

УДК 62-1

В.В. Демидов, О.А. Корниенко

Перспективы использования подводного компримирования при освоении морских месторождений

Ключевые слова:

технология
подводного
компримирования,
подводная
компрессорная
станция,
обустройство
морского
промысла,
пластовое
давление,
сборный
манифольд,
многофазный
поток.

Keywords:

subsea compressing
technology,
subsea compressor
station,
construction of sea
field production
facilities,
reservoir pressure,
gathering manifold,
multiphase flow.

В настоящее время в мире активно идет освоение новых подводных компрессорных технологий, способных в корне изменить общий подход к обустройству морских месторождений. Пионером в этой области выступает норвежская компания Statoil, основные этапы деятельности которой по внедрению подводных технологий компримирования приведены ниже.

Одна из самых амбициозных в мире подводных перерабатывающих станций в настоящее время проходит испытания в подводном бассейне в норвежском городе Нихамна на базе газоперерабатывающего завода. Это опытный проект, однако технологическая линия, созданная для проверки целесообразности подводного компримирования газа на крупном норвежском месторождении Ормен Ланге, сама по себе является грандиозным сооружением мощностью 12,5 МВт с производительностью 15 млн м³/сут. Вследствие снижения пластового давления на месторождении Ормен Ланге уже начиная с 2016 г. потребуются осуществление компримирования газа непосредственно на промысле, что позволит обеспечить итоговое увеличение коэффициента газоотдачи.

Если подводный вариант газоконпрессорной станции подтвердит свою жизнеспособность и окажется предпочтительнее размещения станции на поверхностной платформе, то на месторождении будет установлено несколько подводных линий, идентичных данному опытному образцу. Станция будет размещена на морском дне на глубине 860 м на расстоянии 120 км от берега. Пока же добываемый газ с месторождения Ормен Ланге поступает под пластовым давлением на газоперерабатывающий завод в Нихамне, где выполняется подготовка газа, после чего он закачивается в магистральный трубопровод, ведущий в Великобританию.

Для проведения испытаний опытной станции, рассчитанных на два года, на территории завода в Нихамне среди трубопроводов и технологического оборудования в скальном грунте был построен бассейн глубиной 14 м. В ходе проведения различных испытаний было подтверждено соответствие компонентов станции требованиям для работы на глубине 900 м. Особое внимание уделяется КПД и надежности компрессора, КПД скруббера, а также общим рабочим характеристикам таких элементов подводной компрессорной станции, как приводы с регулируемой частотой вращения и основные электрические компоненты.

Подводная станция для компримирования газа на месторождении Ормен Ланге в настоящее время остается самым крупным, но не единственным проектом такого типа.

В ноябре 2010 г. компанией Statoil было принято окончательное решение в пользу использования подводной газоконпрессорной станции вместо надводной системы на месторождении Асгард в Норвежском море. Ввод станции в эксплуатацию предполагается в 2015 г., т.е. раньше, чем на месторождении Ормен Ланге. Разработка и поставка подводного оборудования осуществляются компанией Aker Solutions, которая также является разработчиком подводной компрессорной станции для месторождения Ормен Ланге. Поставщиком основных газовых компрессоров выбрана компания Man Diesel and Turbo.

Компрессорная станция Асгард включает три технологические линии мощностью 10 МВт, одна из которых является резервной. При проектировании особое вни-

мание было уделено вопросам монтажа и технического обслуживания оборудования. В основе принятых технических решений лежит подход, при котором вышедшие из строя компоненты извлекаются на поверхность и заменяются на новые, а последующий ремонт оборудования выполняется на береговой базе. В результате такого подхода должна быть достигнута эксплуатационная готовность 96 %.

Масса подводной станции для месторождения Асгард, устанавливаемой на глубине 250 м, составит приблизительно 3000 т, а длина корпуса, в который она будет заключена на морском дне, достигнет примерно 70 м. Станция будет располагаться на расстоянии 40 км от платформы, с которой будет осуществляться диспетчерское управление. Достаточно небольшая удаленность от платформы позволила отказаться от применения подводных приводов с регулируемой частотой вращения и использовать существующие технологии с размещением оборудования на верхних строениях платформы.

