

УДК 621.51
doi:10.18720/SPBPU/2/id18-96

Горячев Роман Викторович¹

Главный технолог
rvgoryachev@gmail.com

Кожухов Юрий Владимирович²

Кандидат технических наук, заведующий кафедрой
«Компрессорная вакуумная и холодильная техника»
kozukhov_yv@mail.ru

Ерышкин Юрий Павлович³

Главный конструктор по компрессорному оборудованию
eyp017@iskra.perm.ru

ПАО «Газпром»¹

ФГАОУ ВО СПбПУ, Санкт-Петербург, Россия²

ПАО НПО «Искра», Санкт-Петербург, Россия³

МИРОВОЙ ОПЫТ ПРОИЗВОДСТВА ГЕРМЕТИЧНЫХ КОМПРЕССОРОВ ДЛЯ ПОДВОДНЫХ ДОБЫЧНЫХ КОМПЛЕКСОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА МОРСКОМ ШЕЛЬФЕ

Аннотация. С целью поддержания требуемого уровня добычи на стареющих месторождениях, расположенных на морском шельфе в сложных климатических условиях, в последнее время нашли применение подводные компрессорные агрегаты. В статье приведен краткий обзор современных достижений в области создания герметичных подводных компрессоров, а также предварительный анализ общих подходов, применяемых при создании подобной техники. Разобраны конструкторские решения, применённые зарубежными производителями подводных компрессоров. Продемонстрирован опыт применения на нефтегазовых месторождениях подводных компрессоров. Сформулированы основные направления в разработке компрессоров подводного применения.

Ключевые слова: Подводный компрессор, герметичный компрессор, капсулированные активные магнитные подшипники, подводный газоперекачивающий агрегат, подводный добычный комплекс, добыча углеводородов на морском шельфе, природный газ.

Goryachev Roman V.¹

Chief technologist
rvgoryachev@gmail.com

Kozhukhov Yury V.²

Candidate of Engineering Sciences, head of the department "Compressor vacuum and refrigeration"
kozhukhov_yv@mail.ru

Eryshkin Yuri P.³

chief technologist for Compressor Equipment
eyp017@iskra.perm.ru

ПАО «Газпром», Russia¹

ОАО НПО «Искра», St.-Petersburg, Russia²

ОАО НПО «Искра», St.-Petersburg, Russia³

WORLD EXPERIENCE IN THE PRODUCTION OF HERMETIC COM-PRESSORS FOR SUBSEA PRODUCTION SYSTEMS USED IN THE DEVELOPMENT OF HYDROCARBON FIELD AT THE SEA SHELF

Annotation. In order to maintain the required level of production at aging fields located on the offshore in difficult climatic conditions, recently found the use of underwater compressor units. The article provides a brief overview of modern achievements in the field of sealed underwater compressors,

as well as a preliminary analysis of common approaches used in the creation of such equipment. The design solutions applied by foreign manufacturers of underwater compressors are analyzed. The experience of application of underwater compressors in oil and gas fields is demonstrated. The main directions in development of compressors of underwater application are formulated.

Keyword: Underwater compressor, hermetic compressor, encapsulated activemagnetic bearings, underwater gas pumping unit, underwater mining complex, offshore hydrocarbon production, natural gas.

Введение

В настоящее время добыча газа на морском шельфе осуществляется с помощью самоподъемных, полупогружных или гравитационных платформ и буровых установок в зависимости от глубины морского дна. В процессе добычи ресурсов происходит постепенное истощение месторождения, приводящее к уменьшению дебита скважины, что в свою очередь требует проведения ряда операций со скважиной для поддержания прежнего уровня добычи. [1, 2] На суше в таких случаях вводят в эксплуатацию дожимную компрессорную станцию (ДКС), однако, при добыче газа на шельфе это зачастую трудно реализуемо в виду большой удаленности скважин от берега, значительной глубины и сложной ледовой обстановки в арктических и субарктических условиях. Для решения этой задачи требуется установка, которая могла бы компримировать на большой глубине неподготовленный природный газ с большим количеством влаги и примесей, обеспечивая при этом возможность дистанционного контроля и управления работой с берега. На этот вызов инженеры ответили созданием герметичных подводных компрессорных агрегатов.

