

Актуальность проблемы освоения углеводородных ресурсов на акваториях Северного Ледовитого океана, покрытых льдом

Ч. С. Гусейнов¹, доктор технических наук

Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина

Изложены положения, утверждающие необходимость скорейшего создания под эгидой государства подводно-подледных плавучих судов для освоения углеводородных ресурсов длительно/постоянно замерзающих акваторий Северного Ледовитого океана; перечислены преимущества пребывания судов на глубинах примерно 100 м ниже паковых ледовых полей и предложена оригинальная конструкция буровых и добычных нефтегазовых плавучих сооружений.

Ключевые слова: подводные нефтегазовые сооружения, скважины, ледовые поля, атомная энергетика.

В ближайшие десятилетия акватория Северного Ледовитого океана может стать яблоком раздора не только между странами, близко расположенными к этой акватории, но и многими другими развитыми государствами, импортирующими углеводороды. Вероятность такого сценария весьма очевидна, если Россия не проявит собственный интерес к своим потаенным богатствам, причем если этот интерес не выразится в наличии/создании технических средств, способных успешно извлекать нефть и газ из-под дна океана, в особенности в акватории, почти постоянно покрытой ледовым панцирем, кратковременно поддающимся взлому усилиями атомных ледоколов.

Создание совершенных и безопасных для пребывания людей подводных буровых и нефтегазодобывающих сооружений, а по существу качественно нового поколения судов, является задачей государственной важности, безусловно, соизмеримой с космическими проблемами. Их реализация будет сопряжена с множеством необходимых для производственных целей изобретений, о которых прежде не задумывались, поскольку в них не было потребности. Пожалуй, множеству разнообразных условий по глубинам, гидрологии, времени навигации и, соответственно, межнавигационному периоду потребуются и разнообразные технические решения, о чем автор с коллегами уже писал в последнее время [1—3].

Вся мировая практика освоения углеводородных ресурсов Мирового океана основана на использовании всевозможных плавучих средств традиционного («надводного») исполнения, простое перечисление разновидностей которых может превысить перечень различных наименований судов как военного, так и гражданского назначения. С возрастанием осваиваемых глубин созданы сложные (управляемые сверху), существенно роботизированные подводные добычные нефтегазовые комплексы, устанавливаемые непосредственно на морском дне, но бурение нефтегазовых скважин до настоящего времени производится независимо от глубин моря с буровых судов традиционного надводного исполнения. Все это, безусловно, совершенно рационально на незамерзающих акваториях, но практически не может быть использовано в условиях длительно существующих или практически постоянных ледовых заторощенных полей Северного Ледовитого океана.

При освоении ресурсов углеводородов Северного Ледовитого океана в районах, покрытых подвижным мощным ледовым панцирем, по существу невозможно использование самых современных судов нефтегазопромыслового и ледокольного флота, поскольку наличие подвижных ледовых полей не позволяет традиционным буровым и добычным судам зафиксироваться в заданной точке на длительное время. Большие глубины океана в сочетании со льдами также не дают возможности использовать

¹ guseinov2@yandex.ru



Рис. 1. Обледенение на палубе судна

ставшие традиционными на незамерзающих морях стационарные гидротехнические сооружения, даже весьма мощные, для противодействия ледовым нагрузкам.

В большей мере, чем ледовые воздействия на корпусную часть судов, им угрожают еще и достаточно частые обледенения почти всех надводных строений, которых практически невозможно избежать, а впоследствии своевременно избавиться от них, что подтверждают многочисленные случаи. Более того, обледенение поверхностей нарушает работу многих агрегатов, ледовые нагромождения увеличивают осадку судна и изменяют его остойчивость, что с большой долей вероятности может стать причиной его опрокидывания, т. е. неизбежной гибели как судна, так и экипажа в арктических условиях.

На рис. 1 представлена картина, реально иллюстрирующая положение систем и механизмов при обледенении верхней палубы судна. В таких случаях обычные суда с максимально возможной скоростью удаляются из зон обледенения, но буровым судам, зафиксированным на точке бурения, это далеко не всегда возможно осуществить в кратчайшие сроки. То же касается и добычных судов, которые не могут мгновенно уйти из зоны обледенения, поскольку процедура отсоединения их от скважин

с подводным заканчиванием занимает довольно много времени, за которое образовавшееся обледенение может привести к необратимым трагическим последствиям.

В этих условиях следует искать другие, кардинально отличные конструкторские и технологические решения, позволяющие реализовать освоение нефтегазовых месторождений подо льдами. Такими решениями, безусловно, должны стать подводные варианты освоения, одним из которых может быть создание подводных промыслов, расположенных непосредственно на морском дне независимо от глубины. Прецеденты такого подхода уже успешно реализованы в незамерзающих водах США, Бразилии, Норвегии. Однако там большие глубины освоены путем бурения скважин с помощью известных плавучих буровых средств (полупогружных буровых установок и буровых судов), т. е. все буровые работы осуществлялись почти традиционно в атмосферных условиях на плаву (на водной поверхности), что в условиях Северного Ледовитого океана практически невозможно.

