



# ЭНЕРГЕТИКА ЭКОЛОГИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Информационно-аналитический  
бюллетень  
ПАО «Мосэнерго»



Выпуск № 1 / 2023

СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ  
В ЭНЕРГЕТИКЕ

УДК 620.9:502/504  
ББК 31+20.1  
Э 40

Издание выходит с 2022 года

Главный редактор академик РАН **А.В. Клименко**

Э 40

**Экология, энергетика, энергосбережение** : бюллетень / под редакцией академика РАН А.В. Клименко. — Москва : ПАО «Мосэнерго», 2023. —

ISBN 978-5-383-01681-7

Вып. 1. Сжиженный природный газ в энергетике / [О.О. Мильман, В.Б. Перов]. — 2023. — 41 с.

ISBN 978-5-383-01682-4

Дано описание мирового опыта малотоннажного производства сжиженного газа (СПГ) для гашения пиков газопотребления в технологических процессах и на ТЭС. Приведены характеристики основных типов установок по производству СПГ: дроссельных, детандерных и комбинированных. В современных установках наилучшие технические показатели имеют дроссельные установки на смеси хладонов и азотные детандерные установки, в которых коэффициент ожижения достигает 1, а удельные энергозатраты на производство СПГ составляют 0,4—0,6 кВт/кг. Приведены описания емкостей для хранения СПГ с учетом его температуры от –155 до –165 °С и установок регазификации: устройств по испарению сжиженного газа и перевода его в природный газ небольшого избыточного давления. Применительно к Мосэнерго представляется перспективным внедрение установок по производству СПГ на ТЭС-22 и, возможно, на ряде других ТЭС в комбинации с системой газонаполнительных станций.

**УДК 620.9:502/504  
ББК 31+20.1**

ISBN 978-5-383-01682-4 (вып. 1)  
ISBN 978-5-383-01681-7

© ПАО «Мосэнерго», 2023  
© Мильман О.О., Перов В.Б., 2023

# СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ В ЭНЕРГЕТИКЕ

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	3
1. Мировой опыт малотоннажного производства, хранения и регазификации СПГ .....	5
2. Выбор и обоснование конкурентоспособного метода сжижения природного газа на ТЭЦ .....	11
3. Перспектива использования СПГ на объектах Мосэнерго .....	35
Заключение .....	41

## ОБ АВТОРАХ



**МИЛЬМАН**  
**Олег Ошеревич**

лауреат Государственной премии РФ и премии ОАО «Газпром» в области науки и техники, заслуженный деятель науки и техники РФ, доктор технических наук, профессор



**ПЕРОВ**  
**Виктор Борисович**

Генеральный директор  
ЗАО НПВП «Турбокон»

В подготовке материалов раздела 3 принимали участие  
Е.А. Попов (ПАО «Газпром»), работники ПАО «Мосэнерго»:  
А.Н. Вивчар, А.В. Охлопков, К.С. Никишов, Н.В. Попов, О.Ю. Сигитов



СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ (СПГ) КАК  
ТОПЛИВО ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ И БЫТОВЫХ  
ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЗАНИМАЕТ ВСЕ БОЛЬШУЮ ДОЛЮ  
В ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ КОМПЛЕКСЕ

# Введение



Сжиженный природный газ (СПГ) как топливо для промышленных и бытовых потребителей занимает все большую долю в топливно-энергетическом комплексе. Его основное достоинство — возможность организации топливных технологий без прокладки газопроводов и их недешёвой эксплуатации.

В реализации процесса производства, транспортировки и хранения СПГ заинтересованы ведущие мировые фирмы BVPI, CB&I (США), Linde (Германия), Air Liquid (Франция) и др. В России интерес к производству и использованию СПГ резко вырос в 2016—2018 гг. и дал импульс ряду проектов в этом направлении.

В настоящем выпуске бюллетеня дается анализ использования технологии СПГ в мировом и российском масштабах. Основное внимание уделено малотоннажному производству СПГ в сочетании с системами хранения большой емкости, что характерно для довольно распространенных в мировой практике установок для гашения пиков газопотребления на различных объектах (тепловые электрические станции, химические производства и т.д.). Создание крупнотоннажных производств и связанной с ними инфраструктуры — задача государственного масштаба, выходящая за рамки данного анализа, который ориентирован на интересы энергопроизводства.

В работе использованы данные отчета-справочника «Малотоннажное производство и применение СПГ — сжиженного газа (метана) для беструбопроводного газоснабжения и в качестве моторного топлива для наземных транспортных средств. Техничко-инвестиционные показатели установок», предоставленного ООО «Прима-Химмаш».



УСТАНОВКИ СПГ ДЛЯ ГАШЕНИЯ ПИКОВ  
ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ ПОЛУЧИЛИ ШИРОКОЕ  
РАСПРОСТРАНЕНИЕ ВО ВСЕМ МИРЕ

# 1 Мировой опыт малотоннажного производства, хранения и регазификации СПГ



По своему назначению разрабатываемые энерготехнологические комплексы (ТЭС с СПГ в качестве резервного топлива) близки к достаточно распространенным в мире установкам СПГ для гашения пиков газопотребления, которые используются для газоснабжения населенных пунктов и промышленных предприятий в периоды отсутствия подачи газа по существующим газопроводам или нехватки объемов трубопроводного газа.

## **1.1. Установки СПГ для гашения пиков газопотребления, основные требования и особенности**

Установка СПГ для гашения пиков газопотребления в качестве основных элементов включает ожижитель природного газа, хранилище СПГ и регазификатор, в котором по мере надобности сжиженный газ возвращается в газообразное состояние и подается для использования в технологическом процессе.

Первая промышленная установка сжижения природного газа для гашения пиковых сезонных нагрузок газопотребления была введена в эксплуатацию в 1941 г. в г. Кливленде (штат Огайо, США) производительностью 7,4 т СПГ/сут с мощностью привода компрессоров 2400 кВт.

В дальнейшем установки СПГ, постоянно совершенствуясь, получили широкое распространение во всем мире. В настоящее время они успешно эксплуатируются в десятках стран, их общая численность составляет несколько сотен.

Режим работы установок СПГ для гашения сезонных пиковых нагрузок газопотребления имеет свои особенности. Эти установки работают непрерывно в течение весенне-летнего и осеннего периода (от 160 до 210 дней в зависимости от климатической зоны и других факторов), сжижая излишки поступающего по газопроводу газа в периоды снижения потребности и закачивая их в криогенные резервуары хранения.

В зимнее время установка сжижения не работает, но на период от четырех до шести месяцев включается регазификационная установка, которая отбирает СПГ из резервуаров хранения, испаряет его путем подвода тепла и подает получаемый газообразный природный газ к потребителям. Несмотря на небольшую производительность этих установок по сжижению, их оборудуют крупными резервуарами хранения, поскольку они должны быть рассчитаны на хранение многомесячной продукции установки. Кроме того, необходимо, чтобы они имели очень большие мощности по регазификации, так как в течение некоторых очень холодных дней им приходится поставлять в газопроводную сеть большие объемы газа.

В установках гашения пиков газопотребления относительные объемы резервуаров существенно превышают аналогичные показатели на специализированных заводах (в 2—3 раза), поэтому доля инвестиций в резервуары в отдельных случаях достигает до 50 % общего объема капвложений. В связи с этим удельные объемы инвестиций на единицу мощности по сжижению у них, как правило, на 10—20 % выше, чем у базовых, работающих чаще всего на экспорт заводов, несмотря на то что у них отсутствуют затраты на причалы, доки, волноломы, погрузочно-загрузочные сооружения для обслуживания танкеров и т.п.

Установки СПГ для гашения пиков газопотребления обычно строятся транспортными предприятиями при магистральных газопроводах, при мощных электростанциях, химических предприятиях, больших городах и других крупных потребителях газа с сезонными и суточными колебаниями газопотребления.

Еще одной особенностью этих установок является отсутствие необходимости в транспортировке СПГ на дальние расстояния по основному назначению. И производство, и потребление СПГ происходит на одном и том же месте, но в разные сезоны года. Регазифицированный газ направляется в тот же газопровод, откуда он отбирался для сжижения. Исключения составляют случаи поставок СПГ транспортным компаниям в качестве моторного топлива, поскольку в условиях отсутствия специализированных производств в первые годы эксплуатации транспортных средств на

сжиженном газе установки гашения пиков газопотребления выступили в качестве надежных и стабильных поставщиков СПГ.

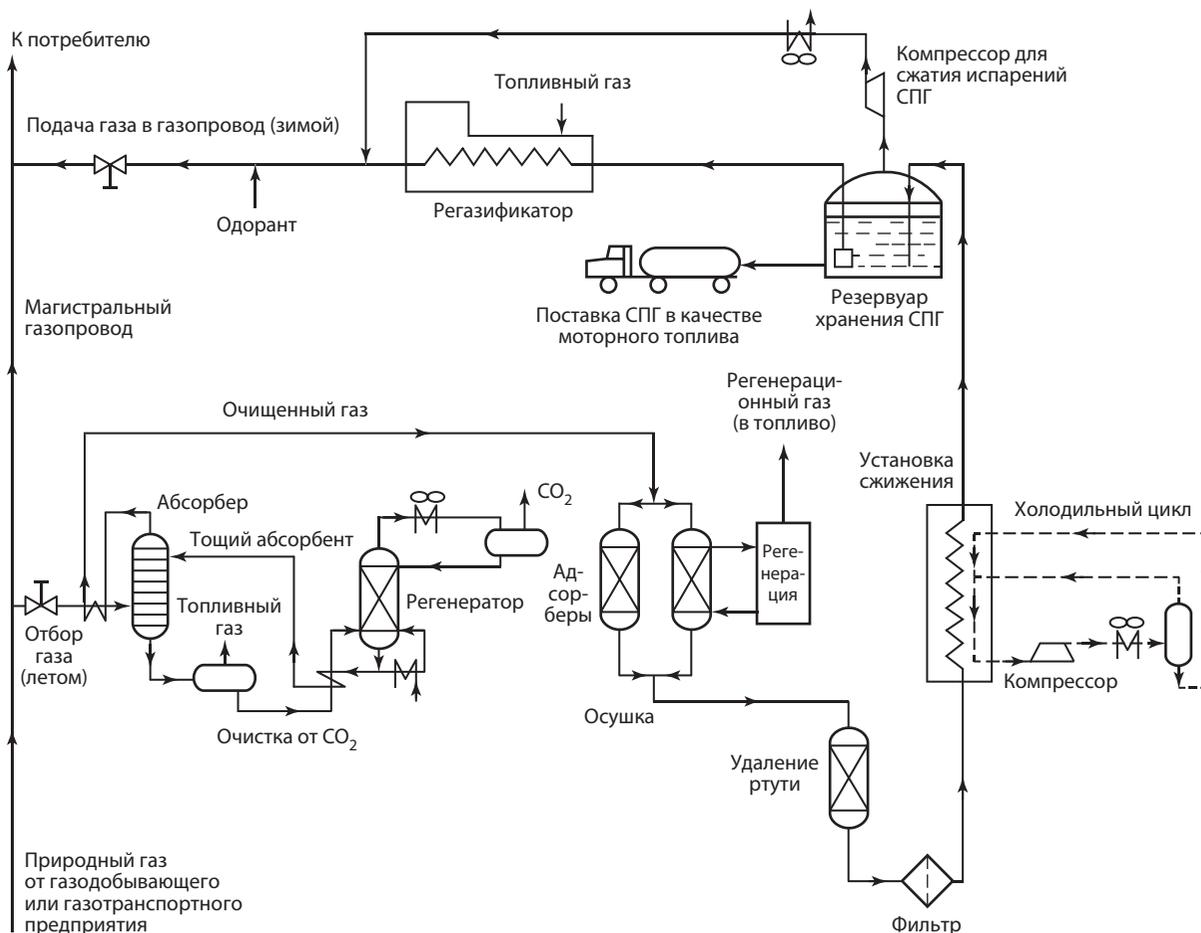
Установки гашения пиков газопотребления в качестве сырья используют природный газ с абсолютным давлением 20—30 кгс/см<sup>2</sup> и температурой, близкой к температуре окружающей среды, относительно высокого качества, удовлетворяющий требованиям к сетевому трубопроводному газу, который перед подачей в газопровод очищен от примесей.

Свойства сжиженного газа зависят от его состава. Для типичных условий на территории РФ можно принять следующие значения важнейших параметров: температура кипения от –162,3 до 166,5 °С при атмосферном давлении, теплота парообразования 525,6—675 кДж/кг, при нормальных условиях высшая теплота сгорания после регазификации 37,75—42,6 МДж/м<sup>3</sup>.