Описание

Данная статья представляет собой обзор современных достижений в области создания герметичных подводных компрессоров, а также предварительный анализ общих подходов, применяемых при создании подобной техники.

Основная часть

В настоящее время в мире существуют несколько компаний, занимающихся

разработкой и производством подводных компрессоров, наиболее известные из них это: MAN Diesel & Turbo (ФРГ), Siemens AG (ФРГ), General Electric Oil & Gas (США), и One Subsea (США). [3,9]

История развития герметичных подводных компрессоров производства компании MAN Diesel & Turbo, начинается с создания в 1990-ом году агрегата MOPICO (Motor Pipeline Compressor) [4], одного из первых в мире герметичных электроприводных газоперекачивающих агрегатов, не использующих масло. В отличие от «классической» компоновки, в этом агрегате полностью отсутствуют редукторы (мультипликаторы) и соединительные муфты, привычные подшипники скольжения, смазываемые маслом и масляные уплотнения вала, а также обеспечивающие системы – подготовки и подачи смазочного масла, и подготовки разделительного газа. Благодаря использованию единого вала для асинхронного электродвигателя и рабочих колес, а также применению магнитных подшипников размеры установки существенно меньше по сравнению с традиционными электроприводными турбокомпрессорами. Аналогичные технические решения заложены и в более современном подводном компрессорном агрегате HOFIM (High-Speed Oil-Free Integrated Motor-Compressor) [5, 6], который в исполнении «tandem» имеет схожую конструкцию с расположением электродвигателя между компрессором низкого давления (КНД) и компрессором высокого давления (КВД), но отличается более высоким отношением давлений и диапазоном расхода в виду большего количества ступеней.

Первые образцы герметичных компрессоров HOFIM (рис. 1, 2) создавались в начале 2000-х годов, постепенно этот проект был адаптирован к морским условиям и уже в 2007–2010 годах были проведены подводные испытания компрессора HOFIM в условиях берегового испытательного полигона K-Lab, Karstø, Норвегия (оператор – компания Statoil), тем самым доказав жизнеспособность концепции подводного компримирования. С сентября 2015 года два герметичных электроприводных компрессора HOFIM мощностью 11,5 МВт каждый работают на глубине около 300 метров, в 40 километрах от берега на месторождении Åsgard, Норвегия (оператор – компания Statoil, EPC-контрактор – компания Aker Solutions) в режиме коммерческой

эксплуатации, суммарная наработка на конец 2017 года превысила 30 тысяч моточасов [6].

Другой известный представитель мирового энергетического машиностроения – компания Siemens AG начала работу по созданию подводного компрессора в 1999 году, создав для компании NAM (Нидерланды) герметичный компрессор STC-ECO (рис.3) с уменьшенными размерами, отсутствием торцевых уплотнений, повышенной надежностью и необходимостью технического обслуживания 1 раз в 5 лет [7]. Этот компрессор предназначался для истощенного месторождения и одним из требований к его работе являлось отсутствие обслуживающего персонала. Как итог, компрессор был выполнен в едином корпусе с частотно-