Следовательно, нам в ближайшие годы необходимо создать подводные буровые суда, поскольку никакие ледоколы не смогут обеспечить безопасность самых современных существующих плавучих

буровых установок (надводного исполнения) на период бурения даже разведочных скважин, не говоря уже об эксплуатационных скважинах, численность которых будет значительно превосходить количество разведочных. Необходимо создание подводных буровых судов, способных, будучи подо льдами, устойчиво находиться достаточно длительное время, по крайней мере на период бурения хотя бы одной скважины, в одной точке. Причем, на наш взгляд, поскольку глубины Северного Ледовитого океана существенно превышают 300—500 м, эти суда должны иметь систему динамического позиционирования, способную противостоять лишь постоянным течениям, в отличие от традиционных буровых судов, которые должны удерживаться в заданном месте при весьма значительных ветрах и волнах. Учитывая названные глубины, не стоит создавать суда, рассчитанные для посадки на морское дно, поскольку это хотя и облегчит процесс бурения за счет исключения водоотделяющей колонны, требующей повышенного внимания к спускоподъемным операциям, но вместе с тем чрезвычайно утяжелит оболочку судна на глубинах свыше 200—300 м. Поэтому, по нашему мнению, наиболее универсальным буровым судном в ледовых условиях должно стать такое, которое рассчитано на длительное пребывание подо льдом на безопасной от него глубине примерно в 100 м, что потребует привычной при изготовлении подводных лодок толщины оболочек. Такое судно будет пригодно для бурения различного рода скважин на значительные глубины, что уже давно нашло широкое применение в технологии «надводного» бурения. Предлагаемая для пребывания лодок глубина отличается следующими преимуществами:

- судно не будет испытывать волновых и ветровых нагрузок, а будет находиться лишь под давлением 100-метровой глубины и под воздействием относительно стабильного по времени и интенсивности подводного течения;
- на этой глубине судно будет находиться в условиях практически постоянной температуры, в то время как на поверхности моря низкие температуры в сочетании с ветровыми нагрузками требуют повышенного расхода энергии на поддержание комфортных условий для экипажа, что, безусловно, будет способствовать повышению технологической безопасности и длительной надежности корпуса судна; кроме того, в предлагаемых условиях будет исключен опасный фактор обледенения;
- стабильность окружающей среды положительно отразится на возможности осуществления круглогодичного бурения (не будет длительных сезонных пауз) и, следовательно, на темпах освоения конкретного месторождения;
- энергозатраты на судне будут значительно ниже по сравнению с таким же судном, находящимся на границе раздела двух сред под воздействием переменных нагрузок как по времени, так и по интенсивности; указанные энергозатраты

будут осуществляться уже существующими для надводных ППБУ двигателями, предназначенными для динамического позиционирования с целью удержания судна в заданной географической точке;

- поскольку на предлагаемых глубинах корпуса отдельных модулей не будут испытывать экстремальных внешних воздействий, они могут быть рассчитаны лишь на давление не свыше 2 МПа (возьмем ради безопасности с двойным запасом); такие корпуса могут быть изготовлены из композитных материалов, рассчитанных на длительное пребывание в морской воде, но, учитывая подводное пребывание, эти корпуса должны быть двойными с заполнением межстенного пространства инертным газом под небольшим давлением (примерно 0,5 МПа) для выявления утечек.

При проектировании судна удастся выявить еще и другие преимущества, хотя, как и для всего нового, необходим поиск оригинальных, в том числе конструкторских решений. Безусловно, в подводных условиях возникнут существенные затраты электроэнергии на регенерацию воздуха в ограниченном пространстве, но ранее упомянутые преимущества в части энергозатрат на позиционирование судна и создание комфортной температуры в помещениях по сравнению с окружающей низкой температурой могут их существенно компенсировать.

Вообще современные подводные суда, преимущественно предназначенные для военных задач, должны обладать максимально возможной скоростью в сочетании с большой маневренностью, что осуществимо при достаточно удлиненном корпусе обтекаемой формы. В отличие от них для выполнения задач нефтегазовой добычи необходимы подводные технические средства, менее подвижные и вовсе не обязательно самоходные, но устойчивые при длительном пребывании в одной точке, и по этой причине, как мы уже отмечали, они должны быть достаточно обтекаемыми, обладая при этом регулируемой плавучестью, поскольку в процессе бурения скважин и их эксплуатации масса и центр тяжести подводного сооружения в силу специфики производственного процесса будут непрерывно изменяться. В соответствии с этим судно должно быть оборудовано динамической системой удержания в горизонтальном положении, предотвращающей угрозу крена сверх расчетно-допустимой величины.

