

ПРОИЗВОДСТВО МОТОРНЫХ ТОПЛИВ ИЗ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ НА АВТОНОМНОЙ МОДУЛЬНОЙ УСТАНОВКЕ

*А.Н. Лазарев, к.т.н., В.Н. Косенков, к.т.н., В.А. Путятинский, д.т.н., проф.
Военный инженерно-технический институт*

Рассмотрены технические и технологические вопросы создания автономной модульной установки по производству моторного топлива из природного газа, отбираемого из магистрального газопровода. В установке используется современная технология сжижения газа в вихревых аппаратах, работающих на принципе редуцирования высокого давления газа в магистральном газопроводе, до давления в товарных криогенных емкостях.

Магистральные газопроводы, например газопровод Средняя Азия—Центр (САЦ) и другие проходят по значительной территории России, а потому перекачиваемый по ним природный газ может использоваться как альтернативный источник моторного топлива наравне с традиционными видами — бензином и дизельным топливом, являющимися продуктами переработки нефти [1, 2].

Существующие магистральные газопроводы позволяют осуществить доставку исходного сырья и его переработку практически в любой регион. При этом имеется возможность применения современных методов сжижения природного газа в вихревых аппаратах, работающих за счет использования давления в магистральном газопроводе.

Как известно [1], ведущие страны США и Европы вкладывают громадные средства в научные исследования и опытно-конструкторские работы, направленные на разработку промышленной технологии сжижения газов с последующим их использованием в качестве моторных топлив. Особую актуальность приобретает вопрос производства сжиженных природных газов (СПГ) на мини-заводах, технологически совмещенных с пунктами заправки автомобильного и других видов транспорта. В настоящее время за рубежом введена в эксплуатацию около 1000 установок по производству и хранению СПГ производительностью от 3 до 40 т/ч.

Сжиженный природный газ обладает рядом преимуществ по сравнению с бензиновым и дизельным топливом. Например, октановое число СПГ составляет величину 104–110 в зависи-

мости от содержания в нем низкомолекулярных углеводородов (метана, пропана и бутана), в то время как у бензинов октановое число не превышает 80–98. Это обусловлено тем, что основным способом производства высокооктановых бензинов является процесс каталитического риформинга прямогонных бензиновых фракций 30–180–180 °С. Существующие типовые установки не позволяют получать риформат (высокооктановый компонент бензина) с октановым числом свыше 95 (по исследовательскому методу — ИОЧ). Переход на выпуск высокооктановых бензинов АИ-95 и АИ-98 для многих нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) является трудноразрешимой задачей, поскольку требует больших материальных затрат.

Другим преимуществом газового моторного топлива является их большая экологическая безопасность, поскольку содержание вредных примесей (азота, сернистых соединений, углекислоты и др.) в несколько раз ниже или полностью отсутствуют. Примеси в бензине образуются при высокотемпературных процессах (каталитического риформинга, крекинга, изомеризации и других), входящих в производственный процесс получения данного вида топлив. Имеются и другие преимущества газового моторного топлива, например, повышенная теплота сгорания, более низкий уровень токсичности отработавших газов.

Для подтверждения возможности практического применения СПГ в НАМИ были проведены испытания 50 автомобилей с использованием в качестве моторного топлива жидкой метановой фракции. Испытания показали перспективность этого направления. Наиболее важной проблемой является совершенствование параметров системы хранения сжиженного газа на автомобиле. Поэтому была использована партия автомобилей с криогенной системой хранения жидкого метана при температуре $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ емкостью $V = 180\text{ л}$, изготовленной из специального материала с изоляцией.

Опытная эксплуатация показала практическую возможность широкого внедрения данной системы хранения криогенного топлива при определенной доработке.

Приведенные преимущества использования сжиженных газов в качестве моторных топлив по сравнению с существующим производством традиционных видов топлив — бензина и дизельного топлива, доказывает целесообразность его использования в качестве сжиженного моторного топлива.

Для производства СПГ был разработан проект модульной установки, основанной на новом принципе действия. В ней используется современная технология сжижения природного газа с использованием вихревых аппаратов типа «вихревая труба» [3, 4], работающих на принципе редуцирования высокого давления газа в магистральном газопроводе, до давления в криогенных емкостях с готовым продуктом — сжиженным газом, отгружаемым потребителю.