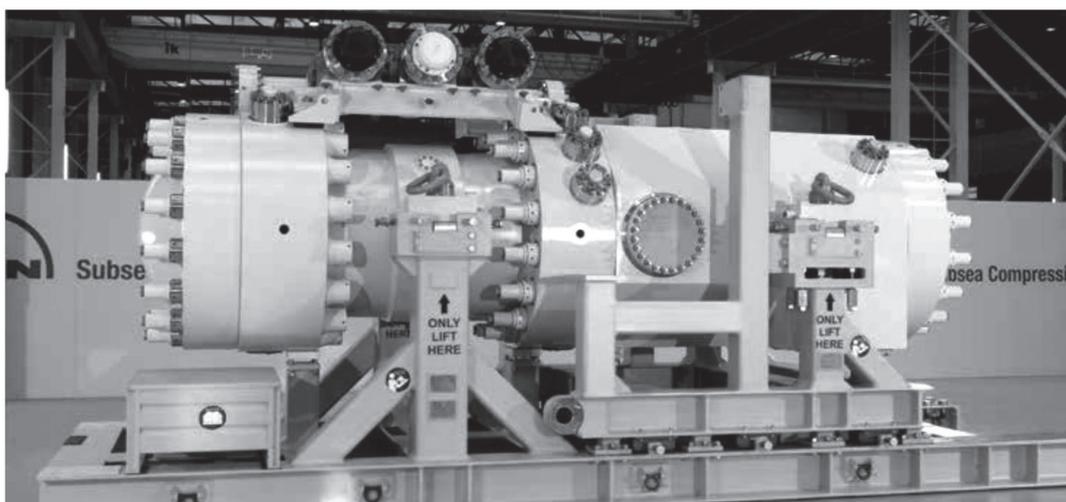


Рис. 1. Один из подводных компрессоров HOFIM, ф. MAN Diesel & Turbo, установленный на месторождении Åsgard, Норвегия

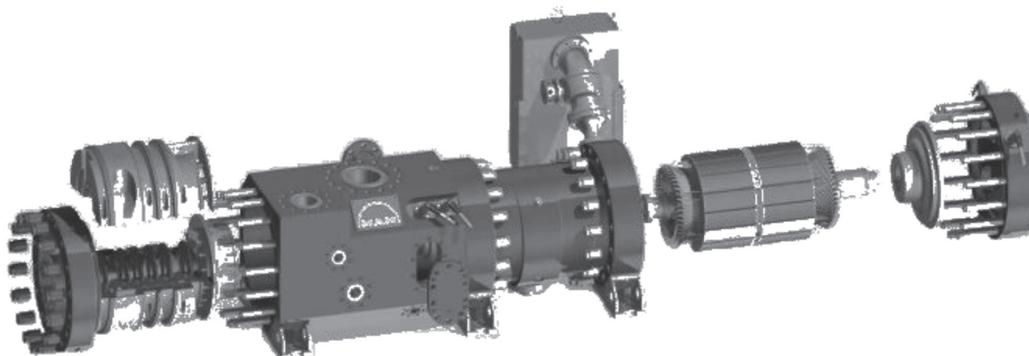


Рис. 2. Модель компрессора HOFIM, ф. MAN Diesel & Turbo

регулируемым электродвигателем, без редуктора, газовых и масляных уплотнений. Применение активного магнитного подвеса, одновальная конструкция ротора двигателя и компрессора, а также вертикальное расположение агрегата позволило сократить количество опор до двух радиальных и одной осевой опоры. Дальнейшее развитие STC-ECO привело к созданию модельного ряда, состоящего из LP1 и LP2 мощностью до 10 МВт и HP1 с HP2 мощностью до 20 МВт, типоразмерный ряд предполагает использование до 8 центробежных ступеней и давление нагнетания до 22 МПа.

Несмотря на отсутствие информации о применении в реальных морских условиях, STC-ECO имеет успешный опыт коммерческой эксплуатации с 2006 года на объекте Vries-4 недалеко от г. Гронинген, Нидерланды (оператор – компания NAM). Также известно об успешном прохождении цикла длительных испытаний в бассейне на полигоне K-Lab с замкнутым контуром компримирования в Karstø, Норвегия, подтвердивших заявленные

показатели надёжности в условиях схожих с условиями работы на шельфе.

Разработку ещё одного компрессорного агрегата в подводном герметичном исполнении американская компания General Electric Oil & Gas начала с создания прототипа мощностью 0,85 МВт ещё в 1992 году [8]. Тем не менее, для демонстрации технологии в 2001 году при участии компании Kvaerner Eureka (Норвегия) была начата разработка нового проекта – Demo-2000, который уже через год успешно завершил первые 500-часовые испытания в специальном бассейне. В результате работы по развитию и масштабированию этой технологии, в 2006 году был готов концептуальный проект 15-ти мегаваттного подводного компрессора для месторождения Ormen Lange (Норвегия) впоследствии получивший название Blue-C (рис. 4). Его конструкция так же, как и у компрессоров HOFIM и STC-ECO предусматривает применение активных электромагнитных подшипников (3 капсулированных радиальных и 1 капсулированный осевой), электропри-