Помимо этих двух проектов компания Statoil реализует третью программу, связанную с оценкой потенциального использования подводных станций для компримирования влажного газа еще на одном действующем месторождении Норвежского моря. Речь идет о месторождении Гулфакс Саут (Gullfaks South), где в случае принятия положительного решения в 2015 г. будет осуществлен ввод в эксплуатацию небольшой подводной компрессорной станции.

В данном проекте при разработке подводных компрессорных систем для влажного газа предполагается использовать совершенно иной принцип, нежели в системах для месторождений Асгард и Ормен Ланге. В рамках проекта компанией Statoil заключен договор с одним из ведущих разработчиков мультифазных насосных систем – норвежской компанией Framo Engineering – для оценки применимости ее многофазной компрессорной технологии в данном проекте, не требующем высокой производительности.

В отличие от ведущих производителей магистральных газовых компрессоров компания Framo заняла свою нишу: подводные системы для перекачивания многофазных жидкостей. В этом направлении ее специалистами созданы компрессорные системы для влажного газа, характеризующиеся значительно более высокой устойчивостью к содержанию капельной жидкости во флюидах по сравнению с тради-

ционными газовыми компрессорами, высокооборотные турбины которых требуют достаточно осторожного обращения.

Подводная станция для месторождения Гулфакс Саут будет иметь в своем составе два компрессора влажного газа мощностью 5 МВт, что позволит перекачивать 12 млн м³ газа/сут.

В компрессоре используется технология, при которой два вала (один – внутри другого) вращаются в противоположных направлениях. Такая конструкция фактически удваивает относительно низкую (4500 об./мин) рабочую частоту вращения, благодаря чему в оборудовании производства Framo можно использовать систему двигателей, приводов, подшипников и уплотнений, которые хорошо зарекомендовали себя в многофазных насосах этой компании.

В таблице приведены основные характеристики перечисленных выше проектов компании Statoil. По совокупности состояния этих трех проектов (для месторождений Ормен Ланге, Асгард и Гулфакс Саут) можно утверждать, что компания Statoil является безоговорочным мировым лидером в области внедрения технологии подводного компримирования.

Таким образом, подводные компрессорные технологии уже в ближайшем будущем будут играть значительную роль в обустройстве морских газовых месторождений. Использование такого оборудования позволит не только увеличить коэффициент извлечения газа, но и вовлечь в разработку ранее недоступные месторождения или, как минимум, повысить рентабельность освоения.

Безусловно, данные технологии могли бы достаточно широко использоваться в будущем и на российском шельфе. Одним из потенциальных мест установки подводной компрессорной станции может быть Кириновское газоконденсатное месторождение (ГКМ), открытое в 1992 г. и расположенное на северо-восточном шельфе о. Сахалин в пределах Кириновского блока проекта «Сахалин-3».

Кириновское ГКМ находится на расстоянии 29 км от берега. Глубина моря на месторождении меняется в пределах 60–100 м. Сегодня полностью реализуется подводное обустройство Кириновского месторождения согласно схеме, представленной на рис. 2.

Для обустройства морского промысла Кириновского ГКМ предусмотрено строительство шести эксплуатационных скважин (в настоящее время решается вопрос о необходимости

Проекты подводных газокomppressorных станций компании Statoil

Параметры	Ормен Ланге		Асгард	Гуллфакс Саут
	опытная	полнофункциональная		
Дата принятия решения	–	2013 г.	Ноябрь 2010 г.	II кв. 2011 г.
Дата ввода в эксплуатацию	II кв. 2011 г. (бассейн в Нихамне)	2016 г.	2015 г.	2015 г.
Количество и мощность линий, ед. · МВт	1 · 12,5	3 · 12,5	2 · 10	2 · 5
Общая производительность, млн м ³ /сут	15	45	25	11
Повышение давления, бар	60	60	50	30
Дополнительное количество извлеченного газа, млрд м ³	–	до 50	30	3
Расстояние от берега, км	–	120	40	15
Глубина воды, м	14	850	260	135
Поставщик компрессора	GE	–	MAN	Framo Engineering
Подрядчик	Aker Solutions	–	Aker Solutions	–

еще одной скважины), подводного манифольда, внутрипромысловых трубопроводов и коммуникаций системы сбора газа с узлами подключения скважин трубопроводов, а также шлангокабелей, проложенных по дну моря. Управление подводным добычным комплексом (ПДК) будет осуществляться из операторского пункта, расположенного на береговом технологическом комплексе.