Основной процесс сжижения происходит в вихревом газоохладителе — «вихревой трубе» в результате сложных газодинамических и энергетических процессов, известных как эффект Ранка–Хильша [3, 4]. В данном случае для осуществления процесса сжижения природного газа, проходящего по магистральному газопроводу, приняты значения давления p_r в диапазоне от 30 до 70 ат, а в криогенных продуктовых емкостях сжиженного газа $p_r = 3–6$ ат.

Для решения поставленной задачи была выбрана автономная модульная установка блочного типа, которая может стать типовым решением с определенной единичной мощностью производства газового моторного топлива, а следовательно может быть получена любая заданная мощность путем параллельного набора указанных блоков

Выбор производительности установки зависит от источника газа — магистрального газопровода, состава газа, его параметров (p , T).

Создаваемая установка предусматривает не только получение сжиженного газа, используемого в качестве моторного автомобильного топлива, но и возможность его хранения и заправки автомобилей. Хотя это должно быть организовано на специализированной площадке — автоматизированной газонаполнительной станции (АГНК).

Исходные данные по газу и параметры на входе в установку

Выбор единичной производительности установки по сжижению природного газа определен исходя из пропускной способности одного вихревого газоохладителя, которое составляет $10\,000\text{ м}^3/\text{ч}$ ($0,08$ млрд $\text{м}^3/\text{год}$). Данные по расходу газа здесь и далее будут указаны при давлении $p = 0,1$ МПа (абсолютное) и температуре 273 К .

Расчеты выполнены для усредненного состава газа (табл. 1) товарного газоперерабатывающего завода (ГПЗ).

Таблица 1

Усредненный состав исходного газа

Компонент	Формула	Содержание, %об.
Азот	N_2	0,81
Метан	CH_4	95,55
Этан	C_2H_6	2,68
Пропан	C_3H_8	0,6
Бутан	C_4H_{10}	0,2
Пентан	C_5H_{12}	0,16

Содержание влаги соответствует точке росы 268 К . Температура газа на входе в установку 303 К . Давление природного газа, возвращаемого потребителю (в дальнейшем называемого метановой фракцией), принято $p = 0,6$ МПа (абсолютное).

Выбор расчетных данных по давлению исходного природного газа на входе в установку и выхода с нее обусловлен технологией сжижения газа в вихревом газоохладителе. Расчеты выполнены для значения $p = 5,0$ МПа (среднее) и $p = 3,0$ МПа (минимальное) — не ниже.

Состав перерабатываемого газа должен соответствовать кондиционному газу, транспортируемому по магистральным газопроводам, включая содержание вредных примесей и влаги. Колебания состава природного газа по углеводородам не регламентируется. Установки могут применяться для переработки газа любого месторождения, однако от состава газа зависит производительность по сжиженному газу и октановое число полученного топлива.

Основные технические решения

Низкотемпературная переработка газа требует более глубокой его осушки, чем допускается при транспортировке по магистральным газопроводам [5]. Поступающий на установку газ осушается до точки росы по влаге 203 К адсорбционным методом на синтетических цеолитах NaA. Низкое влагосодержание исходного газа позволяет применить для осушки два адсорбера (один адсорбер в работе, второй — на регенерации). Регенерация сорбента ведется частью обратного потока природного газа, расход которого определяется из условия сохранения допустимой точки росы по влаге для газа, направляемого в газопровод.

Процесс сжижения части природного газа основан на эффекте Ранка–Хильша [4, 6], получаемом при наличии перепада давления охлажденного исходного газа в вихревом газоохладителе. Теплообменник природного газа вертикальный, витой. Охлаждение прямого потока (трубное пространство аппарата) осуществляется за счет рекуперации холода обратного газового потока (межтрубное пространство). Образовавшаяся в

охладителе жидкость отделяется в сепараторе и выводится из установки в криогенные резервуары.

