом возможной потребности в этом топливе, в состоянии обеспечить регион на многие десятилетия.

В настоящее время, на наш взгляд, наиболее возможны три варианта газоснабжения Мурманского региона:

- установка приемного терминала СПГ в мурманской акватории (т.е. повторение калининградского варианта);
- освоение Мурманского месторождения с применением тра-

диционных буровых установок – полупогружных плавучих буровых установок (ППБУ) и буровых судов (БС) с подачей газа в подводный газопровод [1] до Мурманска (так, как это сделано в Охотском море с группой Кириных ГКМ);

– аналогичным образом разбурить Мурманское месторождение с последующей подготовкой газа к сжижению в подводных условиях с использованием в противотоке с жидким воздухом (ЖВ) [2], доставляемым танкером-газовозом из Мурманска. Полученный СПГ может доставляться этим же танкером обратно в Мурманск (такая технология предложена нами для сжижения природного газа (ПГ) в подводных условиях на глубоководных длительно замерзающих арктических морях).

Особенностью Мурманского месторождения являются сложные горно-геологические условия. Месторождение включает четыре продуктивных горизонта, объединяющих 21 залежь, осложненных сбросовыми нарушениями и литологическими выклиниваниями с общим этажом газоносности

более 500 м [1] и значительным изменением пластового давления по залежам (от 24,6 до 48,3 МПа) с аномально-высоким пластовым (поровым) давлением в нижней части разреза. Требования к разработке месторождения в части охвата запасов в сочетании с ограничениями по срокам эксплуатации скважин приводят к специальным решениям по конструкциям скважин с совместной и совместно-раздельной эксплуатацией [3]. Учитывая, что затраты на бурение скважин оценочно составят более половины всех инвестиций, а от качества строительства скважин зависит их эксплуатация и долговечность, то наряду с контролем качества бурения при вскрытии продуктивных пластов и их освоении при запуске в эксплуатацию следует обратить особое внимание на технологию бурения. Указанные обстоятельства предписывают буровому подрядчику соблюдение не только технических возможностей для бурения таких скважин в условиях акватории Баренцева моря, но и специально направленных усилий по контролю газопроявлений, реологии и плотности буровых растворов (вплоть до полной замены раствора при прохождении продуктивного горизонта). Кроме того, подрядчик должен располагать на буровой установке персоналом весьма высокой квалификации.

Не вдаваясь в экономические аспекты сравнения предложенных вариантов газоснабжения Мурманского региона и учитывая давно назревшую необходимость создавать собственные технологии, мы считаем, что наиболее предпочтителен третий вариант. При этом следует особо подчеркнуть, что неоспоримые углеводородные ресурсы наших арктических акваторий при всем разнообразии условий их освоения давно требуют развития собственных инновационных технологий, которыми мы уже давно располагаем.

ПОДВОДНОЕ СЖИЖЕНИЕ ГАЗА

Ниже поясним предложенное техническое решение [2], основанное на возможности подводного сжижения природного газа ЖВ в противоточном теплообменнике; эта идея сжижения ПГ основана на хорошо известных сведениях о том, что природный газ сжижается при температуре $-163\text{ }^{\circ}\text{C}$ в противотоке с ЖВ, температура которого составляет $-196\text{ }^{\circ}\text{C}$, т. е. еще более холодным хладагентом. Нашими расчетами установлено, что такой принудительный противоток (обеспечиваемый со стороны газа пластовым давлением, а со стороны ЖВ обычным криогенным насосом) полностью сжижает ПГ. Следует подчеркнуть, что сам процесс противоточного теплообмена протекает настолько технологично, что практически не нуждается в использовании средств автоматического управления или управления человеком (для обеспечения надежности достаточно установить индивидуальный контроль телеизмерения температур движущихся навстречу друг другу потоков газа и воздуха); весь процесс сжижения будет осуществляться в подводных условиях в компактных малогабаритных противоточных пластинчатых теплообменниках, не требующих большой площади (не более 50 м^2 , по нашим подсчетам), что существенно облегчает оснащение процесса средствами контроля без привлечения дополнительного персонала. Нельзя также не отметить, что газ месторождения с подавляющим содержанием метана, что существенно упрощает подводное устройство для подготовки его к сжижению.

