

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по выполнению практических занятий

по дисциплине «Машины и аппараты для производства сжиженного природного
газа» для студентов специальности 21.05.06 Нефтегазовая техника и
технологии специализация Техника и технологии производства сжиженного
природного газа, транспортировки и распределения

**Ставрополь
2026**

Содержание

Введение к курсу	3
Практическое занятие № 1. Введение в технологии производства СПГ	5
Практическое занятие № 2. Физико-химические основы сжижения.	8
Практическое занятие № 3. Технологические циклы сжижения природного газа	11
Практическое занятие № 4. Компрессорное оборудование установок СПГ	18
Практическое занятие № 5. Теплообменные аппараты криогенных установок	21
Практическое занятие № 6. Криогенные насосы и арматура.....	24
Практическое занятие № 7. Оборудование для подготовки природного газа к сжижению	32
Практическое занятие № 8. Материалы и конструкционные решения для криогенных температур	37
Практическое занятие № 9. Резервуары для хранения СПГ	42
Практическое занятие № 10. Системы утилизации и компримирования отпарного газа (BOG).....	49
Практическое занятие № 11. Энергетические установки и приводы оборудования СПГ	55
Практическое занятие № 12. Автоматизация и системы управления технологическими процессами	59
Практическое занятие № 13. Надежность и безопасность машин и аппаратов СПГ	62
Практическое занятие № 14. Малотоннажные установки СПГ и модульные решения	65
Практическое занятие № 15. Перспективные направления развития оборудования СПГ	74
Заключение к курсу	82
Литература.....	83

Введение к курсу

Глобальная неопределенность начала XXI в. области энергоресурсов приводит к тому, что природный газ играет все большую роль в мировом энергетическом балансе. Это способствует диверсификации энергоснабжения, повышает энергетическую независимость отдельных регионов. Замена других ископаемых видов топлива на природный газ может привести к снижению выбросов парниковых газов, общему оздоровлению экологии планеты.

По данным Международного Энергетического Агентства (IEA)[1], человечество потребило свыше 4,3 трлн газа за 2025 год, спрос на него может вырасти до 5,7 трлн к 2050 году, в то же время мировая добыча природного газа возрастет от 4,1 трлн в 2025 году до 5,3-5,6 трлн к 2050 году.

Доказанные мировые запасы газа на 2025 г. оценивают:

- по традиционным источникам - 404 трлн
- по попутному газу - 84 трлн
- по сланцевому газу - 204 трлн
- по угольному метану - 118 трлн

В качестве топлива газ широко используется в химической, металлургической, пищевой и энергетической промышленности, а также в качестве автомобильного топлива и в быту.

Студент должен хорошо знать научные основы, термины и понятия о применяемых при эксплуатации, ремонте и обслуживании машин и аппаратов для производства сжиженного природного газа. Студент должен владеть методиками решения практических задач по расчёту параметров оборудования, по основам надёжности, техническому надзору и производственному контролю за состоянием оборудования.

Для успешного освоения дисциплины, обучающийся должен самостоятельно выполнять изучение рекомендуемой литературы по темам, подготовку к практическим занятиям, составлять конспекты.

Дисциплина относится к обязательным дисциплинам. Её освоение происходит в 5 и 6 семестрах.

Целью изучения дисциплины «Машины и аппараты для производства сжиженного природного газа» является формирование набора системных знаний и представлений о методах применения оборудования для сжижения природного газа у будущего выпускника по направлению 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии.

Основными задачами изучения дисциплины являются:

- усвоение студентами научных основ, терминов и понятий о применении оборудования для производства СПГ;
- освоение методик решения практических задач по расчёту параметров оборудования, по основам надёжности, техническому надзору и производственному контролю за состоянием оборудования.

И способствовать формированию профессиональных компетенций будущего специалиста по направлению подготовки: 21.05.06 Нефтегазовые техника и технологии направленность (профиль) «Техника и технологии производства сжиженного природного газа, транспортировки и распределения»:

ПК-1 способность осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности.

Дисциплина нацелена на подготовку специалистов к:

- применению комплексного подхода к решению различных научных и производственных задач нефтегазовой отрасли;
- творческому решению научно-исследовательских и прикладных проблем, возникающих в профессиональной сфере.

Задачи дисциплины:

- образование у студентов базы знаний о характеристиках и параметрах оборудования применяемого при производстве сжиженного природного газа, методах его применения и обслуживания, то есть приобретения тех знаний, которые являются базой по объектам их будущей профессиональной деятельности.

Практическое занятие № 1. Введение в технологии производства СПГ

Сжиженный природный газ получают на заводах, производительность которых варьируется от нескольких тысяч до нескольких десятков миллионов тонн год. В зависимости от производительности назначения различают:

- 1) крупнотоннажные заводы (based-load plants);
- 2) производственные комплексы для покрытия пиковых нагрузок газопотребления (peak-shaving plants);
- 3) малотоннажные заводы (small-scale plants).

Основное мировое производство СПГ сосредоточено на заводах первого типа. Это большие заводы, которые строятся вблизи крупных газовых месторождений и являются основными заводами для переработки газа. Как правило, такие конгломераты создаются в регионах, сочетающих огромные запасы газа с низким местным уровнем газопотребления. Их обычная производительность - свыше 3 млн т СПГ в год. Крупнотоннажные технологические процессы для этих заводов были разработаны компаниями Phillips, APeI, Shell, Statoil/Lillde, Axens. Так как готовую продукцию перевозят в судах-газовозах, заводы строятся на морском берегу и имеют выносные причалы для загрузки танкеров (рис. 1.1).



Рис. 1.1 – Вид с высоты птичьего полёта на завод Atlantic LNG (Тринидад и Тобаго)

Ко второму типу относятся заводы с меньшей производительностью, соединенные с магистральными газопроводами. Основная функция производственных комплексов для покрытия пиковых нагрузок - хранение СПГ.

Установки для покрытия пиковых нагрузок сжижают природный газ от 200 до 260 дней в году и пополняют свои хранилища СПГ до наступления зимы. При возникновении пикового спроса на газ все резервы СПГ могут быть регазифицированы и поданы в газопроводную сеть за короткий период в 5–10 дней.

Процессы сжижения и регазификации выравнивают кривые спроса-предложения на трубопроводный газ, что снижает его цену и повышает эффективность использования трубопровода. Хранение газа в виде СПГ в период пониженного спроса и низких цен на газ и регазификация СПГ в период повышенного спроса и высоких цен на газ повышают эффективность работы местных компаний по оказанию коммунальных услуг.

Производственные комплексы для покрытия «пиковых» нагрузок газопотребления имеют технологические линии малой производительности – до 100 тыс. т в год, большие резервуары для хранения и регазификационные мощности до 6000 т в день. Таких заводов особенно много США.

К третьему типу относятся малотоннажные заводы СПГ, обычно подсоединенные магистральным газопроводам для непрерывного производства СПГ в небольших количествах. Потребителям СПГ с таких установок доставляют автоцистернами или небольшими судами. Мощность подобных заводов не превышает 500 тыс. год. Несколько таких заводов эксплуатируются в Китае, Австралии, Индонезии, Иране, Перу и Норвегии. Технологический процесс для малотоннажных заводов разрабатывают компании Technip, Black&Veatch, Kvaerner; в России запатентован процесс сжижения природного газа на ГКС применением открытого детандерного цикла.

Сжижение природного газа требует больших энергетических затрат. Установлено, что производство СПГ в тропическом климате требует энергии эквивалентной 8–10 % производимого СПГ. Однако, с учетом новых требований по сокращению выбросов парниковых газов энергоэффективность производства СПГ можно повысить за счет следующих мероприятий:

- использование более эффективных газовых турбин;
- улучшение теплоизоляции парового потока турбины;
- интеграция парогазовых электроустановок поставляющих электричество для электроприводов компрессоров;

- более широкое использование детандеров вместо дроссельных вентилей.

Для примера, использование части этих нововведений позволило сократить потребление на заводе Snohvit в Норвегии до эквивалента 6 % произведенного СПГ.

Типовые показатели завода СПГ:

- для производства 4 млн тонн СПГ в год требуется порядка 150 МВт электроэнергии (0,9 кВт-день/т СПГ);
- для охлаждения технологической линии мощностью 4 млн тонн СПГ в год требуется воды в количестве 35 тыс. м³ в час при условии максимальной разницы в 6 °С между температурой поступающей и сбрасываемой воды.

Вопросы для самопроверки:

1. На какие три типа делятся заводы по производству СПГ в зависимости от производительности и назначения? Назовите их по-русски и приведите английские эквиваленты (из текста).
2. Какой тип заводов является основой мирового производства СПГ и почему их строят на морском побережье?
3. Чем принципиально отличается режим работы заводов для покрытия пиковых нагрузок (peak-shaving plants) от работы крупнотоннажных заводов? Сколько дней в году они обычно работают на сжижение?
4. Каковы основные функции производственных комплексов для покрытия пиковых нагрузок, помимо сжижения газа?
5. Каким образом малотоннажные заводы доставляют продукцию конечным потребителям, если они не подключены к трубопроводной сети в точке потребления?
6. Какая производительность (в млн тонн в год) характеризует крупнотоннажные заводы (based-load plants)?
7. Какова максимальная производительность технологических линий на заводах для покрытия пиковых нагрузок (в тоннах в год)?

Список литературы и ссылки на Интернет-ресурсы, содержащие информацию по теме приведены в конце курса под номерами: [2],[3].

Практическое занятие № 2. Физико-химические основы сжижения.

Сжижение газов представляет собой переход вещества из газообразного состояния в жидкость. При неизменных параметрах, таких как температура и состав газа, фазовый переход газ-жидкость означает изменение плотности и, следовательно, объема, занимаемого веществом. Этот процесс осуществляется путем охлаждения газов ниже критической температуры (T_k) и последующей конденсации отводом теплоты парообразования (конденсации).

Охлаждение газа ниже T_k необходимо для достижения такой области температур, при которой газ сможет сконденсироваться в жидкое состояние, так как при $T > T_k$ жидкость не может существовать.

Впервые газ (аммиак) был сжижен в 1792 (голландский физик М. ван Марум). Идеальный процесс сжижения газов изображен на рис. 2.1.

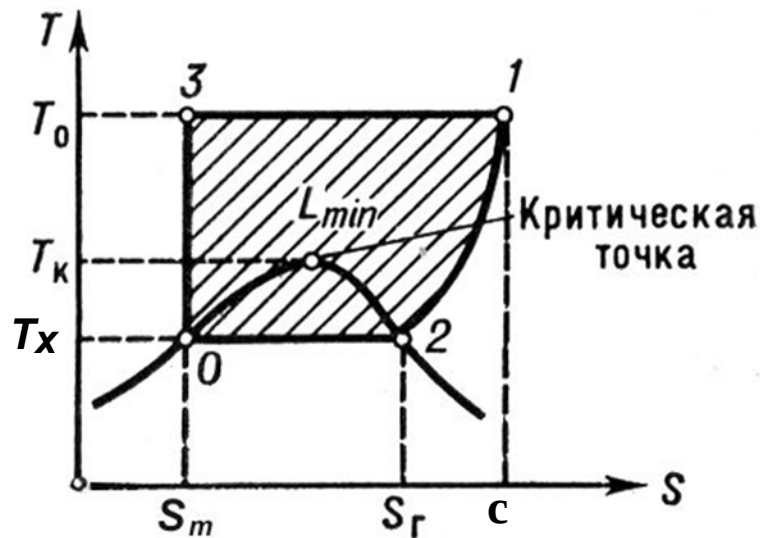


Рис. 2.1 – Процесс сжижения газа: где T_0 —температура окружающей среды; S_r , $S_{ж}$ —энтропии газа и жидкости; J_r , $J_{ж}$ —теплосодержания (энтальпии) газа и жидкости.

Теоретически существуют два способа сжижения газа при минимальных энергозатратах. Первый способ - изобарный процесс, при $P_1 = \text{const}$. В этом случае необходим внешний источник охлаждения. Сначала газ охлаждают внешним источником охлаждения до температуры начала конденсации, затем конденсируют его, отнимая теплоту конденсации с помощью того же внешнего источника. На графике в координатах T - S процессу охлаждения газа до начала

конденсации соответствует изобара 1–2, а конденсации газа -изотерма 2–0. При охлаждении единицы массы газа от него отнимается теплота:

$$q_{\text{охл}} = h_1 - h_2, \quad (2.1)$$

где h_1, h_2 – соответственно энтальпии газа в точках 1 и 2 (рис.2.1). Этому количеству теплоты, соответствует площадь фигуры 1–2–S_г–с–1.

При конденсации газа от него отнимается теплота конденсации:

$$q_{\text{конд}} = h_2 - h_0, \quad (2.2)$$

где h_2, h_0 – соответственно энтальпии газа в точках 2 и 0 (рис.2.1). Теплоте конденсации соответствует площадь фигуры 2–0–S_м–S_г–2.

Общее количество теплоты, отнимаемой от единицы массы газа в процесс сжижения 1–2–0, составит:

$$q_x = q_{\text{охл}} + q_{\text{конд}} = h_1 - h_0, \quad (2.3)$$

Осуществление идеального цикла сжижения газа на практике невозможно, но сравнение его реальными циклами сжижения газа позволяет оценить степень совершенства последних. Величина минимальной работы идеального цикла для чистого метана, рассчитанная работе [6], составляет:

$$l_{\text{min}} = 1095,07 \text{ кДж/кг}$$

В реальных циклах сжижения газов эффективность процессов значительно ниже, чем идеальном цикле, вследствие необратимости энергетических потерь в дроссельных устройствах, наличия гидравлических сопротивлений в трубопроводах и теплообменных аппаратах, различных теплоемкостей сжатого и расширенного хладагента в теплообменниках. Анализ реальных циклов полезно проводить на основе так называемых «теоретических циклов», максимально приближенных к идеальному, но учитывающих необратимость реальных процессов.

Промышленное сжижение газа с критической температурой T_K выше температуры окружающей среды осуществляется с помощью компрессора, где газ сжимается, и последующей конденсацией газа в теплообменниках, охлаждаемых водой или холодильным рассолом. Сжижения газа с T_K , которая значительно ниже температуры окружающей среды, производится методами глубокого охлаждения. Наиболее часто для сжижения газа с низким T_K применяются холодильные циклы:

— основанные на дросселировании сжатого газа, то есть использование эффекта Джоуля – Томсона:

Эффект Джоуля–Томсона – изменение температуры газа в результате медленного протекания его под действием постоянного перепада давления сквозь дроссель – местное препятствие потоку газа (капилляр, клапан или пористую перегородку, расположенную в трубе на пути потока). Течение газа сквозь дроссель (дросселирование) должно происходить без теплообмена газа с окружающей средой (адиабатически).

— на расширении сжатого газа с производством внешней работы в детандере:

Детандер (от франц. *détendre* - ослаблять) – машина для охлаждения газа путём его расширения с отдачей внешней работы. Детандер относится к классу расширительных машин, но применяется главным образом не с целью совершения внешней работы, а для получения холода. Расширение газа в детандере – наиболее эффективный способ его охлаждения. Детандер используется в установках для сжижения газов и разделения газовых смесей методом глубокого охлаждения, в криогенных рефрижераторах, в установках, имитирующих высотные и космические условия, в некоторых системах кондиционирования воздуха и т.д. Наиболее распространены поршневые детандеры и турбодетандеры

— на расширении газа из постоянного объёма без совершения внешней работы (метод теплового насоса).

В лабораторной практике иногда используется каскадный метод охлаждения (сжижения).

Вопросы для самопроверки:

1. Что такое критическая температура и почему она важна для процесса сжижения природного газа?
2. Чем отличается фазовое поведение многокомпонентной углеводородной смеси от чистого компонента?
3. Как рассчитываются псевдокритические параметры для смеси газов?
4. В чём суть эффекта Джоуля-Томсона и от каких параметров зависит его коэффициент?
5. Что такое точка инверсии и каково её практическое значение?
6. Какой процесс эффективнее для охлаждения газа – дросселирование или детандирование? Почему?

Список литературы и ссылки на Интернет-ресурсы, содержащие информацию по теме приведены в конце курса под номерами: [4-6].

Практическое занятие № 3. Технологические циклы сжижения природного газа

В промышленных процессах технологии охлаждения и сжижения природного газа играют ключевую роль. За период существования мировой индустрии сжиженного природного газа было разработано несколько технологий промышленного сжижения природного газа. Ряд процессов нашли в разной степени свое применение, некоторые из них до сих пор существуют только в проекте.

В сущности, для производства СПГ берут поток природного газа при высоком давлении, удаляют из него нежелательные примеси, охлаждают газ до очень низкой температуры, затем дросселируют его до атмосферного давления, при этом газ охлаждается до заданной конечной температуры, конденсируется и превращается в СПГ.

Выбор цикла зависит от совокупности технико-экономических факторов:

1. Производительности установки; технических возможностей машиностроения по выпуску мощных центробежных компрессоров и приводов к ним,
2. Высокопроизводительных крупных теплообменников
3. Соотношения цен на природный газ и СПГ
4. Стоимости компрессорного и теплообменного оборудования;
5. Ситуации на мировом рынке природного газа. (например, в середине 70-х годов. Также в годы XX века планировали построить в 1980 году в городе Мурманске огромный завод мощностью 20 млрд м³ газа в год для поставок СПГ в США, но затем от проекта отказались, предпочтя развивать строительство магистральных газопроводов в Западную Европу).

Все крупнотоннажные технологические процессы производства сжиженного природного газа различаются по следующим признакам:

- рабочее давление: большинство установок сжижения природного газа работают при давлении в пределах 3,5–7,0 МПа, кроме процесса Liquefin (Axens), предусматривающего давление около 10,0 МПа;
- число холодильных циклов: от одного до трех;
- наличие или отсутствие каскада;
- тип основного криогенного теплообменника (ОКТ): спиральновитой или ребристо-пластинчатый;

- наличие или отсутствие газового или жидкостного турбодетандеров в холодильных циклах;
- тип внешнего охлаждения: водяное или воздушное;
- приводы компрессоров: паровые турбины, газовые турбины или электродвигатели.

Классический каскадный цикл на чистых холодильных агентах применен на первом заводе сжижения газа, построенном в Алжире в 1964–65 гг. (рис 3.1). Выбор цикла был обусловлен сравнительной простотой и хорошей его изученностью, позволяющей рассчитать все элементы криогенной установки с высокой степенью точности. Установка представляет собой совокупность трех индивидуальных циркуляционных контуров, вырабатывающих холод на различных ступенчато понижающихся температурных уровнях. В каждом контуре используется чистый однокомпонентный холодильный агент. Указанная схема была реализована также на заводе сжижения в Кенае. Применение классического каскадного цикла ограничилось первыми двумя заводами сжижения газа в г. Арзеве (Алжир), г. Кенае (Аляска) и несколькими СПГ установками для покрытия пиковых нагрузок газопотребления.

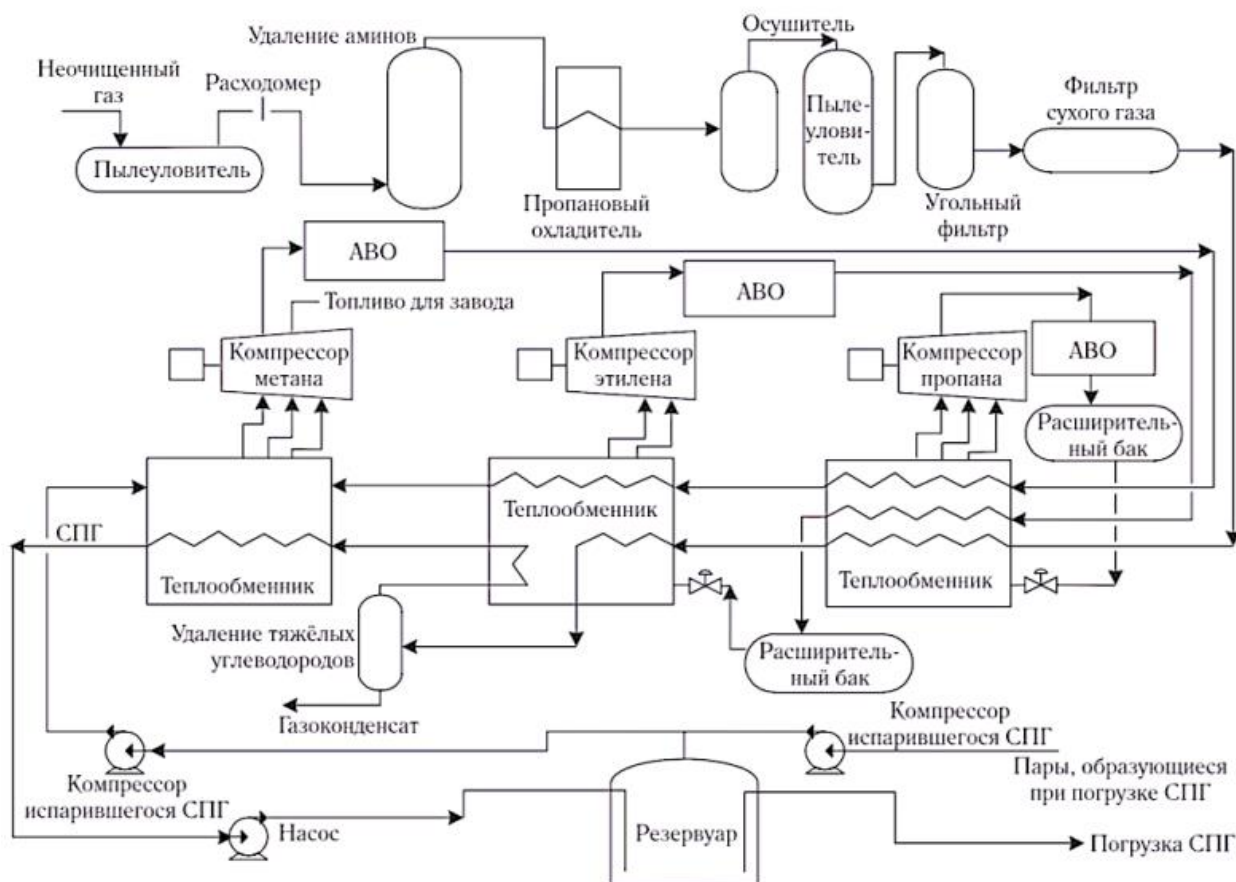


Рис. 3.1 – СПГ-установка, использующая каскадный процесс фирмы «Phillips» (АВО – агрегат воздушного охлаждения)

Классический каскадный цикл (рис. 3.2) включает три ветви каскада:

- в верхней ветви каскада используется пропан в качестве хладагента;
- в средней ветви каскада используется этилен;
- в нижней – метан.

Природный газ при давлении 45 бар проходит блок очистки и поступает в теплообменник верхней ветви каскада, где охлаждается до температуры минус 37° за счет отбора теплоты при кипении пропана.

После этого природный газ поступает в блок ректификации, далее природный газ охлаждается в теплообменнике средней ветви каскада до температуры минус 100°С, а после этого в теплообменнике нижней ветви переходит в жидкое состояние при давлении 1,2 бар и температуре минус 160°.

Сжиженный природный газ поступает в ресивер, откуда насосом СПГ подается в хранилище, а пары метана откачиваются компрессором.