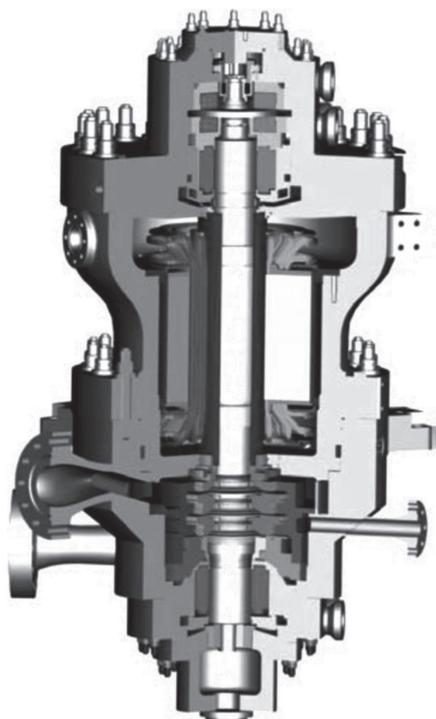


Рис. 3. Разрез модели компрессора STC-ECO, ф. Siemens AG

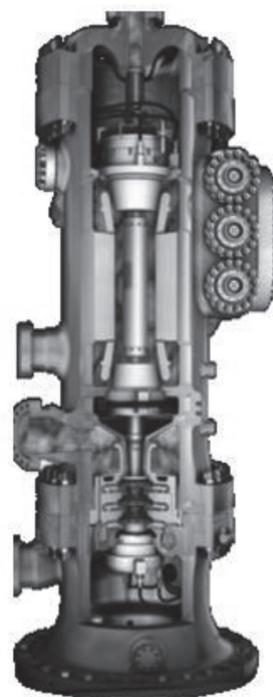


Рис. 4. Разрез модели компрессора Blue-C, ф. General Electric

вода с частотным регулированием, полностью герметичного единого корпуса двигателя и компрессора, общего вала без редуктора. Расположение ротора – вертикальное, тип ступеней – центробежные, количество рабочих колес (импеллеров) от 3 до 5, охлаждение двигателя – газовое. Тем не менее, в отличие от конкурентов в GE предлагают решения для размещения трансформаторов и частотных регуляторов под водой в непосредственной близости от динамического оборудования, что положительно влияет на надёжность и эффективность транспортировки электроэнергии. По состоянию на 2016 год подводная ДКС с компрессорами Blue-C успешно прошла проверку с использованием газа, добываемого с месторождения Ormen Lange в условиях, схожих с теми, которым он был бы подвержен на дне моря (рис. 5). В перспективе предполагалось установить его на том же месторождении на глубине около 900 метров (EPC-контрактор – компания Aker Solutions).

Известен также подводный компрессор, имеющий существенные отличия от

вышеописанных конструкций. Компрессор WGC 4000 (Wet Gas Compressor), в настоящее время производимый компанией One Subsea (США) [10], начинал разрабатываться силами норвежской Framo Engineering, создавшей в 1987 году герметичный компрессорный агрегат CR100 мощностью 100 кВт. Дальнейшие работы над его усовершенствованием привели к созданию в 2000 году компрессора WGC 2000 предназначенного для компримирования влажного газа, который был испытан на полигоне K-Lab (Норвегия) на реальном влажном газе. В 2007 году был создан компрессорный агрегат WGC 4000 мощностью 5 МВт, в 2010 году начались его испытания вблизи г. Берген (испытательные площадки One Subsea и Framo в окрестностях населенных пунктов Fusa и Horsøy), Норвегия. В 2015 году 2 компрессора WGC 4000 были установлены на месторождении Gullfaks на расстоянии около 25 км от берегового терминала. Конструктивно компрессор WGC 4000 состоит из вертикально ориентированной многоступенчатой противо-



Рис. 5. Испытательная ячейка месторождения Ormen Lange Pilot, Nyhamna, Норвегия

положно-вращающейся (contra-rotating) проточной части осевого типа, размещённой между двумя асинхронными электродвигателями (верхним и нижним). Такая конструкция позволяет транспортировать двухфазный поток (вплоть до 100% жидкости) без предварительной сепарации с давлением нагнетания до 30 бар. Предусмотрена жидкостная система охлаждения электродвигателей. В конце 2015 года в СМИ появились сообщения о возникших неисправностях на одном из этих компрессоров, связанных с утечкой охлаждающей жидкости [10].