По американскому опыту, использование установок гашения нагрузок позволяет снизить необходимую максимальную пропускную способность газопроводов (в зимнее время) на 45—46 %. Это дает существенный экономический эффект, так как в летнее время газопроводы, рассчитанные на максимальный расход газа у потребителей в зимние месяцы, без таких установок работали бы в недозагруженном режиме. С другой стороны, добавление таких установок в существующие газотранспортные системы позволяет примерно в тех же количествах увеличить годовую пропускную способность газотранспортной системы.

На рис. 1.1 показана принципиальная схема типовой установки сжижения природного газа для гашения пиков газопотребления.

В наиболее общем случае установка включает в себя: блоки по очистке газа от остатков CO<sub>2</sub>, осушке, удалению ртути; секцию сжижения; резервуары хранения СПГ; регазификационную установку с насосами СПГ; контур утилизации испарений СПГ; систему запорной и регулирующей арматуры; факельную систему для продувок оборудования и аварийных сбросов газовой фракции. В случае поставок СПГ транспортным компаниям в качестве моторного топлива оборуду-



**Рис. 1.1.**  
Принципиальная схема типовой установки сжижения природного газа для гашения пиков газопотребления

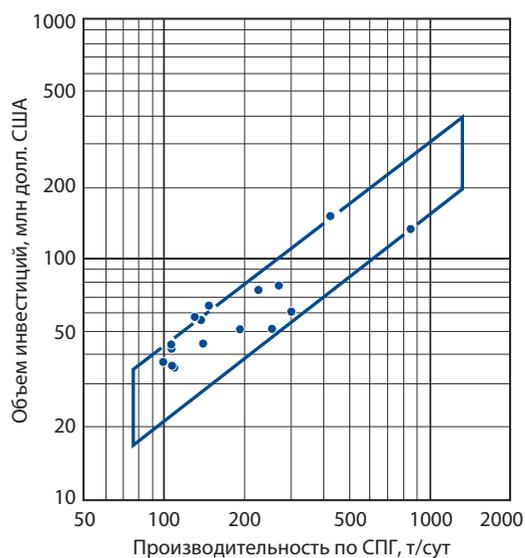
дуются также площадки для заправки криогенных цистерн сжиженным газом.

Численность персонала, занятого на установках производительностью примерно 200 т/сут, может достигать 40 чел.

## 1.2. Инвестиционные показатели установок СПГ

Внедрение установок по производству СПГ связано со значительными капитальными затратами. Диаграмма для оценки объемов инвестиций на

строительство установок покрытия пиков газопотребления в зависимости от их суточной мощности приведена на рис. 1.2 (точками обозначены значения объемов инвестиций, потребовавшихся при сооружении реальных установок СПГ; нанесенные линии примерно обозначают границы возможного разброса данных). В объем инвестиций включены затраты: на узел замера газа, систему очистки газа, установку сжижения, резервуар хранения СПГ, контур утилизации испарений СПГ со своим компрессором, энергоустановку, систему водоподготовки и водоотвода, систему сжатого воздуха, систему регазификации, насосы отбора или перекачки СПГ, факельную систему, диспетчерский зал, административное здание.



**Рис. 1.2.**  
Объемы необходимых инвестиций на строительство комплектов установок производства СПГ для гашения пиков газопотребления в зависимости от суточной производительности по конечному продукту (объемы инвестиций приведены в ценах 2014 г.)

**Таблица 1.1**

**Структура инвестиций на установки СПГ гашения пиков газопотребления**

Структурные элементы установки	Доля общего объема инвестиций, %	
	Диапазон разброса	Среднее значение
Резервуары и их обваловки	31—50	40,5
Установка сжижения газа	20—26	23,0
Общезаводские сооружения	9—12	10,5
Регазификаторы с насосами откачки СПГ из резервуаров	5,5—12,5	9,0
Противопожарная защита, обеспечение безопасности	5,5—8,0	7,0
Инжиниринг, менеджмент, земельный участок	Около 10	10
<b>ВСЕГО</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Представление о структуре инвестиций дают данные, приведенные в табл. 1.1. Видно, что наиболее капиталоемким оказывается сооружение резервуаров для хранения сжиженного

газа (подробнее о резервуарах см. разд. 2). Это обусловлено высокими требованиями к теплоизоляции криогенных хранилищ, их надежности и долговечности.





В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ПРИ МАЛОТОННАЖНОМ ПРОИЗВОДСТВЕ СПГ ШИРОКО ИСПОЛЬЗУЮТСЯ СЛЕДУЮЩИЕ КРИОГЕННЫЕ ЦИКЛЫ: ДРОС- СЕЛЬНЫЕ, ДЕТАНДЕРНЫЕ, КОМБИНИРОВАННЫЕ

# 2 Выбор и обоснование конкурентоспособного метода сжижения природного газа на ТЭС



## 2.1. Современные малотоннажные производства СПГ

В соответствии с ГОСТ Р 55892-2013 «Объекты малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа. Общие технические требования» к малотоннажному производству СПГ относят установки производительностью до 10 т/ч. Как правило, такие установки являются дополнением к какому-либо крупному технологическому процессу с использованием природного газа.

В настоящее время при малотоннажном производстве СПГ широко используются следующие криогенные циклы:

- дроссельные;
- детандерные;
- комбинированные (дроссель и детандер).

По существу, такое деление опирается на способ получения холода в цикле: с использованием дроссель-эффекта и/или детандера.

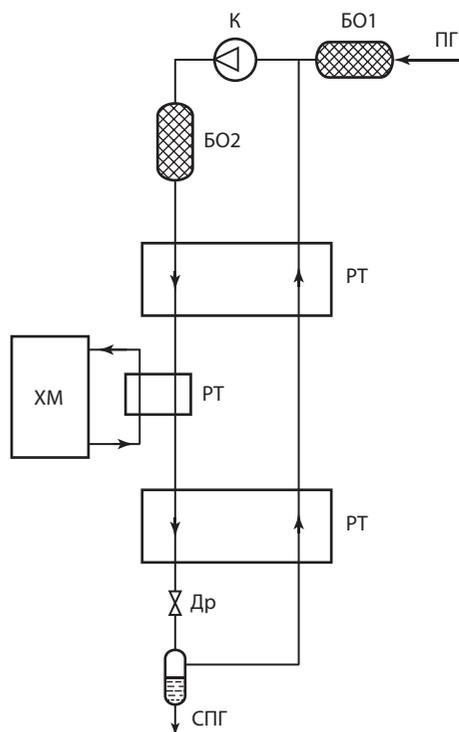
Принципиально можно выделить два больших класса установок для получения СПГ: первый класс, если рабочим телом в цикле служит непосредственно природный газ, который сжижается; и второй класс установок, в которых применяется специальное рабочее тело для сжижения природного газа. Это могут быть чистые вещества, например азот, или многокомпонентные смеси.

При выборе цикла большое значение имеют состав и параметры природного газа (ПГ) — температура и давление. Обычно температура природного газа близка к температуре окружающей среды, а давление составляет 0,6—1,2 МПа после ГРС и 3,0—4,0 МПа в магистральном газопроводе. В данной работе в большинстве случаев принималось, что температура ПГ на входе в установку сжижения равна 273—300 К.

### 2.1.1. Дроссельные циклы

Дроссельные циклы для сжижения природного газа характеризуются относительной простотой и надежностью, однако эффективность их низкая.

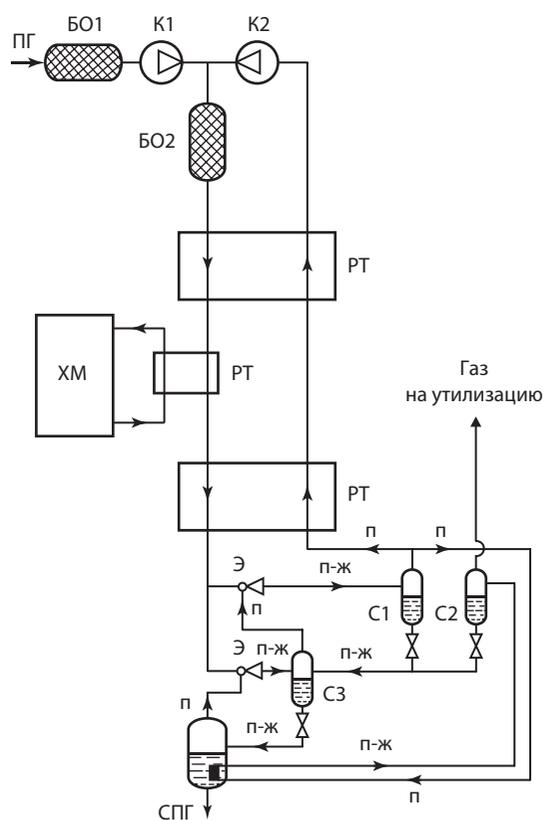
На рис. 2.1 приведена схема дроссельной системы охлаждения с контуром предварительного охлаждения, в котором используется парокомпрессионная холодильная машина. Природный газ сжимается в компрессоре до 20,0 МПа. Производительность установки 1100 кг/ч. Схема реализована на газонаполнительной компрессорной станции (АГНКС) АО «Криогаз» (г. Санкт-Петербург). Высокое давление рабочего тела в сочетании с контуром предварительного охлаждения позволяет получить СПГ с энергозатратами 0,8 кВт·ч/кг (здесь и далее энергозатраты отнесены к единице массы полученного СПГ). Указанные энергозатраты близки к характерным



**Рис. 2.1.**  
**Дроссельная система с контуром предварительного охлаждения на базе холодильной машины:**  
 БО1 и БО2 — блоки очистки; РТ — рекуперативные теплообменники; ХМ — холодильная фреоновая машина; К — компрессор; Др — дроссель (АО «Криогаз», Санкт-Петербург)

значениям для малотоннажных ожижителей (0,7—0,9 кВт·ч/кг). Подобные установки имеют существенный недостаток: желаемая эффективность установки достигается только при высоких давлениях природного газа, что предполагает использование высоконапорных поршневых компрессоров, как правило смазываемых. Снижение давления до средних значений 3,5—7,0 МПа резко уменьшает эффективность системы сжижения.

На рис. 2.2 приведена схема установки сжижения природного газа, в которой применяются эжекторы.



**Рис. 2.2.**  
**Дроссельная система с предварительным охлаждением и эжекторами**  
 К1 и К2 — компрессоры; Э — эжектор; С1—С3 — сепараторы; п — пар; п-ж — парожидкостная смесь (остальные обозначения те же, что и на рис. 2.1)

Давление ПГ составляет 3,0 МПа на входе. Природный газ сжимается до 20,0 МПа компрессором К1. Компрессор К2 обеспечивает давление 20 МПа в контуре охлаждения. Температура предварительного охлаждения, которая обеспечивается холодильной машиной, равна примерно  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Поток ПГ разделяется на два потока, каждый из которых подается на свой эжектор. После расширения в эжекторах потоки направляются в сепараторы. Давление в сепараторах С1 и С2 равно 1,2 МПа, а в сепараторе С3 — 0,8 МПа. Давление СПГ на выходе составляет 0,3—0,4 МПа. Изотермический КПД компрессора принимался равным 0,65.

Производительность установки СПГ около 1530 кг/ч. Расход ПГ на входе в установку 1535 кг/ч. Расход отбросного газа 5 кг/ч.

Потребляемая установкой мощность, кВт, определяется мощностью ее блоков:

Мощность компрессора К1 .....	190
Мощность компрессора К2 .....	575
Мощность холодильной машины .....	210
Суммарная мощность .....	975

Удельное энергопотребление установки составляет 0,635 кВт·ч/кг.

Достоинство этой установки — высокое значение коэффициента (доли) ожижения (99,67 %).

Для сжижения используется природный газ, как правило, следующего состава (указаны объемные доли, %):

Метан .....	92,80
Этан .....	4,50
Пропан .....	1,40
Бутан .....	0,45
Остальные газы .....	0,85

Простая установка, работающая по дроссельному циклу (проект АО «Сигма-Газ»), спроектированная для условий сжижения на газораспределительной станции (ГРС) «Нильская», представлена на рис. 2.3.

Природный газ, подаваемый на сжижение, имеет давление 3,5 МПа. Установка работает за счет охлаждения ПГ при прохождении через дроссель Др. Перед дросселем ПГ охлаждается обратным потоком отпарного газа в теплообменниках-рекуператорах ТО1 и ТО2.

Установка характеризуется очень низким коэффициентом ожижения — около 2 %. Для исходного продукта характерно значительное содержание высококипящих фракций, они попадают в состав сжиженного продукта (СПГ), и, как следствие, полученный СПГ имеет низкое качество.