Потребность в криогенных резервуарах зависит от производительности установки и заданного времени хранения. Количество емкостей может быть рассчитано из следующего условия: опорожнение резервуара ведется в баки автомобилей объемом 180 л. Время переключения от одной машины к следующей принято 15 мин. Таким образом, из одного резервуара обеспечивается заполнение баков 300 автомобилей в течение трех суток. Дополнительно предусмотрены резервуары для сбора и хранения продукта в течение одних суток.

Описание технологической схемы (рис. 1)

Природный газ поступает по магистральному газопроводу на газораспределительную станцию по давлению $p = 3$ МПа. Сначала газ подается в блок осушки, где проходит через адсорбер А1 или А2 (один адсорбер в работе, второй — на регенерации) и фильтр Ф для очистки от сорбентной пыли, а затем направляется в низкотемпературный блок. Проходя по трубному пространству теплообменника Т (находится в нижней части емкости Е), природный газ охлаждается до температуры 200–210 К и поступает в вихревой газоохладитель ВГО с вихревой трубой, в которой в результате энергоразделения образуются горячий и холодный потоки.

Выходящий из охладителя холодный поток сжиженного газа под давлением $p = 0,7$ МПа собирается в низкотемпературной емкости Е,

откуда жидкость через клапан КРУ, регулирующий уровень жидкости в сепараторе, направляется в криогенные резервуары Р1 и Р2, а газовая фаза — метановая фракция посредством клапана КРД, поддерживающего заданное давление после охладителя, поступает на рекуперацию холода в межтрубное пространство теплообменника, сюда же поступают образующиеся в криогенном резервуаре пары, а затем выводится в качестве товарного газообразного продукта.

Часть газа, отбираемая из теплообменника, периодически используется для регенерации адсорбера, для чего газ нагревается в электронагревателе (ЭН) до температуры 600 К, поступает в регенерируемый адсорбер, затем охлаждается в воздушном холодильнике ВХ и после отделения образовавшегося водяного конденсата в сепараторе объединяются (за клапаном КРР) с основным потоком газа низкого давления и выводится в качестве газового продукта (метановой фракции). Конденсат из сепаратора С периодически сливается в канализацию.

В табл. 2 приведен материальный баланс разделения природного газа при рабочем давлении исходного газа $p = 3$ МПа (минимальное), а в табл. 3 при давлении $p = 5$ МПа (среднее). В табл. 4 приведены основные энергозатраты в установке сжижения природного газа.

Конструктивные особенности аппаратов

Конструкция теплообменной и емкостной аппаратуры — традиционная для отечественных установок низкотемпературной переработки газа.