Таким образом, у всех рассмотренных в статье образцов можно выделить конструктивно схожие элементы:

- Единый вал компрессора и электродвигателя без применения редуктора/мультипликатора.
- Частотное регулирование асинхронного электропривода.

Применение активных электромагнитных подшипников в герметичном (капсулированном) исполнении как самих

опорных узлов, так и системы управления магнитами, размещаемой также под водой.

- Тем не менее, различаются следующие технические решения:
 - Вертикальное или горизонтальное размещение привода (влияет на количество и мощность опор);
 - Реализация системы охлаждения электродвигателя возможна как с помощью отфильтрованного процессного газа, так и с помощью отдельного гидравлического контура (влияет на наличие и конструкцию уплотнений);
 - Применяемые ступени компрессоров центробежные, осевые или диагональные;
 - Размещение систем энергообеспечения и частотного регулирования в непосредственной близости к компрессору на морском дне, либо на береговых или надводных сооружениях (в зависимости от удалённости объекта от суши);
 - Необходимость либо отсутствие необходимости предварительной сепарации и отделения жидкой фракции.

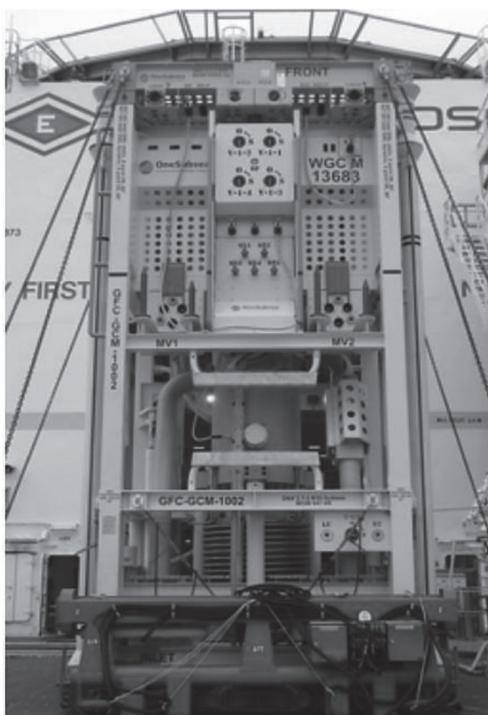


Рис. 6. Компрессор WGC 4000, установленный на месторождении Gulfaks, Норвегия

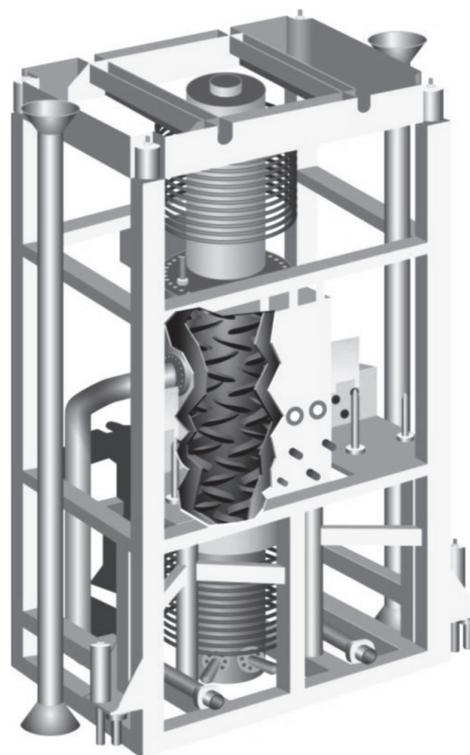


Рис. 7. 3D-модель компрессора WGC 4000, ф. One Subsea

В перспективе все рассмотренные производители обозначают тенденцию к существенному (примерно в 2 раза) уменьшению массо-габаритных показателей подводных дожимных компрессорных станций (ДКС) без снижения показателей надёжности. Достичь этого планируется за счёт создания компрессоров, способных компримировать/перекачивать многофазную среду, состоящую из газа, воды, конденсата и механических примесей в различных соотношениях. Такое решение позволит отказаться или уменьшить размеры подводного сепарационного оборудования, а также исключить из состава подводной ДКС мультифазные насосы и дополнительный трубопровод для откачки жидкой фракции, перенеся процесс разделения сред на поверхность. Также возможное направление развития технологий – применение активных теплообменных аппаратов взамен пассивных.