В верхней ветви каскада применяется многопоточный теплообменник – в испарителе за счет кипения пропана происходит отвод теплоты от природного

газа, конденсация этилена средней ветви каскада, конденсация паров метана нижней ветви каскада.

В теплообменнике средней ветви каскада происходит охлаждение природного газа и конденсация метана за счет кипения этилена (хладагент средней ветви каскада).

В теплообменнике нижней ветви каскада происходит конденсации природного газа за счет кипения метана.

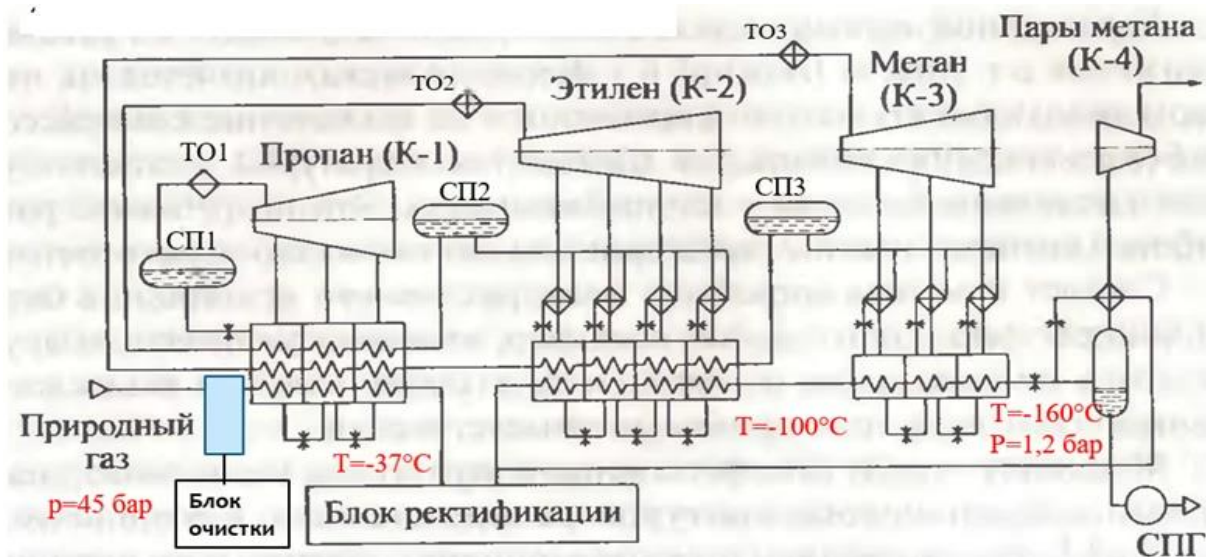


Рис. 3.2 – Классический каскадный цикл для получения сжиженного природного газа.

К преимуществам данного цикла относятся: простота, хорошая изученность, высокая эффективность.

Недостатками являются: громоздкая схема, большая протяженность трубопроводов, необходимость в многопоточных теплообменных аппаратах, потребность в этилене.

Решение, удовлетворяющее нивелирующее все недостатки классического каскадного цикла, было впервые найдено д.т.н., профессором А. П. Клименко, который, задолго до строительства завода сжижения газа в Алжире, разработал (1956 г.) новую эффективную **технология сжижения газа на основе однопоточного холодильного цикла**. Эти схемы нашли широкое применение за рубежом.

Сущность предложенной технологии заключается в использовании многокомпонентной смеси углеводородов (от бутанов до метана) с азотом в качестве рабочего тела холодильной установки, обеспечивающей требуемый

для ожижения природного газа характер выработки холода. Сжатие многокомпонентного холодильного агента производится в одном компрессоре. В модифицированном однопоточном цикле смешанный хладагент представляет собой смесь циркулирующих в контуре азота, метана, этана, пропана и бутанов. Преимущества этой технологии, основанной на использовании однопоточных холодильных циклов, оказались столь значительными, что все последующие заводы сжижения природного газа были реализованы с применением различных модификаций этого цикла.

Дальнейшим развитием технологий сжижения природного газа является схема процесса «**MCR**» (mixed component refrigerant) фирмы «Air Products and Chemicals, Inc.», которая изображена на рисунке 3.3.

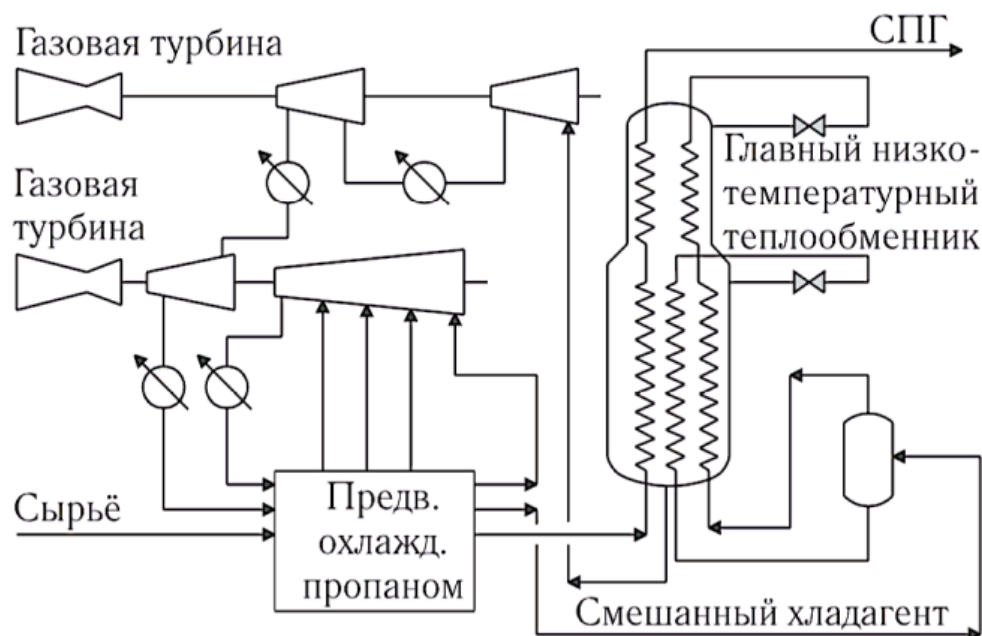


Рис. 3.3 – Технологическая схема реализации процесса «MCR».

Процесс «**MCR**» включает стадию подготовки газа, за которой следует сжижение с использованием охлаждения хладагентом, содержащим смесь компонентов. Чаще всего применяется процесс «**MCR**» с предварительным охлаждением смесью пропана с другими углеводородами (C3-MR). Многоступенчатая система охлаждения пропаном обеспечивает предварительное охлаждение смешанного хладагента и исходного природного газа. Систему можно проектировать с паровыми турбинами, промышленными газовыми турбинами и/или электроприводом. Процессы «**MCR**» фирмы «Air Products» относятся к самым широко используемым в мире циклам получения

СПГ. В разных странах действуют или находятся в стадии строительства более 60 линий получения СПГ на основе процесса «MCR».

Процесс «AP-X» фирмы «Air Products and Chemicals, Inc.» (рисунок 3.4) представляет собой гибрид пропанового холодильного цикла для предварительного охлаждения и сжижения природного газа и внешнего азотного холодильного цикла для переохлаждения СПГ.

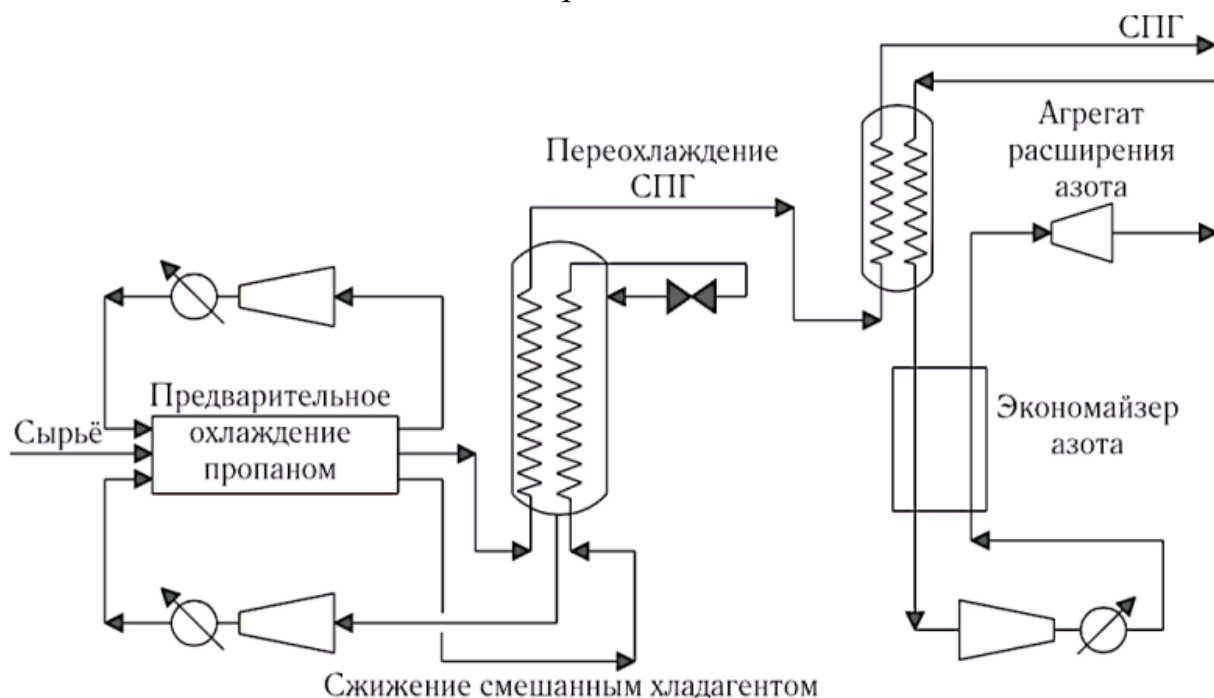


Рис. 3.4 – Технология и оборудование для реализации процесса сжижения природного газа «AP-X».

Благодаря сочетанию преимуществ обоих циклов, достигаются высокая эффективность процессов и низкие эксплуатационные затраты. Процесс «AP-X» удовлетворяет потребностям крупномасштабных производств СПГ, так как его можно получать в одной технологической линии. Стоимость выработки СПГ на установке значительно снижается, благодаря ряду достоинств процесса «AP-X».

Детандерный цикл на ГРС – использует перепад давления между магистральным (высоким) и распределительным (низким) газопроводами для производства холода и выработки электроэнергии. Расширение газа в детандере с совершением внешней работы обеспечивает более глубокое охлаждение, чем дросселирование, позволяя эффективно получать сжиженный природный газ (СПГ) и утилизировать энергию давления. Детандерные холодильные циклы в настоящее время нашли применение в основном в установках покрытия пиковых нагрузок газопотребления. Особенно эффективны Детандерные циклы,

работающие по принципу использования перепада между давлением в газопроводе и давлением в газораспределительной сети.

Вопросы для самопроверки:

1. Опишите принцип работы классического каскадного цикла сжижения.
2. Какие хладагенты обычно используются в каждом каскаде?
3. Циклы на смешанных хладагентах MRC: что представляет собой смешанный хладагент?
4. В чем основное преимущество циклов на смешанных хладагентах перед классическими каскадными циклами с точки зрения оборудования?
5. Циклы «AP-X»: почему этот цикл стал "промышленным стандартом" для крупнотоннажных заводов СПГ?
6. Сравнение для российских условий, использование циклов на смешанных хладагентах является ли предпочтительным для российского климата по сравнению с классическими каскадными циклами?
7. Какие термодинамические процессы (сжатие, конденсация, испарение, расширение) и в какой последовательности реализуются в любом замкнутом холодильном цикле сжижения?
8. Почему процессы очистки (удаление кислых газов, осушка) и сепарации являются неотъемлемой частью технологического цикла производства СПГ? Что произойдет, если их не провести?

Список литературы и ссылки на Интернет-ресурсы, содержащие информацию по теме приведены в конце курса под номерами: [7], [24].

Практическое занятие № 4. Компрессорное оборудование установок СПГ

Компрессоры являются неотъемлемой частью процесса сжижения на установках любой производительности. Они используются в холодильных циклах для сжатия хладагента, для поддержания давления испаренного газа хранилищах и сепараторах технологической линии процесса сжижения, на приемных терминалах.

Компрессоры представляют собой одну из самых дорогостоящих групп оборудования и оказывают сильное влияние на эффективность производства СПГ. Компрессоры холодильных циклов сложны по конструкции из-за высоких чисел Маха, потоков большого объема и низких температур на входе.

В зависимости от критериев применения, в производстве СПГ используются и объемные, и турбокомпрессоры. В процессах основной технологической линии используются преимущественно турбокомпрессоры: центробежные и осевые. Объемные компрессоры находят применение на вспомогательных установках. Классификация компрессоров, применяемых на заводах СПГ, представлена на схеме (рис. 4.1).

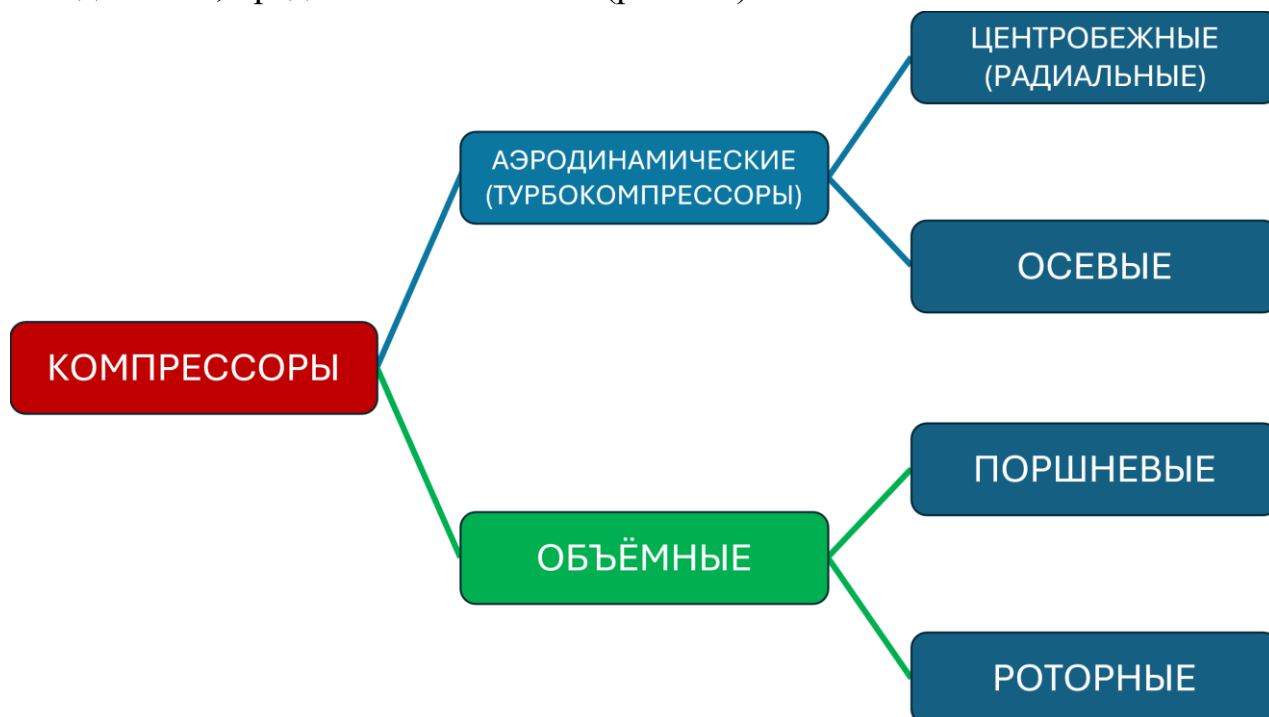


Рис. 4.1 – Классификация компрессоров производства СПГ

На заводах СПГ применяются преимущественно центробежные компрессоры мощностью до 44 МВт и осевые компрессоры производительностью до 80 МВт.

Осевые компрессоры менее надежны, чем центробежные, но обладают более высокой эффективностью и гибкостью в технологическом процессе, проще при запуске. При одинаковой мощности осевые компрессоры на 2 м длиннее, чем центробежные. Коэффициент сжатия в осевом компрессоре можно изменить поворотом лопаток, что дает преимущество при использовании привода с фиксированной скоростью вращения.

Центробежные компрессоры более терпимы к нарушениям параметров протекания технологического процесса, попаданию жидкости и колебаниям температуры, - они более надежны, чем осевые компрессоры.

К основным техническим характеристикам компрессоров относятся:

1. Производительность объемная, отнесенная к 0 °С и 0,1013 МПа, тыс.; м³/ч
2. Производительность объемная, отнесенная к начальным условиям; м³/час
3. Давление газа начальное (абс.), на входе; бар
4. Давление газа конечное (абс.), на выходе; бар
5. Степень сжатия
6. Температура газа на входе; °С
7. Политропный КПД; не менее
8. Потребляемая мощность; МВт
9. Частота вращения ротора; об/мин

По типу привода компрессора также разделяют на: газотурбинный, электрические, паровые и аэродеривативные (авиационные) газовые турбины.

Вопросы для самопроверки:

1. Каковы основные функции компрессорного оборудования в технологической цепочке производства СПГ?
2. Перечислите основные типы компрессоров по принципу действия, применяемые на заводах СПГ.
3. Какие типы привода компрессоров используются на крупнотоннажных заводах СПГ? В чем преимущества и недостатки каждого типа?
4. Для чего на малотоннажных установках СПГ на ГРС применяются дожимные компрессоры? Какую проблему они решают?

5. Опишите конструктивные особенности центробежных компрессоров, применяемых в циклах на смешанных хладагентах (MRC).
6. Что такое помпаж и какие меры применяются для защиты компрессоров от этого явления?
7. Какие требования предъявляются к материалам и конструктивному исполнению компрессоров, работающих в арктических условиях?
8. Опишите устройство турбокомпрессорно-детандерного агрегата.
9. Какие преимущества дает применение электропривода компрессоров по сравнению с газотурбинным приводом?
10. Как применяется паровой привод компрессоров в российских арктических СПГ-проектах?
11. Какие современные программные продукты используются для моделирования и оптимизации работы компрессорного оборудования?
12. Что такое цифровые двойники компрессорных станций и для чего они применяются?

Список литературы и ссылки на Интернет-ресурсы, содержащие информацию по теме приведены в конце курса под номерами: [8], [9].

Практическое занятие № 5. Теплообменные аппараты криогенных установок

От эффективности работы теплообменного оборудования зависят энергетические затраты на сжижение, габариты установки и, в конечном счете, экономическая эффективность всего производства СПГ. Рассмотрим два основных типа криогенных теплообменников: спирально-навивные (SWHE) и пластинчато-ребристые.

Теплопередача при криогенных температурах имеет ряд принципиальных особенностей:

- Большие температурные перепады между теплым и холодным концами аппарата (от $+30^{\circ}\text{C}$ до -160°C)
- Высокие требования к эффективности — приближение к "пинч-точке" (минимальной разности температур) составляет всего $1-3^{\circ}\text{C}$
- Изменение физических свойств теплоносителей в широком диапазоне температур (теплоемкость, теплопроводность, вязкость, плотность)
- Наличие фазовых переходов (конденсация, испарение) в процессах сжижения
- Необходимость минимизации теплопритоков из окружающей среды

Основные типы теплообменников, применяемых в установках СПГ представленный на рисунках 5.1–5.4:



Рис. 5.1 – Спирально-навивные теплообменники (SWHE) — используются на крупнотоннажных заводах.

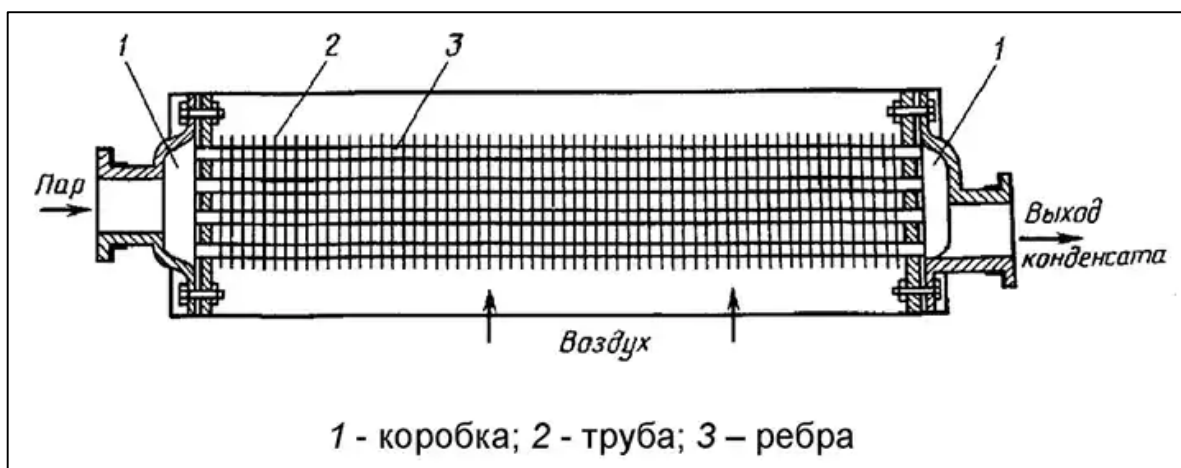


Рис. 5.2 – Пластино-ребристые теплообменники — применяются в мало- и среднетоннажных установках

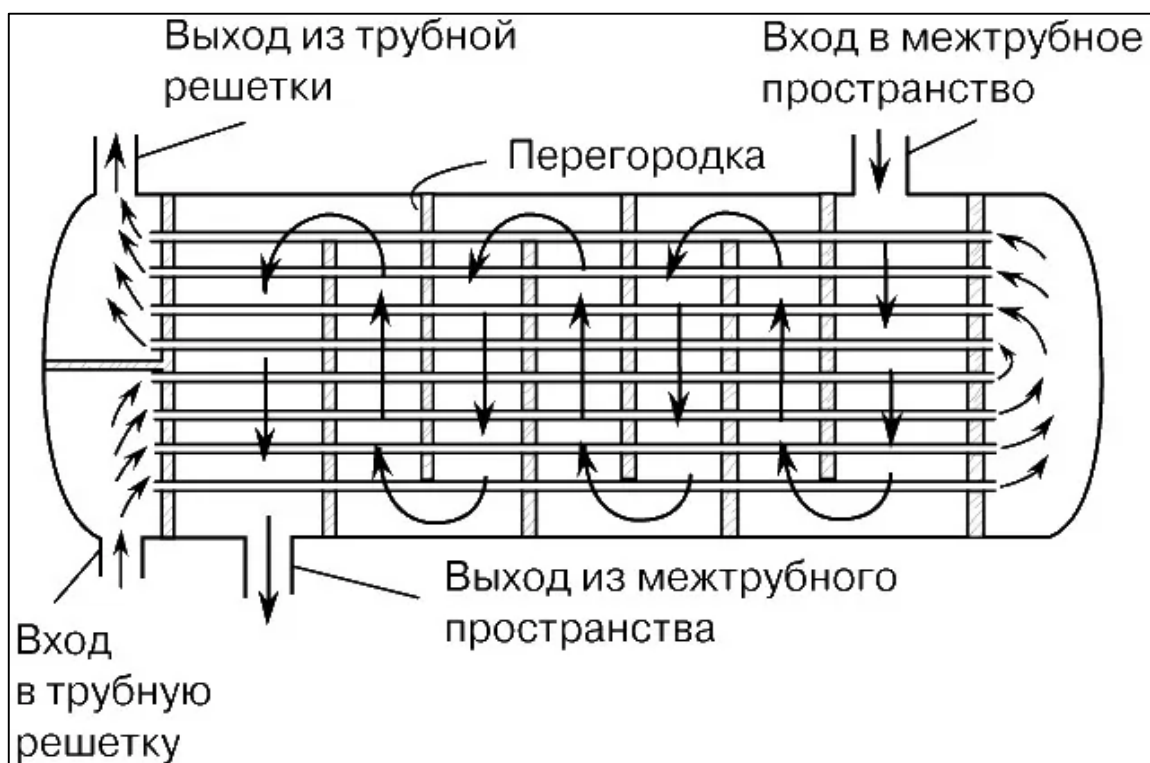


Рис. 5.3 – Кожухотрубные теплообменники — используются реже, в основном на промежуточных стадиях.