Таким требованиям, на наш взгляд, наиболее соответствует сферическая форма, довольно сильно сплюснутая по вертикали. А поскольку буровые и эксплуатационные суда должны располагать автономными энергетическими, инженерно-техническими (включая водоснабжение, отопление и регенерацию воздуха) и собственно технологическими службами, которые будут функционировать в отдельных отсеках, целесообразно их круговое последовательное размещение по секторам (среди которых должен быть и жилой модуль), а в центре будут расставлены

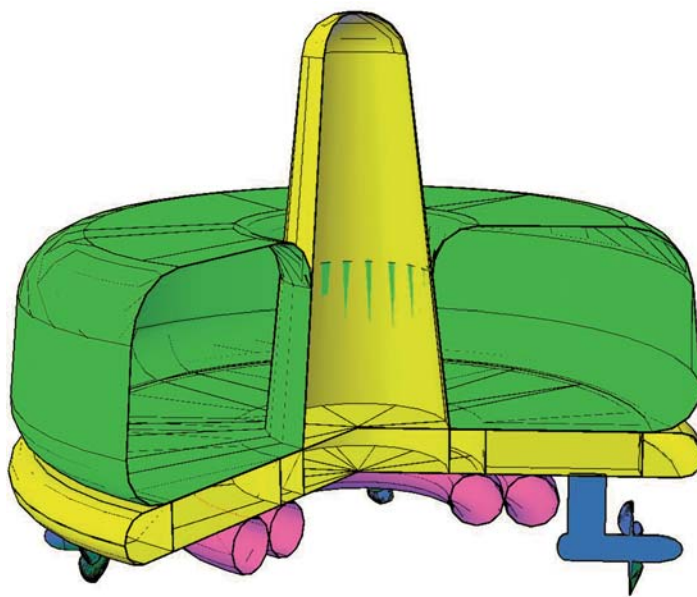


Рис. 2. Изометрия подводного/добычного бурового судна

скважины в модуле, напоминающем буровую вышку или усеченный конус. Такой расстановке модулей наиболее отвечает тороидальная форма, в центре которой находится устьевой модуль, как показано на рис. 2. С целью облегчения подводной конструкции в целом судно может быть не самоходным, а буксируемым (безусловно, подводным буксиром).

В предложенном варианте по центру расположен устьевой модуль с расчетным числом скважин, а вокруг него — все функциональные модули (рис. 2); такое конструктивное решение позволяет создать универсальное подводное сооружение как для бурения скважин, так и для последующей добычи пластовой продукции. Это сооружение имеет балластные круговые емкости в виде двух тороидов, установленных под модулями (один из которых специально секционирован для поддержания плавучего сооружения в горизонтальной плоскости путем затопления отдельных секций, а другой служит в качестве грузового балласта); при этом под тороидами установлены 4 (крест-накрест) движители, предназначенные для удержания всей платформы на заданной глубине как по вертикали, так и по горизонтали. Эти движители выполняют одновременно две функции:

- противодействуют подводному течению, имеющему почти постоянное и стабильное по интенсивности направление;
- способствуют непрерывному удержанию платформы в горизонтальной плоскости.

Хотя в данной статье кратко изложена концепция создания нефтегазовых подводных судов или сборных подводных сооружений, необходимо продолжить исследования в этом направлении.

В статье не освещены проблемы подводных поисков углеводородов в этой части Северного Ледовитого океана. Эти проблемы должны быть рассмотрены отдельно, но не в отрыве от затронутых вопросов. И если на морских плавучих (надводных) сооружениях в свое время возникали площадные ограничения, которые, кстати, успешно разрешались, то в подводных условиях возникнет еще и ограниченность пространственная, которая потребует серьезного переосмысления многих технических и технологических решений, направленных на обеспечение безопасных и в то же время эргономически комфортных для персонала условий. Конечно, при пространственной ограниченности замкнутых объемов подводных комплексов следует минимизировать производственный персонал путем совмещения смежных специальностей и максимально возможной роботизации, но полностью роботизировать производственные процессы добычи, промышленной подготовки углеводородов и их транспортировки на современном этапе развития технических средств осуществить не представляется возможным ввиду чрезвычайно непредвиденных и, пожалуй, непредсказуемых ситуаций.

В то же время проблема освоения углеводородных ресурсов Северного Ледовитого океана на современном уровне требует постановки комплекса принципиально новых научно-исследовательских работ, часть которых предложена ниже.

Но прежде всего следует разработать (непрерывно на конкурсной основе с привлечением нескольких заинтересованных научно-исследовательских и проектно-конструкторских организаций) обширную

государственную программу освоения углеводородных ресурсов Северного Ледовитого океана с разбивкой по этапам освоения с примерными сроками и объемами финансирования. Естественно, сроки выполнения намечаемых этапов будут зависеть от размеров инвестиций, воли и роли государственного вмешательства (поскольку без этого вообще нечего и думать о решении данной проблемы).