Продукция скважин от сборного манифольда будет поступать в промысловый трубопровод и в многофазном состоянии транспортироваться до береговой установки комплексной подготовки газа и конденсата, по-

сле чего подготовленный к транспортировке газ будет подаваться в магистральный газопровод до головной компрессорной станции (ГКС) «Сахалин».

Со временем истощение запасов пластовой энергии и снижение пластового давления приводят к невозможности обеспечения стабильного транспорта потока и высоких уровней добычи. Для решения данной проблемы требуется либо искусственное снижение объемов добычи газа (что ведет к низкой эффективности освоения запасов), либо разработка технических решений по повышению давления на входе в морскую транспортную систему.

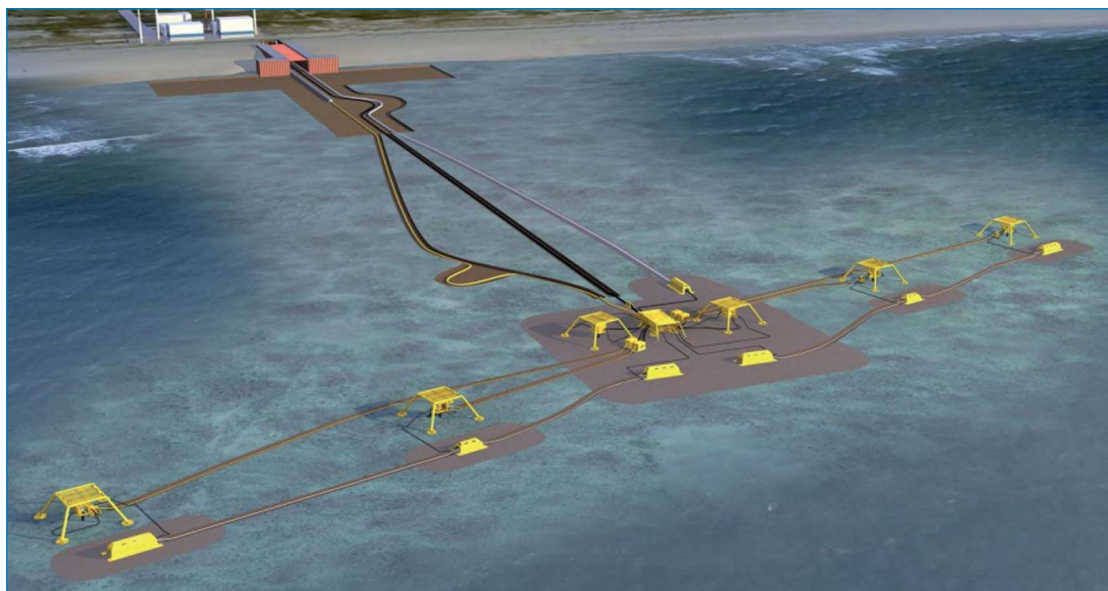


Рис. 2. Схема обустройства Киринского ГКС

Одним из решений для компенсации падения пластового давления в будущем может стать применение технологии подводного компримирования. Подводная компрессорная установка может быть размещена после сборного манифольда, перед входом в транспортную систему, обеспечивая за счет повышения давления в промысловом трубопроводе проектные показатели добычи. Безусловно, реализация такого решения потребует модернизации существующей схемы обустройства и проведения определенного ряда операций в море с привлечением плавучих средств и подводных аппаратов дистанционного управления, для чего будет необходима приостановка добычи на промысле.