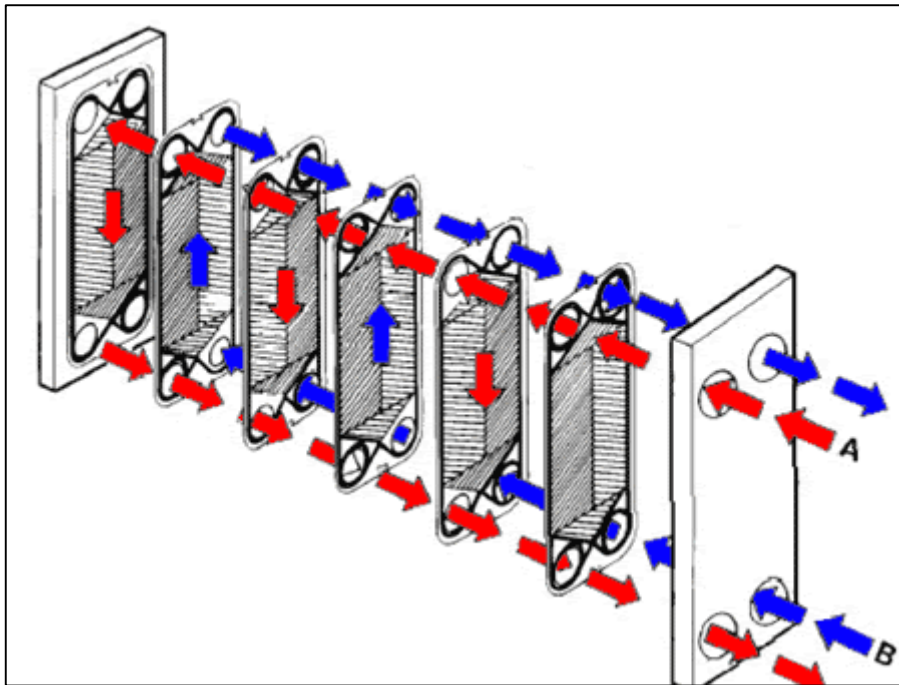


Рис. 5.4 – Пластинчатые теплообменники — для вспомогательных систем.

Вопросы для самопроверки:

1. Каковы особенности теплопередачи при криогенных температурах? Чем расчет криогенных теплообменников отличается от расчета обычных теплообменников?
2. Перечислите основные типы теплообменников, применяемых в установках СПГ, и укажите области их применения.
3. По каким критериям выбирается тип теплообменника для конкретного применения в производстве СПГ?
4. Опишите конструкцию спирально-навивного теплообменника. Из каких основных элементов он состоит?
5. Какие преимущества обеспечивает спиральная навивка труб с точки зрения компенсации температурных деформаций?
6. Как организовано многопоточное движение сред в основном криогенном теплообменнике (МСНЕ) крупнотоннажного завода СПГ?
7. Назовите преимущества и недостатки спирально-навивных теплообменников по сравнению с другими типами.
8. Какие компании являются ведущими мировыми производителями SWHE?

Список литературы и ссылки на Интернет-ресурсы, содержащие информацию по теме приведены в конце курса под номерами: [9], [10], [25].

Практическое занятие № 6. Криогенные насосы и арматура

Криогенная среда — это газы и жидкости, температура которых ниже -70°C . Низкотемпературные азот, водород, кислород, фреон, фтор, гелий и другие газы в жидком и газообразном состоянии используются в различных отраслях промышленности. Их применение требует создания специальных криогенных трубопроводов, оснащённых соответствующей криогенной запорной арматурой.

Крионасосами называют насосы использующие очень низкие температуры ($T = 4...20\text{K}$) для удаления остаточных газов из вакуумного объема. Откачка происходит за счет конденсации молекул откачиваемого газа на поверхностях криопанелей, охлаждаемых до криогенных температур.

Охлаждаемые жидким азотом маслоотражающие колпачки диффузионных насосов, поз. 1, рис. 6.1 или патроны с адсорбентом, поз. 2, рис. 6.2 у адсорбционных насосов в известном смысле являются крионасосами, но в общем понимании крионасосами называются такие насосы, которые могут конденсировать азот и кислород, что требует температур более низких, чем 77K , обеспечиваемых жидким азотом.

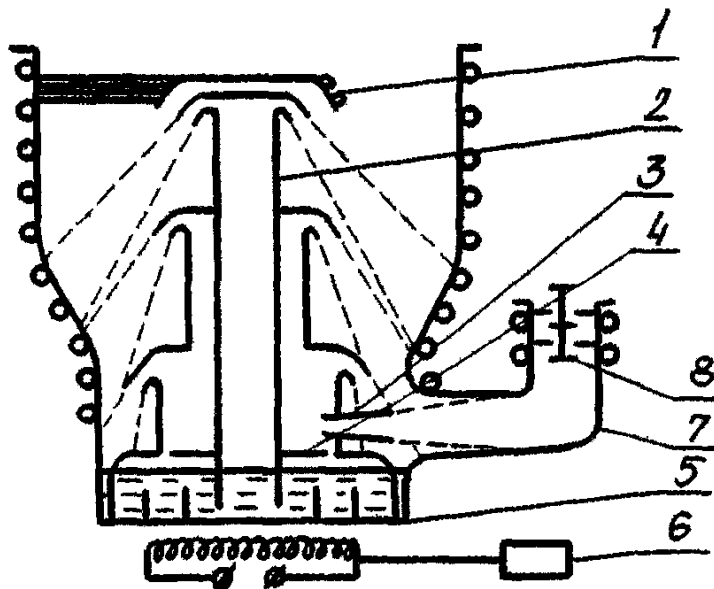


Рис. 6.1 – Конструкция четырехступенчатого диффузионного насоса.

На рис. 6.1 показан насос, в котором использованы три последовательных диффузионных “обращенных” (зонтичных) сопла и одно прямоточное инжекторное сопло, а также:

1. Охлаждаемая водой ловушка – колпачок, которая уменьшает обратный (в сторону вакуумной камеры) поток паров масла из сопла на 90 %, незначительно уменьшая при этом скорость откачки насоса;
2. Центральный паропровод, в который из кипятильника попадают только тяжёлые фракции масла с меньшим давлением насыщающих паров (которые кипят при большей температуре, только в центре кипятильника);
3. Инжекторное прямоточное сопло;
4. Козырёк внутри наружной трубы паропровода, служит для отражения капель при кипячении масла;
5. Днище кипятильника, обеспечивающее хорошую теплопередачу, не допускающее перегрева зон кипятильника свыше 240°C , чтобы избежать образования лёгких фракций масла, не улавливаемых ловушкой;
6. Нагреватель (печь);
7. Выпускной патрубок;
8. Форвакуумная ловушка – лабиринт, уменьшающая потери (выбрасывание в форвакуумную линию) масла.

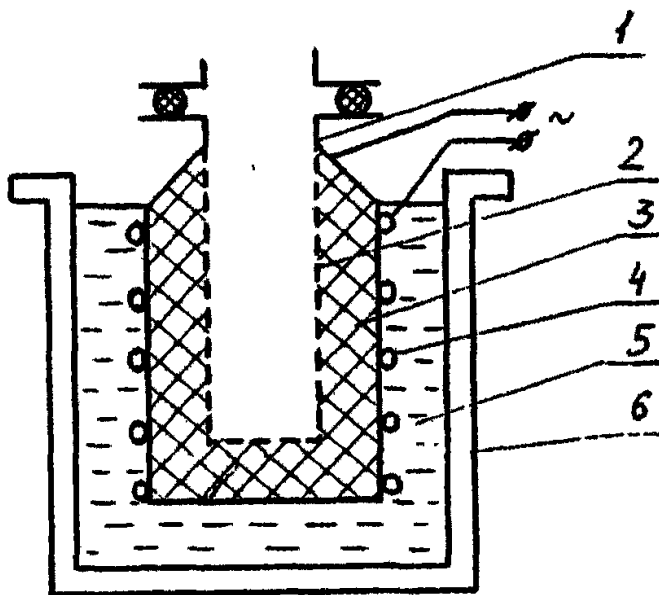


Рис. 6.2 – Конструкция адсорбционного насоса.

Обычно корпус адсорбционного насоса выполнен в виде цилиндрического стального контейнера, наполненного сорбентом, способным эффективно

поглощать газ (активированным углем, цеолитом, силикагелем) и допускающим многократную регенерацию.

Насос содержит следующие основные части:

- 1 – присоединительный патрубок, служащий как для откачки (всасывания газов в насос), так и для регенерации (удаления газов из объема насоса);
- 2 – сетчатый контейнер, наполненный адсорбентом;
- 3 – адсорбент;
- 4 – нагреватель для регенерации адсорбента;
- 5 – охлаждающее устройство, заполняемое жидким азотом после регенерации для приведения адсорбента в рабочее состояние;
- 6 – теплоизолирующий контейнер (сосуд Дюара).

Обычно криогенные насосы используют жидкий гелий (температура кипения в атмосфере 4,2 К) или реже, жидкий водород (температура кипения 20,3 К). Для того, чтобы минимизировать потери (испарение) используемых жидких хладагентов (H_2 и He) и не допустить нежелательного повышения температуры криопанелей с конденсированным на них газом в крионасосах используются экраны, охлаждаемые жидким азотом и уменьшающие тепловую радиацию с деталей корпуса нагретых до комнатной температуры (300 К). Защитные экраны проектируются таким образом, чтобы криопанель не была “видна” со стороны нагретых до комнатной температуры деталей.

Схема конструкции “заливного” крионасоса (т. е. насоса, в который хладагент – жидкий гелий или водород заливается снаружи) показана на рис. 6.3.

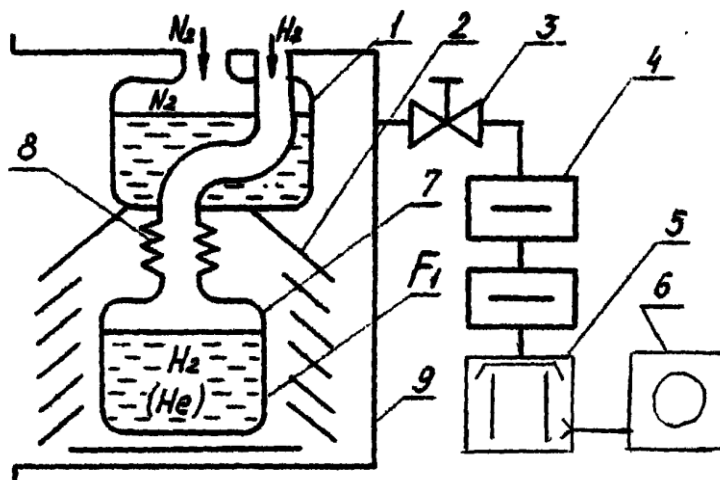


Рис. 6.3 – Схема конструкции “заливного” крионасоса.

Рабочая криопанель 7 представляет собой объем, заливаемый рабочим хладагентом. Эта панель окружена охлаждаемым жидким азотом (77 К) экранами 2. Емкость 1, охлаждаемая жидким азотом, не дает нагреваться до комнатной температуры крепежной горловине 8 криопанелями. Для уменьшения теплового потока, подводимого по материалу горловины, она выполнена в виде тонкостенного сильфона поз. 8 из нержавеющей стали, обладающей малой теплопроводностью. Такая конструкция горловины уменьшает подвод тепла от корпуса к рабочей криопанели и уменьшает расход жидкого гелия. Экраны 2 служат для той же цели, уменьшают теплоподвод, осуществляемый за счет тепловой радиации от корпуса насоса (нагретого до комнатной температуры 293 К). В то же время экраны конструируются таким образом, чтобы не уменьшать быстроту откачки насоса (криопанели).

В принципе, криогенный насос может работать начиная с атмосферного давления, но при этом большое количество хладагента (жидкого гелия или водорода) надо затратить на конденсацию газов, которые можно было бы откачать другими типами насосов с минимальными затратами средств. Поэтому перед запуском (заливкой) крионасоса вакуумируемый объем откачивается системой предварительной откачки, которая обычно включает диффузионный парамаслянный насос, поз.5, (т.к. пары масла хорошо вымораживаются ловушкой поз.4), механический насос, поз.6 и присоединяется к корпусу криогенного насоса через затвор, поз.3. Эта система создает предварительное разрежение порядка 10^{-2} - 10^{-3} Па.

Геометрическая скорость откачки насоса определяется площадью поверхности F , конденсирующей молекулы газов.

$$S_r = V_1 \times F, (6.1) \quad [S_r] = \text{м}^3 \cdot \text{с}^{-1}$$

где V_1 -объем газа, ударяющегося о единицу поверхности в единицу времени, $\text{м} \cdot \text{с}^{-1}$.

Реальная быстрота откачки данного (i -ого) газа определяется коэффициентом прилипания этого газа α ($\alpha < 1$, т.к. большая часть ударившихся о криопанель молекул не успевает резко изменить свою кинетическую энергию) и с учетом обратного давления, определяемого давлением насыщающих паров P_H данного газа при температуре криопанели может быть выражена:

$$S_{Hi} = V_1 \times F \times \alpha \left(1 - \frac{P_H}{P_i}\right) = \frac{145}{4} \sqrt{\frac{T}{M}} \left(1 - \frac{P_H}{P_i}\right), (6.2)$$

где: P_i - парциальное давление данного (откачиваемого) газа;

T - температура газа (может быть принята равной температуре экранов ($T = 77K$)).

Из представленного выражения следует, что газ будет откачиваться (конденсироваться) только в том случае, если его парциальное давление P_i больше давления его насыщающих паров при температуре криопанели.

На рис. 396 представлены зависимости давления насыщающих паров от температуры (т. е. элементы тройной диаграммы) для основных атмосферных газов.

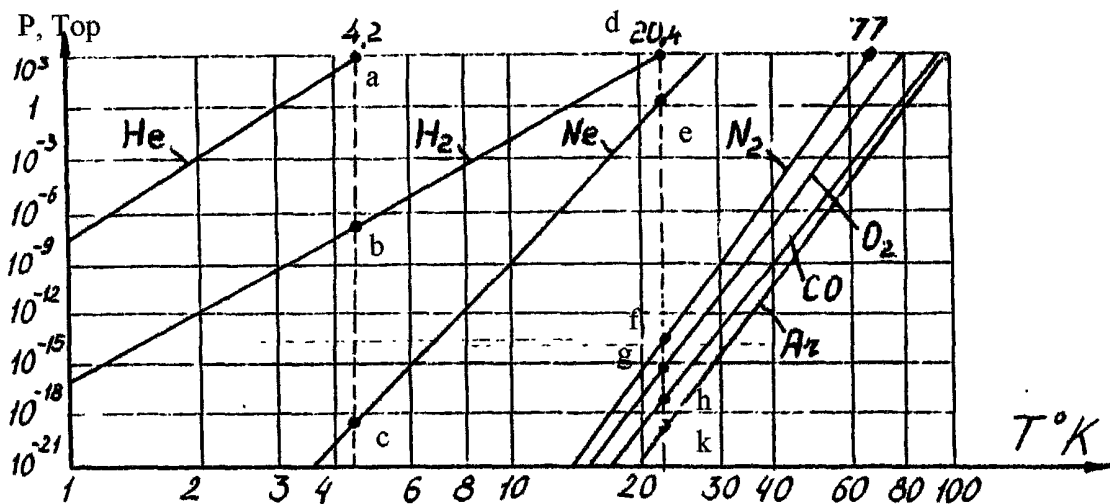


Рис. 6.3 – Схема конструкции “заливного” крионасоса.

С помощью представленных зависимостей можно легко определять предельное давление в вакуумной системе с крионасосом, если известен криоагент (т.е. температура криопанели) и исходные парциальные давления откачиваемых газов.

Так, из диаграмм видно, что гелий, испаряющийся в атмосфере (например, внутри криопанели, где $P = 10^5$ Па) создает температуру 4,2 К, что соответствует точке “а” диаграммы. При такой температуре давления насыщающих паров водорода составляет $P_{H_2} 5 \cdot 10^{-7}$ торр $6 \cdot 10^{-5}$ Па (точка “в”), давление насыщающих паров неона $P_{Ne} 5 \cdot 10^{-20}$ торр $6 \cdot 10^{-18}$ Па (точка “с”). Давление насыщающих паров других газов при такой температуре еще меньше и практически не может быть измерено.

Как следует из диаграммы, гелий и водород, находящиеся в вакуумной камере при этом не конденсируются.

Предельное давление крионасоса рассчитывается как сумма парциальных давлений конденсирующихся паров, составляющих исходную атмосферу плюс сумма исходных парциальных давлений неконденсирующихся газов. При этом если исходное парциальное давление конденсирующихся паров (при температуре криопанели) больше давления насыщающих паров, то их учитывается давление насыщающих паров, если меньше – то исходное парциальное давление.

Требования к криогенной арматуре

На криогенных трубопроводах и агрегатах применяются те же виды трубопроводной арматуры, что и в других отраслях: клапаны, задвижки, краны, и т.д. Однако специфика рабочей среды выдвигает особые требования к используемым материалам и конструкции криогенной запорной арматуры:

- Материалы, применяемые в производстве криогенной арматуры, должны обладать ударной вязкостью не ниже 2 кг·см/см² при рабочей температуре. Они должны иметь способность сохранять механические свойства при длительном воздействии сверхнизких температур;
- Криогенная арматура изготавливается удлиненной, чтобы сальник или сильфон, узел управления и герметизирующая прокладка находились в тёплой зоне, расположенной на расстоянии не менее 400 мм от оси трубопровода;
- Криогенная арматура имеет теплоизоляцию, благодаря которой снижается испарение рабочей среды трубопровода;
- Соединения арматуры — фланцевые или штуцерно-ниппельные, обеспечивающие должную герметичность. На трубопроводах для транспортировки взрывоопасных и обладающих высокой проникающей способностью рабочих сред применяют сварные соединения;
- Криогенная арматура должна сохранять работоспособность на протяжении 10 лет (до 5000 циклов), как при сверхнизких температурах, так и в условиях работы при температуре окружающей среды.

В зависимости от условий эксплуатации криогенная запорная арматура подразделяется на следующие виды:

- **Холодная (блочная)** — корпус такой арматуры монтируется в блоке, имеющем тепловую изоляцию, а привод находится в зоне с температурой

окружающей среды, и соединён с корпусом удлинённым штоком с кожухом.

По уплотнителю штока, холодная арматура, в свою очередь, может подразделяться на сильфонную, сальниковую, или мембранную. К холодному типу криогенной запорной арматуры относятся вентили, краны, задвижки, заслонки, клапаны;

- **Холодная с вакуумной изоляцией** — между холодным корпусом и кожухом с приводом с температурой окружающей среды такая арматура имеет вакуумную изоляцию. Эта арматура используется в системах транспортировки сжиженных газов с температурой ниже 120 К;
- **Встроенная (универсальная) криогенная арматура** — находится в криогенном блоке целиком, вместе с приводом;
- **Тёплая** — работает при температуре окружающей среды, но может подвергаться непродолжительному охлаждению. К тёплой криогенной арматуре относятся предохранительные и обратные клапаны, дренажно-предохранительные вентили.

Криогенные среды с температурой 0 ... 120 К (-153,15°С) выдвигают особые требования к используемой трубопроводной арматуре. Поэтому криогенная арматура выделяется как специализированная разновидность трубопроводной арматуры (п. 5.1.8 ГОСТ 24856–2014).

Вопросы для самопроверки:

1. Перечислите основные типы насосов для СПГ по функциональному назначению и укажите их примерные параметры.
2. На каких объектах применяются погружные насосы для перекачки СПГ?
3. Какие критерии учитываются при выборе криогенных насосов?
4. Почему погружное моноблочное исполнение стало типовой конструкцией для насосов СПГ?
5. Каковы особенности полупогружных насосов и почему они не получили широкого распространения для перекачки СПГ?
6. Опишите конструкцию погружного насоса для СПГ: компоновка, подшипники, устройство для улучшения кавитационных характеристик.
7. Какие подшипники применяются в погружных насосах для СПГ и в чем преимущество керамических подшипников?
8. Для чего в конструкции насоса предусматривают шнек (шнекоцентробежную ступень) на входе?

9. Какие отечественные погружные насосы для СПГ разработаны и где они применяются?

Список литературы и ссылки на Интернет-ресурсы, содержащие информацию по теме приведены в конце курса под номерами: [11], [26].

Практическое занятие № 7. Оборудование для подготовки природного газа к сжижению

Процесс сжижения природного газа накладывает определённые ограничения на состав газа. Для предотвращения эксплуатационных проблем в криогенных установках (закупоривание теплообменников за счёт замерзания воды или углекислого газа и образование льда и газогидратов, разъедание ртутью алюминиевых частей оборудования, коррозия оборудования), концентрация этих веществ должна быть ограничена:

- по влаге – 1 ppmv (одна объёмная часть воды на миллион);
- по углекислому газу-50 ppmv;
- ртути-10 нг/м³ (10⁻⁹ г/м³).

Для удовлетворения коммерческих спецификаций содержание сероводородов газе должно быть снижено до 4, что содержание серы не должно превышать 30.

Для обеспечения названных спецификаций служат входные установки грубые очистки технологических линий, включающая установки удаления кислых компонентов, осушки и удаления ртути. Природный газ, собранный на морском или континентальном месторождении, первоначально попадает на входные установки. Назначение этих установок может быть следующим:

- привести к одинаковому давлению газ с различных месторождений;
- понизить или повысить давление входящего газа в соответствии с давлением технологического процесса;
- предотвратить попадание жидких углеводородов на установки удаления кислых компонентов, где эти жидкости индуцируют пенообразование;
- удалить высококипящие углеводороды (CS+) из потока газа;
- подготовить отделившиеся жидкие углеводороды к смешению с конденсатом установки фракционирования (отделенные во входных сепараторах жидкие углеводороды могут содержать углекислый газ, сероводород, меркаптаны, воду и т. п.).

Сырой природный газ на входе подвергается фильтрации для очистки от взвешенных твердых частиц, которые могут представлять собой остатки строительного мусора (на раннем этапе эксплуатации завода) или попадать в поток газа вследствие коррозии внутренних стенок трубопровода.