Наряду с такой программой необходимо начать:

- разработку полностью подводной технологии бурения нефтегазовых скважин (которая сама по себе будет состоять из большого ряда задач, требующих привлечения специализированных научных и конструкторских организаций);
- разработку новых специализированных подводных судов: буксиров, транспортных барж с подъемными механизмами, трубоукладочных судов, высокоскоростных пассажирских (для перевозки персонала) и аварийно-спасательных судов, судов для производства подводно-технических работ (с водолазами на борту) и т. д., причем все эти разновидности судов должны быть оборудованы стыковочными шлюзовыми устройствами для возможности перемещения персонала и различных грузов, а также системой удержания судна на требуемой глубине; при проектировании новых специальных судов очень важно совмещать достаточно близкие целевые функции, поскольку длительность многих производственных циклов довольно мала, и создание узкоцелевых судов может оказаться неоправданно затратным, т. е. целесообразно создание многоцелевых подводных судов;
- разработку специальных (крупногабаритных — для переноса габаритного оборудования) стыковочных шлюзовых устройств;
- создание надежной системы связи с береговыми диспетчерскими пунктами;
- создание новых судовых сталей и неметаллических материалов, рассчитанных на длительный срок использования, прежде всего перспективного композитного материала — углепластика, отличающегося высокой прочностью и износостойкостью;
- создание новых светящихся и светоотражающих красок и защитных покрытий, рассчитанных на длительное (многолетнее) пребывание в водной среде;
- разработку технологии комбинированной (традиционной — надводной и подводной), а также полностью подводной проводки (транспортировки/буксировки) различных подводных нефтегазовых сооружений от мест изготовления до заданной точки (на конкретном месторождении);
- создание спасательных капсул, оборудованных связью и собственным ходом;
- разработку специальной нормативной базы, которая должна стать основой новых конструкторских и технологических решений;
- выявление (в ареале открытого месторождения) оптимального диапазона глубин ниже ледового покрова, где существуют стабильные гидрологические

условия; наряду с этим следует более целенаправленно (а может быть, и заново, но с позиций сформулированных задач) изучить и выявить наиболее стабильные гидрологические параметры по глубинам Северного Ледовитого океана, а именно:

- ▶ температуру по глубине;
 - ▶ зоны (глубин), где уже отсутствуют волновые явления;
 - ▶ геохимический состав этого диапазона с целью подбора наиболее адекватного материального исполнения судов технического подводного флота;
 - ▶ возможные отклонения абсолютных значений давления и температур в исследуемом диапазоне глубин с целью подбора толщин подводных оболочек различных конфигураций;
- разработку нормального ряда компактных ядерных энергетических установок на быстрых нейтронах в подводном модульном исполнении и с расчетным энергоресурсом [4], мощность которых предварительно должны установить технологи-нефтяники/газовики; при этом данные установки следует запроектировать в двух модификациях:
 - ▶ в виде отдельного от подводного бурового судна автономного балластируемого подводного комплекса, устанавливаемого на безопасном (от столкновений) расстоянии;
 - ▶ в виде встроенного в подводное буровое судно сектора.

При проектировании большинства вспомогательных подводных судов нефтегазопромыслового назначения необходимо предусмотреть надёжные шлюзовые устройства для перехода персонала и переноса различного оборудования, из чего следует, что эти устройства непременно должны отличаться довольно большими размерами, обеспечивающими безопасный переход большого количества людей и разнообразных габаритных грузов, например, таких как трубы, оборудование, продовольствие; кроме того, потребуется и трубопроводная перекачка цемента, глинопорошка, химреагентов и т.д. Не мешало бы также объявить конкурс идей и способов быстрого создания временных/постоянных майн, т. е. «прорубей» (необходимых для выхода вытяжной колонны для забора свежего воздуха и периодической или же постоянной работы факела, причем эти мероприятия необходимо существенно разнести по горизонтали, чтобы исключить их взаимовлияние) на точке постоянного пребывания подводных объектов в условиях непрерывного движения ледовых полей (хотя это предложение представляется довольно спорным). Несомненно, в ходе предложенных научно-исследовательских изысканий возникнут новые, сейчас неучтенные и, возможно, еще более сложные задачи.

Необходимо отметить, что в настоящее время специалистами Крыловского государственного научного центра разработан концептуальный проект

ледостойкой плавучей добычной платформы (ЛПДП) типа BUOY с отсоединяемым спайдерным бумом для эксплуатации в особо сложных условиях глубоководного арктического шельфа.

Важно, что одним из предназначений указанной платформы является прием продукции скважин от подводного добычного комплекса, а также подготовка, хранение и дальнейшая отгрузка нефти на танкеры. В качестве предполагаемых районов эксплуатации платформы рассматриваются центральная часть Баренцева моря, нефтематеринские структуры в пределах свода Федынского и Адмиралтейского вала.

Выполненные проработки подтверждают принципиальную реализуемость предложенных в концептуальном проекте технических решений применительно к глубоководным месторождениям арктического шельфа, а также их экономическую эффективность. В связи с этим концептуальный проект ЛПДП предлагается рассматривать в качестве основы для дальнейшего проектирования, принимая во внимание специфику и особенности эксплуатации сооружения на конкретных месторождениях арктического шельфа России.