Установка с дроссельным циклом высокого давления с предварительным охлаждением с применением каскадной холодильной машины

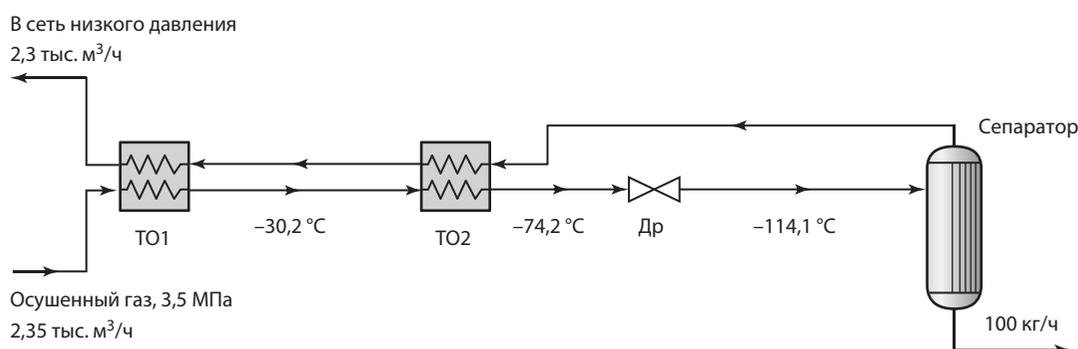


Рис. 2.3. Дроссельная установка на ГРС «Нильская»



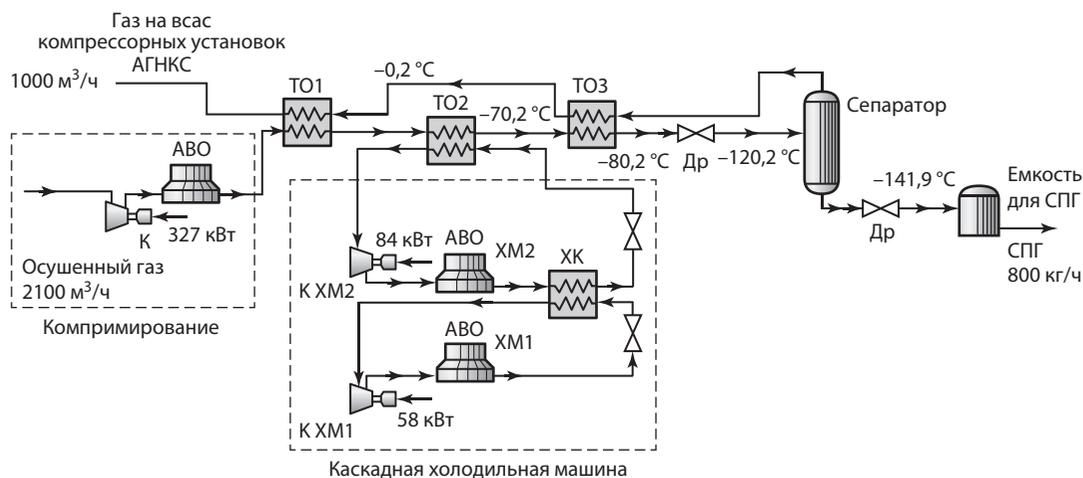


Рис. 2.4.

**Установка с дроссельным циклом высокого давления на АГНКС (г. Первоуральск):**

ТО1—ТО3, ХК — теплообменники; К ХМ1, К ХМ2 — компрессоры холодильной машины; Др — дроссель; К — компрессор АГНКС; АВО — аппарат воздушного охлаждения

на автомобильной газонаполнительной компрессорной станции (АГНКС) г. Первоуральска. Схема установки сжижения приведена на рис. 2.4.

Установка изготовлена ООО НПК «НТЛ», ее производительность от 350 до 800 кг/ч, давление СПГ на выходе 0,5 МПа. Коэффициент ожижения природного газа составляет примерно 47 %. Расчетные удельные затраты электроэнергии составляют 0,59 кВт·ч/кг СПГ.

Природный газ после компрессорных установок АГНКС с давлением 22,0—25,0 МПа проходит через блок очистки и осушки и поступает в блок теплообменников, где последовательно охлаждается в трех теплообменниках (ТО1—ТО3) до температуры минус 80 °С: в первом и третьем аппарате охлаждение проводится обратным потоком паров СПГ, а во втором — каскадной холодильной машиной. Газообразная составляющая с давлением 1,2 МПа из сепаратора проходит через теплообменники, где нагревается до температуры 5—10 °С, и поступает на всасывающую линию блока компримирования компрессорных установок АГНКС. Жидкий ПГ из сепаратора направляется через дроссель, где давление СПГ снижается до 0,5 МПа, а его температура насыщения — до минус 141,7 °С.

На рис. 2.5 приведена технологическая схема установки сжижения природного газа на ГРС-1 в г. Калининграде.

Эта установка относится к установкам с дроссельным циклом высокого давления и предварительным охлаждением, СПГ производится на малотоннажном комплексе, совмещенном с АГНКС на базе ГРС. Здесь схемное и технологическое решение подобны установке в Первоуральске (см. рис. 2.4) при большой производительности и одноступенчатом повышении давления.

Комплекс состоит из двух объединенных между собой параллельных блоков сжижения производительностью по 1500 кг/ч каждый.

Газ, поступающий из магистрального газопровода, пройдя блок осушки, редуцируется, а затем дожимается до давления 20 МПа. Далее газ проходит через три теплообменника (ТО1—ТО3), охлаждаясь до -65 °С. В первом и третьем теплообменниках охлаждение проводится обратным потоком паров СПГ, а во втором — пароконденсационной холодильной машиной. После дросселирования в сепараторе происходит отделение СПГ от паровой фазы.

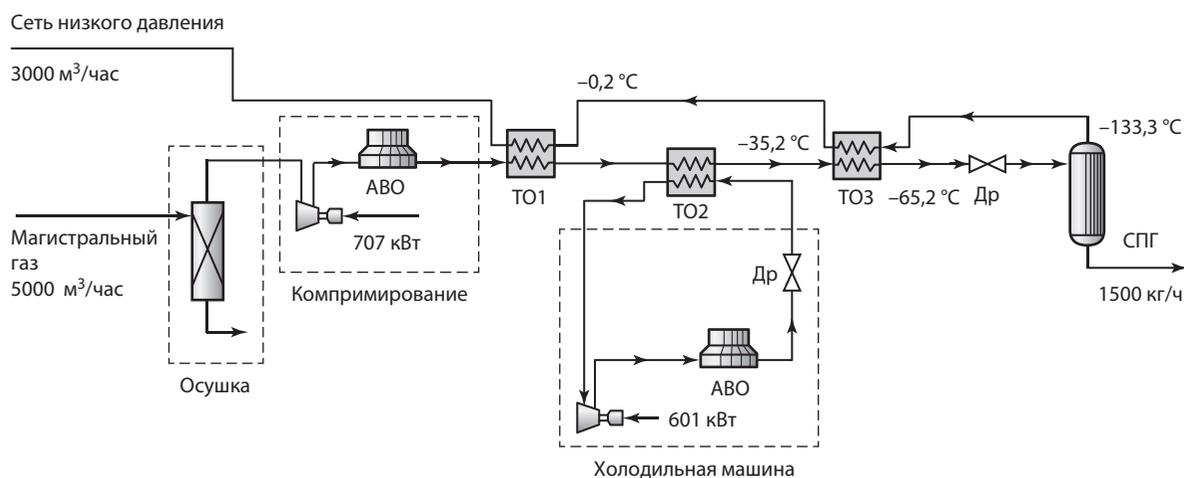


Рис. 2.5.

**Установка сжижения природного газа на ГРС-1 в г. Калининграде:**

ТО1—ТО3 — теплообменники; Др — дроссель; АВО — аппарат воздушного охлаждения

Расчетный коэффициент ожижения природного газа составляет 40 %. Расчетные удельные затраты электроэнергии —  $0,870 \text{ кВт} \cdot \text{ч/кг}$  СПГ.

К недостаткам данной схемы можно отнести большие энергозатраты при сравнительно невысоком коэффициенте ожижения, зависимость работы комплекса от работы ГРС. Также к технологическим недостаткам можно отнести необходимость дросселирования, при котором давление газа понижается со значений в магистральном газопроводе до давления всаса компрессора.

Для повышения холодопроизводительности основного дроссель-эжекторного цикла в установке сжижения на АГНКС-8 «Петродворец» и АГНКС-500 «Развилка» был применен контур внешнего охлаждения газа высокого давления на базе оригинальной двухступенчатой фреоновой холодильной машины. Схема этой установки приведена на рис. 2.6.

Комплектуемое оборудование для этих установок (теплообменники, арматура, емкости для хранения СПГ) изготовлено ПАО «Криогенмаш».

Сжатый до 20 МПа исходный газ направляется в блок осушки, где осушается до точки росы

по воде не выше  $-90 \text{ }^\circ\text{C}$ , после чего направляется в блок сжижения. В нем газ высокого давления последовательно охлаждается в теплообменниках ТО1, ТО3 и испарителе холодильной машины ТО2 и направляется на расширение в эжектор в качестве рабочего потока, в котором давление газа снижается до 1,2 МПа.

После эжектора газ подается в сепаратор. Жидкая фракция, отделенная в сепараторе, дросселируется до давления 0,4 МПа и направляется в емкость для хранения СПГ, из которой сжиженный природный газ выдается потребителю, а пар идет на дожатие в эжекторе за счет энергии расширения рабочего потока. Паровая фракция из сепаратора проходит через теплообменники ТО1 и ТО2 в качестве обратного потока для рекуперации холода, после чего обратный поток дожимается циркуляционным компрессором до давления 20 МПа, смешивается с новой порцией осушенного исходного газа и снова направляется в блок сжижения.

Следует также отметить, что введение в схему эжектора дает возможность поддерживать давление в контуре циркуляции на уровне 1,2 МПа. Главные преимущества предложенной схемы — ее простота, надежность и солидный опыт экс-

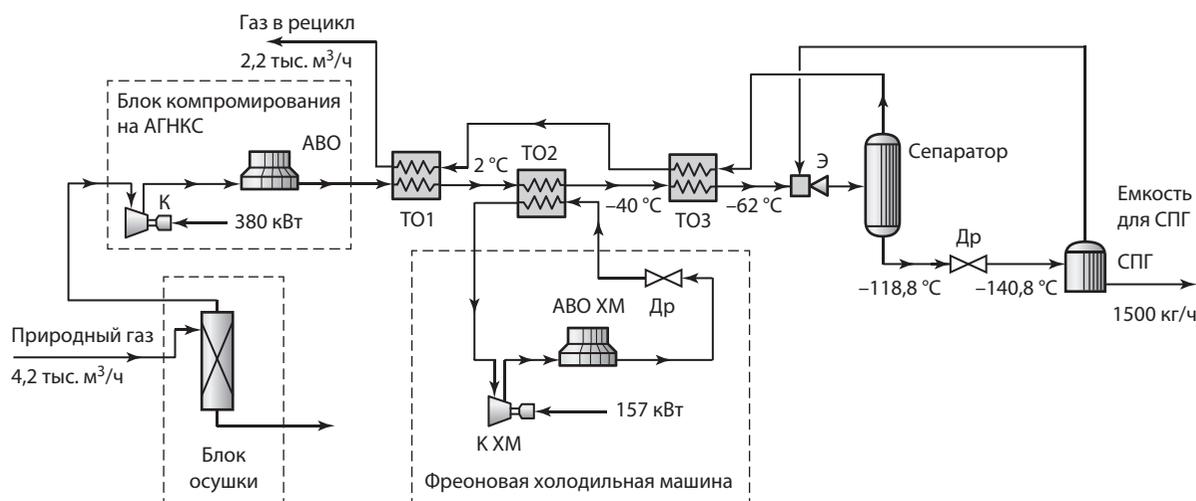


Рис. 2.6.

**Технологическая установка сжижения на АГНКС-500 «Развилка»:**

ТО1—ТО3 — теплообменники; К — компрессор АГНКС; К ХМ — компрессор холодильной машины; Др — дроссель; Э — эжектор; АВО — аппарат воздушного охлаждения

платации установок, реализующих данную схему. Расчетный коэффициент ожижения природного газа составляет 48 %. Расчетные удельные затраты электроэнергии — 0,360 кВт·ч/кг СПГ.

К недостаткам работы схемы такого вида можно отнести узкие диапазоны оптимальной схемы и недостатки, характерные для схем сжижения на АГНКС, которые уже были описаны выше.

### 2.1.2. Детандерные и комбинированные циклы

В установках малой производительности для сжижения природного газа детандеры используются при различных схемных решениях.