В российских профессиональных сообществах тематика подводных компрессорных станций обсуждается уже более 10 лет, однако уровень готовности технологии подводного компримирования в РФ пока не позволяет перейти к практической реализации. Коллективом ФГАОУ ВО СПбПУ рассматривалась также более традиционная блочно-модульная компоновка подводного ГПА, при которой в герметичном блоке, например из армированного бетона, расположены отдельные агрегаты ГПА: компрессор, электродвигатель и др. [11]

Российские производители центробежных компрессоров так же ставят перед собой задачу разработки подводных герметичных компрессорных установок. Например, ПАО «НПО «Искра» – один из ведущих российских разработчиков компрессорного оборудования – совместно с компанией S2M (Франция) занимается проработкой технических вопросов по созданию герметичных центробежных компрессоров с 2009г., в частности отра-

батываются отдельные элементы технологии:

- система магнитного подвеса ротора (МП), работающая в компримируемой среде;
- соединение ротора компрессора и привода с помощью магнитной муфты.

В период с 2010 по 2011 гг. прорабатывалась возможность исключения одного патрона системы «сухих» газодинамических уплотнений (СГУ) из «классической» схемы конструкции центробежного компрессора мощностью 10 МВт (рис. 8) [12]. Подшипниковые узлы компрессора – МП, система охлаждения которого осуществляется компримируемым газом, прошедшим предварительную очистку. Компрессор капсулирован со стороны обслуживания и имеет концевое уплотнение только со стороны привода.

Очевидными преимуществами такой схемы являются [12]:

- расчётное снижение объема воздуха в системах обеспечения агрегата в 10 раз за счет отсутствия системы охлаждения МП (охлаждение МП осуществляется компримируемой средой после предварительной очистки);
- снижение сброса газа «на свечу» за счет отвода газа, применяемого для охлаждения МП, в проточную часть;
- отсутствие одного патрона СГУ приводит к расчётному повышению наработки на отказ компрессора на 15% и уменьшению затрат на обслуживание СГУ;
- снижение потерь газа за счет наличия утечки после первой ступени СГУ только от одного патрона СГУ;
- упрощение систем обеспечения компрессора за счет объединения систем подачи буферного (для патрона СГУ) и защитного (для охлаждения МП) газов.

Несмотря на приведенные преимущества, остается ряд нерешенных вопросов и выявленных недостатков, которые требуют отработки, в т.ч. герметичность разъемов, большие потери очищенного газа для охлаждения МП и др.

В 2015г. был выполнен аналогичный проект – разработан компрессор центробежный класса мощности 25 МВт (рис. 9). Компрессор относится к классу однокорпусных, двухсекционных компрессорных машин с расположением секций «спина к спине», режим работы секций – последовательный. Класс давлений 3 МПа

(начальное давление первой секции – 0,8 МПа, второй секции – 1,6 МПа).

В настоящее время ведется проработка герметичного компрессора мощностью 10 МВт с соединением с приводом с помощью магнитной муфты (частота вращения – 9000 об/мин).

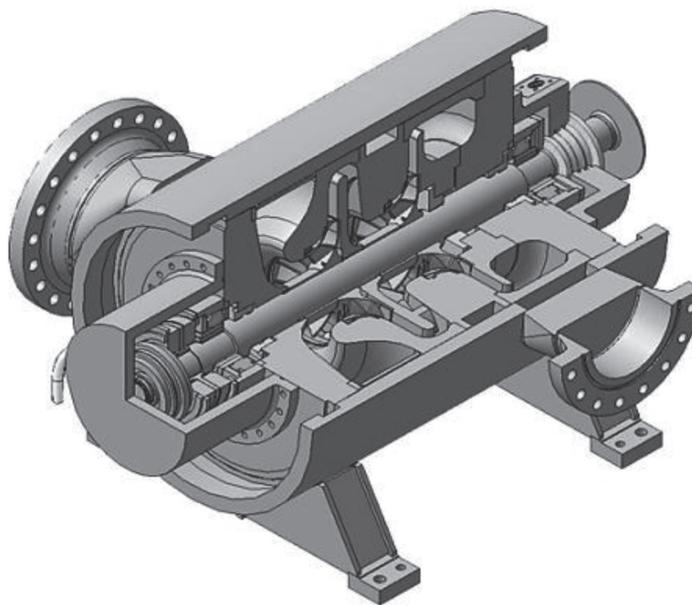


Рис. 8. Центробежный компрессор мощностью 10 МВт, капсулированный со стороны обслуживания, проект ПАО «НПО «Искра»