К тому же создание современного традиционного завода СПГ в подводном исполнении, по нашему мнению, абсолютно неприемлемо как в силу занимаемой площади, так и большого перечня используемого технологического оборудования разнообразного предназначения. Кроме того, не лишне отметить, что традиционное сжи-

жение ПГ предполагает высокое энергопотребление, в то время как при процессе противоточного теплообмена необходимо обеспечить лишь перекачку ЖВ через теплообменник с последующим его выпуском уже в газообразном состоянии в водную толщу, что не повредит существующей фауне и флоре. Итак, если на газовое месторождение танкером-газовозом завозить ЖВ, то в противотоке с таким эффективным хладагентом весь ПГ можно преобразовать в жидкое состояние. Для предложенного процесса получения СПГ понадобится организовать производство ЖВ. Если производство ЖВ организовать на том прибрежном терминале [4], куда доставляется СПГ, то такое производство окажется наиболее экономичным. Поскольку на терминал будет доставляться СПГ, т. е. хладагент, холод которого можно использовать при регазификации в целях подачи газа потребителю в газовом состоянии, процесс регазификации мы предлагаем осуществить опять-таки в противотоке с принудительно подаваемым атмосферным воздухом; в результате мы сможем существенно охладить этот воздух, примерно до температуры $-140\text{...}-150\text{ }^{\circ}\text{C}$. Далее уже охлажденный воздух можно довести до жидкого состояния, используя традиционную технологию получения ЖВ. Естественно, что такое решение позволит существенно снизить энергозатраты по сравнению с традиционным получением ЖВ. Для этого необходимо несколько видоизменить функции приемного терминала СПГ и использовать дважды наиболее эффективно охлаждающие способности обоих получаемых хладагентов (ЖВ и СПГ). Так как танкер-газовоз в оба конца своих челночных рейсов доставляет СПГ и ЖВ, каждый раз между очередными операциями «слив-налив» необходимо осуществлять «промывку» всех танков жидким азотом (ЖА), чтобы полностью исключить образование

взрывоопасной воздушно-метановой смеси (а это также потребует небольшой модернизации обычного танкера-газовоза в виде установки по получению ЖА). Причем, в отличие от нашего предложения [2], когда рассматривался танкер-газовоз в подводном исполнении, в данном случае для Мурманского региона может быть использован обычный газовоз, поскольку, как мы уже отмечали, в данном секторе Баренцева моря ледовая обстановка довольно спокойная. Доставленный ЖВ сливается в подводную криогенную емкость (рис. 2), установленную на морском дне, из нее насосом ЖВ будет подаваться в противоточный теплообменник навстречу ПГ. В результате процесса теплообмена ЖВ преобразуется в обычный воздух, который будет поступать в водную среду, а ПГ переходить в жидкое состояние, после чего полученный таким образом СПГ следует накапливать в подводной криогенной