Подводное компримирование позволит снизить противодавление на пласт, обеспечить бесперебойность потока продукции скважин и повысить газоотдачу пласта, что представляется актуальным в рамках улучшения технико-технологических показателей разработки Киринского ГКМ и достижения более высоких коэффициентов газоизвлечения.

Применение подводной компрессии также рассматривалось в рамках схемы обустройства Штокмановского ГКМ, расположенного в центральной части Баренцева моря (рис. 3).

Месторождение с преобладающими глубинами моря около 280–360 м находится на рас-

стоянии примерно 600 км к северо-востоку от Мурманска и 320 км к западу от пос. Белушья Губа, о. Новая Земля.

За более чем десятилетний срок проработок возможных решений по освоению этого уникального месторождения рассматривались как варианты полностью подводного обустройства, так и варианты с применением различных типов конструкций платформ, расположенных непосредственно на акватории месторождения или в качестве промежуточных (на некотором расстоянии от месторождения) для размещения на них необходимого технологического оборудования.

В качестве основных недостатков применения подводного компримирования в прошлом десятилетии отмечались, конечно же, непробированность технологии, недостаточная надежность и высокая стоимость. Кроме того, и сегодня актуальны такие вопросы, как:

- транспорт многофазного потока на расстоянии более 500 км, не имеющий аналога в мировой практике;
- обеспечение электроснабжения (в случае подачи электроэнергии с берега имеют место существенные потери);
- отсутствие опыта управления подводным оборудованием на столь больших расстояниях.

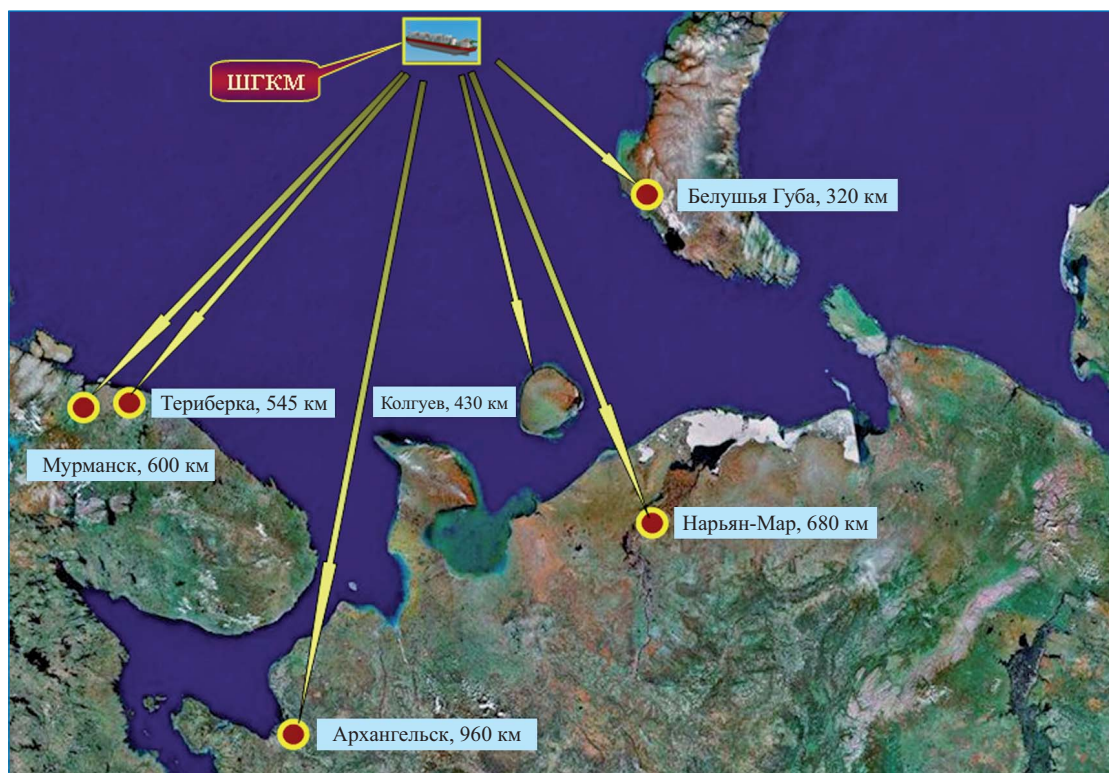


Рис. 3. Географическое расположение Штокмановского ГКМ (ШГКМ)