Проектируя и сооружая различные добычные технические комплексы, нельзя не учитывать того, что особенностью разработки месторождений на шельфе является большая удаленность арктических нефтегазовых месторождений от регионов массового потребления углеводородов. Это обстоятельство уже давно настоятельно требует подойти к вопросу добычи газа (ресурсы которого, по прогнозам большинства геологов, неизмеримо выше, чем нефти) не путем его последующей традиционно трубопроводной перекачки под высоким давлением, а путем его преобразования в жидкие энергоносители, широко известного как «gas to liquid» («газ в жидкость»). Из всех на сегодня широко опробованных технологий преобразования газа в жидкое состояние распространение получило физическое охлаждение до температуры -162°C ; химическая же переработка газа с применением высоких температур и различных катализаторов все еще не вышла из стадии пилотных исследований (хотя и довольно широко разрекламированных, но вряд ли промышленно рентабельных для больших количеств газа, таких как десятки миллионов кубометров в сутки). В общем, здесь еще существует огромное поле научных поисков для наших химиков.

Никак не предвосхищая уже проторенных и еще не найденных путей, рискнем заметить, что, возможно, один из рациональных путей будет заключаться в попытках преобразовать метан в пропан-бутановую смесь, которая при сравнительно небольших давлениях (свыше 1,6 МПа) преобразуется в жидкость, которую несравненно дешевле транспортировать в емкостях/трапах, рассчитанных на это избыточное давление.

Не менее важной задачей при освоении подводных месторождений станет и подготовка для подводных нефтегазовых объектов различного назначения кадрового персонала, который, по нашему мнению, следует комплектовать прежде всего из завершивших военную службу моряков-подводников, которым, естественно, надлежит пройти дополнительно переподготовку в специально созданных учебных заведениях для дальнейшей квалифицированной работы.

Вопросы и проблемы, поднятые в настоящей статье, затрагивают основополагающий и вечный для России вопрос «Что делать?». Ответ таков: это государственные вопросы, поскольку освоение недр Северного Ледовитого океана не может быть проблемой наших супертранснациональных компаний, это проблема государства и его правительства. Необходимо создать в системе Минэнерго России научно-исследовательский институт освоения углеводородных ресурсов Северного Ледовитого океана (таким мог бы стать институт ВНИПИМорнефтегаз, который распался в конце 1990-х годов из-за отсутствия государственного финансирования и слабого руководства как самого института, так и Минэнерго).

Литература

1. Гусейнов Ч. С. Освоение углеводородных ресурсов Северного Ледовитого океана — ближайшая и неотложная перспектива // Бурение и нефть. — 2012. — № 1. — С. 20—24.
2. Гусейнов Ч. С. О необходимости разработки этапов освоения углеводородных ресурсов Северного Ледовитого океана // Управление качеством в нефтегаз. комплексе. — 2012. — № 4. — С. 26—30.
3. Гусейнов Ч. С., Мирзоев Ф. Д. О необходимости разграничения Северного Ледовитого океана на зоны и разработки этапов их освоения // Бурение и нефть. — 2013. — № 2. — С. 10—15.
4. Митенков Ф. М. Судовая ядерная энергетика // Вестн. Рос. академии наук. — 2003. — Т. 73, № 6. — С. 488—495.
5. Никитин П. Б., Никитин П. П., Зюзина И. А., Малиюкина Е. Н. Основные подходы к разработке долгосрочной программы ОАО «Газпром» по освоению месторождений углеводородов на шельфе Российской Федерации // Газ. пром-сть: Спецвыпуск. — 2011. — С. 35—37.
6. Сообщение пресс-центра Крыловского государственного научного центра от 9.12.2013 г. (http://krylov-center.ru/rus/press-center/news/?ELEMENT_ID=168B)

Внедрение технологии производства из гидрата метана газообразного и жидкого метана — путь освоения энергоресурсов Севера

Е. П. Федоров, кандидат технических наук,
Л. С. Яновский¹, доктор технических наук,
Н. И. Варламова², В. В. Разносчиков³, кандидат технических наук,
И. А. Демская⁴

ФГУП «Центральный институт авиационного моторостроения им. П. И. Баранова»

Приведены способы получения из гидрата метана свободного метана. Показаны их преимущества и недостатки. Представлена схема установки с реактором для получения из гидрата метана газообразного и жидкого метана.

Ключевые слова: гидрат метана, газовые гидраты, Арктика, Антарктика.

При непрерывном росте потребления традиционных энергоносителей — нефти, природного газа, каменного угля — и неизбежном истощении их запасов все острее встает задача вовлечения в потребление альтернативных энергоносителей. Одним из них является гидрат природного газа.

Запасы природного газа в Арктике, Антарктике, на дне океанов и морей в составе газовых гидратов на порядки превышают разведанные запасы свободного природного газа. Это делает весьма привлекательным рассмотрение возможности

использования гидратов природного газа в качестве сырья для производства свободного природного газа. При этом предпочтительно, чтобы промышленная установка позволяла получать из гидрата природного газа сжатый газ высокого давления и/или сжиженный природный газ.

Газовые гидраты представляют собой кристаллические твердые вещества, состоящие из молекул газа, окруженных карнасом из молекул воды. Газовые гидраты образуют твердую фазу при давлениях выше и температурах ниже, чем те, которые необходимы для превращения воды в лед [1].

В северных районах России, где имеются большие наземные залежи газогидратов, природный газ основных месторождений содержит в своем составе 98—99% метана [2]. Поэтому в дальнейшем все расчеты приводятся для гидрата метана как гидрата природного газа.