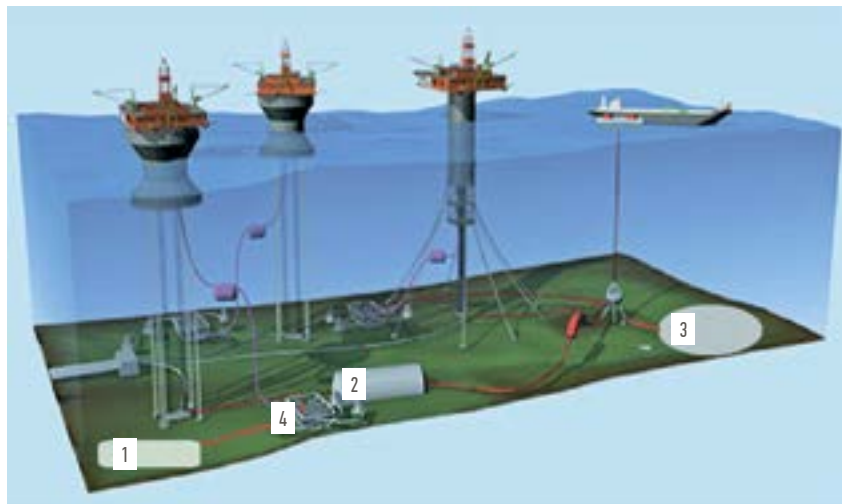


Рис. 2. Общая схема промысла газа: 1 – теплообменная система; 2 – криогенная емкость для ЖВ; 3 – криогенная емкость для СПГ; 4 – обвязка и насосы [1]
Fig. 2. General arrangement of a gas field: 1 – heat exchange system; 2 – LA cryogenic tank; 3 – LNG cryogenic tank; 4 – connections and pumps [1]

емкости с последующей перекачкой в танкер-газовоз, доставивший на месторождение ЖВ.

Итак, применяя только перекачивающие агрегаты и теплообменную систему, мы дважды (сперва на мес-

торожении, а затем на терминале) используем охлаждающую способность хладагентов, существенно снижая стоимость их получения.

Таким образом, впервые может быть создана возможность осуще-



MISTRAL
HOTEL & SPA
ПОДМОСКОВНЫЙ ОТЕЛЬ ПРЕМИУМ-КЛАССА
на берегу Истринского водохранилища
Новогодняя вечеринка в стиле «Оскар»
Роскошный банкет и концерт в новогоднюю ночь
Проведение конференций и корпоративов на высшем уровне

Сотрудникам Газпрома – особые условия:
размещение – скидка 10 % / дополнительные услуги – скидка 5 %
пользование тренажерным залом,
бассейном и термальной зоной – бесплатно

Внимание! Реабилитационно-оздоровительные программы нашей велнес-клиники можно оплатить из средств ДМС «СОГАЗ»



Отдел бронирования:
+7 (968) 99-44-000
или +7 (495) 99-44-000
reservation@m-istra-l.ru

Адрес: Московская обл.,
Истринский р-н,
д. Рождествено, ал. 60

www.m-istra-l.ru

ствления подводной технологии сжижения ПГ на одном из арктических морей и обеспечено регулярное газоснабжение Мурманска и всего Кольского п-ова.

МУРМАНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ КАК ПОЛИГОН

Географическое положение, относительно умеренные природно-климатические условия, глубины моря позволяют предполагать, что Мурманское месторождение – лучший объект в качестве полигона отработки технологий морской газодобычи в Арктике. Перечислим некоторые наиболее подходящие в данном случае технологии наряду с описанной выше технологией получения СПГ.

Как уже отмечалось, сложность геологического строения месторождения требует специальных решений по конструкциям скважин, что предполагает соответствующие буровые средства и технологии. Вместе с тем, учитывая, что ряд скважин, вероятно, будет иметь подводное заканчивание, совершенно естественно и необходимо применение технологии умной скважины (smart well), без которой рассчитывать на длительную без осложнений эксплуатацию таких скважин не приходится, а принимая во внимание условия Арктики в целом, можно достаточно

уверенно утверждать, что именно умные скважины разных конструкций с подводным заканчиванием станут основным, если не единственным, инструментом добычи.

Продолжая тему скважин с подводным заканчиванием, стоит кратко остановиться на оборудовании подводного промысла и тех технологиях, которые представляются наиболее перспективными для отработки на таком полигоне. К таким технологиям мы бы отнесли интеллектуальный манифольд: являясь естественным продолжением умной скважины, он позволяет эффективно осуществлять совместную добычу из скважин с разным устьевым давлением.