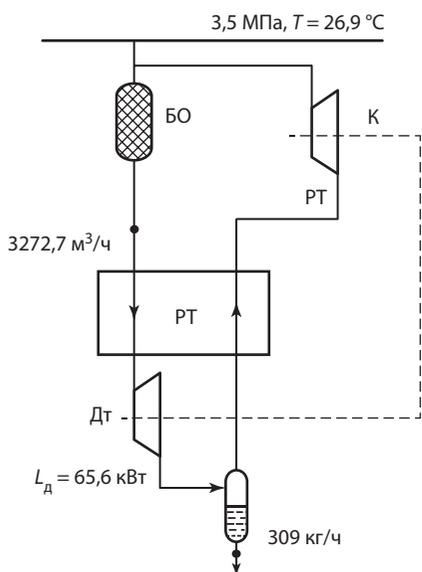
Следует выделить два варианта использования детандеров. Первый, когда детандер применяется в цикле, где рабочим телом является сам природный газ. И второй, когда детандер устанавливается во внешнем контуре, где рабочим телом может быть чистое вещество (азот) или смесь (азот-метан). В некоторых случаях применение двух детандеров, установленных на разных температурных уровнях, позволяет создать ожижитель с низким энергопотреблением.

На рис. 2.7 приведен цикл сжижения ПГ, построенный на базе детандер-компрессорного цикла. В этой схеме природный газ является как сжижаемым продуктом, так и рабочим телом. Для эффективной работы давление природного газа в магистрали должно быть не ниже 2,5—3,0 МПа.

Необходимо иметь детандеры, которые способны надежно работать с парожидкостными потоками с относительно большой долей жидкости (0,3—0,4).

Кроме того, доля ожижения природного газа в приведенной схеме должна оставаться ниже определенных значений, чтобы поток высокого давления охлаждался потоком низкого давления в рекуперативном теплообменнике.

Авторским коллективом ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» была разработана технология малотоннажного производства СПГ на ГРС. Комбинированная схема установки приведена на рис. 2.8. По сути комплекс представляет собой ГРС, производящую два продукта для объектов газопотребления: СПГ и выпарной газ, близкий по составу к природному газу. В январе 2013 года комплекс производства СПГ на ГРС-4

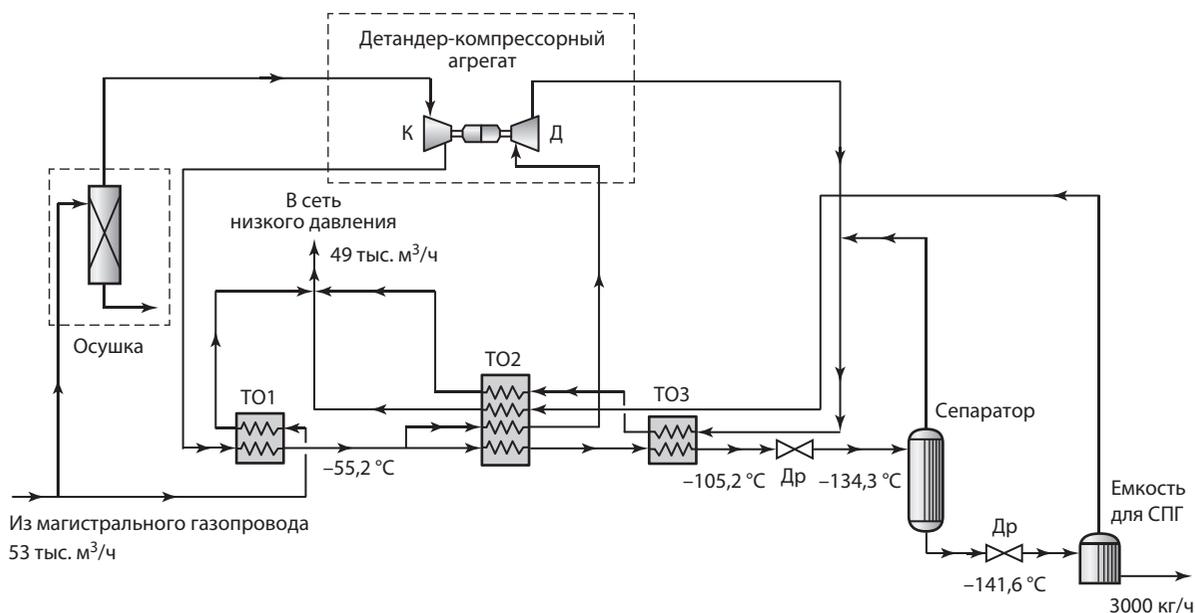


**Рис. 2.7.**  
**Цикл с парожидкостным детандером:**  
 БО — блок осушки; РТ — пластинчато-ребристый теплообменник; Дт — детандер; К — компрессор

г. Екатеринбурга был запущен в опытно-промышленную эксплуатацию.

Природный газ высокого давления, поступающий из ГРС на вход комплекса, разделяют на два потока. Первый поток пропускают на блок очистки и осушки, второй служит для утилизации тепла от агрегатов комплекса. Осушенный и очищенный газ подвергают сжатию с помощью компрессора, который приводится в действие турбодетандером. Связанные единым валом и размещенные в одном корпусе компрессор и детандер образуют детандер-компрессорный агрегат.

Далее сжатый газ охлаждают в теплообменнике ТО1, при этом нагревается газ линии утилизации тепла. После теплообменника ТО1 газ разделяют на две линии: технологический поток (для выработки холода) и производственный поток (для сжижения природного газа). Технологический поток через теплообменник ТО2 направляется в детандер, приводит во вращение турбину детандера. Далее холодный поток с выхода детандера добавляют в обратный поток паров из сепаратора. Полученную смесь подают



**Рис. 2.8.**  
**Технологическая схема установки сжижения на ГРС-4 в г. Екатеринбурге:**  
 ТО1—ТО3 — теплообменники; Др — дроссель; К — компрессор; Д — детандер

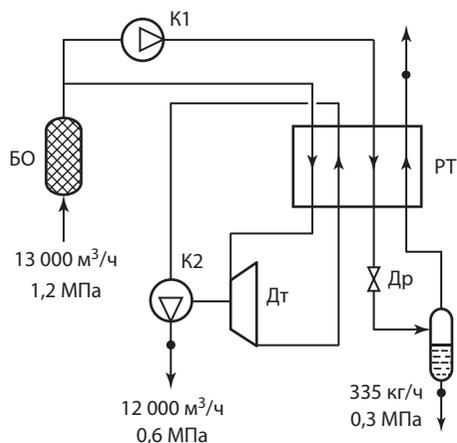
противотоком в основной теплообменник ТО2 для охлаждения производного потока.

Очищенный производный поток пропускают через теплообменники, где сжатый газ охлаждается обратным потоком несжиженной части газа производного потока из сепаратора, смешанного с холодным потоком из детандера.

Затем производный поток пропускают через дроссель, после которого продукт попадает в емкость в виде парожидкостной смеси. Здесь жидкость (СПГ) отделяют от холодных паров, которые сбрасывают через теплообменники в распределительный трубопровод.

Не считая затрат электроэнергии, используемой для вспомогательных систем (системы контроля и автоматики, привода смазочного насоса турбодетандера, освещения, криогенного насоса для отгрузки СПГ и прочих вспомогательных систем), комплекс не расходует энергии извне на сжижение природного газа. Однако коэффициент ожижения невелик и составляет 11 %.

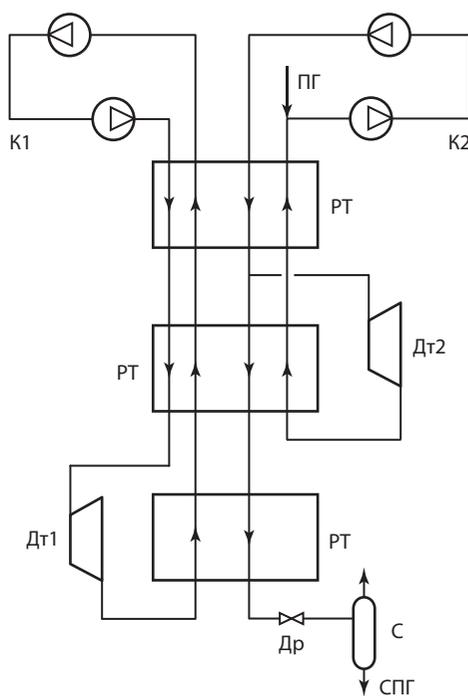
На рис. 2.9 представлена схема ожижителя, которая разработана в НПО «Гелиймаш». В этом цикле природный газ является рабочим телом



**Рис. 2.9.**  
**Детандерный цикл НПО «Гелиймаш»:**  
K1, K2 — компрессоры; БО — блок очистки; РТ — рекуперативные теплообменники; Дт — детандер; Др — дроссель

и сжижаемым продуктом. Компрессор сжимает природный газ до давления 5—6 МПа. Часть потока природного газа отбирается после первого рекуперативного теплообменника и дросселируется с промежуточной сепарацией жидкой фазы до давления потока природного газа, поступающего из накопителя СПГ. Цикл, представленный на рис. 2.9, интересен тем, что использует сравнительно низкое давление ПГ (1,2 МПа) для получения СПГ.

Установка с двумя детандерными контурами, схема которой приведена на рис. 2.10, характеризуется низкой удельной затратой энергии — примерно 0,4 кВт·ч/кг. Первая ступень и детандер составляют компрессор-детандерный агрегат. Это относится как к азотному, так и к метановому



**Рис. 2.10.**  
**Цикл с двумя детандерами (рабочие тела — азот и метан):**  
K1 и K2 — двухступенчатый компрессорный блок с системой охлаждения (K1 — азотный контур, K2 — контур природного газа); РТ — рекуперативный теплообменник; Др — дроссель; Дт1 — азотный детандер; Дт2 — метановый детандер; С — сепаратор

Таблица 2.1

**Значение давления метана и азота, МПа, на различных этапах сжижения**

Этап сжижения	Контур	
	метановый	азотный
Первая ступень	2,1	1,9
Вторая ступень	6,8	8,2
На выходе детандера	1,4	1,4

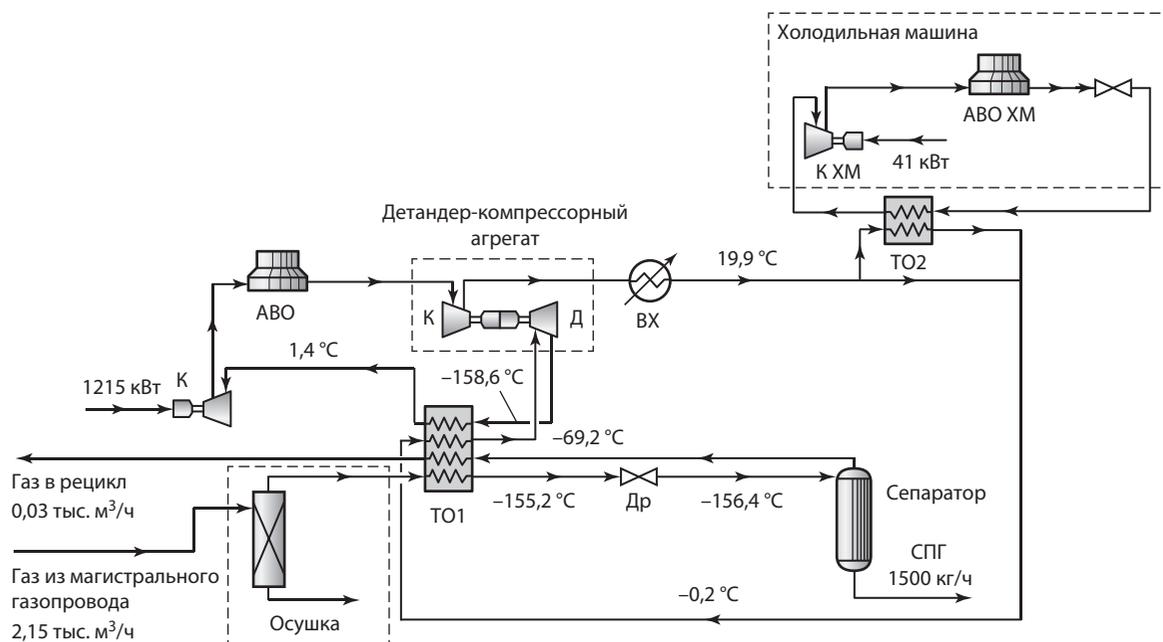
контур. Характерные значения давлений метана и азота в этой установке приведены в табл. 2.1.

Проект мощностью 1,5 т СПГ/ч, в котором применяется азотный цикл, был реализован в Пермском крае в 2014 г. Схема установки представлена на рис. 2.11.

Природный газ, пройдя через блок очистки и осушки, с давлением 3,4 МПа проходит через теплообменник ТО1, где охлаждается азотом, поступающим из детандера, после чего дросселиру-

ется и поступает в сепаратор, где от СПГ отделяется паровая фаза.