¹ yanovskiy@ciam.ru.

² varlamova@ciam.ru.

³ raznoschikov@ciam.ru.

⁴ demskaya@ciam.ru.

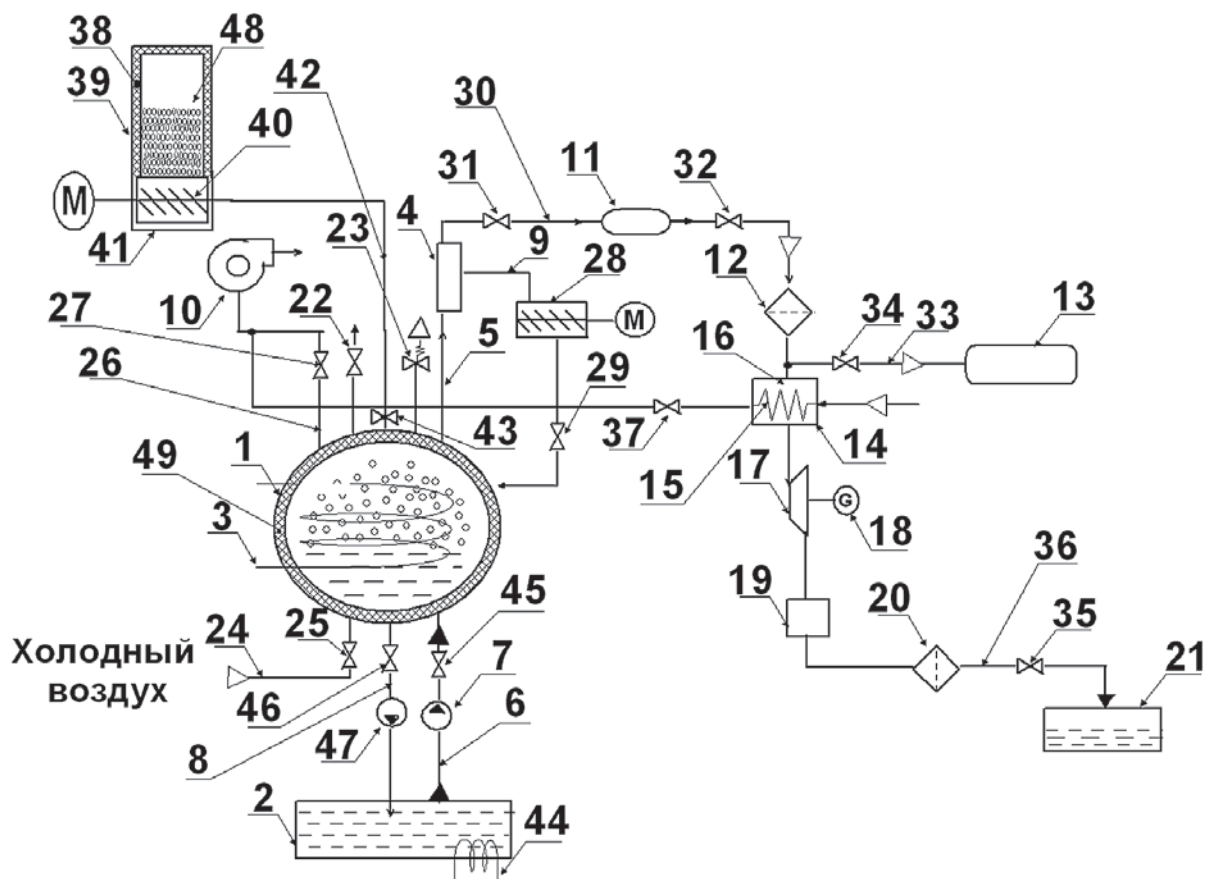


Рис. 1. Схема установки для получения из гидрата метана разовой партии газообразного и жидкого метана

Гидрат метана обладает следующими характеристиками:

- формула — $\text{CH}_4 \cdot 5,9\text{H}_2\text{O}$;
- соотношение метана к воде — 1:6,64 (масс.);
- плотность гидрата — $0,90 \text{ г/см}^3$.

Давление насыщенных паров гидрата метана составляет 1 атм при температуре -29°C .

В настоящее время основными способами получения из гидрата природного газа метана являются:

- способ замещения метана углекислым газом в гидрате природного газа;
- способ разложения гидрата природного газа на метан и воду при подводе тепла.

Первый способ основан на том, что гидрат CO_2 является более стабильным, чем гидрат метана, и молекулы CO_2 могут замещать в нем молекулы метана. Эта реакция протекает на поверхности и в мелких порах гидрата, поэтому эффективность процесса замещения определяется тем, в какой мере обеспечивается подвод CO_2 внутрь объема гидрата.

Для выработки из пласта гидрата метана газообразного метана в пласт через скважину закачивается жидкий диоксид углерода. Через эту же

скважину на поверхность поступает замещенный диоксидом углерода газообразный метан.