Далее поток газа проходит через входные сепараторы-каплеуловители, где газ очищается от капельных жидкостей (конденсат C_{5+} , вода), захваченных потоком из трубопроводов. Жидкость в трубопроводе может присутствовать из начально или сконденсироваться во время транспортировки газа. Уловленную жидкость подвергают грубой очистке от воды, сероводорода и части меркаптанов в отпарной колонне. После отпарной колонны большая часть меркаптанов, воды и ртути остается в жидкой фазе, поэтому за отпарной колонной следует осушка жидких углеводородов на молекулярных ситах, удаление ртути и меркаптанов. Очищенные жидкие углеводороды направляют на смешение с конденсатом из установки фракционирования.

При выходе из сепаратора-каплеуловителя газ направляется на установку удаления кислых компонентов.

Существует множество разновидностей процесса очистки природного газа от кислых примесей, объединенных в три группы:

- 1) процессы химической абсорбции;
- 2) процессы физической абсорбции;
- 3) процессы с физико-химическими и смешанными абсорбентами

Большинство заводов СПГ применяют традиционную аминовую очистку от CO_2 и H_2S - процесс химической абсорбции сероводорода и угольной кислоты водными растворами амина. В качестве аминовых растворов используют моноэтаноламин (МЭА), диэтаноламин (ДЭА), дигликольамин (ДГА), метилдиэтаноламин (МДЭА) и его соединения химическими активаторами, например, активированный метилдиэтаноламин фирмы BASF (аМДЭА). Абсорбционные установки аминовой очистки аналогичны тем, которые применяются непосредственно на месторождениях (рис. 7.1).

Поток природного газа контактирует с регенерированным амином в абсорбере А, где в качестве контактных устройств используются тарелки или насадка. Проходя абсорбер сверху вниз, амин вступает в химическую реакцию с кислыми газами с образованием водорастворимых солей и выводится из нижней части абсорбера. Насыщенный амин после нагрева в теплообменнике Т подается в колонну регенерации амина, или десорбер Д, где в процессе разделения полуреагируют регенерированный аминовый раствор и кислые газы. Раствор амина после выделения из него кислых газов охлаждается и подается обратно в абсорбер. Кислые газы либо сжигают на факеле, либо отправляют на установку выделения серы (при наличии большого количества сероводорода) или выпускают в атмосферу (углекислый газ).

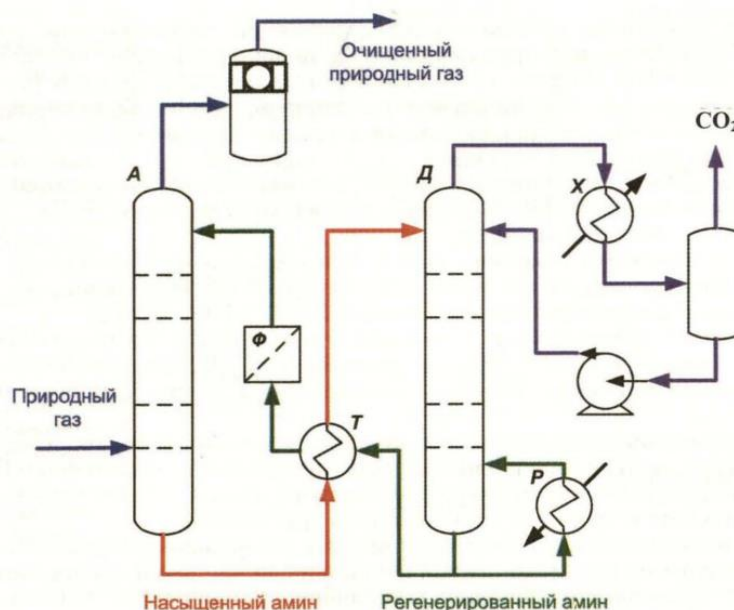


Рис. 7.1 – Принципиальная схема установки аминовой очистки:

А – абсорбер; Д – десорбер; Х – холодильник; Ф – фильтр; Т – теплообменник; Р – рибойлер.

Для улавливания примесей на линии циркуляции амина применяют фильтр Ф, содержащий активированный уголь. На выходе потока природного газа из установки также должен присутствовать фильтр для улавливания частиц солей, образующихся в абсорбере или внесённых с потоком газа.

При определённых обстоятельствах (наличия в поступающем газе примесей жидких углеводородов, пластовой воды, ингибиторов коррозии, различных ПАВ и др.) амин может вспениваться, поэтому для предотвращения вспенивания, помимо очистки газа на входных установках, применяется циркулирующего амина (на линии десорбер – абсорбер) и применение пеногасителей.

Выбор процесса основывается на технических и экономических соображениях. Так, например, на заводе СПГ острова Сахалин для очистки от кислых газов был выбран смешанный процесс «Сульфинол», на заводе Абу Даби – процесс хемосорбции «Benfield» фирмы Union Carbide.

В результате химической реакции кислых газов с аминowymi растворами системе образуется вода. Этим определяется порядок размещения в технологической цепи обезвоживающей установки после абсорбционной установки для удаления кислых компонентов. Спецификация по содержанию воды в природном газе менее 1 ppmv может быть обеспечена только адсорбцией на молекулярных ситах.

Обычно в качестве адсорбента применяется цеолит марки 4А. Встречается сочетание процесса «Сульфинол» с цеолитом марки 5А и процесса «Бенфилд» с цеолитом марки 13Х. Адсорбционная установка раньше состояла из двух параллельно работающих адсорберов, включенных по следующей схеме: один - на адсорбцию, другой - на регенерацию адсорбента. В настоящее время заводы СПГ используют установки осушки, включающие, как правило, три адсорбера что позволило повысить эффективность и надежность этого сегмента технологической линии (рис 7.2). Время цикла рассчитывается исходя из размера адсорбирующего слоя, количества адсорбированного вещества, эффективности регенерации и времени охлаждения адсорбента. Однако, есть отличие в осуществлении процесса адсорбции в России и за рубежом. В России осушаемый газ подается в адсорбер снизу, тогда как за рубежом – сверху.

Природный газ подается параллельно в два из трех адсорберов установки осушки (рис. 7.2 – А1 и А2). Так как процесс адсорбции является экзотермическим процессом, желательно, чтобы температура входящего газа была как можно ниже. Затем осушенный газ поступает на процесс сжижения. Часть осушенного газа используется в качестве регенерирующего газа для аппарата А3.

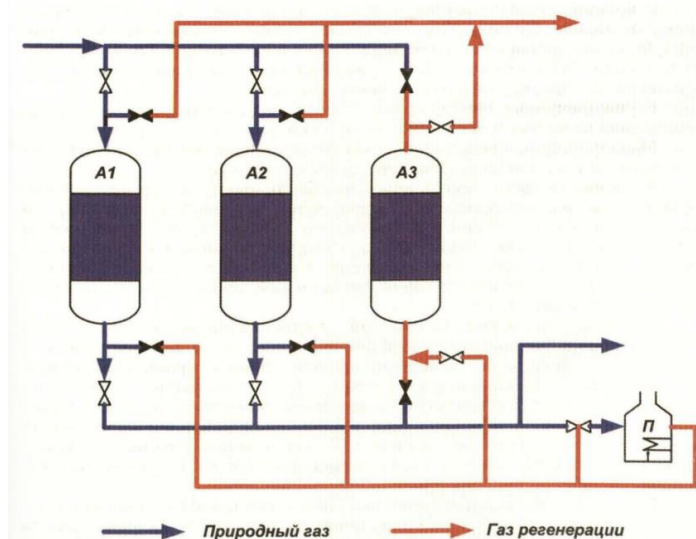


Рис. 7.2 – Установка адсорбционной осушки газа:
A1, A2, A3 – адсорберы, П – печь регенерации.

Газ регенерации после нагрева в печи регенерации **П** поступает в нижнюю часть аппарата **A3** и направляется противотоком нормальному течению газа, снизу вверх. Регенерация слоя адсорбента осуществляется путем десорбции поглощенных компонентов горячим газом. Регенерация завершается, когда

температура на выходе из слоя адсорбента достигает заданного значения или через заданное время. Охлаждают адсорбент пропусканием через его слой холодного сухого газа.

Осушка на молекулярных ситах при низком содержании углекислоты в природном газе (менее 1 %) может заменить аминовую очистку.

Учитывая, что удаление ртути из сухого газа происходит легче, чем из влажного, этот процесс осуществляется после обезвоживания, в процессе адсорбции ртути слоем активированного угля. Извлечение ртути из слоя адсорбента производится путем вакуумной регенерации.

После того, как все нежелательные элементы удаляются из природного газа, он подается на главную установку, представляющую собой процесс предварительного охлаждения и сжижения, который лицензируется компанией-разработчиком.

Вопросы для самопроверки:

1. Почему к природному газу, предназначенному для сжижения, предъявляются более жесткие требования по содержанию примесей, чем к газу, транспортируемому по трубопроводам?
2. Объясните разницу между процессами абсорбции и адсорбции. В чем заключается принципиальное отличие жидкого поглотителя от твердого?
3. Опишите полный цикл работы установки адсорбционной осушки с двумя адсорберами. Для чего необходима стадия регенерации?
4. В чем заключаются основные преимущества мембранных технологий перед традиционными методами очистки газа? В каких случаях их применение наиболее целесообразно?
5. Что такое "комбинированная мембранно-адсорбционная технология" и для чего она применяется?

Список литературы и ссылки на Интернет-ресурсы, содержащие информацию по теме приведены в конце курса под номерами: [11], [12], [27], [28].

Практическое занятие № 8. Материалы и конструкционные решения для криогенных температур

При изготовлении криогенного оборудования наибольшее распространение получили следующие материалы:

- нержавеющие стали с различным содержанием углерода – 12X18H10T, X18H10T и др.;
- титановые сплавы – BT-1, BT-3, BT-6;
- медь и ее сплавы – М1, М2, М3;
- алюминиевые сплавы – АМг-6;
- кварц, сапфир;
- фторопласты – Ф3, Ф4;
- стеклопластики и другие композиционные материалы с полимерной матрицей;
- графитированный фторопласт – ГФ;
- серебро (для создания высокотемпературных сверхпроводников);
- вспененные пластические массы для создания теплоизоляционных материалов.

В таблице 1 представлены основные теплофизические свойства некоторых конструкционных материалов.

Теплопроводность материала определяется как поток теплоты через единицу площади при градиенте температуры в один градус, вызывающий этот перенос теплоты.

Существуют три основных механизма передачи теплоты в веществе:

- 1) движение электронов - реализуется в металлах;
- 2) передача энергии колебаний решетки или энергии фононов - реализуется в диэлектриках;
- 3) движение молекул - как это осуществляется в газах.

В жидкостях главным механизмом передачи теплоты теплопроводностью является передача энергии колебаний молекул, тогда как в газах теплота передается в основном путем переноса энергии поступательного движения (для одноатомных газов) и переноса энергии поступательного и вращательного движения (для двухатомных газов).

Наибольшая теплопроводность у меди, а минимальная у пенополиуретана (ППУ) – 500 и 0.026 Вт/(мК), соответственно.

Таблица 1. Теплофизические свойства материалов.

Материал	Плотность, кг/м ³	Теплоемкость, Дж/(кг·К)	Теплопроводность, Вт/(м·К)	Объемная теплоемкость, (ρ·с)10 ⁻⁶ , Дж/(м ³ ·К)	Коэффициент термического расширения, α10 ⁶ , 1/К
12Х18Н10Т	7800	460	11.5	3.6	13.2
АМг-6	2700	920	128	1	18
ВТ-1	4500	578	8.14	0.1	8
М-2	8900	390	500	3.47	13.6
Кварцевое стекло	2500	753	8	1.9	0.26
Фторопласт, Ф-4	2200	1088	0.24	2.4	20
Стекловолокнит, АГ-4	1750	1214	0.48	2.12	1
Стеклотекстолит	1850	1339	0.3	2.47	0.9
ППУ, «Изолан»	35÷60	~0	0.015÷0.026	-	4

Теплофизические свойства материалов существенно зависят от температуры.

Теплопроводность конструкционных материалов, в основном, увеличивается с повышением температур. Теплопроводность меди и титановых сплавов сначала увеличивается, а затем уменьшается. На рисунках 27, 28 представлены данные по теплопроводности некоторых материалов.

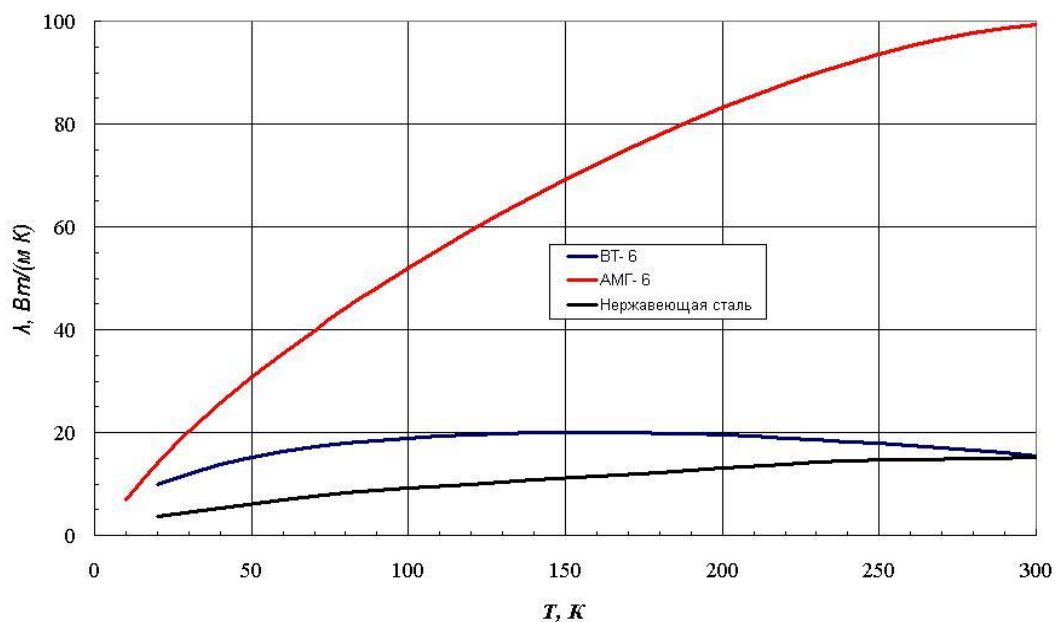


Рисунок 8.1 – Зависимость теплопроводности титанового сплава (BT-6), алюминиевого сплава (АМГ-6) и нержавеющей стали (12Х18Н10Т) от температуры

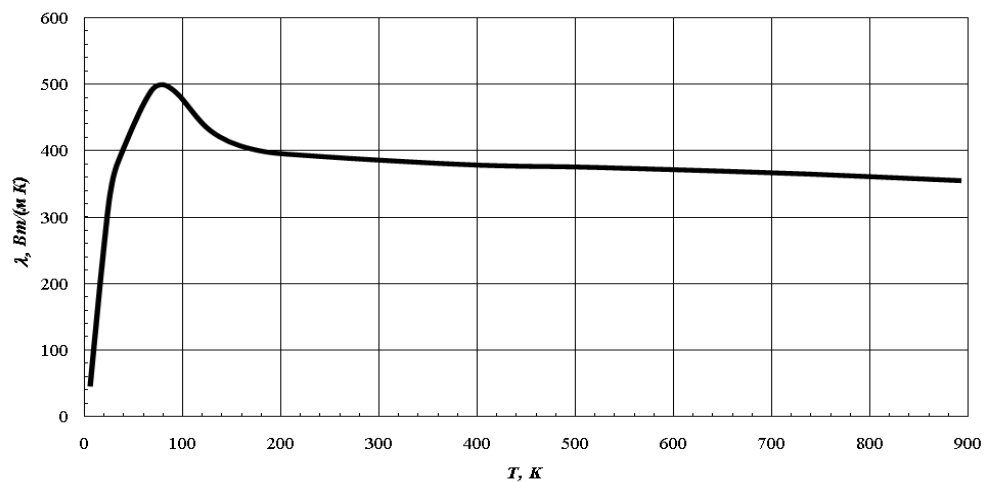


Рисунок 8.2 – Зависимость теплопроводности меди (М3) от температуры

Плотность металлов незначительно зависит от температуры, за исключением композиционных материалов (стекловолокнит - «АГ-4», стеклотекстолит, полиимид и др). Наибольшая плотность у меди, а минимальная у пенополиуретана (ППУ) – 8900 и 60 кг/(м³), соответственно.

Теплоемкость вещества определяется как энергия, необходимая для изменения температуры единицы массы вещества на один градус при неизменном давлении (c_p) или неизменном объеме (c_v).

Для теплофизических расчётов элементов конструкций большое значение имеет объёмная теплоёмкость материала. Она определяет затраты теплоты при изменении температуры материала на один градус единицы объёма - $\rho \cdot c$. Именно **объёмная теплоёмкость материала** определяет скорость изменения температуры материала при его нагреве или охлаждении.

Объёмная теплоёмкость материалов уменьшается с понижением температуры. На рисунке 31 представлены характерные величины объёмной теплоёмкости материалов от температуры. Видно, что объёмная теплоёмкость у нержавеющей стали наибольшая до температуры 80 К из рассмотренных материалов, а объёмная теплоёмкость у титанового сплава наименьшая.

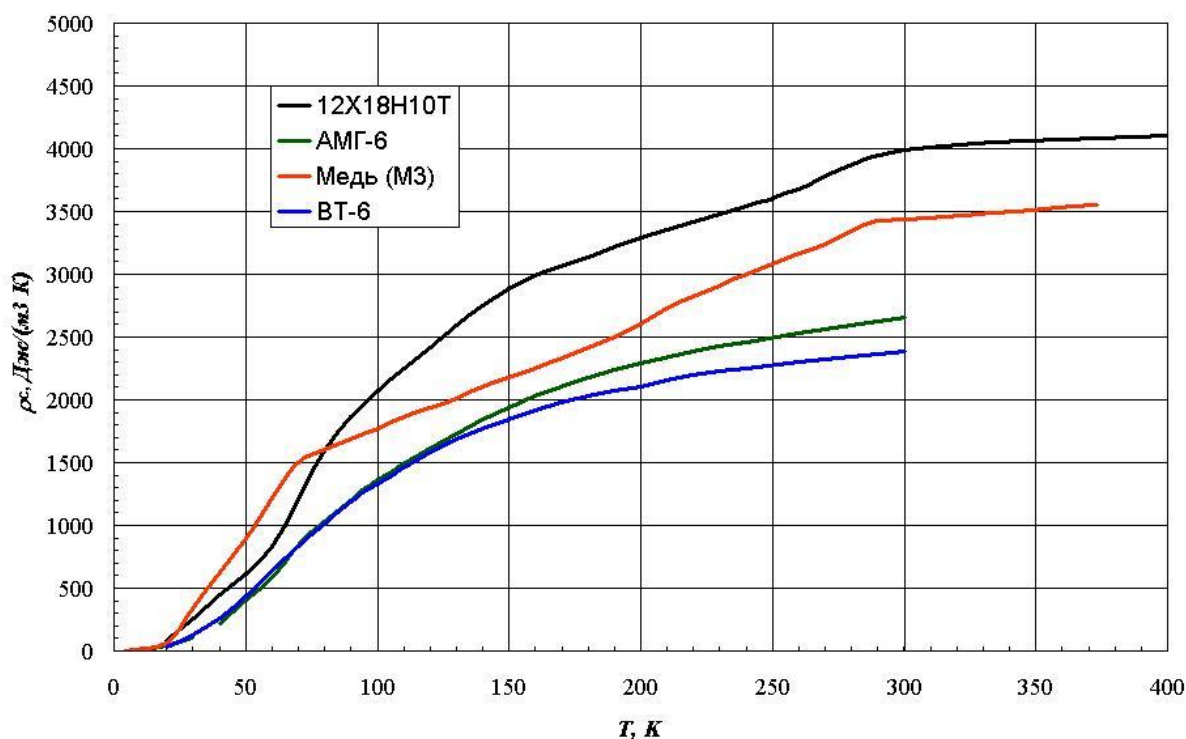


Рисунок 8.3 – Зависимость объёмной теплоёмкости материалов от температуры.

Коэффициент термического расширения (α) определяется как относительное изменение длины материала при изменении температуры на один градус. В таблице 6 представлены средние коэффициенты линейного расширения материалов в диапазоне изменения температуры от 300 до 80 К.

Максимальный коэффициент термического линейного расширения (КТР) материала у фторопласта – 4. Минимальный коэффициент линейного расширения материала у кварцевого стекла. При разработке конструкций необходимо обеспечить термопрочность за счёт согласования КТР.

Изменение с температурой коэффициента теплового расширения может быть объяснено на основе рассмотрения межмолекулярных сил взаимодействия в материале. Когда энергия молекулы увеличивается (или когда увеличивается температура материала), пространство, занимаемое атомом относительно соседних атомов, становится больше, что означает расширение материала. Скорость, с которой увеличивается среднее пространство, занимаемое атомом, повышается с повышением энергии или температуры материала. Поэтому, коэффициент теплового расширения увеличивается с повышением температуры.

Вопросы для самопроверки:

1. Что такое "порог хладноломкости"? Почему стали с ОЦК-решеткой непригодны для криогенных температур, в отличие от алюминия?
2. Какие механические свойства (прочность, пластичность) и как меняются у аустенитной нержавеющей стали при охлаждении от $+20^{\circ}\text{C}$ до -196°C ?
3. В чем заключается проблема "тепловых напряжений" при использовании композитных материалов или при соединении разнородных металлов в криогенной технике?
4. Назовите два современных типа изоляционных материалов для СПГ-оборудования и объясните принцип их работы (почему они плохо проводят тепло).
5. Почему алюминиевые сплавы, будучи очень мягкими при комнатной температуре, успешно используются в конструкциях, работающих при -200°C ?

Список литературы и ссылки на Интернет-ресурсы, содержащие информацию по теме приведены в конце курса под номерами: [13], [14].

Практическое занятие № 9. Резервуары для хранения СПГ

Конструкции резервуаров бывают четырех типов. Наиболее распространенным является свободно стоящий цилиндрический одностенный резервуар, вокруг которого возведена земляная или железобетонная дамба. Такие резервуары появились на заре СПГ-индустрии. Наружная оболочка резервуара выполняется из углеродистой стали, внутренняя несущая оболочка - из алюминия или хладостойкой стали с 9 % никеля. Кольцевое пространство между оболочками заполнено перлитом для уменьшения испарения сжиженного газа (рис. 9.1).

Внутренняя оболочка выдерживает гидростатическое давление со стороны сжиженного природного газа. Так как внешняя оболочка не приспособлена для низких температур, в случае нарушения внутренней оболочки СПГ вытекает наружу. Кольцевая дамба предназначена для сдерживания разлива сжиженного метана.