Азот ступенчато сжимается компрессором К до 2 МПа, охлаждаясь после каждой ступени в теплообменнике ТО1. После этого часть азота поступает в испаритель ТО2, где охлаждается в холодильной машине, затем потоки объединяются. Далее азот проходит через теплообменник ТО1, где происходит его охлаждение, и поступает в детандер, в котором получаемая энергия используется для сжатия на одной из ступеней.

**Рис. 2.11.****Технологическая установка сжижения с применением азотного цикла:**

ТО1, ТО2 — теплообменники; Др — дроссель; К — компрессор; Д — детандер; ВХ — водяной холодильник; К ХМ — компрессор холодильной машины; АВО — аппарат воздушного охлаждения



многокомпонентном рабочем теле. Блок осушки и очистки в схеме не показан. Абсолютное давление ПГ на входе в установку принималось равным 1,2 МПа, абсолютное давление получаемого СПГ составляет 0,2 МПа.

Состав природного газа, подаваемого на сжижение в установку после очистки, и состав полученного СПГ приведены в табл. 2.2. Концентрация компонентов с низкой температурой кипения уменьшается, а с более высокой — возрастает.

Отличия в составе исходного (ПГ) и конечного продукта (СПГ) — естественный результат технологического процесса сжижения. Чем выше доля сжиженного газа, тем ближе эти составы и тем совершеннее установка для производства СПГ.

Влияние давления ПГ, поступающего в установку, на характеристики сжижения показано в табл. 2.3. Расчеты были сделаны для производи-

тельности установки, примерно равной 3 т/ч. Из данных табл. 2.3 следует, что давление ПГ на долю ожижения практически не влияет.

Дроссельный цикл на многокомпонентном рабочем теле целесообразно использовать как в качестве основного цикла сжижения, так и для конденсации отпарного газа. Высокая доля ожижения (около 0,9) позволяет отказаться от промежуточной сепарации «тяжелых» компонентов. Состав жидкости, поступающей в резервуар хранения, в расчетных случаях близок к составу ПГ.

Азотные детандерные циклы (рис. 2.13) нашли широкое применение в малотоннажных установках для производства СПГ, хотя энергетически они менее эффективны, чем установки на многокомпонентном рабочем теле. Строго говоря, эта установка (рис. 2.13) относится к комбинированному типу — в ней вместе с детандированием используется дросселирование природного газа.

Таблица 2.2

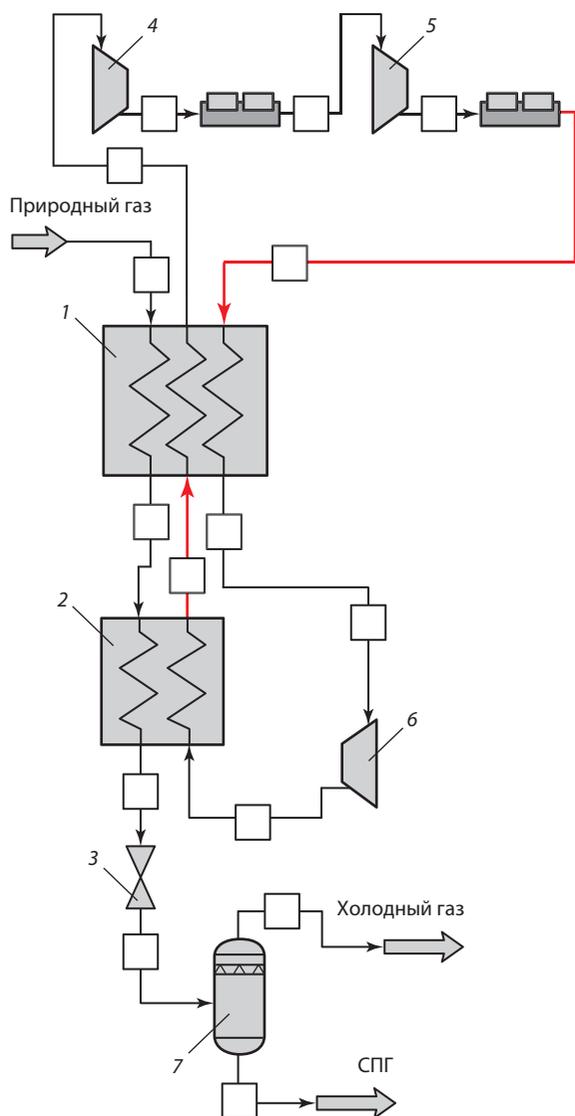
Состав природного газа до и после сжижения (молярная доля, %)

Продукт	Азот	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	CO <sub>2</sub>
ПГ	0,64	95,80	2,40	0,74	0,22	0,20
СПГ	0,21	95,80	2,70	0,83	0,25	0,22

Таблица 2.3

Характеристики сжижения для установки производительностью 3 т/ч

Показатели	Давление ПГ на входе, МПа		
	0,6	1,2	3,5
Температура ПГ на входе, К	273		
Расход ПГ на входе в криоблок, кг/с	0,94		
Температура СПГ на выходе, К	121		
Давление СПГ на выходе, МПа	0,2		
Производительность по СПГ, кг/с (т/ч)	0,838 (3,017)	0,837 (3,013)	0,833 (2,999)
Расход отпарного газа, кг/с	0,102	0,103	0,107
Доля ожижения	0,891	0,890	0,886



**Рис. 2.13.**  
**Детандерный цикл на азоте:**  
1, 2 — рекуператоры; 3 — дроссель; 4—6 — детандеры; 7 — сепаратор СПГ; квадратами обозначены точки контроля параметров процесса

Достоинства азотных систем сжижения очевидны: доступное и дешевое рабочее тело, его инертность и негорючесть.

Необходимо учитывать особенности состава природного газа, поступающего на сжижение. Содержание этана в природном газе может состав-

лять несколько процентов (3—4 %). Если не выделять этан из природного газа, то в ряде установок с малой долей ожижения получаемая жидкая фаза содержит большое количество этана (35—40 %), что неприемлемо.

Состав природного газа, подаваемого на сжижение в установку после очистки, и состав полученного СПГ мало отличаются, как и в случае дроссельного цикла на многокомпонентном рабочем теле (см. табл. 2.2). Азотная установка позволяет сжижать ПГ с высоким коэффициентом ожижения, вплоть до 1,0.

### 2.3. Производители основного оборудования установок для получения СПГ

К основному оборудованию установок для получения СПГ относятся компрессоры, детандеры и рекуперативные теплообменники.

Компрессоры (табл. 2.4) и детандеры могут применяться независимо друг от друга или составлять единый агрегат, который часто называют компандером.

Крупнейшим разработчиком и производителем криогенных детандеров в РФ является НПО «Гелиймаш» (Москва). Компрессорное и детандерное оборудование также разрабатывается и производится ПАО «Криогенмаш» (г. Балашиха), ОАО «Невский завод» (Санкт-Петербург), АО «Турбохолод» (Москва).

В установках сжижения природного газа применяются теплообменники двух типов — витые и пластинчато-ребристые. Витые теплообменники в России изготавливают НПО «Гелиймаш» и ПАО «Криогенмаш». Пластинчато-ребристые теплообменники для криогенной техники, и в частности для установок по производству СПГ, в России не производятся. В табл. 2.5 приводятся некоторые характеристики теплообменников и сведения о зарубежных компаниях-изготовителях.

По малотоннажным установкам, работающим в России, в целом можно сделать следующие выводы.

Таблица 2.4

**Компрессоры, применяющиеся в малотоннажных установках по производству СПГ**

Тип компрессора	Характеристика	Производительность установки, т/сут
Поршневые	Небольшая мощность, недорогие	< 20
Винтовые	Средняя мощность, высокая надежность, нечувствительны к составу газа	20—100
Центробежные	Средние и большие мощности, высокая надежность, система привода по выбору	20—3000

Таблица 2.5

**Рекуперативные теплообменники для установок СПГ**

Тип теплообменника	Достоинства	Недостатки	Производительность установки, т/сут	Производитель
Пластинчато-ребристые	1. Низкая стоимость единицы теплообменной поверхности. 2. Возможна сложная организация схем движения потоков при теплообмене	1. Высокая стоимость коллекторов входа/выхода при больших производительностях СПГ. 2. Опасное влияние температурных напряжений	20—800	Chart, Linde, Cryo, Fives, Kobe Steel, Sumitomo
Витые	1. Большая теплообменная поверхность на единицу объема. 2. Устойчивость к температурным напряжениям. 3. Устранение утечки из одной трубки на небольшое время	1. Возможен только один поток, который омывает трубки других потоков. 2. Специализированное оборудование	> 400	APCI, Linde

1. Установки комплектуются главным образом из оборудования, произведенного в РФ. Сюда можно отнести компрессорное оборудование, детандеры и детандерно-компрессорные агрегаты, теплообменное оборудование.

2. Качество СПГ, получаемого на отечественных установках, сильно зависит от состава подаваемого на сжижение природного газа, особенно заметно влияние этана на качество получаемого продукта. При небольшой доле ожигения (до 10—15 %)

СПГ может содержать до 40 % этана. Избежать заметного влияния состава природного газа на качество СПГ возможно, если доля ожигения превышает 0,5. В этом направлении развивается разработка и создание установок СПГ за рубежом.

К основным направлениям развития малотоннажных установок следует отнести разработку дроссельных систем на многокомпонентном рабочем теле (смесях) и азотных детандерных циклов.

## 2.4. Регазификация и хранение СПГ

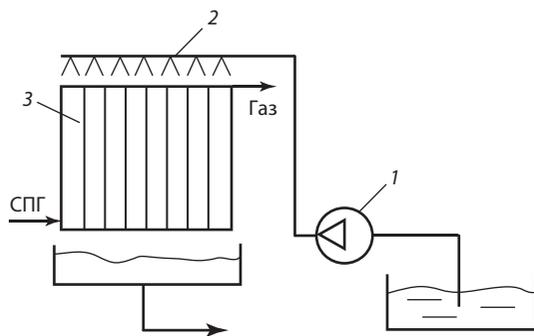
### 2.4.1. Установки регазификации СПГ

Сжиженный природный газ хранится в криоемкостях при температурах от  $-155$  до  $-165$  °С и давлении, близком к атмосферному или несколько выше. Для использования в технологических или бытовых целях его необходимо испарить и подогреть до положительной температуры.

Среди широко применяемых испарительных систем в зависимости от источника и способа подвода тепла выделяют следующие виды испарителей:

- открытого типа,
- с погружной камерой сгорания,
- атмосферные,
- жидкостного типа.

*Испаритель открытого типа* — это теплообменник, который в качестве теплоносителя использует морскую или теплую отбросную воду (рис. 2.14). Испарители данного вида хорошо зарекомендовали себя в эксплуатации. Температура воды, пригодная для использования в качестве



**Рис. 2.14.**

**Испаритель открытого типа:**

1 — жидкостной насос; 2 — разбрызгиватель жидкости; 3 — панели испарителя

источника тепла, должна быть выше плюс 5 °С. С ростом температуры воды эффективность испарителя повышается.

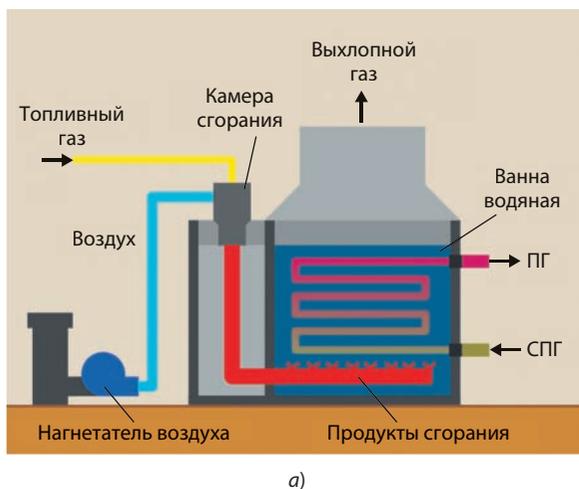
Элементы испарителя открытого типа обычно изготавливаются из алюминиевых сплавов, имеющих высокую механическую прочность для эксплуатации при криогенной температуре. Данные сплавы имеют высокую теплопроводность, что способствует эффективному теплообмену. Трубки образуют панели, которые соединены с входным патрубком СПГ и выходным патрубком уже регазифицированного продукта. Панели покрыты цинковыми сплавами для антикоррозионной защиты. Также существует возможность изолировать секции панелей друг от друга, что позволяет влиять на их нагрузку.

Такой вид испарителей позволяет регулировать нагрузки, компенсировать колебания входного объема газа, температуру газа на выходе, а также контролировать температуру воды.

*Испарители с погружной камерой сгорания* (рис. 2.15) в настоящее время используются во многих терминалах регазификации в качестве основных или резервных (аварийных) испарителей. Подача тепла в таких испарителях осуществляется благодаря сгоранию топливного газа. Несмотря на высокие эксплуатационные затраты, капитальные затраты на них относительно низкие.