Основные преимущества способа замещения метана углекислым газом в гидрате природного газа состоят в том, что, во-первых, решается проблема захоронения парникового газа, каким является диоксид углерода, и, во-вторых, не дестабилизируется гидратный пласт. Недостатки — необходимость затраты энергии на получение жидкого диоксида углерода и очистки добываемого метана от засорения этим газом.

США и Япония в совместном заявлении объявили об успешных полевых испытаниях на Аляске этой технологии замещения, которая впервые в мире использует углекислый газ для получения метана из гидрата природного газа [3].

В данной статье основное внимание уделено второму способу. Его сущность можно понять из рассмотрения предлагаемой принципиальной схемы.

Метан из газогидрата метана по этому способу можно получать отдельными партиями и непрерывно. Принципиальная схема установки для получения газообразного метана высокого давления

и охлажденного до температуры кипения метана разовой партией показана на рис. 1.

Предполагается, что установка располагается в Заполярье с температурой воздуха в период эксплуатации установки ниже -30°C . Установка включает устройство для получения метана из гидрата метана и узел загрузки гидрата метана.

Устройство для получения метана включает реактор с его коммуникациями. Во избежание замерзания воды в каналах этой части установки она должна находиться в отапливаемом помещении с положительной температурой воздуха. Реактор должен быть теплоизолированным. Узел загрузки гидрата метана должен находиться вне отапливаемого помещения.

Для обеспечения непрерывной работы установка должна содержать по меньшей мере еще один реактор для получения свободного метана из гидрата метана.

При циклической работе установка функционирует следующим образом. Перед загрузкой в реактор гидрата метана выполняют продувку реактора 1 холодным воздухом с температурой ниже -30°C через трубопровод 24 с краном 25 на входе в реактор, а на выходе из реактора — через трубопровод 26 отвода холодного воздуха с краном 27 и вентилятор 10 в атмосферу. При достижении температуры внутренних стенок реактора 1 ниже -30°C переключают краны 25, 27, 45, 46 соответственно трубопроводов 24, 26, 6, 8 и отключают вентилятор 10. Открывают кран 22 суфлирования полости реактора 1 с атмосферой. Включают привод 40 винтового насоса 39 узла загрузки гидрата и из резервуара 38 через вертикальный отвод 42 с задвижкой 43 гранулы 48 гидрата метана загружают в реактор 1. После загрузки реактора 1 гидратом до заданного уровня винтовой насос 39 отключают, закрывают задвижку 43 отвода 42 и кран 22. Включают подогрев реактора 1 с гранулами 48 гидрата метана нагревателем 3 до заданной температуры, при которой в реакторе 1 устанавливается заданное постоянное давление метана (например, 150—200 кгс/см²). С повышением давления свыше допустимого срабатывает предохранительный клапан 23, снижая давление в реакторе 1. При нагреве гидрат метана разлагается на газ и воду. Плотность гидрата метана меньше плотности воды, и гидрат располагается в реакторе 1 на поверхности воды. На трубопроводе 30 (при закрытом кране 32) открывают кран 31 перед ресивером 11. Смесь газообразного метана, гидрата метана и воды из ресивера 1 по трубопроводу 5 направляют под постоянным давлением и расходом через сепаратор 4 в ресивер 11. В сепараторе 4 осуществляют отделение от газообразного метана воды и непрореагировавшего гидрата метана. Через трубопровод 9 непрореагировавший гидрат и воду винтовым насосом 28 через кран 29 направляют обратно в реактор 1. После достижения в ресивере 11 заданного давления открывают

кран 32 подачи сжатого метана потребителям 13 и 21 через фильтр 12.

К потребителю 13 сжатый метан направляют через отводной трубопровод 33 с краном 34. К потребителю 21 сжатый метан направляют через канал 15 горячего теплоносителя теплообменника 14 системы охлаждения газообразного метана, турбодетандер 17, дроссель 19, жидкостный фильтр 20 и отводной трубопровод 35 с краном 36. При работе турбодетандера 17 электрогенератор 18 вырабатывает энергию для питания потребителей установки.

В теплообменнике 14 сжатый метан охлаждается воздухом, отсасываемым из атмосферы через канал 16 и кран 37 вентилятором 10. Дальнейшее охлаждение сжатого метана осуществляется за счет его расширения в турбодетандере 17. После турбодетандера 17 сжатый газообразный метан охлаждается до температуры кипения дросселированием при прохождении через дроссель 19 и содержит после дросселя жидкую фазу. На выходе из дросселя 19 метан в жидкой фазе очищается от примесей в фильтре 20 и по трубопроводу 35 с краном 36 направляется к потребителю 21 сжиженного метана. Для увеличения содержания в метане жидкой фазы необходимо поднимать давление разложения гидрата метана в реакторе 1 выше 200 атм. Это достигается включением в реакторе 1 нагревателя 3.

Так как в гидрате метана содержится 13,1% (масс.) метана и 86,9% (масс.) воды, т. е. на 1 кг метана приходится 6,64 кг воды, то при плотности гидрата метана 900 кг/м³ при атмосферном давлении после полного разложения гидрата метана вода займет примерно 80% объема реактора 1.