Однако, как уже отмечалось выше, развитие подводных технологий не стоит на месте, а поскольку инвестиционное решение по реализации проекта Штокмановского ГКМ до сих пор не принято, то можно предположить, что варианты освоения месторождения с применением только подводных технологий либо с промежуточной платформой могут быть вновь рекомендованы к рассмотрению. Хотя, безусловно, сложность и высокая стоимость подводных компрессорных технологий, а также необходимость их адаптации к конкретным условиям требуют проведения научно-исследовательских и проектных работ с анализом и обоснованием возможных конструктивных вариантов.

В акватории Карского моря в 1992 г. открыто еще одно, не менее уникальное, Ленинградское месторождение, освоение которого является вызовом современным технологиям благодаря крайне сложным природно-климатическим и ледовым условиям его расположения. Месторождение находится на приямальском шельфе у северо-западной оконеч-

ности п-ова Ямал (рис. 4), глубина воды в пределах площади месторождения варьируется от 60 до 130 м, толщина паковых льдов достигает 2,0 м, продолжительность межледового периода не превышает 3 месяцев. Кроме того, продолжительная полярная ночь, низкие температуры (до $-46\text{ }^{\circ}\text{C}$), большое количество штормов (50–60 в год), наличие многолетнемерзлых пород, а также вероятность появления крупных ледовых образований и айсбергов с подводной частью до 100 и более метров значительно повышают сложность проектирования разработки и обустройства месторождения.

В мировой практике накоплен достаточно большой опыт проектирования, строительства и эксплуатации ледостойких платформ на глубинах до 50–60 м. Однако на глубинах, характерных для акватории Ленинградского месторождения, создание такой платформы связано с необходимостью решения ряда сложных технических задач и, скорее всего, будет экономически невыгодным. Примеров строительства и круглогодичной эксплуатации стацио-