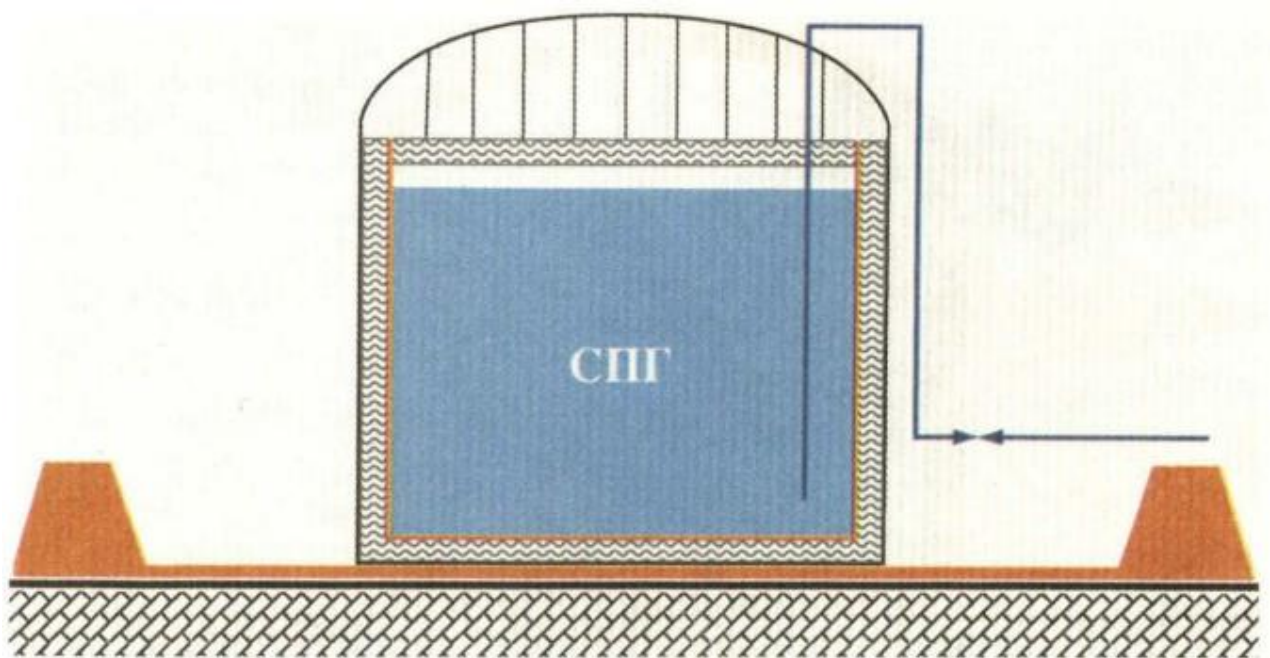


Рисунок 9.1 – Одностенный резервуар.

Из-за наличия кольцевой дамбы одностенным резервуарам требуется большая площадь.

Ко второму типу относятся двустенные резервуары. Внутренняя оболочка танка, выполненная из 9 %-ной никелевой стали выдерживает гидростатические нагрузки и криогенные температуры. Эта конструкция является развитием первого типа резервуаров, где наружная кольцевая дамба заменяется железобетонными дном и внешней стеной, предназначенными для сдерживания СПГ, в случае утечки из резервуара. Но внешняя стена не может сдержать пары СПГ, так как открыт верх кольцевого пространства между резервуаром и стеной. Такая конструкция обеспечивает лучшую защиту от внешних опасностей и уменьшает занимаемую резервуаром площадь (рис. 9.2).

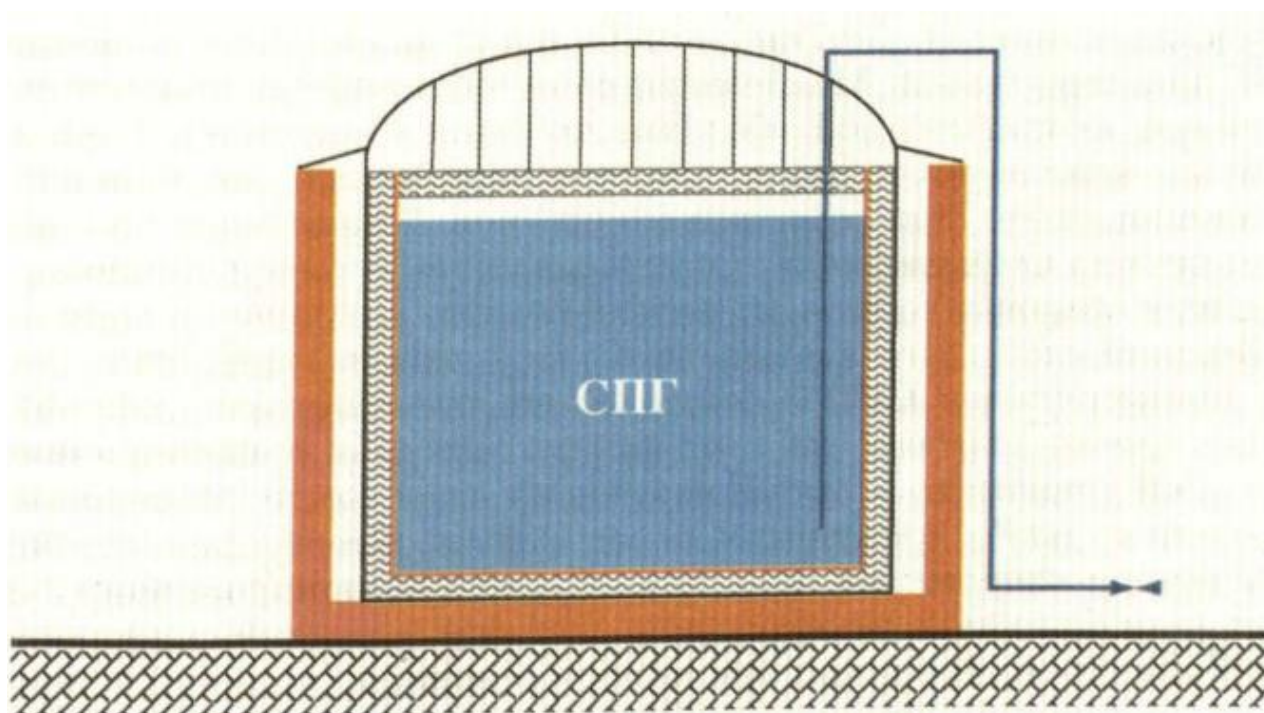


Рисунок 9.2 – Двустенный резервуар.

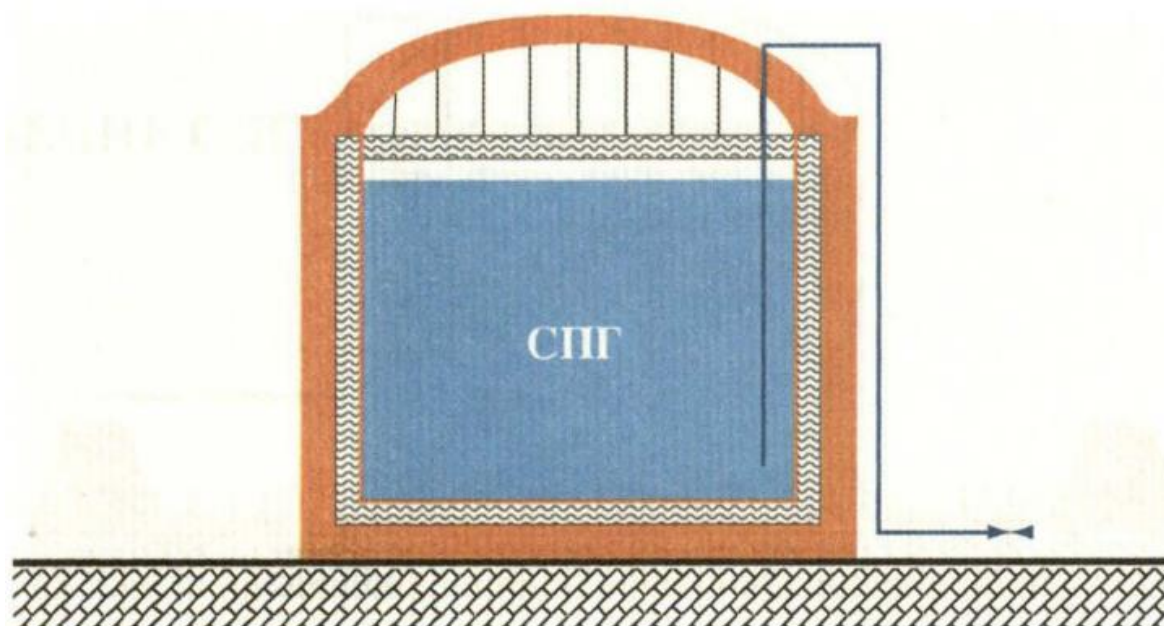


Рисунок 9.3 – Резервуар с цельной защитной оболочкой.

В 1976 г. на острове Дас впервые был построен резервуар третьего типа, с цельной железобетонной защитной оболочкой. Усовершенствование двух предыдущих конструкций состояло в добавлении не только наружной бетонной стены, но и крыши вокруг металлического резервуара. Тем самым содержимое резервуара было полностью защищено от любой опасности извне, а внешняя оболочка могла удерживать как жидкость, так и пары в случае любых утечек (рис 9.3). Этот тип резервуаров требует минимальной площади для размещения.

Метод усовершенствования конструкции резервуара с цельной защитной оболочкой был заимствован из морских технологий. Внутренние стены, дно и крышу начали облицовывать мембраной из нержавеющей стали, такой же, какая используется в мембранных танкерах. Так появился четвертый тип – мембранные резервуары.

Французская компания GasTransport&Tehnigaz разработала мембранную систему GST для резервуаров. Мембранная оболочка крепится на внутреннюю сторону внешней железобетонной оболочки через слой изоляции. Слой мембраны частично компенсирует температурные напряжения, возникающие во время охлаждения резервуара до начала заполнения. Гидростатические напряжения передаются на слой изоляции и внешнюю железобетонную оболочку.

Мембранная оболочка состоит из нескольких слоёв различных материалов (рис 9.4). Верхний слой из гофрированного листа нержавеющей стали толщиной 1,2 мм контактирует с СПГ и компенсирует температурные деформации. Изоляционная панель включает два слоя фанеры, два слоя усиленного пенополиуретана и слой триплекса. В случае нарушения целостности гофрированного листа композитный слой обеспечивает герметичность резервуара и принимает на себя внутренние напряжения. Внешняя оболочка из армированного бетона обеспечивает устойчивость к внутренним и внешним нагрузкам, а гидроизолирующий слой предотвращает попадание влаги в резервуар.

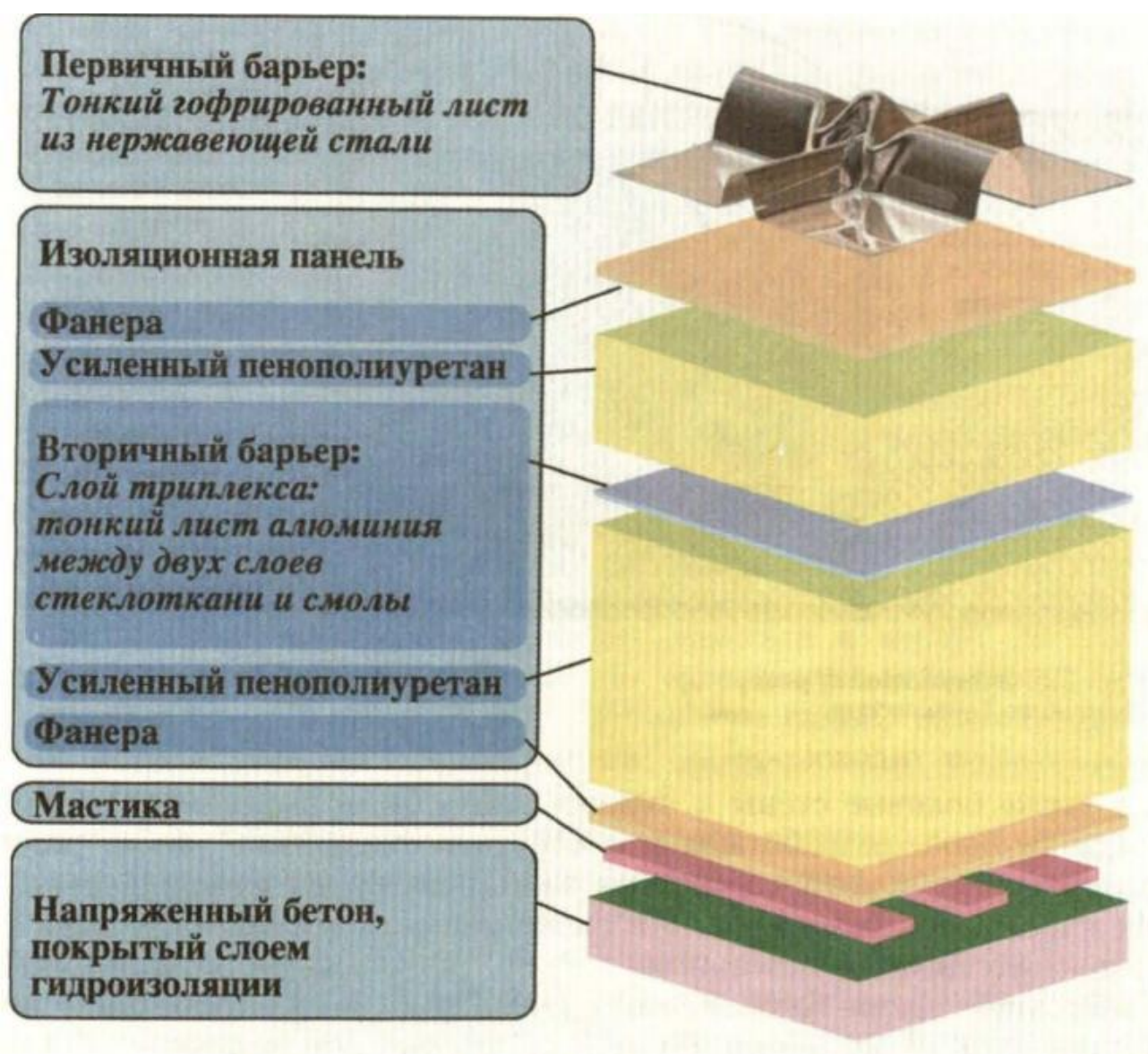


Рисунок 9.4 – Структура мембранной системы GST.

Развитие технологий хранения СПГ и стремление ограничить влияние техногенных факторов на окружающую среду привело к появлению новой категории хранилищ СПГ – подземным резервуаром. Они также бывают двух типов – заглубленный (in ground) и подземные (underground). Заглубленные резервуары, лишь частично видимые снаружи – над землёй выступает только сферическая крыша. Подземный резервуар спрятан полностью. В случае нарушения оболочек резервуара, СПГ остаётся весь ниже уровня земли. При строительстве заглубленных резервуаров применяется другой тип первичной мембраны – из плоских листов 36% никелевого сплава (инвара).

Все типы подземных резервуаров обладают высоким уровнем безопасности и являются экологически чистыми. Для ограничения промерзания грунта вокруг данного резервуара встраивается в контур с горячей водой. Первый подземный резервуар объёмом 10 тыс. м³ был построен в Японии в 1970 году. С тех пор Япония усовершенствовала технологию строительства подземных резервуаров.

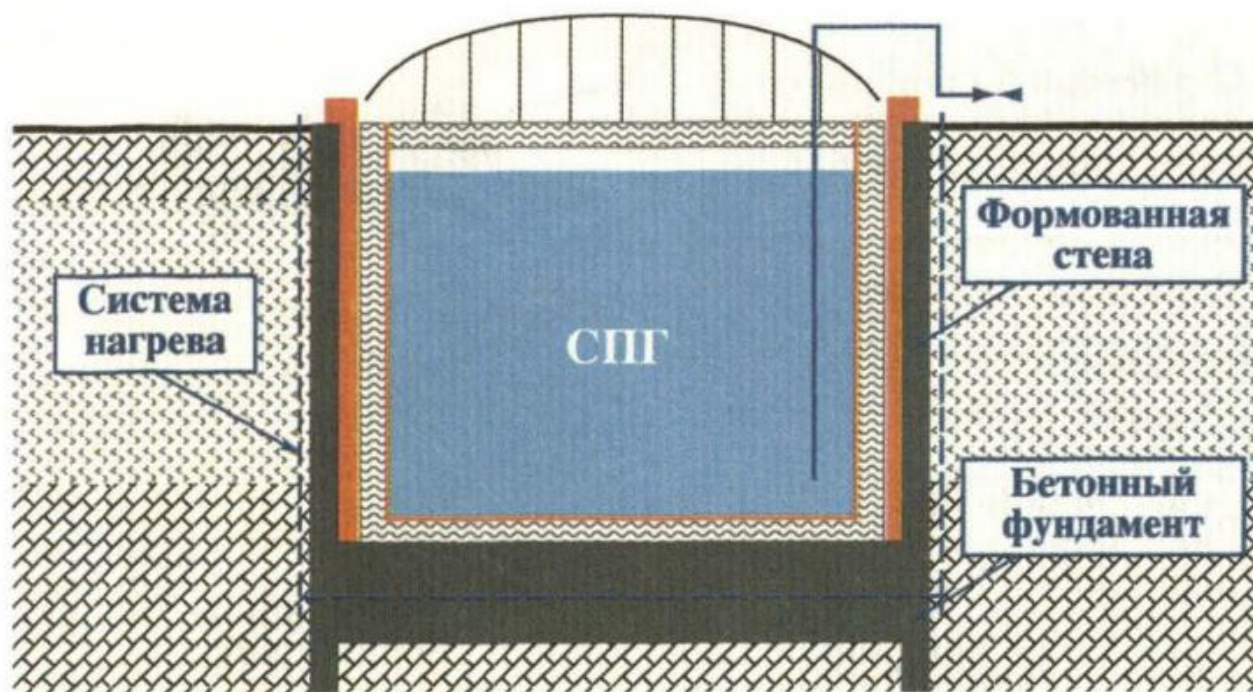


Рисунок 9.5 – Заглубленный резервуар.

На данный момент существует три поколения заглубленных и подземных резервуаров СПГ. Резервуары СПГ первого поколения были построены в начале

восьмидесятых годов XX века, на ранней стадии развития данной технологии, и вмещали не более 80 тыс. м³. Резервуары второго поколения обладали большими объёмами хранения. Изучение и развитие технологий глубоких фундаментов и крупных железобетонных конструкций позволили построить заглубленные резервуары СПГ вместимостью от 130 до 140 тыс. м³, и в 1995 году крупнейший в мире заглубленный резервуар СПГ вместимостью 200 тысяч кубометров был построен на приемном терминале Негиши. В 1998 году первый резервуар хранения СПГ, полностью спрятанный под землю, был построен на терминале Огишима. Его крыша, а также боковые стены и нижняя плита были выполнены из железобетона. Недавно были разработаны и построены совершенно новые резервуары третьего поколения, у которых боковая часть и фундамент выполнены из монолита. Их надёжность, безопасность и экономичность значительно выше в сравнении с предыдущими поколениями.

В настоящее время Япония, как крупнейший потребитель СПГ, имеет на своей территории 76 заглубленных или подземных резервуаров с общим объёмом в 6,3 миллиона кубических метров. Компанией Токуо Gas также построено за рубежом ещё 37 подземных резервуаров для хранения СПГ с общим запасом 3,3 миллиона кубических метров.

Конструкции подземных и заглубленных резервуаров выдерживают сейсмические нагрузки, что делает их более безопасными по сравнению с наземными сооружениями в сейсмоопасных регионах. В результате сильного землетрясения в марте 2011 года резервуары СПГ в Японии в целом не потерпели разрушений. За исключением единственного случая утечки, которую удалось быстро ликвидировать.

Поскольку суточная скорость испарения СПГ в криогенном резервуаре для хранения и криогенной цистерне составляет около 0,3 процента, эта часть испаряемого газа (более низкая температура) называется паром вторичного отпарного газа (отпарной газ), что увеличивает давление газовой фазы в пространстве резервуара-накопителя.

В целях обеспечения сохранности накопительного бака и нужд погрузочно-разгрузочных машин в конструкцию заложен предохранительный редуccionный клапан для накопительного бака (BOG может автоматически сниматься по давлению при хранении накопительного бака). Генерируемый газ BOG проходит через выпускной клапан в нагреватель BOG после нагрева, а затем поступает в резервуар для хранения BOG для хранения.

Поскольку в резервуар для хранения низкотемпературного сжиженного природного газа (СПГ) (около -160 градусов) проникает тепло внешней среды, часть механической энергии погружного насоса в резервуаре СПГ преобразуется в тепловую энергию, что приведет к испарению СПГ в резервуаре с образованием мгновенного газа. Про систему BOG будет более подробно рассказано в следующей лекции.

Вопросы для самопроверки:

1. В чем заключаются основные преимущества подземных резервуаров перед наземными с точки зрения промышленной безопасности? В каких регионах их применение наиболее оправдано?
2. Объясните принципиальную разницу в распределении нагрузок между полнообъемным и мембранным резервуаром. Какой элемент в мембранном резервуаре является несущим, а какой — герметизирующим?
3. Почему для внутренних емкостей наземных резервуаров чаще используется 9%-ная никелевая сталь, а для мембран подземных — нержавеющая сталь 304L?
4. Перечислите ключевые требования пожарной безопасности к теплоизоляционным материалам для резервуаров СПГ согласно СП 240.1311500.2015.
5. Что такое BOG и какие существуют инженерные методы борьбы с избыточным накоплением паров в резервуаре?

Список литературы и ссылки на Интернет-ресурсы, содержащие информацию по теме приведены в конце курса под номерами: [15], [29].

Практическое занятие № 10. Системы утилизации и компримирования отпарного газа (BOG)

Отпарной газ (Boil-Off Gas) это неизбежный спутник хранения и транспортировки сжиженных газов. Он образуется в результате постоянного подвода тепла извне к криогенным резервуарам, что вызывает испарение части жидкости. Задача утилизации BOG является ключевой как с точки зрения безопасности (предотвращение роста давления в резервуарах), так и с точки зрения экономики (сохранение продукта).

Образование BOG — сложный процесс, зависящий от множества факторов. Основные причины можно разделить на две группы: статические (постоянные) и динамические (операционные):

Статические причины (Теплопритоки извне):

- **Несовершенство изоляции:** идеальной теплоизоляции не существует. Даже в высокоэффективных вакуумно-порошковых или многослойных изоляциях существует остаточный теплоприток.
- **Теплопроводность через опоры и подвески:** конструктивные элементы резервуара (трубопроводы, опоры внутреннего сосуда), выполненные из металла, создают «мостики холода», по которым тепло поступает внутрь.
- **Солнечная радиация и конвекция:** нагрев наружной оболочки резервуара солнечным излучением и окружающим воздухом.

Динамические причины (Технологические операции):

- **Перепады давления:** при снижении давления в резервуаре (например, при сбросе паров) часть жидкости мгновенно вскипает, чтобы насытить освободившийся объем паром.
- **Эффект перемешивания:** при загрузке (наполнении) резервуара новый продукт, имеющий более высокую температуру, чем хранящийся, попадает на дно. Возникает конвекция и интенсивное испарение с поверхности раздела фаз.
- **Работа насосов:** погружные насосы отдают часть потребляемой электроэнергии в виде тепла непосредственно в перекачиваемую среду.
- **Барометрическое давление:** снижение атмосферного давления над резервуаром равносильно снижению давления в нем, что ведет к увеличению испарения.