Когда весь гидрат метана разложится, давление в реакторе 1 начнет падать. Это является сигналом для включения водяного насоса 7 и выдавливания из реактора 1 свободного газообразного метана с заданными постоянными исходными давлением и расходом. Насос 7 можно включать и сразу с началом расходования гидрата метана и регулировать расход воды насосом 7 в зависимости от расхода газгидрата. В этом случае воду в емкости 2 целесообразно нагревать (44).

Потребляемая насосом 7 электроэнергия при давлениях подачи воды 150—200 атм будет составлять 30—40 кВт на 1 кг/с выделившегося при разложении гидрата метана газообразного метана при условии, что насос 7 будет включаться в работу с момента начала расходования метана. Если насос 7 будет включаться после завершения разложения гидрата метана, то его мощность должна быть примерно 135—180 кВт на 1 кг/с. В обоих случаях расход электроэнергии будет одинаковым.

Потребляемая мощность электрического тока на расход метана 1 м³/с возрастает прямо пропорционально давлению в реакторе 1. Мощность на валу турбодетандера 17, отнесенная к 1 м³/с газообразного метана, возрастает более интенсивно, так как

с ростом давления газообразного метана будут увеличиваться пропорционально давлению расход метана через турбодетандер и перепад давления метана на нем.

Если отбирать сжатый газообразный метан из трубопровода 33, то потребитель 13 может получить метан с давлением 150—200 атм для заправки резервуаров высокого давления. Но в этом случае установка не будет вырабатывать электроэнергию, и для привода ее агрегатов необходим дополнительный источник электроэнергии.

Во время работы реактора к нему должно постоянно подводиться тепло нагревателем 3 для поддержания в реакторе 1 заданного давления смеси (заданной температуры разложения гидрата метана).

Расчеты показывают, что удельная адиабатическая работа расширения газообразного метана, образовавшегося при разложении гидрата метана при температуре 290—292 К, от давления 150—200 атм до 1 атм составляет порядка 450—470 кВт на 1 кг/с метана.

Вырабатываемой турбодетандером 17 электроэнергии будет достаточно для привода насосов, нагревателей, кранов, вентилятора, сепаратора и прочих потребителей электроэнергии установки для получения из гидрата метана сжиженного метана.

После выдавливания из реактора 1 всей смеси сжатого метана, гидрата метана и воды из реактора 1 закрываются краны выхода метана и воды из реактора 1 закрываются краны потребителей 13 и 21. Открывается кран 46 слива воды в емкость 2 из реактора 1 и кран 22 суфлирования полости реактора 1 с атмосферой. Цикл работы установки завершен.

Температура смеси в реакторе 1 в процессе разложения гидрата должна поддерживаться с точностью до десятых долей градуса, так как при изменении температуры на 1°C давление метана в реакторе 1 изменяется примерно на 40 атм.

При непрерывной работе установки, как отмечено выше, используются два реактора и более. Во время работы первого реактора ведется подготовка к работе последующего. Осуществляют продувку реактора холодным воздухом с температурой ниже –30°C, открывают и закрывают необходимые краны, включают привод 40 винтового насоса 39 узла загрузки гидрата из резервуара 38 через вертикальный дополнительный отвод и открытую задвижку для загрузки в реактор гидрата метана. Последующие операции работы второго устройства аналогичны операциям работы первого устройства. Возможно перекрытие конца цикла работы первого устройства и начала цикла работы второго устройства по изменению давления в первом реакторе.

Так как давление насыщенных паров гидрата метана составляет 1 атм уже при температуре –29°C, для диссоциации гидрата метана может использоваться низкотемпературное тепло окружающей сре-

ды (в том числе воды Северного Ледовитого океана) или тепловые отходы различных производств.

При температуре 20°C давление насыщенных паров гидрата метана составляет 300 атм, а при температуре 25°C — 500 атм. Температура водяного пара в конденсаторе конденсационной электростанции составляет 32,5°C. Таким образом, используя, например, бросовое тепло от пара конденсационной электростанции, можно получить в установке из гидрата метана высококачественный газ метан.

Основным преимуществом рассмотренного второго способа получения из гидрата метана свободного метана является возможность использования бросового тепла для разложения газогидрата и получение значительного количества механической энергии от расширения в турбодетандере вырабатываемого метана высокого давления. Но если учесть, что для получения из гидрата метана 1 кг свободного метана нужно затратить на разложение гидрата около 1000 ккал тепла, а это менее 10% ниже удельной теплоты сгорания 1 кг метана, то и при отсутствии низкотемпературного тепла рассмотренный способ получения из гидрата метана свободного метана будет рентабельным.

Литература

1. Макагон Ю. Ф. Газовые гидраты: Предупреждение их образования и использование. — М.: Недра, 1985. — 232 с.
2. Дубовкин Н. Ф., Яновский Л. С., Харин А. А. и др. Топлива для воздушно-реактивных двигателей. — М.: МАТИ, 2001. — 443 с.
3. Новая технология получения природного газа из гидрата метана // <http://www.researchclub.com.ua/journal/297>.