Погружная камера сгорания предусмотрена для утилизации как излучаемого тепла, так и тепла, связанного с конденсацией водяного пара, выделяющегося как побочный продукт в процессе сгорания. Погружная камера сгорания обеспечивает поддержание температуры 20—60 °С в ванне с водой, а также способствует конвективному перемешиванию, что обеспечивает отличную передачу тепла.

Преимущества испарителей с погружной камерой сгорания заключаются в их компактности, а также высокой теплоемкости ванны с водой, которая обеспечивает гибкость этих испарителей и их устойчивую работу даже при неожиданном запуске и останове, а также быстрых флуктуациях нагрузки. Кроме того, по сравнению с другими испарителями капитальные затраты на них



**Рис. 2.15.**  
Испаритель с погружной камерой сгорания:  
а — схема; б — внешний вид

относительно низкие. Недостатками испарителей с погружной камерой сгорания являются высокие эксплуатационные затраты в результате сжигания газа, используемого как топливо, значительные выбросы продуктов сгорания газа в окружающую среду, а также нагнетатели с довольно большим энергопотреблением на преодоление напора жидкости в ванне с водой.

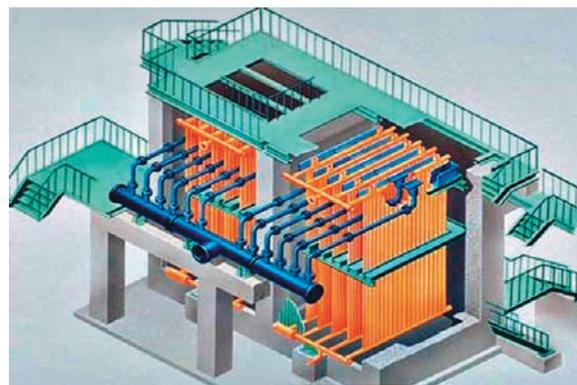
В атмосферных испарителях с прямым подогревом наружным воздухом (рис. 2.16) для превращения СПГ в пар без использования промежуточного теплоносителя предусмотрено получение тепла из окружающего воздуха, в том числе тепла конденсации атмосферной влаги, а также тепла, выделяемого при замерзании конденсата, выпадающего из воздуха.

Испарители с подогревом наружным воздухом представляют собой преимущественно вертикальные теплообменные трубки, расположенные для обеспечения циркуляции воздуха сверху вниз. Могут быть испарители с естественной циркуляцией и испарители с принудительной циркуляцией.

Для подогрева СПГ в испарителях с естественной циркуляцией не используется электроэнергия или энергия топлива, если не выбран режим

защиты от тумана. В процессе испарения СПГ атмосферный воздух охлаждается и вытекает через центр испарителя. Одновременно с этим СПГ направляется вверх по трубкам и превращается в пар.

Охлажденный на поверхностях теплопередачи воздух выходит из нижней части, где он перемешивается с окружающим воздухом.



**Рис. 2.16.**  
Испарители с прямым подогревом наружным воздухом



Испарители с принудительной циркуляцией (рис. 2.17) способны перемещать большее количество воздуха по поверхности теплообмена, и поэтому они обладают большей интенсивностью и занимают меньше места по сравнению с испарителями с естественной циркуляцией.

Работа этих испарителей значительно упрощается в результате уменьшения числа составных частей и степени сложности конструкции.

Испарители с естественной и принудительной циркуляцией обладают чрезвычайной гибкостью с технологической и эксплуатационной точек зрения:

- широкий рабочий диапазон: способны обеспечивать производительность от 0 до 100 % проектной;
- мгновенный запуск: запуск испарителя с естественной циркуляцией происходит сразу после подачи жидкости; отсутствуют периоды задержки и ускорения;
- мгновенный останов;
- отсутствуют выбросы вредных веществ;
- не требуется топливо (при естественной циркуляции);



**Рис. 2.17.**  
Испарители с принудительной циркуляцией

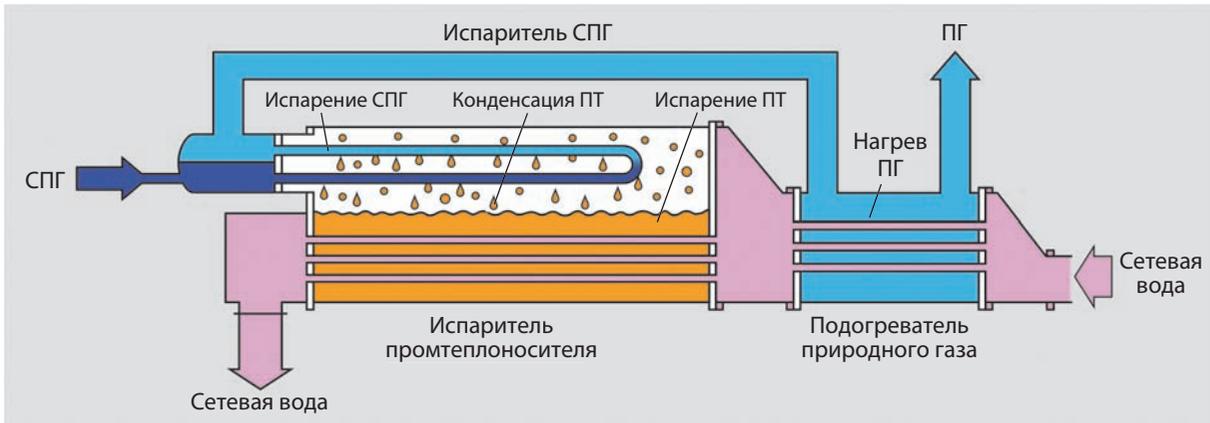
- незначительный объем работ по техническому обслуживанию;
- отсутствуют химические примеси или нейтрализующие агенты;
- отсутствуют насосы (при естественной циркуляции);
- повышение производительности, если температура окружающей среды и скорость ветра превышают средние значения.

Недостатком испарителей с естественной и принудительной циркуляцией атмосферного воздуха являются высокие капитальные затраты и значительные габариты, требующие для размещения больших площадей.

К атмосферным испарителям систем регазификации предъявляются определенные требования:

- количество панелей для атмосферных испарителей выбирается расчетным путем из условия обеспечения температурного напора СПГ по отношению к окружающему атмосферному воздуху не более 20 °С. При необходимости подачи в зимний период газифицированного газа с более высокой температурой следует предусматривать дополнительные подогреватели газа, использующие обогрев ленточными электронагревателями или водяной подогрев газифицированного газа в специальных теплообменных устройствах (подогревателях);
- атмосферные испарители должны иметь резервирование для осуществления периодических переключений с одного комплекта панелей на другой при неблагоприятных климатических условиях;
- трубопровод на выходе из атмосферного испарителя должен оснащаться отключающим устройством, защищающим трубопроводы «теплого» газа от несанкционированной подачи в них газа низкой температуры (ниже –70 °С).

Примером *испарителя жидкостного типа* может служить кожухотрубный аппарат (показан на рис. 2.18, 2.19). В этих испарителях в качестве



**Рис. 2.18.**  
**Схема испарителя с промежуточным теплоносителем (пропан, бутан и др.)**

основного источника тепла используется морская вода, но возможно использование обычной воды с соответствующей температурой.

В испарителях с промежуточным теплоносителем предусмотрен сосуд с теплоносителем, содержащий два теплообменных элемента (верхний — конденсатор и нижний — испаритель). Как правило, в сосуде содержится пропан под давлением, который покрывает нижний нагревательный элемент. Через нижний нагревательный элемент проходит греющая вода, которая превращает пропан в пар. Внутрь верхнего нагревательного элемента подается СПГ, который испаряется от нагрева парами пропана.

Конденсированный пропан попадает обратно в резервуар и закрывает нижний нагревательный элемент. В этом резервуаре он повторно превращается в пар.

Размещение блоков регазификации (испарителей) должно отвечать ряду правил: их следует размещать на отдельной площадке комплекса с соблюдением противопожарных разрывов между зданиями и сооружениями; подогреватели (теплообменники) со шкафами управления должны размещаться в помещении; испарители должны оборудоваться предохранительными клапанами.

Трубопровод на выходе из блока газификации (подогрева) может оснащаться дистанционными



**Рис. 2.19.**  
**Испаритель с промежуточным теплоносителем**

ми приборами контроля давления, температуры и расхода газа, а также дистанционными отсечными клапанами. Необходимость установки приборов и клапанов определяется при утверждении технического задания на систему хранения, выдачи и газификации СПГ.

Конструктивно блок прямой газификации должен представлять собой набор теплообменных панелей, входы и выходы которых объединяются параллельно в коллекторы. Трубопроводы входа и выхода соединяются с внешними трубопроводами сваркой или фланцами.

Конструкция блока ступенчатой газификации отличается параллельно-последовательным коллектированием панелей, т.е. на одном каркасе закрепляются два блока панелей, соединенных последовательно, каждый из которых имеет отдельный нижний и верхний коллекторы. Верхний коллектор первого блока соединен с нижним коллектором второго.

На одном каркасе могут быть установлены одновременно блоки прямой и ступенчатой газификации. Установка блока газификации должна производиться на открытой бетонированной площадке (фундаменте). Асфальтирование этих площадок не допускается.

На площадках, где устанавливаются испарители, не должно быть водопроводных, канализационных и других обслуживаемых колодцев. Рекомендуется оградить испарители металлической сеткой.

Отключающие задвижки, узлы трубной обвязки и предохранительные клапаны, установленные до этих задвижек, должны соответствовать условиям работы с СПГ при температуре до  $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$  (температура кипения СПГ при атмосферном давлении).

После пристыковки блока газификации к резервуару необходимо продуть его азотом и рабочим газом со сбросом газа на свечу.

#### 2.4.2. Изотермические резервуары

Вертикальные цилиндрические изотермические резервуары получили наибольшее распространение в мировой практике. Несмотря на то что при больших объемах хранилищ подземный способ хранения газов имеет значительные экономические преимущества, наземные резервуары для низкотемпературного хранения газов широко применяют в различных областях техники. Вертикальные цилиндрические изотермические резервуары классифицируют по следующим признакам:

- конструктивному исполнению стенок резервуара (одностенные, двустенные, с внутренней мембраной);

- конструктивному исполнению внутренней крыши (самонесущая и подвесная);

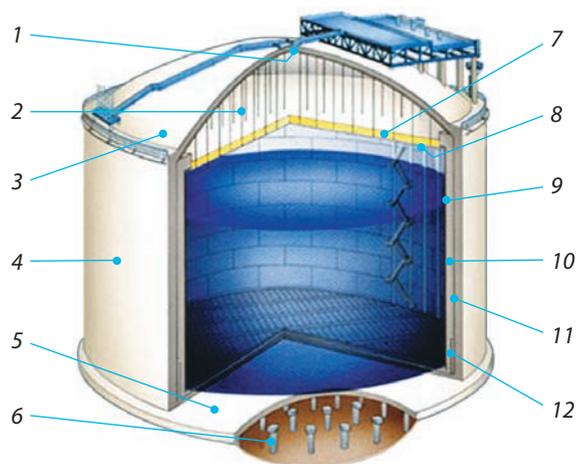
- типу изоляции (экранная, пористая, засыпанная, жесткая);

- применяемому материалу (металлические, железобетонные, комбинированные).

Создание изотермических резервуаров мембранной конструкции позволило увеличить полезные объемы емкостей для хранения сжиженных газов до 130—140 тыс. м<sup>3</sup> и более. Еще один вариант, применяемый для хранения СПГ, — резервуар с замкнутой наружной оболочкой. Конструкция широко применяемого в мире железобетонного резервуара с замкнутой оболочкой представлена на рис. 2.20.

В аспекте безопасности резервуары СПГ с двойной стенкой, внутренний резервуар которых изготовлен из стали с содержанием никеля 9 %, а внешний — из предварительно напряженного бетона, — это эффективное, а также долговечное экономическое решение. Сосуд имеет обкладку от утечек на внутренней поверхности, бетонную крышу и днище с системой защиты углов и днища. В зарубежной практике наибольшее распространение получили конструкции крыш, собираемые и свариваемые из отдельных элементов на днище резервуара с последующим пневмоподъемом в проектное положение. В конструкции с самонесущей внутренней крышей избыточное давление газа воспринимается внутренним резервуаром. В межстенное пространство подается инертный газ, например азот, который сушит теплоизоляцию в процессе эксплуатации. Для хранения азота используют специальный газгольдер. В мировой практике широко распространена также конструкция подвесной плоской крыши. Принципиальное отличие такой конструкции от конструкции с самонесущей внутренней крышей заключается в том, что пары продукта свободно проникают в межстенное пространство через зазор между крышей и стенкой или через специальные отверстия в подвесной крыше.