Первый этап утилизации — это отвод газа из паровой фазы резервуара и повышение его давления. Для этого используются специальные компрессоры. Существует три основных типа компрессоров:

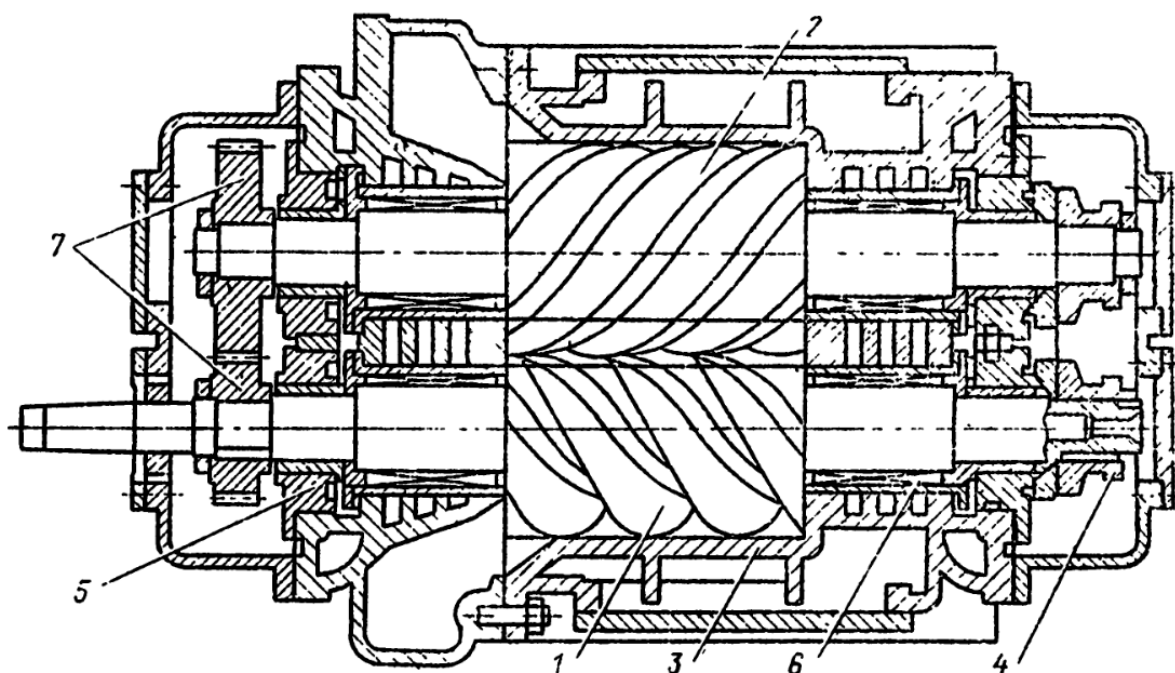


Рисунок 10. – Винтовой компрессор сухого сжатия.

Винтовой компрессор (маслозаполненный) часто используется на начальных стадиях сжатия. Они надежны, но требуют сложной системы отделения масла от газа, так как попадание масла в криогенную систему недопустимо. Состоит из (рис 10.1): 1— ведущий ротор; 2 — ведомый ротор; 3 — корпус; 4 — упорные подшипники; 5 — опорные подшипники; 6 — узел уплотнения; 7 — синхронизирующие шестерни.

Лабиринтный поршневой компрессор (рис 10.2), это второй тип компрессора, который обеспечивает «сухое» сжатие без контакта поршня со стенками цилиндра, что гарантирует чистоту газа. Идеальны для работы с переменными нагрузками.



Рисунок 10.2 – Лабиринтный поршневой компрессор.

И последний тип компрессоров – Центробежный компрессор (Рис 10.3) , применяется на крупнотоннажных терминалах, где требуется сжатие огромных объемов газа при стабильном режиме работы. Часто выполняются многокорпусными.

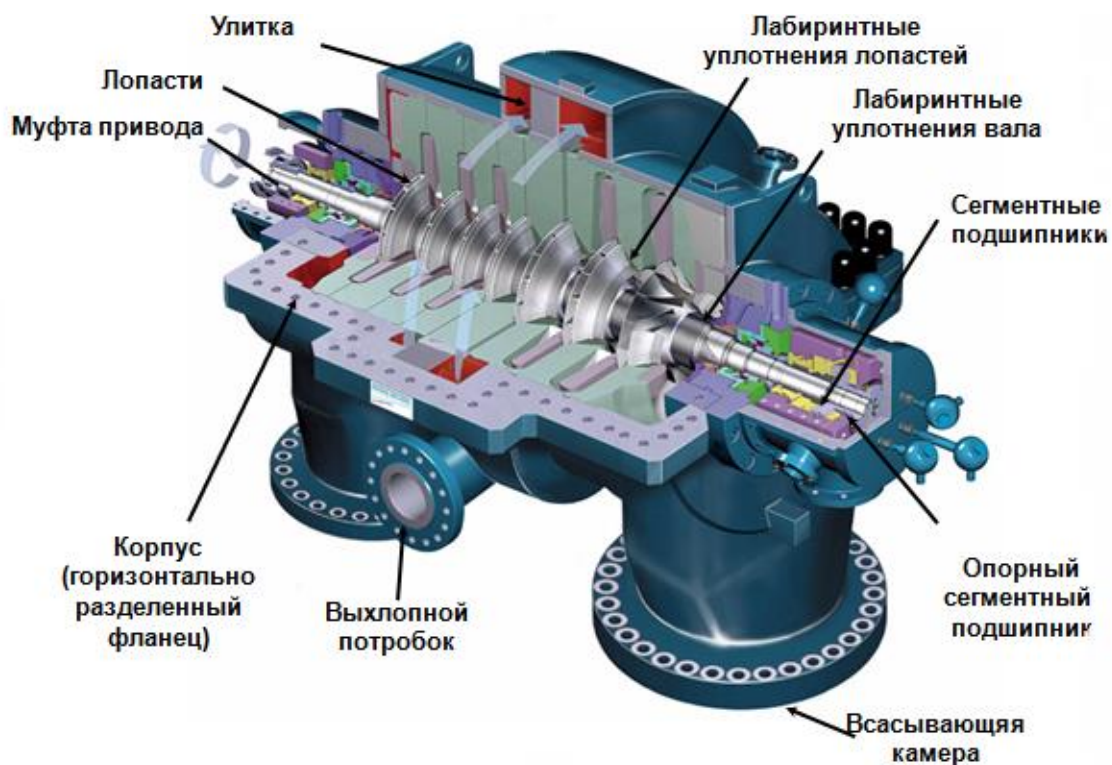


Рисунок 10.3 – Центробежный компрессор.

Принцип работы компрессора отпарного газа аналогичен принципу работы других компрессоров, где он включает в себя выпуск, сжатие и выпуск газа. Конкретный принцип работы компрессора отпарного газа может различаться в зависимости от его конструкции, типа и конфигурации. Однако вот общий обзор принципа работы:

1. Впуск газа: отпарный газ, который образуется из-за испарения сжиженного газа, всасывается в компрессор через впускное отверстие или вход. Газ поступает в компрессор при относительно низком давлении.

2. Сжатие: компрессор содержит одну или несколько ступеней сжатия, где газ сжимается до более высокого давления. Сжатие достигается с помощью различных механизмов, таких как поршни, винты или центробежные рабочие колеса, в зависимости от типа компрессора.

3. Механический ввод энергии: компрессору требуется источник механической энергии для управления процессом сжатия. Эта энергия может быть предоставлена электродвигателем, газовой турбиной или двигателем, в зависимости от конкретного применения и требований.

4. Охлаждение и смазка: во время процесса сжатия температура газа увеличивается из-за работы сжатия. Чтобы предотвратить перегрев, компрессор может использовать охлаждающие механизмы, такие как промежуточные охладители или водяные рубашки, чтобы поддерживать температуру газа в безопасных пределах. Кроме того, системы смазки используются для уменьшения трения и обеспечения плавной работы движущихся частей внутри компрессора.

5. Повышение давления: по мере того, как газ проходит через каждую ступень сжатия, его давление постепенно увеличивается. Удельное отношение давлений и давление нагнетания определяются конструкцией и требованиями применения.

6. Выпуск: после сжатия газа до требуемого давления он выпускается из компрессора через выпускное отверстие или выход. Затем сжатый газ может быть направлен на использование, повторное сжижение, хранение или другие цели в зависимости от конкретных требований системы.

7. Управление и регулирование: компрессоры отпарного газа часто оснащаются системами управления для регулирования процесса сжатия. Эти системы контролируют и регулируют такие факторы, как давление всасывания, давление нагнетания и расход, чтобы поддерживать оптимальную производительность и обеспечивать безопасную работу.

8. Обработка газа: в некоторых случаях отпарный газ может потребовать обработки перед сжатием. Эта обработка может включать удаление примесей, влаги или других загрязняющих веществ, которые могут повлиять на работу компрессора или последующие процессы.

9. Многоступенчатое сжатие: компрессоры отпарного газа могут использовать несколько ступеней сжатия для достижения требуемого повышения давления. Каждая ступень состоит из набора элементов сжатия, таких как поршни, винты или рабочие колеса, расположенных в последовательной или параллельной конфигурации. Многоступенчатое сжатие обеспечивает более высокие коэффициенты давления и повышенную эффективность.

10. Управление теплом: компрессоры отпарного газа могут включать системы управления теплом для решения проблемы тепла, выделяемого во время сжатия. Это может включать промежуточные охладители, конечные охладители или теплообменники, которые помогают удалять избыточное тепло и поддерживать температуру газа в приемлемых пределах.

11. Соображения безопасности: компрессоры отпарного газа спроектированы и оснащены функциями безопасности для обеспечения надежной и безопасной работы. Эти функции могут включать в себя клапаны сброса давления, мониторинг температуры, системы аварийного отключения и сигнализации для защиты от избыточного давления, чрезмерных температур или других ненормальных рабочих условий.

12. Интеграция системы: компрессоры отпарного газа обычно интегрируются в более крупные системы, которые включают инфраструктуру хранения или транспортировки, установки повторного сжижения и другое сопутствующее оборудование. Правильная интеграция и координация с этими системами имеют решающее значение для обеспечения эффективного и действенного управления отходящим газом.

Важно отметить, что принцип работы и конкретные детали компрессора отходящего газа могут различаться в зависимости от конструкции, производителя и области применения. Выбор и эксплуатация компрессора отходящего газа должны основываться на конкретных требованиях и условиях системы хранения или транспортировки сжиженного газа для обеспечения оптимальной производительности и надежности.

Вопросы для самопроверки:

1. Дайте определение отпарному газу (BOG) и объясните, почему его утилизация критически важна для безопасной эксплуатации хранилищ СПГ.
2. Перечислите основные статические и динамические причины образования отпарного газа. Как процесс перегрузки (наполнения) влияет на количество BOG?
3. Какие типы компрессоров применяются для сжатия BOG? В чем преимущества «сухих» компрессоров перед маслозаполненными в данном технологическом процессе?
4. Опишите принцип работы реконденсатора. При каком условии процесс повторного сжижения становится термодинамически возможным?
5. Предложите два технических решения, позволяющих снизить энергозатраты на компримирование отпарного газа на крупном СПГ-терминале.
6. В каких случаях экономически целесообразнее использовать BOG в качестве топлива на месте, а в случаях — сжижать его обратно?
7. Какую роль играют частотно-регулируемые приводы (VFD) в современных системах утилизации BOG?

Список литературы и ссылки на Интернет-ресурсы, содержащие информацию по теме приведены в конце курса под номерами: [16].

Практическое занятие № 11. Энергетические установки и приводы оборудования СПГ

Процесс сжижения природного газа — один из самых энергоемких в нефтегазовой отрасли. Для охлаждения газа до температуры -162°C требуются огромные мощности. Компрессоры хладагента, которые являются «сердцем» технологической линии, потребляют мощность, сопоставимую с энергопотреблением небольшого города (от 50 до 200 МВт на одну линию).

Выбор типа привода для этих компрессоров — главного и насосного оборудования — определяет не только надежность работы завода, но и его экономику на десятилетия вперед.

В мировой индустрии СПГ используются приводы компрессоров следующих типов:

- паровые турбины;
- газовые турбины;
- аэродеривативные (авиационные) газовые турбины;
- электрические двигатели.

Вплоть до 1989 г. заводы сжижения природного газа использовали паровые турбины в качестве компрессорных приводов, так как паровые турбины могли быть разработаны под определенную производительность. Газовые турбины — 6 турбин типа GE Frame (табл. 11.1) — впервые использовались на Аляске в 1969 г. В настоящее время газовые турбины находят все большее и большее применение благодаря их растущей выходной мощности и эффективности. В 2007 г. впервые в качестве приводов компрессоров нашли применение электродвигатели (Норвегия, завод Snouhvit).

Применение паровых турбин предусматривает размещение установок к подготовке воды и производства пара, требует большого числа вспомогательного оборудования (насосов, котлов) и мощного охлаждения.

Если мощность паровых турбин закладывается при разработке и изготовлении, то для газовых турбин существует ограниченный ряд значений выходной мощности и ограниченное число допустимых скоростей вращения. В частности, в таблице 11.1 приведён ряд газов турбин производства компании General Electric.

Таблица 11.1 – Мощность газовых турбин.

Модель	Мощность, кВт
Ge Frame 5 B	22 300
Ge Frame 5 C	24 200
Ge Frame 5 D	27 900
Ge Frame 6	37 200
Ge Frame 7 EA	73 500
Ge Frame 9	106 200

Выходная мощность газовых турбин сильно зависит от температуры окружающего воздуха. Газовые турбины, не требующие размещения вспомогательных установок, намного компактнее паровых. Одновальные газовые турбины требуют особой процедуры запуска, что приводит к использованию дополнительных устройств в качестве стартеров (электродвигателей, турбодетандеров или паровых турбин малой мощности). Запуск двухвальных газовых турбин значительно проще, но эти турбины имеют выходную мощность не выше 30 МВт

Большая разница в выходной мощности заставила инженеров искать такие технические решения, которые дали бы возможность использовать газовые турбины наиболее эффективно. Результатом стали комбинации нескольких компрессоров с одной или двумя турбинами (в случае использования турбины меньше мощности для запуска более мощной турбины), нашедшие применение на многих производственных процессах.

Авиационные (аэродеривативные) газовые турбины, разработанные для самолетов, нашли своё применение в индустрии СПГ. Они обеспечивают выходную мощность около 50 МВт, значительно легче, но менее надёжнее чем промышленные и газовые турбины.

Электродвигатели имеют изменяющуюся скорость вращения и обеспечивает выходную мощность порядка 45 МВт. Они простые в обслуживании и управлении. Некоторые преимущества и недостатки существующих приводов приведены в таблице 11.2.

Таблица 11.2 – Преимущества и недостатки компрессорных приводов.

Тип привода	Преимущества	Недостатки
Паровые турбины	Хорошо зарекомендовали себя в производстве СПГ; выбор турбины зависит от требуемой мощности; регулируемая скорость вращения; простота эксплуатации пуска.	Требуют создания на заводе крупной инфраструктуры (вода, пар и системы конденсации); увеличивают общую стоимость заводов.
Промышленные газовые турбины	Большой опыт эксплуатации на заводах СПГ; занимают меньше площади точка рентабельность; рентабельность.	Одновальные турбины требуют стартеров большей мощности.
Авиационные газовые турбины	Упрощают схему завода; рентабельность; эффективности использования топлива выше, чем у промышленных газовых турбин; быстро удаляются или заменяются.	Нет опыта эксплуатации в производстве СПГ; необходимо более высокие давления топливного газа, чем промышленных турбин.
Электродвигатели	Более низкие капитальные затраты; пониженные эксплуатационные расходы; большая гибкость в увязке с компрессорами	Зависимость от внешних источников энергии; проблемы с мощностью, требуемой для запуска двигателя.

Вопросы для самопроверки:

1. Назовите основные преимущества и недостатки газотурбинного привода компрессоров хладагента по сравнению с электрическим приводом.
2. Из чего складывается энергобаланс завода СПГ? Сколько процентов газа обычно тратится на собственные нужды (топливный газ)?

3. Объясните принцип работы когенерационной установки на заводе СПГ. Как утилизация тепла выхлопных газов повышает общий КПД предприятия?
4. Как цена на природный газ и наличие углеродного налога влияют на выбор типа привода для нового СПГ-проекта?
5. Почему электропривод считается более экологичным, даже если электроэнергия вырабатывается на угольной ТЭС? (Аргументируйте с точки зрения локализации выбросов).
6. Для каких целей на заводе СПГ, помимо главных компрессоров, используется пар, полученный в котлах-утилизаторах?
7. Почему для плавучих заводов СПГ (FLNG) газотурбинный привод часто не имеет альтернативы?

Список литературы и ссылки на Интернет-ресурсы, содержащие информацию по теме приведены в конце курса под номерами: [17].

Практическое занятие № 12. Автоматизация и системы управления технологическими процессами

Основные положения, касающиеся безопасной автоматизации технологических процессов прописаны в РД 39-0148306-002-87, главные цели внедрения АСУ ТП в СПГ-индустрию это:

- **Безопасность:** Предотвращение аварийных ситуаций и защита персонала, оборудования и окружающей среды.
- **Эффективность:** Поддержание оптимальных режимов сжижения для минимизации энергозатрат.
- **Надежность:** Обеспечение бесперебойной работы оборудования в круглосуточном режиме.

Автоматизированная система управления технологическим процессом применяется на объектах, использующих сжиженный углеводородный газ, для контроля над хранением, перекачкой и регазификацией пропан-бутановой смеси. АСУ ТП обеспечивает контроль технологических параметров оборудования и позволяет решать следующие задачи:

- измерение текущего уровня, температуры, давления СУГ в резервуарах и своевременное оповещение персонала при выходе этих параметров из заданных диапазонов;
- контроль параметров исполнительных механизмов, таких как перепад давления на фильтрах, уровень вибрации и температуры подшипников и обмоток электродвигателей, защита от «сухого» хода насосов, контроль давления на выходе насосов, компрессоров, контроль температуры СУГ в ключевых точках технологического процесса и паровой фазы на выходе из испарителя и многих других;
- учет прибывающего и отбывающего СУГ, расход жидкой и паровой фазы на технологические нужды;
- управление технологическим оборудованием, в том числе насосно-счетной и самовсасывающей установками, компрессорами,

электромагнитными клапанами и запорно-регулирующей арматурой с электроприводами, контроль их состояния;

- безопасный останов технологического оборудования в случае появления аварийных сигналов, в том числе сигнала «ПОЖАР» и «превышение НКППП» от внешних систем контроля загазованности и пожарной сигнализации, а также при потере питающего напряжения;
- управление и вывод всех текущих данных и сообщений на экране операторской станции или лицевой панели шкафа автоматики, создание архивов значений технологических параметров, событий и аварий.

Данные от системы АСУТП сохраняются в архив, объем которого зависит от пожеланий Заказчика. Информация в архиве содержит в себе алгоритмы оборудования и историю работы: время, температуру, плотность газа, расход и т. д.

Производство СПГ относится к объектам с высоким риском, поэтому системы безопасности играют первостепенную роль. Они функционально независимы от системы управления технологическим процессом (DCS), хотя и интегрированы с ней в единый интерфейс (ICSS).

Иерархия уровней аварийной остановки (ESD):

- ESD Уровень 1 (Общезаводской): активируется из главного диспетчерского пункта при глобальной угрозе. Останавливает все производство.
- ESD Уровень 2 (Зональный): изолирует отдельные секции (зоны) завода (например, зону хранения или зону сжижения).
- ESD Уровень 3 (Локальный): обеспечивает локальное отсечение участка трубопровода или аппарата с помощью запорных клапанов (ESDV).

Система ПАЗ на объектах СПГ должна автоматически останавливать комплекс в следующих случаях:

- Падение давления управляющего газа (для пневмоприводной арматуры).
- Превышение предельного уровня СПГ в любом резервуаре.
- Отключение электроснабжения.

- Срабатывание датчиков загазованности (обнаружение метана) в помещениях или рабочей зоне.
- Подача сигнала оператором (ручной "стоп").

Важным элементом является система аварийного сброса давления (Blowdown). При пожаре в зоне технологической установки ESD инициирует сброс газа из аппаратов на факел, чтобы снизить давление и предотвратить разрушение оборудования от перегрева

Вопросы для самопроверки:

1. Перечислите основные уровни иерархии автоматизированной системы управления технологическим процессом на заводе СПГ.
2. В чем заключается функциональное различие между системой управления технологическим процессом (DCS) и системой противоаварийной защиты (ESD/ПАЗ)?
3. Назовите не менее трех событий (согласно нормативной документации), при которых система ПАЗ на объекте СПГ должна инициировать аварийную остановку комплекса.
4. Какую роль выполняет система обнаружения загазованности и пожара (F&GS) в общей структуре безопасности? С какой системой она взаимодействует при срабатывании датчиков?
5. Что такое "предиктивная диагностика" и какое преимущество она дает при эксплуатации криогенного оборудования?
6. Какие функции выполняет система обработки информации (СОИ) в составе системы измерений количества СПГ (СИК СПГ)?

Список литературы и ссылки на Интернет-ресурсы, содержащие информацию по теме приведены в конце курса под номерами: [18], [19].

Практическое занятие № 13. Надежность и безопасность машин и аппаратов СПГ

Промышленная безопасность опасных производственных объектов (ОПО) СПГ регулируется Федеральным законом № 116-ФЗ. Объекты СПГ относятся к I или II классу опасности, что требует разработки декларации промышленной безопасности и планов локализации аварий (ПЛА).

Ключевые требования к обеспечению безопасности:

- **Герметичность:** оборудование должно обеспечивать проведение технологических операций только закрытым способом.
- **Контроль давления:** все сосуды, работающие под давлением, оснащаются предохранительными клапанами, сбрасывающими избыточное давление на свечу (факел).
- **Системы газового анализа:** помещения и наружные установки контролируются газоанализаторами, которые при превышении 20% от нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПРП) автоматически включают аварийную вентиляцию и блокируют источники искрообразования.
- **Искробезопасность:** при проведении газоопасных работ применяется инструмент, исключающий искрообразование (латунный, омедненный)

Одним из наиболее эффективных инструментов анализа рисков на стадии проектирования и эксплуатации является метод HAZOP (Hazard and Operability Study) — исследование опасностей и работоспособности. Методы HAZOP применяются для обнаружения потенциальных опасностей и проблем работоспособности технологических и организационных объектов, вызванных отклонениями от проектного замысла.

По своей сути, метод HAZOP — это исследование степени устойчивости объекта к искусственно смоделированным отклонениям. Под отклонениями подразумеваются все мыслимые отклонения характеристик от номинальных, которые позволяют моделировать – системные сбои, работу в аварийных эксплуатационных режимах, нежелательные действия, воздействие механизмов деградации, природные катаклизмы и т.п.

Применение HAZOP эффективно на любом этапе жизненного цикла исследуемого объекта, но наиболее целесообразно проводить данный анализ на ранних этапах проектирования, поскольку именно на этом этапе закладывается возможное поведение системы. Получаемые в ходе исследования данные позволяют своевременно реагировать на потенциальные опасности и вносить в проект необходимые коррективы, а на финальной стадии создания проекта убедиться в полном отсутствии остаточных рисков.