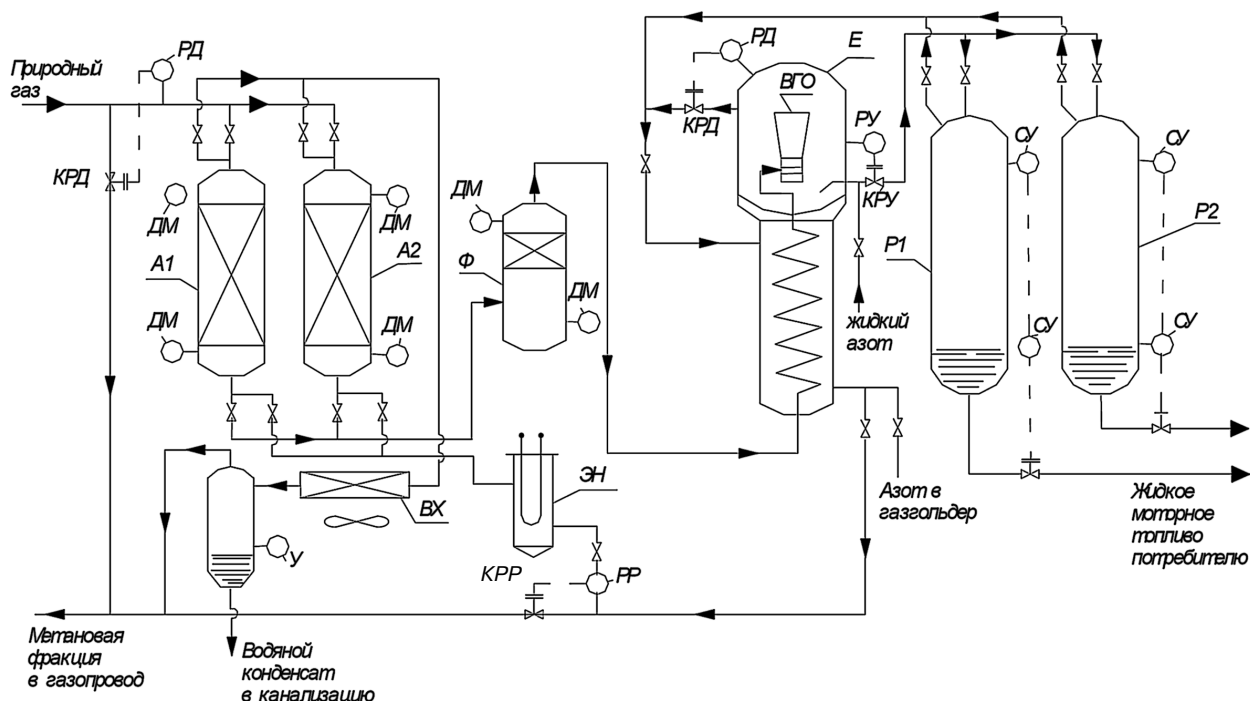


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема установки (с вихревым газоохладителем) для получения моторного топлива

Таблица 2

**Материальный баланс разделения природного газа
при давлении исходного газа 3 МПа**

Компонент	Поступает		Продукты разделения	
	Природный газ	Метановая фракция	Жидкое автомобильное топливо	
			Объемная доля	
N ₂	0,0081	0,0085	0,0003	
CH ₄	0,9555	0,9816	0,4436	
C ₂ H ₆	0,0268	0,0098	0,3611	
C ₃ H ₈	0,006	0,0001	0,1208	
C ₄ H ₁₀	0,002	—	0,0412	
C ₅ H ₁₂	0,0016	—	0,033	
	1,0000	1,0000	1,0000	
T, К	303	293	155	
p, МПа	3,0	0,6	0,6	
ρ _{раб} , кг/м ³	22	4,7	546	
V _{усл} , моль/ч	100	95,16	4,84	
^{*)} V ₀ , м ³	10 000	9516	484	
G, кг/ч	7527	6920	607	

*) Данные при T = 0 °С; p = 0,1 МПа.

Таблица 3

**Материальный баланс разделения природного газа
при давлении исходного газа 5 МПа**

Компонент	Поступает		Продукты разделения	
	Природный газ	Метановая фракция	Жидкое автомобильное топливо	
			Объемная доля	
N ₂	0,0081	0,0088	0,0004	
CH ₄	0,9555	0,9863	0,6383	
C ₂ H ₆	0,0268	0,0048	0,2534	
C ₃ H ₈	0,006	0,0001	0,0672	
C ₄ H ₁₀	0,002	—	0,0226	
C ₅ H ₁₂	0,0016	—	0,0181	
	1,0000	1,0000	1,0000	
T, К	303	293	149	
p, МПа	5,0	0,6	0,6	
ρ _{раб} , кг/м ³	36,9	4,65	498	
V _{усл} , моль/ч	100	91,15	8,85	
^{*)} V ₀ , м ³	10 000	9115	885	
G, кг/ч	7527	6601	926	

Основной теплообменник природного газа — вертикальный, витой с жестким сердечником. Если возможно, по технологическому процессу теплообменник агрегатирован с криостатом и встроенным в него вихревым газоохладителем, что сокращает металлоемкость конструкции и снижает потери холода.

Адсорберы представляют собой вертикальные цилиндрические аппараты на юбочных опорах. Сорбент (цеолит NaA) насыпается на опорную решетку, покрытую металлической сеткой.

Таблица 4

**Основные энергозатраты в установке сжижения
природного газа**

Статьи расхода	
Электроэнергия на разогрев газа регенерации, кВт·ч/год	50 000
Установленная мощность нагревателя, кВт	50
Электроэнергия на привод вентиляторов воздушных холодильников кВт·ч/год	3000
Установленная мощность вентиляторов, кВт	3,0
Всего расход электроэнергии, кВт·ч/год	53 000

Примечание: расчеты в табл. 4 выполнены для среднего давления p = 5,0 МПа.