Кроме того, при подводной добыче не обойтись без разработки и применения технологий строительства, монтажа и эксплуатации подводных добычных комплексов, различные конструкции которых давно и успешно применяются в разных странах мира. В российской практике можно привести в пример Киринское месторождение на Сахалине, упоминавшееся ранее, где такой комплекс эксплуатируется, но, увы, он не отечественного производства и в ограниченном варианте с перспективой расширения. Наиболее технологически сложными в этой

части представляются процессы сепарации и компримирования, необходимость в котором возникает по мере истощения пластовой энергии.

Поскольку глубины моря и ледовая обстановка в районе месторождения дают возможность подбирать варианты эксплуатации с применением платформ [1], то в случае такого решения месторождение может стать полигоном для отработки не только подводных технологий добычи, но и технологий с применением морских сооружений, к которым относятся добывающие платформы, когда оптимальные сочетания тех и других позволят повысить эффективность проекта, с одной стороны, и максимально использовать возможности месторождения как полигона – с другой.

ВЫВОДЫ

Таким образом, Мурманское газовое месторождение может рассматриваться не только как источник газоснабжения Кольского п-ова, но и как универсальный полигон для отработки и внедрения широкого спектра технологий морской газодобычи в Арктике, таких как подводный и надводный промысел, подводное сжижение и других, необходимых при освоении труднодоступных ресурсов. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Кульпин Д.Л., Блох С.С., Кульпин Л.Г., Алексеева Ю.В., Ефимова Г.Х. Концепция разработки и оценка добычных возможностей Мурманского газового месторождения в Баренцевом море // Газовая промышленность. 2018. №5 (768). С. 38–46.
2. Патент №2660213. Способ сжижения природного газа в процессе разработки подводных месторождений/Ч.С. Гусейнов, Е.Б. Федорова, Д.Ю. Тулин. Заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина»; заявлен. №2017125928 19.07.2017; опубл. 05.07.2018. Бюл. №19.
3. Кульпин Д.Л. Выбор конструкций эксплуатационных скважин для Мурманского газового месторождения // Бурение и нефть. 2018. №10. С. 44–47.
4. Гусейнов Ч.С., Кульпин Д.Л. Прибрежный комплексный терминал СПГ нового поколения // Сб. трудов Междунар. науч.-техн. конф. ГЕОПЕТРОЛЬ – 2018, 17–20 сентября 2018, Польша, Закопане. 2018. С. 271–275.
5. Кульпин Л.Г., Стратий Г.И., Алексеева Ю.В., Пронюшкина С.М. Освоение Мурманского газового месторождения в Баренцевом море на основе использования подводных технологий // Сб. трудов Междунар. науч.-техн. конф. Geopetrol. Краков, 2014. С. 39–36.

REFERENCES

- (1) Kulpin DL, Blokh SS, Kulpin LG, Alekseeva YuV, Efimova GK. Conception of development and evaluation of production capability of the Murmansk gas field in the Barents Sea. *Gazovaya Promyshlennost* = *Gas Industry*. 2018; 768(5): 38–46. (In Russian)
- (2) Guseinov ChS, Fedorova YeB, Tulin DYu. Method for natural gas liquefaction in the course of underwater field production. 2660213 (Patent) 2018 Applicant and assignee: National University of Oil and Gas (Gubkin University); application No. 2017125928 19.07.2017; published 05.07.2018; bulletin No. 19 (In Russian)
- (3) Kulpin DL. Selection of operating well designs for the Murmansk gas field. *Drilling and Oil*. 2018; 10: 44–47. (In Russian)
- (4) Guseinov ChS, Kulpin DL. Next generation offshore integrated LNG terminal. *Proceedings of the International Scientific and Technical Conference Geopetrol – 2018, 17–20 September 2018, Zakopane, Poland*. 2018; 271–275. (In Russian)
- (5) Kulpin LG, Stratiy GI, Alekseeva YuV, Pronyushkina SM. Development of Murmansk gas field in the Barents Sea using underwater technologies. *Proceedings of the International Scientific and Technical Conference Geopetrol*. Krakow; 2014; 36–39. (In Russian)