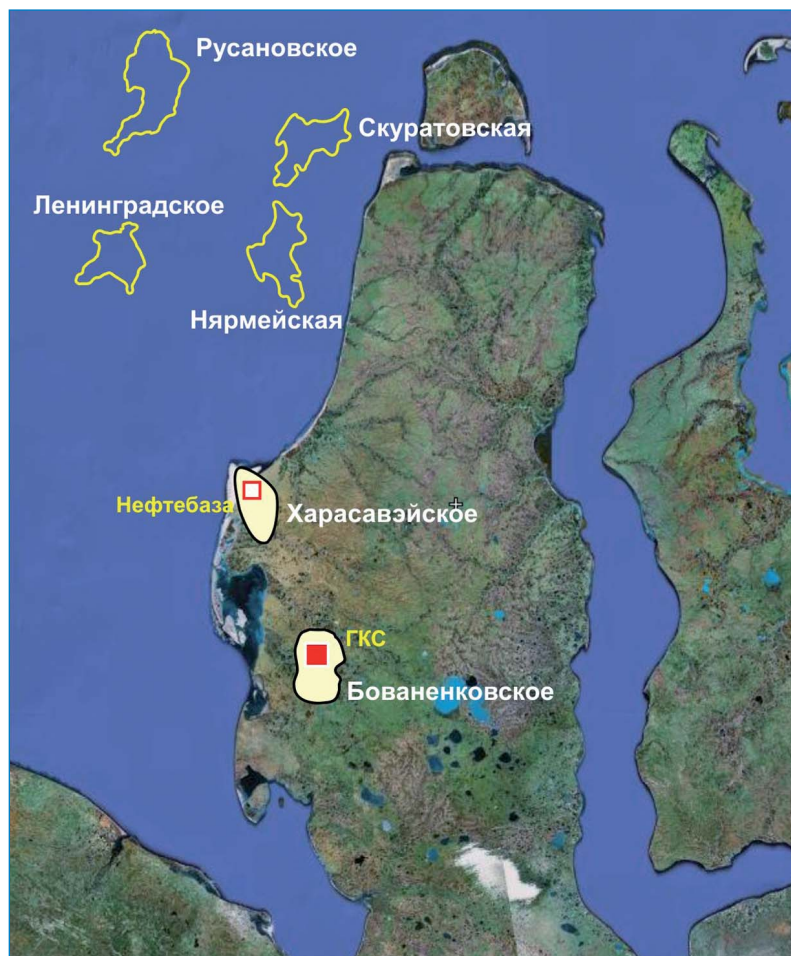


Рис. 4. Перспективные структуры и месторождения Карского моря

нарных платформ в условиях дрейфующих ледяных полей, достигающих в отдельные годы трехметровой толщины, с торосами высотой 10 и более метров (глубина их килей еще больше) на сегодняшний день не существует. Именно поэтому возникает потребность в разработке решений, ориентированных на полностью подводное обустройство таких месторождений.

Для реализации полностью подводного обустройства Ленинградского месторождения потребуются подводные кусты скважин, сборные манифольды, внутрипромысловая газосборная система, экспортные трубопроводы до береговых сооружений (около 150 км в случае подачи продукции скважин на УКПГ в районе Харасавэйского месторождения), шлангокабели управления, энергоснабжения и подачи химреагентов и другое оборудование.

По предварительным оценкам, выполненным в ходе разработки вариантов обустройства месторождения в рамках научно-исследовательских работ, как минимум, первые 10 лет газ будет транспортироваться на береговые сооружения под пластовым давлением, после чего для компенсации его падения потребуется ввод подводной дожимной компрессорной станции.

Однако в данном случае наибольшей сложностью будет являться не сам факт использования подводных технологий, в том числе и подводного компримирования, а условия монтажа, эксплуатации и технического обслуживания оборудования. Короткий навигационный период потребует высокой степени проработки строительно-монтажных работ в открытом море, а акватория, большую часть года покрытая льдами, – высокой эксплуатационной надежности всего подводного оборудования и узлов подключения.

В настоящей статье мы не будем рассматривать вопросы бурения в условиях Карского моря, однако упомянем, что для обеспечения необходимой динамики ввода скважин в эксплуатацию потребуется проведение круглогодичного бурения, что осуществимо с помощью либо мощной ледостойкой платформы, либо подводно-подледного бурового комплекса. Как уже было отмечено выше, аналогов платформ, конструкция и системы удержания которых выдержали бы напор ледовых полей Карского моря, пока не существует. Что касается подводно-подледного бурения, то готовых к использованию образцов таких комплексов на мировом рынке также нет, хотя подобные разработки проводятся, и определенные успехи в проработках концепции подводных буровых установок существуют.

Таким образом, можно отметить, что для освоения месторождений российского Арктического региона необходимо использование самых передовых производственных технологий и применение мирового опыта в области освоения морских месторождений. В то же время существует и ряд технических задач, связанных с адаптацией этих технологий к суровым условиям акваторий арктических месторождений и зачастую с достаточно большой удаленностью их от берега. Некоторые подводные технологии сегодня уже являются достаточно апробированными, имеют высокую эксплуатационную надежность и готовы к использованию в замерзающих акваториях. Что касается подводных компрессорных технологий, то быстрые темпы их развития позволяют с уверенностью утверждать, что уже в ближайшем обозримом будущем они могут найти свою нишу на шельфе России.

Список литературы

1. Мандель А. О ходе работ по освоению месторождений Кириного блока / А. Мандель // Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток (ROOGD-2012): тез. докл. IV Международной конференции. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 6.
2. Гоголюк В.В. Приоритетные задачи в энергоснабжении объектов обустройства морских нефтегазовых месторождений / В.В. Гоголюк, М.Н. Мансуров, Ю.Г. Прокопенко // Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток (ROOGD-2010): сб. докл. III Международной конференции. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 130–136.