Перед исследовательской группой может быть поставлено несколько целей. Важно, чтобы цели исследования были четко конкретизированы. Так, например, целью исследования может являться безопасность обслуживающего персонала или непрерывность процесса (следует уточнить степень непрерывности), стабильность характеристик производимого продукта, сохранение уровня производительности и т.п. В задачу исследования может также входить разработка концепции предотвращения выявленных опасностей.

HAZOP позволяет выявить скрытые опасности и количественно оценить риск с использованием матрицы «вероятность — тяжесть последствий». Для сложных сценариев применяется численное моделирование рассеивания газов и зон поражения (CFD-модели).

Существует немало законов, регулирующих использование криогенных резервуаров для СПГ в отрасли. Они должны эксплуатироваться и обслуживаться в соответствии с этими правилами.

Только назначенные компетентные лица имеют право обслуживать криогенные резервуары СПГ и управлять ими. Отрасль соблюдает эти правила. Таким образом, статические резервуары должны проверяться через регулярные промежутки времени. Также следует проводить плановое техническое обслуживание и периодический формальный осмотр.

Режим технического обслуживания и проверок должен быть создан таким образом, чтобы можно было гарантировать, что цистерна находится в состоянии, обеспечивающем безопасную эксплуатацию в течение всех периодов времени между официальными проверками.

Для транспортабельных резервуаров также требуются периодические проверки и испытания, которые может выполнять только проверяющий орган. Эти проверки и проверки должны быть задокументированы, а записи должны храниться в течение всего срока службы резервуара.

Существует обязанность соблюдать осторожность, которую отрасль должна соблюдать при использовании криогенных резервуаров для СПГ.

Ответственные поставщики газа будут заполнять криогенный резервуар СПГ только после того, как убедятся, что это безопасно.

Вопросы для самопроверки:

1. Назовите ключевые требования к оборудованию СПГ, обеспечивающие герметичность и предотвращение аварийных выбросов.
2. Опишите суть метода HAZOP. Какие ключевые слова используются для выявления отклонений и какова цель этой процедуры?
3. Перечислите основные сценарии истечения СПГ при аварийной разгерметизации. В чем заключается опасность криогенного охрупчивания?
4. Какие пассивные барьеры (конструктивные решения) применяются для локализации проливов СПГ на площадке?
5. Для чего предназначены огнепреградители на дыхательных линиях резервуаров и каким нормативным документом регламентируются требования к их конструкции?
6. Какой свод правил устанавливает требования пожарной безопасности к объектам малотоннажного производства СПГ? Какие изменения были внесены в него в 2025 году?
7. Каковы первоочередные действия персонала при обнаружении утечки СПГ и загорании пролива?
8. Почему резервуары для хранения СПГ имеют двухоболочечную конструкцию и какие функции выполняет внешняя оболочка?

Список литературы и ссылки на Интернет-ресурсы, содержащие информацию по теме приведены в конце курса под номерами: [20].

Практическое занятие № 14. Малотоннажные установки СПГ и модульные решения

Если крупнотоннажные производства СПГ, как правило, нацелено на экспортные поставки газа, то удовлетворение спроса на внутреннем рынке частично может происходить за счет малотоннажного производства СПГ. Поставки на внутренний рынок осуществляются по рекам или морям метановыми танкерами, а также в криогенных цистернах по железным или автодорогам.

Исторический малотоннажные производства СПГ возникла для покрытия пикового спроса на природный газ и для газоснабжения тех регионов, куда экономические, технический или политически невыгодно прокладывать новые трубопроводы. В наши дни разработка шельфовых месторождений природного газа и создания проектов плавучего заводов СПГ заставляет обратить от крупнотоннажных технологических процессов к малотоннажным. Кроме того, малотоннажное производство СПГ может сыграть роль в монетизации средних и малых месторождений природного газа и внести свой вклад рациональное использование попутного нефтяного газа.

Производительность малотоннажных технологических линий обычно не превышает 1 млн тонн в год. В настоящее время существуют установки и производства СПГ, например, для снабжения топливом железнодорожных или автогазозаправочных станций, производительность которых составляет от 3 до 200 тыс. тонн в год.

Малотоннажные заводы СПГ строятся по модульному принципу: всё оборудование собирается на заводе–изготовителе в нескольких модулях, или блоках, готовых к отправке, и по прибытии на место монтируется в кратчайшие сроки для немедленного запуска в эксплуатацию.

В малотоннажных технологических процессах сражение природного газа осуществляется двумя способами. В первом случае, как и в крупнотоннажных процессах, используется внешний источник охлаждения в виде замкнутых холодильных циклов с использованием хладогентов. Во втором случае рабочим телом холодильного цикла является непосредственно поток или часть потока природного газа, которые подвергаются последовательному сжатию, охлаждению и расширению в одном или несколько ступеней. Холодильный цикл в этом случае является открытым.

Процесс с использованием хладагентов может включать один или два холодильных цикла – предварительного охлаждения и сжижения. Как показывает практика, использование трёх холодильных циклов в малотоннажном производстве нецелесообразно, поскольку простота и компактность в данном случае являются определяющими факторами. В качестве хладагентов могут выступать как чистые вещества, так и смеси углеводородов с азотом. Смешанный хладагент может быть подобран таким образом, чтобы максимально приблизить друг другу кривые охлаждения хладагента и природного газа. Это позволит выбрать оптимальный размер теплообменного аппарата и снизить потребление энергии. Подробная технология охлаждения природного газа смешанными хладагентами была изложена выше.

Открытые циклы, где хладагентом является часть потока сырьевого газа, базируются на применении расширения природного газа в турбодетандрах. Эффективность и число турбодетандеров оказывает прямое влияние на общую эффективность процесса сжижения.

Как и при выборе крупнотоннажного технологического процесса, при выборе малотоннажной технологии руководствуются теми же принципами: термодинамическая эффективность безопасности и минимальная эксплуатационные затраты. В качестве теплообменного аппарата малотоннажных процессах используется как спиральновитые, так и, в большей степени, ребристо-пластинчатые теплообменники.

Процессы, основанные на технологии сжижения газа **внешними источниками охлаждения**, широко используются на установках для покрытия «пикового» спроса на природный газ. Средняя производительность этих заводов – 0,1–0,2 млн тонн в год.

Основными преимуществами подобных процессов являются простота запуска и остановки технологической линии, что важно при частых остановках, как например на заводах для покрытие пиковых нагрузок газопотребления.

В первую очередь, это азотный холодильный цикл с детандерами, получивший широкое распространение вследствие своей простоты, безопасности и доступности азота в качестве холодильного агента. За рубежом этот цикл известен как «закрытый цикл Брайтона\Клода». Азот получают на воздухоразделительных установках и перевозят в газовых баллонах или цистернах. В процессе циркуляции в замкнутом холодильном цикле азот не меняет своего агрегатного состояния и остаётся газообразным. Вследствие этого

теплообменники работают с относительно большой разностью температур, а сам процесс легко приспосабливается к изменению в составе сырьевого газа. Но так как в процессе не используется преимущество скрытой теплоты парообразования–конденсации, то для достижения большой холодопроизводительности требуется очень большой поток азота, и, как следствие, процесс отличается высоким потреблением энергии.

Азот не горюч, поэтому является наиболее безопасным хладагентом. Азотный цикл обладает более низкой эффективностью по сравнению с циклом на смешанном хладагенте, и кривая охлаждения азота представляет собой ступенчатую линию, а не плавную, как у смешанного хладагента. Увеличение эффективности азотного цикла за счет увеличения числа ступеней охлаждения ведёт к росту числа компрессоров в процессе. Однако, применение в качестве расширительных устройств турбодетандеров позволяет вернуть в цикл часть затраченной энергии.

Встречаются разновидности азотного холодильного цикла с одним, двумя и тремя детандерами. Принципиальная схема цикла с двумя детандерами встречающаяся, например в процессе NDX-1 компании Mustang, приведена на рисунке 14.1.

Сырьевой газ проходит предварительную подготовку так же, как и в любом другом процессе охлаждения: газ осушают, очищают и удаляют из него тяжёлые компоненты.

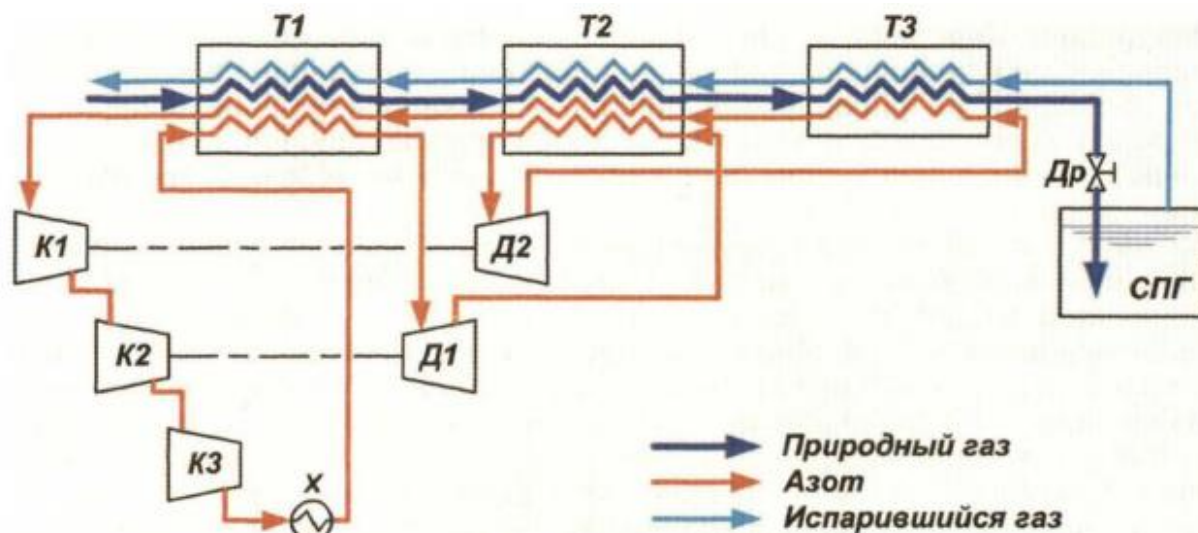


Рисунок 14.1 – Азотный холодильный цикл с двумя детандерами: T1, T2, T3 – теплообменники; Д1, Д2 – турбодетандеры; К1, К2, К3 – компрессоры; Х – холодильник; Др – дроссель.

Азот высокого давления предварительно охлаждается в первом теплообменнике **T1**, затем расширяется в детандере **Д1** до среднего давления. Охлаждённый азот затем проходит обратным потоком второй теплообменник **T2**, где участвует в охлаждении потока сырьевого газа прежде, чем он снова расширится в детандере **Д2** до низкого давления. Сжатие азота происходит в три стадии: первые два компрессора **K1** и **K2**, работающие на энергии от детандеров, сжимают азот до среднего давления, третий компрессор **K3** сжимает до высокого давления. Тепло компрессии в данной схеме снимается обычным водяным или воздушным охлаждением **X**.

Из-за своей простоты и безопасности азотный цикл находит широкое применение, хотя производительность его ограничивается размерами и числом турбодетандеров. Упрощённая вариация процесса, изображенного на рисунке 14.1 включает один компрессор, одну пару детандер-компрессор и два ребристо-пластинчатых теплообменника в едином блоке. Установки производства СПГ на такой основе встречаются по всему миру, хотя их производительность не превышает 0,1 млн тонн СПГ в год. В частности, в Норвегии по этой технологии работает малотоннажный завод Kollsnes с двумя технологическими линиями 0,04 и 0,08 млн тонн в год. Поставщиком технологий и оборудования выступила норвежская компания Hamworthy.

Сравнительно низкая эффективность азотного холодильного цикла заставляет разработчиков искать новые инженерные решения для её увеличения. Азотная холодильный цикл лег в основу нескольких лицензионных технологических процессов, предлагаемых коммерческому использованию разными компаниями.

Компания APCI обладает лицензией на процессы N2 expander LNG process, который включает 3 детандера (**Д1**, **Д2**, **Д3**), спиральновитый теплообменник для сжижения природного газа (**T1+T2**) и пластинчатый теплообменник (**T3**) для предварительного охлаждения азота (рис.14.2). По утверждению разработчиков, процесс обладает высокой эффективностью, сравнимой с эффективностью цикла на смешанном хладагенте, и способен обеспечить производительность, 0,5–1,0 млн тонн СПГ в год.

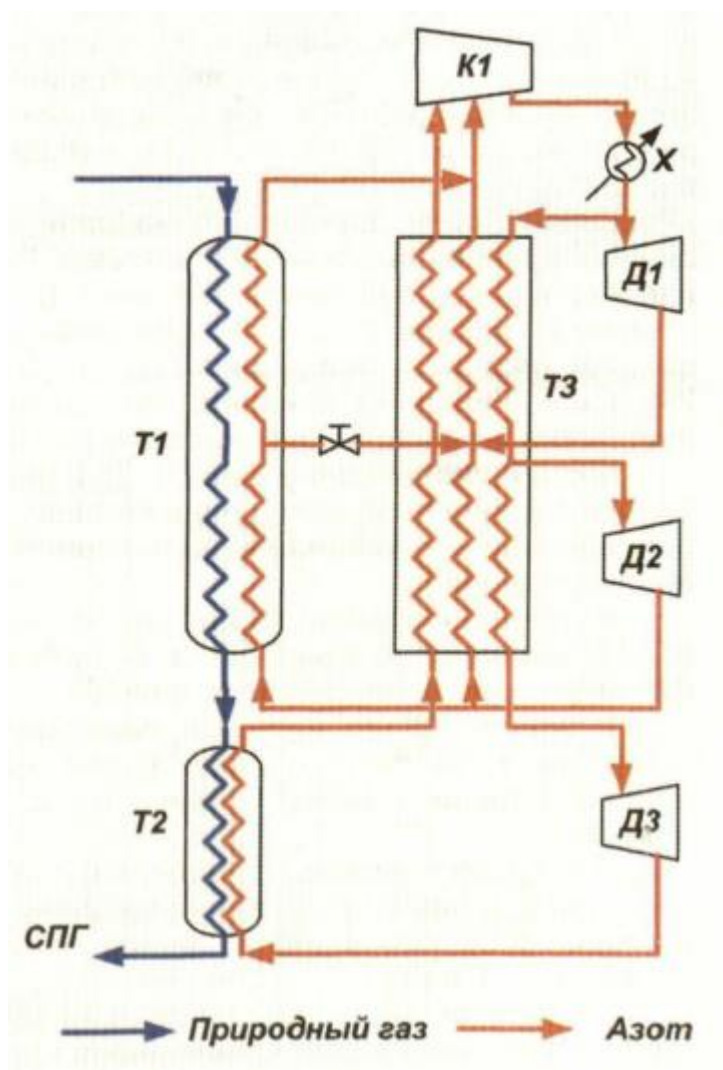


Рисунок 14.2 – Процесс APCIN2 expander: T1 + T2 – витой теплообменник; T3 – пластинчатый теплообменник; Д1, Д2, Д3 – турбодетандеры; К1 – компрессор; X – холодильник.

Разновидности азотного холодильного цикла встречается в разработках разных компаний. В частности, можно наблюдать азотный холодильный цикл с двумя детандерами в сочетании с выделением тяжёлых компонентов в процессе сжижения газа. Отделившаяся часть конденсата дросселируется и формирует дополнительный холодный обратный поток в тёплой части теплообменника.

Азотная холодильный цикл лидирует в выборе технологии сжижения природного газа для плавучих заводов СПГ, так как в оффшорной зоне критерий безопасности превалирует над критерием эффективности. Кроме того,

эта технология обычно выбирается для установки повторного сжижения испарившегося СПГ на танкерах класса Q-Max и Q-Flex.

К группе технологии сжижения природного газа внешним источником без предварительного охлаждения относятся все процессы с одним холодильным циклом на смешанном хладагенте. Это процессы APCI SMR, TEALARC, PRICO. Среди всех процессов на смешанных хладагентах именно эти отличаются упрощённой конфигурацией оборудования, что позволяет снизить капитальные затраты и облегчают запуск технологической линии. Они обеспечивают производительность до 1,5 миллион тонн СПГ в год, но при этом требуется увеличенный поток циркулирующего хладагента. Соответственно, большой расход хладагента ведёт к увеличению поверхности теплообмена и снижению экономической эффективности всего процесса.

Средством повышения энергоэффективности процесса с одним холодильным циклом является увеличение ступеней охлаждения на разных уровнях давления и разделение потоков хладагента на жидкую и паровую части. Многоступенчатость цикла приводит к снижению расхода хладагента, а добавление жидкой части хладагента в нескольких сечениях возвратного потока хладагента обеспечивает гибкость процесса и позволяет снизить разность температур между тёплым и холодными потоками теплообменника. С другой стороны, увеличение числа ступеней цикла приводит к росту числа единиц оборудования и усложнения технологической схемы. Расчёты в работе ученых показали, что оптимальное сочетание капитальных затрат и энергоэффективности достигается при трёх ступенях цикла. К этим процессам относятся многоступенчатый процесс, на смешанном хладагенте LIMUM, разработанной компанией Linde (рис 14.3). По этой технологии работают норвежский завод Risavika, или Nordic LNG, с производительностью 0,3 млн тонн в год и завод Shan Shan в Китае с производительностью 0,43 млн тонн в год.

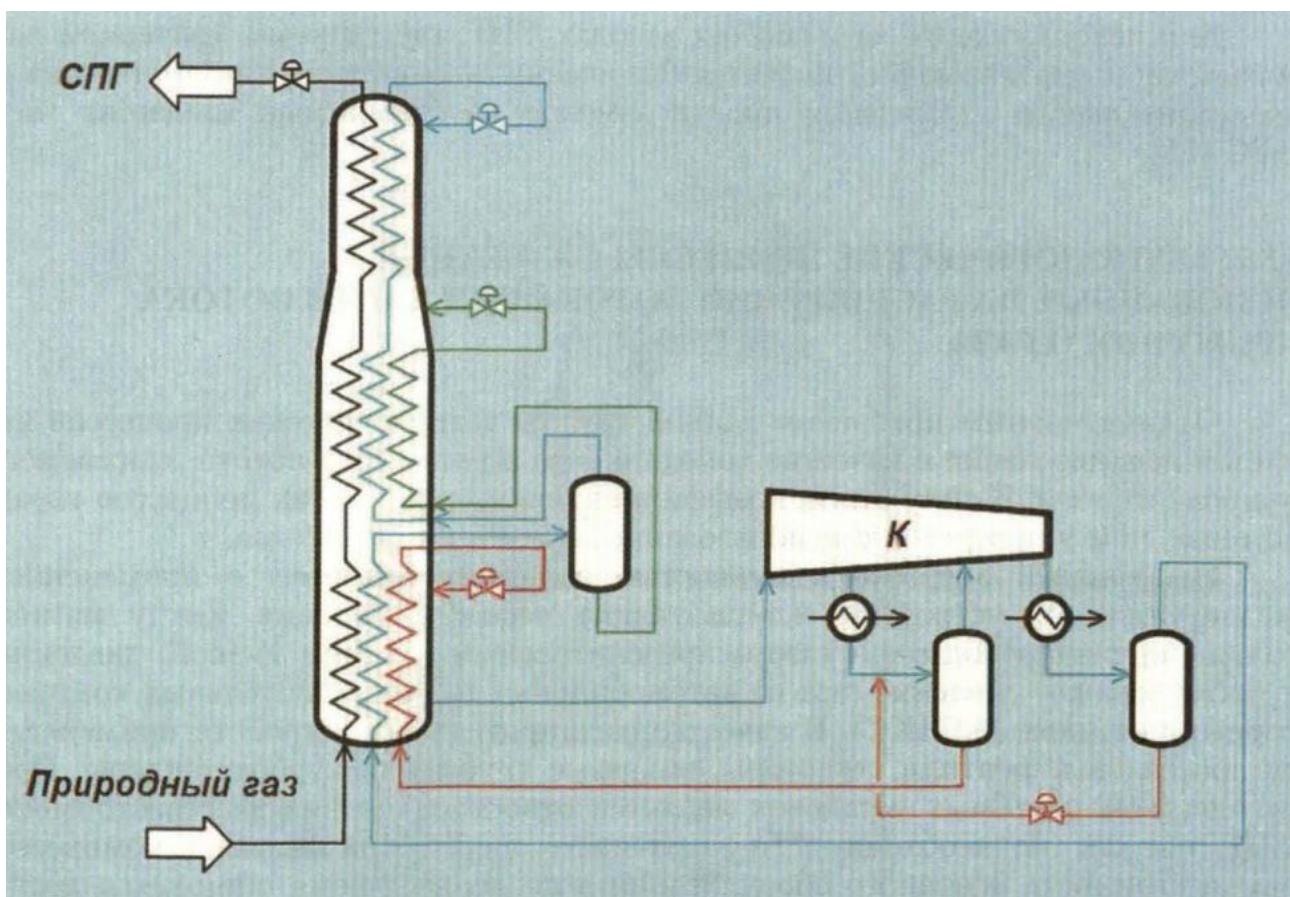


Рисунок 14.3 – Принципиальная схема процесса Linde LIMUM.

По принципу внешнего охлаждения потока газа низкого давления построены криогенные машины Стирлинга, Вьюлемье-Такониса и т.п., заключающие в себе замкнутые криогенный цикл. Их применение целесообразно в мини установках производства СПГ, например для заправки автотранспорта. Коэффициент сжижения может достичь 100% при производительности от 20 до 700 литров в час. Установки сжижения газа по данной технологии отличаются компактностью и простотой эксплуатации.

Часть малотоннажных заводов СПГ использует технологические процессы, хорошо зарекомендовавшие себя в крупнотоннажном производстве. Это – холодильный цикл со смешанным хладагентом в сочетании с предварительным циклом охлаждения.

В предварительном цикле может быть использован аммиак производительностью 0,07 млн тонн в год (завод в Перу производительностью 0,1 млн тонн в год).

Вопросы для самопроверки:

1. Какие количественные критерии (производительность, объем хранения, давление) характеризуют объекты малотоннажного производства СПГ согласно СП 326.1311500.2017?
2. Сравните два основных технологических подхода к сжижению газа на малотоннажных установках — цикл дросселирования и цикл со смешанным хладагентом (MRC). В чем преимущества MRC по энергопотреблению?
3. Перечислите основные блоки и системы, входящие в состав объекта производства СПГ согласно ГОСТ Р 55892–2013.
4. Какие требования предъявляются к конструкции резервуаров для хранения СПГ на малотоннажных объектах с точки зрения пожарной безопасности?
5. Для решения каких задач (назовите не менее трех) используются малотоннажные установки СПГ в России?

Список литературы и ссылки на Интернет-ресурсы, содержащие информацию по теме приведены в конце курса под номерами: [21].

Практическое занятие № 15. Перспективные направления развития оборудования СПГ

Производство сжиженного природного газа (СПГ) — самый быстрорастущий сектор экономики Российской Федерации. К концу 2022 г. совокупная производительность заводов СПГ в России составила почти 35 млн тонн в год. Однако, существующие и строящиеся производственные мощности основаны на использовании иностранной техники и технологий, что создает ряд проблем с их дальнейшей эксплуатацией. Очевидна острая потребность в отрасли в разработке отечественных технологических решений для крупнотоннажного получения сжиженного природного газа. Уже разработаны и запатентованы новые системы ожижения, предназначенные для получения СПГ в северных регионах. Наиболее успешным проектом этого направления является система сжижения природного газа «Арктический каскад» (рис. 15.1), которая уже реализована на практике в рамках проекта «Ямал СПГ».