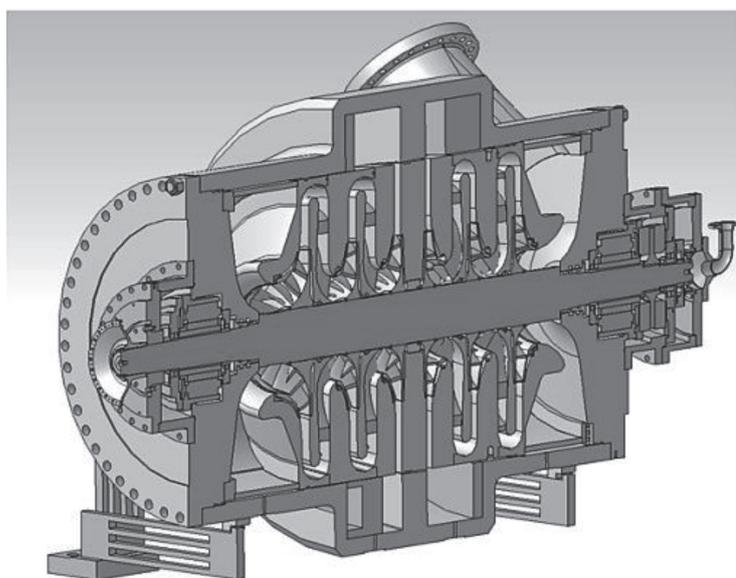


Рис. 9. Центробежный компрессор мощностью 25 МВт, капсулированный со стороны обслуживания, проект ПАО «НПО «Искра»

Все вышеописанные работы по созданию герметичного компрессора и соответствующие отработки технических решений могут лечь в основу создания подводной герметичной компрессорной установки. Для создания компрессорной установки подводного компримирования необходимо разработать полностью герметичный компрессор, отработать на опытном образце технические решения, влияющие, в том числе, на ресурс работы.

Стоит отметить, что внедрение инновационного для российского производителя оборудования такого уровня требует проведения ряда научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ для изготовления и опробования опытного образца.

Для реализации указанного проекта необходимо первоочередное решение следующих задач:

- выбор материалов и комплектующих, обеспечивающих работу в агрессивной среде и не создающих экологическую угрозу окружающей среде;

- исключение импортозависимости в части МП иностранного производства, – в настоящее время отсутствует отечественный магнитный подвес, способный работать в компримируемой среде;

- создание испытательных стендов, оснащенных системами, позволяющими имитировать удаленное управление оборудованием и среду эксплуатации компрессорной установки;

- создание отечественных страховочных подшипников повышенной надежности;

- и многие другие вопросы, требующие каждый в отдельности проведения научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ.

Обобщая тот путь, который прошли инженеры ведущих иностранных компаний можно отметить ожидаемые закономерности:

- 1) Путь от первого прототипа до коммерческого применения в условиях подводной ДКС занял от 15 до 25 лет.

- 2) Основное внимание при разработке компрессорных станций для подводного применения уделяется обеспечению длительного срока автономной работы и обеспечению показателей надежности работы.

- 3) Отработка основных технических и технологических решений на демонстраторах технологий малой мощности, причём с увеличением мощности установок увеличивалось и время квалификационных испытаний.

- 4) Параллельная адаптация к условиям длительной непрерывной работы на морском дне смежных направлений (в первую очередь микроэлектроники и электротехники), в т.ч. систем автоматического управления компрессором, включая частотное регулирование электропривода, систему управления магнитным подвесом, систему антипомпажного регулирования и защиты.