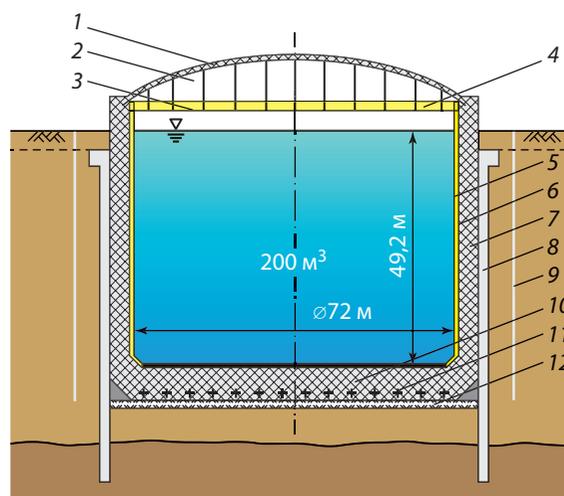
Многие фирмы, применявшие одностенные резервуары, в настоящее время предпочитают сооружать двустенные конструкции. Это объясняется тем, что относительно высокая первоначальная



**Рис. 2.20.**

**Железобетонный изотермический резервуар с замкнутой наружной оболочкой:**

1 — подкладка крыши; 2 — подвеска; 3 — железобетонная крыша; 4 — боковая стенка из портландцемента; 5 — железобетонная стена основания; 6 — железобетонные сваи; 7 — изоляция крыши; 8 — подвесная платформа; 9 — внутренний корпус; 10 — теплоизоляция стенки резервуара; 11 — подкладка; 12 — вторичная перегородка



**Рис. 2.21.**

**Схема конструкции заглубленного изотермического резервуара**

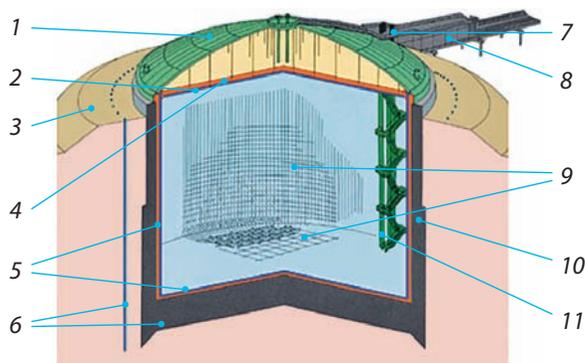
1 — железобетонная крыша; 2 — стальная крыша; 3 — подвесная платформа; 4 — теплоизоляция из стекловаты; 5 — не содержащая фреона твердая полиуретановая изоляция; 6 — мембрана из нержавеющей стали, содержащей 18 % Cr и 8 % Ni; 7 — железобетонная стенка; 8 — железобетонная шпунтовая стенка; 9 — боковой подогреватель; 10 — железобетонное дно; 11 — подогреватель основания; 12 — основание из гравия

стоимость двустенных резервуаров окупается значительной экономией эксплуатационных расходов. Разновидностью наземных изотермических резервуаров являются металлические вертикальные цилиндрические резервуары, заглубленные в грунт, обычно на высоту корпуса (это делается по соображениям безопасности, для того чтобы максимальный уровень разлива продукта не превышал уровня поверхности земли). Схема заглубленного изотермического резервуара приведена на рис. 2.21.

Различают два типа конструкции заглубленных изотермических резервуаров:

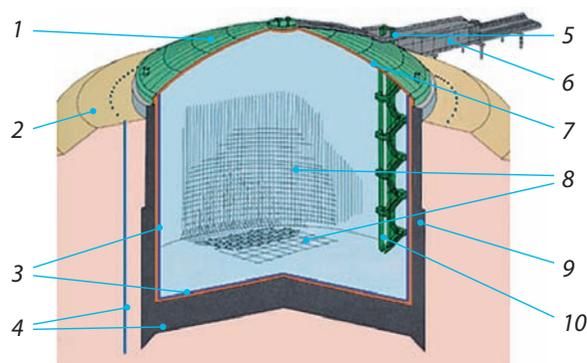
- тип с подвесной платформой (рис. 2.22);
- тип резервуара с крышей, имеющей внутреннюю изоляцию (рис. 2.23).

Заглубленные резервуары принципиально не отличаются от наземных резервуаров открытой установки, но, из-за необходимости проведения сложных и трудоемких земляных работ, устройства специальных фундаментов с дренажем и гидроизоляцией более дороги, хотя вместе с тем более надежны, особенно в районах с повышенной сейсмичностью. Заглубленные резервуары не нуждаются в обваловании, и обязательное пространство между резервуарами и объектами, обеспечивающее безопасность объектов, относительно небольшое, что позволяет сократить выделяемые под их размещение площади. По зарубежному опыту на долю изотермических хранилищ приходится до 50 % (см. табл. 1.1) суммарных капиталовложений в комплексы СПГ, что объясняется повышенными требованиями к надежности конструкций хранилищ и технологии их эксплуатации.



**Рис. 2.22.**  
**Заглубленный резервуар с подвесной платформой:**

1 — купольная крыша; 2 — подвесная платформа; 3 — берма (горизонтальная площадка на откосе); 4 — изоляция на подвесной платформе; 5 — изоляция стенки и днища; 6 — подогреватель; 7 — насосная площадка; 8 — трубопроводная обвязка и эстакада; 9 — мембрана; 10 — стенка и основание; 11 — каркас поршневого насоса



**Рис. 2.23.**  
**Заглубленный резервуар с крышей, имеющей внутреннюю изоляцию:**

1 — купольная крыша; 2 — берма (горизонтальная площадка на откосе); 3 — изоляция стенки и днища; 4 — подогреватель; 5 — насосная площадка; 6 — трубопроводная обвязка и эстакада; 7 — изоляция крыши; 8 — мембрана; 9 — стенка и основание; 10 — каркас поршневого насоса

Резервуарный парк является составной частью любого комплекса СПГ и обеспечивает возможность бесперебойной работы завода сжижения природного газа в условиях дискретного характера потребления СПГ.

Современные принципы проектирования и безопасности эксплуатации хранилищ требуют гарантированного обеспечения целостности первичной емкости в любых условиях эксплуатации хранилищ. Вторичная емкость или ограждение должны гарантировать предотвращение разлива СПГ на большой площади и полный сбор жидкости в случае повреждений первичной емкости от случайных внешних воздействий, включая стихийные бедствия. Особое внимание обращается также на надежность систем измерения и сигнализации предельных положений уровня жидкости в хранилище, которые, как правило, помимо блокирующей разлив жидкости автоматики, оснащаются переливными трубопроводами, отводящими при необходимости излишки жидкости через специальные коллекторы в ловушки. Но не менее важным считается обеспечение гарантий по поддержанию заданных значений

давления в паровом и межстенном пространстве резервуара.

Нормами предусматривается обеспечение сброса паров СПГ из резервуара при самых тяжелых условиях эксплуатации, включая прямое воздействие пожара. Современные нормы регламентируют также выполнение основных технологических операций по обслуживанию хранилищ СПГ, имеющих важное значение для сохранения его целостности и функциональной надежности. К ним относятся операции по продувке резервуара (смена атмосферы); его захолаживанию и заполнению; предотвращению явления ролловера (температурное расслоение СПГ, которое может сопровождаться резким перемещением жидкости в резервуаре) и контроль за давлением; порядок входа в резервуар для осмотров и ремонта; порядок проведения ремонтных работ и т.п.

На сегодня существует ряд норм и методов, используемых в различных странах для планирования и практического обеспечения безопасности хранения СПГ.

Наибольшее распространение получили нормы США (NFPA 59A). Эти нормы регламентируют современные принципы проектирования и безопасности эксплуатации хранилищ, требуют гарантированного обеспечения целостности первичной емкости в любых условиях эксплуатации хранилищ. Вторичная емкость или ограждение должны гарантировать предотвращение разлива СПГ на большой площади и полный сбор жидкости в случае повреждения первичной емкости от случайных внешних воздействий, включая стихийные бедствия.

На резервуарах, построенных в последние годы, предусматривается возможность замены и периодического осмотра датчиков предельных положений уровня, уровнемеров и погружных насосов без опорожнения резервуара.

В европейских странах опираются на стандарт BS EN 14620-1:2006 «Проектирование и производство на месте вертикальных цилиндрических стальных емкостей с плоским дном для хранения охлажденных сжиженных газов с рабочей температурой от 0 °С до –165 °С».

Согласно стандарту, резервуар должен быть двустенным. Вторая стенка может быть выполнена из стали, бетона или комбинации обоих материалов.

Стандарт определяет принципы и правила строительства резервуаров, дает рекомендации

для расчета, выбора стальных конструкций наружного резервуара и регламентирует принципы и правила для выбора материалов и конструкции для внутреннего резервуара.

В стандарте даны рекомендации по проведению предварительных испытаний хранилища перед вводом в эксплуатацию, предлагается регламент по проведению пусконаладочных работ для запуска хранилища в действие, регламент по оптимальной эксплуатации резервуара.

Резервуары для хранения СПГ изготавливаются многими компаниями мира. В России хранилища СПГ проектируют и строят крупные машиностроительные предприятия для отечественных заводов с установками по производству СПГ.

В РФ действуют следующие стандарты по объектам СПГ:

ГОСТ Р 55892—2013. Объекты малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа. Общие технические требования;

ГОСТ Р 56352—2015. Производство, хранение и перекачка сжиженного природного газа. Общие требования безопасности.

ГОСТ Р 57431—2017. Газ природный сжиженный. Общие характеристики.



ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СПГ НА ТЭС НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНО, ЕСЛИ ЦИКЛ СЖИЖЕНИЯ МОЖЕТ БЫТЬ РЕАЛИЗОВАН ИСКЛЮЧИТЕЛЬНО ЗА СЧЕТ ИЗБЫТОЧНОГО ДАВЛЕНИЯ СЕТЕВОГО ГАЗА

# 3 Перспективы использования СПГ на объектах Мосэнерго

## 3.1. Обследование объектов, имеющих потенциал для внедрения, анализ исходных данных

Использование СПГ на ТЭС в качестве резервного топлива наиболее перспективно, если цикл сжижения может быть реализован исключительно за счет избыточного давления сетевого газа на входе в стационарные газорегуляторные пункты (ГРП). Потребность в дополнительных источниках энергии в этом случае отпадает.

Рассмотрим классификацию ГРП на примере объектов Мосэнерго (табл. 3.1). По своему потенциалу использования избыточного давления сетевого газа объекты могут быть классифицированы следующим образом.

Класс 1. Полное энергообеспечение комплекса СПГ за счет давления сетевого газа. К этому классу можно отнести станции с перепадом избыточного давления на ГРП свыше 6,0/0,7 до 12,0/1,0 кгс/см<sup>2</sup> включительно.

Класс 2. Частичное энергообеспечение комплекса СПГ за счет давления газа. К этому классу можно отнести станции с перепадом избыточного давления на ГРП свыше 3,0/0,7 до 6,0/0,7 кгс/см<sup>2</sup> включительно.

Класс 3. Давление газа недостаточно, энергообеспечение комплекса СПГ должно осуществляться благодаря использованию электроэнергии собственной выработки станции. К этому классу относятся станции с перепадом избыточного давления на ГРП не более 3,0/0,7 кгс/см<sup>2</sup>.

По условиям внедрения установки по производству СПГ, перечисленные в табл. 3.1, могут быть разделены на три класса (табл. 3.2).

Класс А. Объекты, требующие возведения нового комплекса резервного топлива.

Класс Б. Объекты, требующие расширения имеющегося комплекса резервного топлива.

Класс С. Объекты, не требующие расширения имеющегося комплекса резервного топлива.