Сегодня в России действует три крупнотоннажных и два среднетоннажных СПГ-завода общей мощностью более 50 млрд кубометров. В соответствии с ключевыми действующими документами государственного стратегического планирования в ТЭКе производство СПГ в России должно составить 104–182 млрд кубометров в год к 2035-му. Заявленный объем мощностей СПГ-проектов соответствует данному целевому показателю, но в текущих условиях реализация большей части этих проектов по вполне понятным причинам ожидается уже после 2030 года. В условиях санкционного давления и неизбежного ужесточения конкуренции на мировом рынке СПГ-среду для развития российских крупнотоннажных СПГ-проектов и экспорта российского СПГ можно оценить как весьма непростую.

Способ сжижения природного газа методом «Арктического каскада» заключается в том, что подготовленный природный газ предварительно охлаждают, отделяют этан, переохлаждают сжижаемый газ с использованием охлажденного азота в качестве хладагента, снижают давление сжижаемого газа, отделяют несжиженный газ и отводят сжиженный природный газ. При этом перед предварительным охлаждением природный газ компримируют, отделение этана осуществляют в процессе многоступенчатого предварительного охлаждения сжижаемого газа с одновременным испарением этана с использованием охлажденного этана в качестве хладагента. Этан, полученный

при испарении, компримируют, конденсируют и используют в качестве хладагента при охлаждении сжижаемого газа и азота, причем азот компримируют, охлаждают, расширяют и подают на стадию переохлаждения природного газа. Изобретение направлено на упрощение технологического процесса сжижения природного газа.

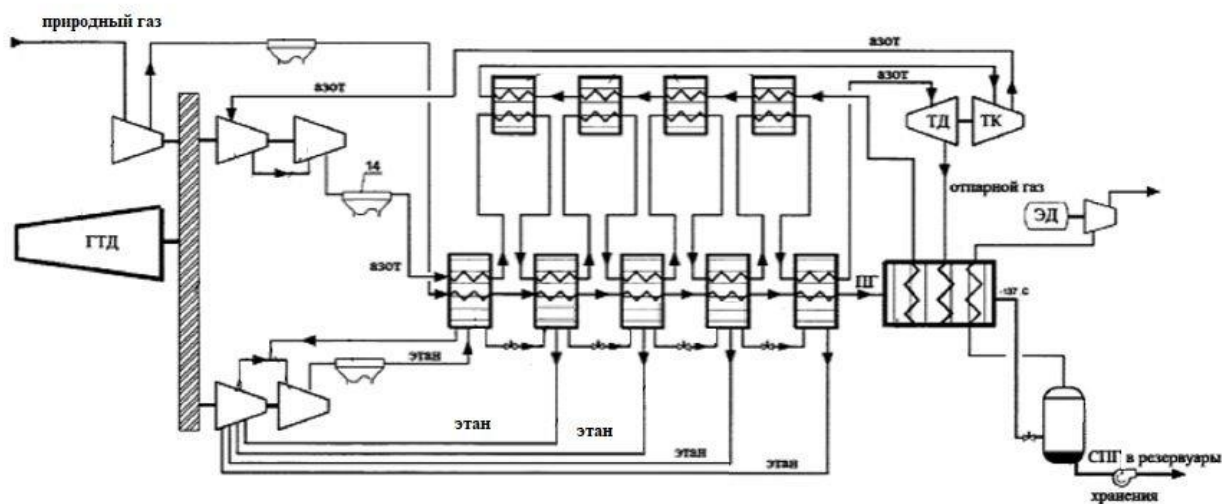


Рисунок 15.1 – Способ сжижения природного газа методом "Арктический каскад".

ПАО «НОВАТЭК» также, запатентовала способ сжижения природного газа Полярная звезда (RU2740112 C1). По сравнению с технологией «Арктический каскад» в предлагаемой технологии не используется контур азотного переохлаждения природного газа, что уменьшает количество единиц технологического оборудования и снижает размеры склада-хранилища хладагента, что ведет к упрощению аппаратного оформления процесса.

В настоящее время важнейшими вопросами является переход на чистую энергию, уменьшение углеродного следа, сохранение экологии. Именно газ является тем топливом, которое обеспечивает наименее безболезненный переход на более перспективные, с точки зрения экологии, виды энергии. Газ может служить мостом между экономикой, работающей на угле, и экономикой, работающей на возобновляемых источниках энергии или водороде. С ростом индустрии сжиженного природного газа (СПГ) рынок газа перестал быть локальным и привязанным к трубопроводу, что позволяет говорить о газе, как о действительно переходном топливе. В таком контексте снижение эмиссии парниковых газов становится неременным условием для обеспечения роли газа в энергетическом переходе и для реализации амбиций декарбонизации.

Именно поэтому перед отраслью СПГ стоит стратегическая задача - сократить выбросы не только парниковых газов, но и вредных газов, таких как оксиды серы или азота, чтобы сохранить свою роль в декарбонизации энергетического сектора. Производители СПГ могут начать с количественной оценки своих выбросов по сравнению с конкурентами и изучения лучших вариантов их сокращения. Во многих случаях снижение выбросов и затрат могут идти рука об руку, например, с при помощи повышения энергоэффективности.

У нефтегазовых корпораций наличествует очевидный импульс к тому, чтобы декарбонизировать свои цепочки поставок и продемонстрировать клиентам и заинтересованным сторонам, что они являются максимально экологически устойчивыми. Это обусловлено как потребительским спросом, так и различными государственными политиками по всему миру, включая те, которые закрепляют в законе обязательства Парижского соглашения.

В настоящее время существуют два способа смягчения углеродного следа СПГ:

- компенсация выбросов парниковых газов;
- сокращение выбросов парниковых газов.

Компенсация выбросов парниковых газов:

Первый способ - компенсация выбросов природного газа и СПГ таким образом, чтобы снизить его вредное воздействие на окружающую среду. Такому «декарбонизированному» сжиженному газу даже дали название – «зелёный СПГ». Первый способ содержит в себе несколько вариантов:

- сокращение выбросов парниковых газов, связанных с добычей природного газа;
- улавливания и хранение объёмов CO₂, которые возникают при добыче природного газа, в процессе сжижения и в процессе регазификации;
- компенсация выбросов CO₂ на протяжении всей цепочки создания СПГ;
- использование альтернативных источников природного газа, таких как био-СПГ и СПГ, смешанный с водородом.

Возможно, самым важным событием в сфере «зеленого» СПГ является появление интегрированной компенсации выбросов углерода при продаже грузов СПГ. Это подразумевает компенсацию выбросов CO₂, связанных с грузом СПГ, путем приобретения проверенных/добровольных сертификатов сокращения выбросов («VER»), каждый из которых эквивалент компенсации одной метрической тонны CO₂. Сертификаты VER отличаются от углеродных

кредитов, полученных в соответствии с требованиями EU Emissions Trading Scheme, UK Emissions Trading Scheme или Regional Greenhouse Gas Initiative.

В то время как появление «углеродонейтральных углеводородов» привлекло внимание общественности, грузы СПГ с компенсированными выбросами остаются незначительной частью общего рынка СПГ: с 2019 года было согласовано около 30 грузов СПГ с компенсацией выбросов углерода. В сентябре 2021 года стоимость компенсации выбросов за весь жизненный цикл среднего груза достигла примерно \$1,8 млн.

Международная группа импортеров сжиженного природного газа (International Group of Liquefied Natural Gas Importers – GIIGNL) в ноябре 2021 года запустила комплексную систему с целью стандартизации подхода, применяемого в отношении «углеродных нейтральных» сделок СПГ. Целью GIIGNL является поощрение, избегание и сокращение выбросов, а также создание процессов декларирования углеродно-нейтральных грузов. Создание рамочной основы показывает растущее значение «углеродно-нейтрального СПГ» и будет способствовать распространению передового опыта в секторе СПГ в отношении этого продукта.

Альтернативные источники метана. Метан может быть получен в результате промышленных процессов, а также при добыче из недр земли. Органические вещества такие как пищевые отходы, могут разлагаться в среде с недостатком кислорода. В ходе данного процесса образуется биогаз, который в дальнейшем может быть переработан в биометан, который часто называют возобновляемым природным газом. Аналогичным образом, выбросы со свалок могут быть уловлены и переработаны в биометан. Затем этот биометан можно использовать так же, как и природный газ, или производить био-СПГ.

Био-СПГ можно смешивать с обычным СПГ. Использование смешанного био-СПГ в настоящее время применяется в небольших масштабах, например, как топливо для грузовых автомобилей, что позволяет сократить некоторые выбросы, производимыми традиционными видами топлива, такими как дизельное топливо. Уровень производства биометана в настоящее время относительно низкий.

Как и в случае с биометаном, водород можно смешивать с природным газом для снижения выбросов. В Великобритании компания «HyDeploy» завершила успешный пробный проект «HyDeploy», в рамках которого исследовалось подмешивание водорода в существующие газовые сети с долей водорода до 20%. В масштабах коммунального хозяйства компания JERA

объявила о проведении технико-экономического обоснования для изучения возможности замещения 30% СПГ, который регазифицируется и сжигается на тепловых станциях в Японии, водородом и аммиаком. В этом случае водород будет смешиваться с регазифицированным СПГ на приемном терминале, таким образом будут сокращаться выбросы только от сжигания топлива, но не от производства и транспортировки.

Если предположить, что водород или аммиак используемые при любом смешивании, являются «зеленым» или «голубым» водородом, который имеет более низкие или нулевые выбросы CO₂, то такое смешивание предназначено для снижения углеродоемкости сжигания природного газа и (в случае водорода) снижения загрязнения твердыми частицами.

Сокращение выбросов парниковых газов:

Второй способ декарбонизации СПГ – снижение выбросов углерода по всей производственно-сбытовой цепочке сжижения газа. При производстве СПГ порядка 50–80 % CO₂ выбрасывается на этапе подготовки и сжижения, 10–40 % – при транспортировке танкерами и около 2–15 % при регазификации на приемном терминале. На рисунке 1 представлен вклад различных этапов производственно-сбытовой цепочки СПГ в эмиссию парниковых газов, который, в основном, согласуется с вышеприведенными цифрами.



Рисунок 15.2 – Углеродоемкость цепочки поставок СПГ.

Если говорить в целом о СПГ, то уже одна только замена высокоуглеродных энергоресурсов, таких как нефть или уголь, на низкоуглеродный природный газ является существенным вкладом в декарбонизацию мировой энергетики.

Добыча и последующее сжижение природного газа – энергоемкий процесс. Электрификация нефтегазовых месторождений с использованием энергии из нетрадиционных источников (атомная энергия и возобновляемые источники энергии (ВИЭ)) имеет потенциал для значительного снижения выбросов, связанных с добычей ископаемых. Дальнейшая электрификация инфраструктуры добычи и сжижения природного газа способна значительно сократить выбросы парниковых газов с дополнительным преимуществом сохранения природного газа для сжижения, а не использования для производства электроэнергии.

Одним из способов, с помощью которого производители СПГ стремятся минимизировать выбросы парниковых газов, является улавливание и хранение выбросов CO₂. Секвестрация углекислого газа производится в три этапа: захват, транспортировка и захоронение.

По сравнению с нефтеперерабатывающими и нефтехимическими заводами, завод СПГ является относительно чистым предприятием с точки зрения выбросов. Тем не менее, выбросы парниковых газов от заводов СПГ существуют. Среди источников эмиссии - установки подготовки и сжижения газа, генерация электроэнергии для собственных нужд завода. Основными источниками выбросов углекислого газа являются газовые турбины, которые применяются как на установках сжижения для вращения компрессоров, так и при выработке электроэнергии. Газовые турбины также служат источником выброса большого количества тепла в атмосферу.

На этапе транспортировки СПГ источником эмиссии углекислого газа, оксидов серы и азота служат силовые установки танкеров-газовозов, на этапе регазификации СПГ - испарители погружного типа с горелкой, где подогрев СПГ осуществляется за счет сжигания природного газа.

Задачу снижения выбросов парниковых газов по всей производственно-сбытовой цепочке СПГ, помимо прямого улавливания и утилизации CO₂, можно решить с помощью повышения энергоэффективности производства, транспортировки и регазификации СПГ. К мероприятиям по повышению энергоэффективности можно отнести:

- внедрение более эффективных технологий и оборудования, например, авиационных газовых турбин, более совершенных холодильных циклов на смесевых хладагентах, водяного охлаждения вместо воздушного в холодильных циклах, электростанции комбинированного цикла;
- использования альтернативных видов энергии для обеспечения производства, например, гидро- или атомных электростанций, а также ВИЭ;
- утилизацию отработанного тепла;
- внедрение более эффективных силовых установок на судах-газовозах;
- утилизацию холода при регазификации СПГ, например, при разделении воздуха или электрогенерации с использованием двигателей Стирлинга.

Уже сейчас мировыми компаниями проводятся мероприятия по снижению выбросов CO₂ за счет внедрения инновационных технологий и использования альтернативных источников энергии. В Российской Арктической Зоне ПАО «НОВАТЭК» использует ВИЭ на базе солнечных панелей и ветрогенераторов, которые питают пункты систем телемеханики для управления крановыми узлами магистральных трубопроводов и кустовых площадок газоконденсатных месторождений. Кроме того, ПАО «НОВАТЭК» и компания Baker Hughes подписали соглашение о сотрудничестве по переводу газовых турбин на водородсодержащие смеси топливного газа с целью сокращения выбросов углекислого газа на объектах СПГ.

Вопросы для самопроверки:

1. В чем заключается суть модификации цикла МФС с рекуперацией теплоты обратных потоков и каков ожидаемый эффект от такой модификации?
2. Опишите принцип работы и преимущества роторного волнового криогенератора (РВКГ) по сравнению с традиционными турбодетандерами.
3. Каковы ключевые особенности и преимущества новой стали марки 04X20H6Г11M2АФБ, разработанной ЦНИИ КМ «Прометей»? Какой легирующий элемент обеспечивает упрочнение без существенного роста стоимости?
4. Как работает монолитный углеродный адсорбент, разработанный ИФХЭ РАН, и для решения каких задач он предназначен?

5. Какие технические решения позволяют повысить энергоэффективность процессов сжижения и утилизации отпарного газа?
6. Каков экологический эффект от перевода карьерной техники на СПГ и какие регионы России рассматриваются как приоритетные для развития малотоннажного производства СПГ для этих целей?
7. Охарактеризуйте текущее состояние и перспективы создания в России отечественного СПГ-завода полного технологического цикла. Какие проекты планируется реализовать до 2050 года?
8. Какие направления рассматриваются как наиболее перспективные для экспорта российских СПГ-технологий и какие условия необходимы для выхода на международные рынки?

Список литературы и ссылки на Интернет-ресурсы, содержащие информацию по теме приведены в конце курса под номерами: [22], [23].

Заключение к курсу

Изученный курс закладывает фундамент для профессиональной деятельности в нефтегазовой отрасли. Знание устройства и принципов работы машин и аппаратов СПГ, понимание физических процессов, протекающих при криогенных температурах, владение методами анализа рисков и знание нормативной базы — все это составляет компетенции современного инженера, способного решать сложнейшие задачи по проектированию, эксплуатации и модернизации СПГ-объектов.

Мы живем в эпоху энергетического перехода, и природный газ, особенно в сжиженной форме, будет играть ключевую роль в балансе мировой энергетики как минимум до середины XXI века. Полученные знания позволят внести вклад в развитие этой важнейшей отрасли, обеспечивая энергетическую безопасность и технологический суверенитет нашей страны.

Литература

Основная литература

1. Профессиональная организация инженеров и других специалистов в областях, связанных с энергетикой: Текст: электронный. - URL: <https://www.energyinst.org>
2. Morin P. The Liquefaction Plant. Technoscoop, 2005 г. - Vol. 29. - № 4.
3. Завод по сжижению природного газа. Текст: электронный. - URL: – www.atlanticlng.com
4. Павловский, В. А. Индустрия сжиженного природного газа: учебное пособие / В. А. Павловский, Н. П. Малых. — Санкт-Петербург: СПбГМТУ, 2023. — 165 с.
5. ГОСТ Р 56851–2016. Газ природный сжиженный. Метод расчета термодинамических свойств. — Москва: Стандартинформ, 2017.
6. Акулов Л. А. Установки и системы низкотемпературной техники. Ожижение природного газа и утилизация холода сжиженного природного газа при регазификации. - СПб.: СПбГУНиП Г, 2006.
7. Радаев И. А., Федорова Е. Б. Моделирование циклов сжижения природного газа: учебно-методическое пособие. — Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2024. — 1 CD-R.
8. Куликова О. В. Компрессорное оборудование газовой промышленности: курс лекций / О. В. Куликова, Е. Е. Спицына. — Воронеж: Научная книга, 2022. — 61 с.
9. Автономова И. В. Компрессорные станции и установки газового комплекса / И. В. Автономова. — Москва: Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2025. — 200 с.
10. Соколов В. В., Иванов Д. А. Применение пинч-анализа для оптимизации криогенных теплообменных систем установок СПГ / В. В. Соколов, Д. А. Иванов // Нефтегазовые технологии. — 2023. — № 8.
11. Баранов А. Ю., Новоселов В. В. Криогенное оборудование установок СПГ : учебное пособие / А. Ю. Баранов, В. В. Новоселов. — Москва: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2023. — 280 с.

12. Скобло А. И., Молоканов Ю. К., Владимиров А. И., Щелкунов В.А и др. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии. - М.: Недра-Бизнесцентр, 2000.
13. Солнцев, Ю. П. Материалы для низких и криогенных температур: энциклопедический справочник / Ю. П. Солнцев, Б. С. Ермаков, О. И. Слепцов. — Санкт-Петербург: Химиздат, 2024. — 768 с.
14. Hill, M. A. Cryogenic properties of aluminum alloys and composites / M. A. Hill, A. D. Rollett, L. A. Jacobson // Proceedings of the conference. — 2008.
15. Сафонов В. С. Вопросы безопасности резервуаров для бездренажного хранения СПГ: монография / В. С. Сафонов, А. Г. Гречко. — Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2025. — 140 с.
16. Малышев, В. Н. «Основы проектирования и эксплуатации установок по сжижению природного газа». — М.: Недра, 2018. — 320 с. (Глава 5: Хранение и отгрузка СПГ).
17. Бирюков, В. В., Шпильрайн, Э. Э. «Энергетические установки для производства и транспортировки сжиженного природного газа». — М.: Издательский дом МЭИ, 2017. — 400 с. (Главы 3 и 5: Приводы компрессоров и утилизация тепла).
18. РД 39-0148306-002-87 Текст: электронный. - URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/9/9345/index.htm>
19. Системы автоматизации в газовой промышленности: учеб. пособие / М.Ю. Прахова [и др.]; под общ. ред. М.Ю. Праховой. - Москва; Вологда: Инфра-Инженерия. - 2019. - 480 с. - ISBN 978-5-9729-0307-8. - Текст: электронный. - URL: <https://znanium.com/catalog/product/1048713>.
20. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
21. Малышев В. Н. Основы проектирования и эксплуатации установок по сжижению природного газа. – М.: Недра, 2018. – 320 с.
22. Текст: электронный. - URL: <https://patents.google.com/patent/RU2645185C1/ru>
23. Pereira M.A.M. et al. Energy and economic comparison of five mixed-refrigerant natural gas liquefaction processes // Energy Conversion and Management. – 2022. – Т. 272. – С. 116364.

Дополнительная литература

24. Кемалов А. Ф., Кемалов Р. А., Аббас Х. Б. Изучение процессов получения сжиженного природного газа // Природные энергоносители и углеродные материалы. — 2024. — № 01.
25. Теплообменники Swep (ПоСвеп) – Текст: электронный. - URL: <https://www.tep-com.ru/catalog/teploobmenniki/teploobmenniki-swep>
26. Таблица криогенных насосов: Текст: электронный. - URL: <https://inner.su/articles/tablitza-kriogennykh-nasosov-kharakteristiki-proizvoditelnost-temperatura/>
27. Решения и оборудование (сжижение газа): Текст: электронный. - URL: <https://gazsurf.ru/solutions-equipment/gas-liquefaction>
28. Соломахин В. И., Алехина М. Б., Каграманов Г.Г. Комбинированная мембранно-адсорбционная технология подготовки природного газа для обеспечения малотоннажного производства СПГ высокого качества на газораспределительных станциях // Журнал Российского газового общества. — 2025.
29. Японская газовая компания: Текст: электронный. - URL: <http://www.tokyo-gas.co.jp/lngtech/ug-tank/index.html>

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования**
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по организации и проведению
самостоятельной работы**

**МАШИНЫ И АППАРАТЫ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА СЖИЖЕННОГО
ПРИРОДНОГО ГАЗА**

для студентов специальности 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии
специализация «Техника и технологии производства сжиженного природного
газа, транспортировки и распределения»

Ставрополь 2026

Методические рекомендации предназначены для студентов вуза «Северо-Кавказский федеральный университет»

Цели методических рекомендаций:

1. Методическое сопровождение процесса введения и реализации требований Федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (далее ФГОС ВО), помощь при разработке рабочих учебных программ дисциплин и профессиональных модулей образовательной программы (далее ОП).
2. Создание в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, её назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

Содержание

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО.
2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.
3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. ФГОС раздел: «Требования к условиям реализации ОП»:

– Требования к обязательному минимуму содержания образовательной программы подготовки специалиста, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим федеральным государственным образовательным стандартом;

– основная образовательная программа подготовки специалиста состоит из дисциплин общенаучного и профессионального циклов, состоящих из базовой и вариативной частей и дисциплин по выбору;

– максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Во время самостоятельной подготовки обучающиеся должны быть обеспечены доступом к сети Интернет. Реализация образовательной программы подготовки специалиста должна обеспечиваться доступом каждого студента к библиотечным фондам и базам данных, формируемым по полному перечню дисциплин образовательной программы из расчета обеспеченности учебниками и учебными пособиями не менее 0,5 экземпляра на одного студента. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем циклам дисциплин и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

- в рабочем учебном плане – в целом по теоретическому обучению, каждому из циклов дисциплин;
- в рабочих программах учебных дисциплин циклов дисциплин с распределением по разделам или конкретным темам.

2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;

- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, совершенствованию и самоорганизации;
- формирования практических (общеучебных и профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

В учебном процессе ОУ выделяются два вида самостоятельной работы:



Внеаудиторная самостоятельная работа - планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- соотнесение содержания контроля с целями обучения;
- объективность контроля;
- валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);
- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

Формы контроля самостоятельной работы

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.

4. Тестирование.
5. Письменный опрос.
6. Устный опрос.
7. Индивидуальное собеседование.
8. Коллоквиум.
9. Отчет о проделанной работе.
10. Защита рефератов или курсовой работы.
11. Творческий конкурс.
12. Интернет-конференции.
13. Контрольная работа.

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- формирование набора из общекультурных и профессиональных компетенций будущего специалиста;
- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;
- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

Содержание внеаудиторной самостоятельной деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекциям
2. Подготовка к практическим занятиям