- 5) Тесно налаженная кооперация между компаниями-операторами месторождений (Statoil, Shell), ЕРС-подрядчиками, специализирующимися на подводных добычных комплексах (Aker Solutions, TechnipFMC) и производителями компрессоров (MAN, Siemens, GE) позволила обеспечить комплексный подход к проектированию подводных ДКС, включая системы энергоснабжения, управления и диагностики, фильтрации и сепарации, охлаждения, отведения жидкой фазы, дистанционно-управляемой запорной арматуры, контрольно-измерительных приборов, систем для проведения ТОиР и противотравной защиты.

- 6) Многоэтапное подтверждение заявленных показателей надёжности (например, наработка до отказа (ТТФ – time to failure) – не менее 5 лет) в течение длительных испытаний, организуемых как в условиях наземных месторождений, так и в условиях прибрежных испытательных полигонов, оснащённых резервуарами (бассейнами) с морской водой, замкнутым рециркуляционным контуром и, зачастую, обеспеченных реальным не-

подготовленным природным газом с месторождений Северного моря.

7) Наличие у операторов месторождений сети полигонов и испытательных центров, позволяющих не только моделировать суровые условия эксплуатации компрес-

сорного оборудования в составе подводных добычных комплексов, но и осуществлять опытно-промышленную эксплуатацию в коммерческом режиме с получением экономического эффекта от увеличения дебета на истощённых месторождениях.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. В чем особенности морской добычи [Электронный ресурс] информаторий ПАО «Газпром»: офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.gazprominfo.ru/articles/sea-production> (20.04.2018).

2. Истощение газовой залежи [Электронный ресурс] // Горная энциклопедия онлайн [сайт] – Режим доступа: <http://www.mining-enc.ru/i/istoschenie-gazovoj-zalezhi/> (20.04.2018).

3. **Terry Knott**. Putting pressure on the seabed // Offshore Engineer – April 2012. – с.37-41.

4. MOPICO® Компрессорная установка для магистральных газопроводов [Электронный ресурс]: офиц. информ. брошюра / Режим доступа: <https://russia.mandieselturbo.com/docs/librariesprovider32/default-document-library/110-mopico-ru.pdf> (20.04.2018)

5. HOFIM™ Герметичные компрессорные установки с высокооборотным двигателем [Электронный ресурс]: офиц. информ. брошюра / Режим доступа: <https://russia.mandieselturbo.com/docs/librariesprovider32/default-document-library/111-hofim-ru.pdf> (20.04.2018)

6. MAN Diesel & Turbo wins Global Energy Award 2017 [Электронный ресурс] MAN Turbomachinery [сайт] Режим доступа: <https://turbomachinery.mandieselturbo.com/news/platts-global-energy-awards> (20.04.2018)

7. **Дурыманов В.В.** На суше и под водой: капсулированный компрессорный агрегат STC-ECO компании SIEMENS / Дурыманов

В.В., Леонтьев С.А., Седов В.В. // Турбины и дизели. – Март-апрель 2010. – с.10-15.

8. Blue-C™ Subsea Compressor A reliable, cost-effective alternative to traditional offshore platforms [Электронный ресурс]: офиц. информ. брошюра / Режим доступа: <https://www.geoilandgas.com/subsea-offshore/subsea-power-processing/blue-ctm-subsea-compressor> (20.04.2018)

9. Installing Innovation – OneSubsea Completes Multiphase Compressor Installation at Gullfaks Field // Scandinavian Oil & Gas – Sept/Oct 2015

10. Statoil investigates chemical leak from Gullfaks [Электронный ресурс]: Subseaworldnews [сайт] – 2015 – Режим доступа: Subseaworldnews.com/2015/12/29/statoil-investigates-chemical-leak-from-gullfaks-subsea-compressor (23.04.2018)

11. **Кожухов Ю.В.** Проект электроприводного газоперекачивающего агрегата с центробежным компрессором подводного исполнения мощностью 16 МВт для Штокмановского газоконденсатного месторождения / Кожухов Ю.В., Забелин Н.А., Лебедев А.А. // Газовая промышленность. – 2016 – №7-8 (740-741) изд. Камелот Пабблишинг – с.78-84.

12. **Касьянов С.В.** Доклад на совещании координационного межотраслевого совета (КМС) по рассмотрению основных технических решений газоперекачивающих агрегатов серии «Урал» в блочно-модульном исполнении. 14 октября 2011 г. Пермь.