Таблица 3.1  
**Параметры ГРП филиалов ПАО «Мосэнерго»**

ТЭС	Газовый ввод	ГРП	Давление газа на входе/выходе ГРП, кгс/см <sup>2</sup>	Производительность ГРП, тыс. нм <sup>3</sup> /ч
ГЭС-1	№ 1 (Голутвинский)	ГРП	3,0/0,7	130
	№ 2 (Брошевский)	нет	1,0	80
ГРЭС-3*	№ 1	ГРП	3,0/0,5	37
ТЭЦ-30	№ 1	ДКС**	6,0/12,0	10
ТЭЦ-8	№ 1 (Основной)	ГРП	6,0/0,95	406
	№ 2 (Резервный)		3,0/0,95	
ТЭЦ-9	№ 1	ГРП	3,0/0,83	140
		ДКС ГТУ-1	3,0/28,0	18
	№ 2	Новое ГРП	—	—
ТЭЦ-11	№ 2	ГРП-1	3,0/0,6	160
	№ 1	ГРП-2	3,0/0,6	100
ТЭЦ-12	№ 1	ГРП-720	3,0/0,7	115
		ГРП-1020	6,0/0,7	235
	№ 2	ДКС	6,0/24,5	60
ТЭЦ-16	№ 1	ГРП-1	3,0/0,5	64
		ГРП-2	6,0/0,5	190
	№ 2	ДКС ЭБ-8	6,0/32,0	90
ТЭЦ-17	№ 1	ГРП	6,0/1,0	150
ТЭЦ-20	№ 1 Очаковская, № 2 Варшавский, 55	ГРП-1	3,0/0,7	32
		ГРП-5	6,0/0,7	100
	№ 3 Южная ГС 2 ввода	ГРП-4	6,0/0,7	250
		ГРП-6	3,0/0,7	200
		ДКС	6,0/34,5	141
ТЭЦ-21	№ 2	ГРП-1	12,0/1,0	340
	№ 1	ГРП-2	12,0/1,0	428
	№ 1, 2	ДКС ЭБ-11	12,0/22,5	102
ТЭЦ-22	№ 1	ГРП-3	12,0/0,8	360
	№ 2	ГРП-2	12,0/0,8	360

Окончание табл. 3.1

ТЭС	Газовый ввод	ГРП	Давление газа на входе/выходе ГРП, кгс/см <sup>2</sup>	Производительность ГРП, тыс. нм <sup>3</sup> /ч
ТЭЦ-23	№ 1	ГРП-2	12,0/0,8	405
	№ 2	ГРП-3	12,0/0,8	453
ТЭЦ-25	№ 1	ГРП-1	12,0/0,9	450
	№ 2	ГРП-2	12,0/0,9	500
ТЭЦ-26	№ 1	ГРП-1	12,0/1,0	460
	№ 2	ГРП-2	12,0/1,0	495
	№ 1, 2	ДКС ЭБ-8	12,0/47,0	85
ТЭЦ-27	№ 1, 2	ГРП	12,0/1,0	500

\* Данные ГРЭС-3 по состоянию на 2022 год.

\*\* ДКС — дожимная компрессорная станция.

Таблица 3.2

## Классификация филиалов ПАО «Мосэнерго»

Класс по условиям внедрения	Класс по потенциалу		
	1	2	3
А	ТЭЦ-22	—	—
Б	—	—	ГРЭС-3
С	ТЭЦ-21, ТЭЦ-23, ТЭЦ-25, ТЭЦ-26, ТЭЦ-27	ТЭЦ-8, ТЭЦ-12, ТЭЦ-16, ТЭЦ-17, ТЭЦ-20	ГЭС-1, ТЭЦ-9, ТЭЦ-11

Объекты классов А, Б являются наиболее перспективными для использования СПГ в качестве аварийного и резервного топлива. Для указанных объектов возможно совмещение функций электростанции и реального топливного хаба (при условии достаточной мощности установки сжижения газа).

Формирование резервного и аварийного запасов топлива регламентируется «Порядком создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный сезон» (приказ Минэнерго от 27.11.2020 № 1062). Наряду с традиционными видами топлива приказ

предусматривает применение СПГ для формирования резервного и аварийного запасов.

Вид резервного и аварийного топлива определяется проектной документацией объекта с учетом вида основного топлива, а также может быть изменен в зависимости от условий работы генерирующей компании.

Дизельное топливо на станциях ПАО «Мосэнерго» в основном используется в качестве аварийного для ПГУ, его доля в топливном балансе незначительна. На 2022 г. она составила 0,0035 %.

Мазут — наиболее распространенное резервное топливо. Вместе с тем он обладает следующими недостатками: нестабильное качество, снижение КПД котельного оборудования при переходе на резервное топливо, необходимость обеспечения постоянной циркуляции и подогрева, ограниченный срок хранения мазута, который составляет 5 лет. В течение указанного периода мазут должен сжигаться с пополнением резервных емкостей новыми партиями топлива.

Сжиженный природный газ обладает конкурентоспособными преимуществами по сравнению с другими видами резервного топлива, такими как меньшие выбросы CO<sub>2</sub>, более высокий КПД топливоиспользующего оборудования, низкая токсичность, низкая коррозионная активность. Дополнительным преимуществом применения СПГ является снижение стоимости котельного и турбинного оборудования в результате использования однопаливного исполнения.

В настоящее время природный газ является основным видом топлива электростанций ПАО «Мосэнерго». При благоприятной конъюнктуре эти объекты могут стать финансово и технически привлекательными для производства двух или трех видов продукта: электроэнергии, тепла и сжиженного природного газа.

Большой объем СПГ, который должен постоянно храниться на станции для обеспечения топливного резерва, может эффективно компенсировать колебания объемов СПГ, отгруженного внешним потребителям, при этом установки сжижения должны поддерживать нормативные сроки и объемы восполнения запасов топлива.

Предварительные технико-экономические оценки показывают, что использование СПГ в качестве резервного топлива может быть оправдано для новых объектов, при этом необходимо предусматривать первичное заполнение резервных емкостей за счет поставок от сторонних заводов СПГ.

Необходимо отметить, что строительство объектов по сжижению природного газа или даже газозаправочных станций затруднительно для генерирующих компаний типа ПАО «Мосэнерго» (непрофильная для них деятельность, необходи-

мость привлечения кредитных средств, преодоление усложняющихся бюджетных процедур для таких нестандартных проектов, сложившаяся плотная застройка с необходимостью освобождения территории для такой инфраструктуры и т.д.). Целесообразно рассмотреть привлечение государственной или грантовой поддержки для конструирования, проектирования, закупки оборудования и осуществления монтажа в компаниях, планирующих развивать инфраструктуру СПГ. Примерами такого подхода являются обращения Национальной газомоторной ассоциации:

- в ПАО «Новатэк», ПАО «Татнефть» и ПАО «КАМАЗ» с предложениями по организации работы по актуализации постановления Правительства РФ от 29.08.2020 № 1308, регламентирующего правила субсидирования инфраструктуры СПГ (письмо от 27.08.2021 исх. № 08-50);

- в Минэкономразвития России направлен запрос о выделении деятельности по производству, транспортировке, хранению и реализации альтернативных видов топлива в отдельную группу кодов Общероссийского классификатора видов экономической деятельности — ОКВЭД (письмо от 01.10.2021 исх. № 10-01);

- в МВД России направлены предложения по внесению изменений в правила дорожного движения о нераспространении ограничений въезда в экологические зоны на транспорт, работающий на природном газе (письмо от 01.10.2021 исх. № 10-02);

- в Минэнерго России направлены предложения по совершенствованию правил субсидирования газозаправочной инфраструктуры (письмо от 09.10.2021 исх. № 10-09).

Следующим направлением работы будет актуализация правил субсидирования криогенных автозаправочных станций (криоАЗС).

Собственное производство СПГ на объекте должно обеспечивать пополнение нормативного запаса и опциональную отгрузку газа сторонним потребителям. Таким образом, решение задачи по оптимизации газопотребления объекта теплоэнергетики должно учитывать: производственные и логистические возможности производителей

СПГ, наличие технологических возможностей для собственного сжижения сетевого газа, потребности регионального топливного рынка. Решение этой сложной задачи требует проведения масштабных исследований с разработкой необходимых методик и нормативных документов.

Приведенные данные по действующим установкам для гашения пиков газопотребления показывают, что они содержат все технологические блоки, необходимые для использования СПГ в качестве резервного топлива: установки очистки и сжижения природного газа, емкости большого объема для длительного хранения СПГ, регазификаторы большой мощности. Их можно рассматривать, как аналоги перспективных комплексов для использования СПГ в качестве резервного топлива.

## 3.2. Выбор циклов сжижения для дальнейшего внедрения

Как было показано выше, соответствие химического состава СПГ химическому составу сетевого газа может обеспечиваться применением установок 100%-го сжижения.

Анализ мирового опыта показывает, что наиболее распространенными циклами для аналогичных по назначению комплексов СПГ (установки для гашения пиков газопотребления) являются циклы с внешним холодильным контуром:

- дроссельный цикл на многокомпонентном рабочем теле;
- детандерный азотный цикл.

Энергозатраты на привод холодильных установок для указанных циклов составляют 0,3—0,9 кВт·ч/кг СПГ.

Для обеспечения энергоэффективности разрабатываемых комплексов крайне желательно компенсировать энергозатраты на производство СПГ выработкой электрической либо механической энергии для привода компрессоров благодаря использованию располагаемых источников вторичных энергоресурсов (ВЭР).

Наиболее доступным видом энергии для получения требуемой мощности является избыточное давление сетевого газа, поступающего на вход станционных ГРП, которое может быть преобразовано в полезную мощность при расширении в детандере, являющемся приводом генератора либо приводом компрессора холодильной машины.

Дополнительным фактором, который может значительно повысить энергоэффективность цикла сжижения, является возможность использования холодильной мощности потока газа на выходе из детандера для предварительного захлаживания потока газа, подаваемого на сжижение.

Так, для выработки 1 МВт электрической мощности при перепаде давлений на детандере 1,2/0,2 МПа при входной температуре 0 °С необходимо пропустить через детандер 35 500 м<sup>3</sup>/ч природного газа, при этом холодопроизводительность составит примерно 1 МВт.

При разработке энергоэффективного цикла сжижения следует максимально полно утилизировать тепло компримированного хладагента холодильной машины, используя его для подогрева природного газа на линиях: редуцированного газа после ГРП, расширенного в детандере газа после рекуператоров и отпарного газа из емкости хранения после рекуператоров.

Таким образом, по результатам можно сформулировать следующие требования к циклам сжижения, которые целесообразно рассматривать в плане перспективной разработки:

- применение цикла с внешним холодильным контуром (на многокомпонентном рабочем теле либо азоте) со 100%-ным сжижением входного потока газа;
- обеспечение энергозатрат цикла в результате расширения сетевого газа в детандере с утилизацией холодильной мощности в цикле сжижения;
- охлаждение компримированного теплоносителя холодильного контура потоками газа, подаваемого далее на сжигание.



ТЭЦ-22 ПАО «МОСЭНЕРГО» ИМЕЕТ  
ПРЕКРАСНЫЕ ВАРИАНТЫ РЕАЛИЗАЦИИ СИСТЕМ  
МАЛОТОННАЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА СПГ  
С УСТАНОВКОЙ АГНКС

# Заключение



1. Производство сжиженного газа как продукта, применяемого в технологиях, использующих природный газ, организовано в США, Германии, Франции и ряде других стран. Это производство, как правило, совмещается с основным технологическим процессом, который характеризуется неравномерным потреблением исходного природного газа. Производительность большинства таких установок по сжиженному газу лежит в диапазоне от 10—20 до 200—300 т/сут.

2. Современное малотоннажное производство основано на дроссельных системах с многокомпонентным рабочим телом и детандерных азотных циклах. Эти установки и их основные компоненты освоены отечественными производителями и могут поставляться потребителем на ТЭС и другие объекты.

3. Ряд объектов ПАО «Мосэнерго» имеет прекрасные варианты реализации систем малотоннажного производства СПГ с установкой АГНКС. Это прежде всего ТЭЦ-22 и другие ТЭЦ, работающие на природном газе и расположенные вблизи крупных транспортных магистралей.

4. Диапазон использования СПГ может быть существенно расширен, если производство его на ТЭС обеспечивает станцию аварийным и резервным топливом с реализацией излишков СПГ на региональном рынке. Такое сочетание генерирующего объекта с топливным хабом может быть перспективным для решения задачи стабильного обеспечения потребителей сжиженным природным газом.

5. Инвестиционные проекты с установками по производству СПГ на ТЭС вызывают интерес в бизнес-среде и могут в обозримом будущем реализоваться на одной из электростанций.

*Научно-популярное издание*

**ЭКОЛОГИЯ, ЭНЕРГЕТИКА, ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Под редакцией академика РАН Александра Викторовича Клименко

**Выпуск 1**

**МИЛЬМАН Олег Ошеревич**

**ПЕРОВ Виктор Борисович**

**СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ В ЭНЕРГЕТИКЕ**

Оригинал-макет подготовлен АО «Издательский дом МЭИ»

Подписано в печать 30.05.2023. Формат 60×90/8. Усл. печ. л. 5,0

Контакты издателя: Инженерное управление ПАО «Мосэнерго».

Тел.: +7 (495) 957-19-57, доб. 34-14.

Электронная почта: [SigitovOY@mosenergo.ru](mailto:SigitovOY@mosenergo.ru)

Управление по работе со СМИ и органами власти ПАО «Мосэнерго».

Тел.: 8 (495) 957-19-57, доб. 22-90, 37-17.

Электронная почта: [press-centre@mosenergo.ru](mailto:press-centre@mosenergo.ru).

Адрес в Интернете: [www.mosenergo.ru](http://www.mosenergo.ru)