Фильтр для очистки газа от сорбентной пыли — вертикальный цилиндрический сосуд, фильтровальные элементы в котором расположены по концентрическим окружностям с целью повышения компактности и уменьшения габаритов аппарата.

Электронагреватель — цилиндрический сосуд со встроенными U-образными ТЭНами.

Воздушный холодильник — серийно выпускаемый аппарат воздушного охлаждения с оребренными трубами, оснащенный вентилятором.

В качестве емкостей хранения сжиженного продукта приняты вертикальные криогенные резервуары РЦВ-63 /0,8-1 НПО «Криогенмаш» для жидкого азота, аргона, водорода и кислорода. Резервуары представляют собой двустенные аппараты «сосуд в сосуде», в которых межстенное пространство вакуумировано.

**Компановка оборудования и обеспечение
пожаровзрывобезопасности**

Оборудование установки расположено на открытом воздухе.

Аппараты блока подготовки газа — отдельно стоящие, с индивидуальной изоляцией (адсорберы, электронагреватели). Низкотемпературный блок — в кожухе с засыпной изоляцией.

Ориентировочные размеры площадки под установку сжижения 4×8 м. Площадка под криогенные резервуары зависит от расчетного количества резервуаров из расчета 11×7 м на один модуль.

Здание операторской 6×12 м. Расстояние от операторской до установки 25 м, от установки до системы хранения сжиженного продукта — 40 м. Управление производством централизовано и автоматизировано.

Целесообразно модульную установку оснастить блоком разделения воздуха, откуда можно получать сухой воздух для КИПиА и сухой продувочный азот для технических целей. Это позволит ускорить вывод установки на рабочий режим, применив для первичного захолаживания получаемый в блоке жидкий азот. В качестве блока разделения воздуха может быть выбрана установка малой

производительности АК-0,135 с установленной мощностью нагревателя 50 кВт. Общий расход электроэнергии составит 53 000 кВт·ч/год (из расчета времени работы блока разделения воздуха 10 сут/год).

Пожаровзрывобезопасность установки обеспечивается как активными, так и пассивными средствами защиты:

- производственное оборудование расположено вне здания;
- аппараты в процессе изготовления подвергаются проверкам;
- все системы, работающие под давлением, снабжены предохранительными клапанами;
- электрооборудование должно соответствовать требованиям взрывобезопасности;
- вся металлическая аппаратура и трубопроводы подлежат заземлению;
- в случае возникновения пожара должна быть предусмотрена централизованная система пожаротушения с применением углекислоты, воды.

Альтернативным вариантом установки по сжижению природного газа для получения моторного топлива из сжатого природного газа может являться автоматическая газонаполнительная компрессорная станция (АГНКС), на которой для сжатия природного газа до давления 20 МПа используется компрессор 4ГМ2,5-1,2/10-250. Производительность компрессора сопоставима с рассматриваемой установкой.

Подготовка газа к сжижению и компремированию аналогична. Установленная мощность на АГНКС — 185 кВт, а в установке сжижения газа с вихревым охладителем — 123 кВт, расход электроэнергии соответственно 1 077 000 кВт и 70 000 кВт.

Сопоставление данных АГНКС и установки с вихревым охладителем выполнено по расходу электроэнергии, энергозатратам, эксплуатационным расходам и капитальным затратам.

Выводы

➤ Приведенные затраты в установке получения моторного топлива с использованием вихревого газоохладителя в 1,4 раза меньше, чем на газонаполнительной станции (АГНКС). Экономия достигается за счет исключения затрат на компремирование газа.

➤ Установка проста в эксплуатации в связи с отсутствием движущихся частей в механизмах.

➤ Коэффициент сжижения газа и состав моторного топлива зависят от величины давления и состава исходного газа. При давлении обратного потока 0,6 МПа коэффициент сжижения газа составит порядка 4,8–8,8 %.

Вихревые газоохладители, подлежат новой разработке.

➤ Октановое число получаемого моторного топлива — не ниже 105.

➤ Производительность установки 0,08 млрд м³/год наиболее целесообразна, так как при дальнейшем увеличении производительности возрастают капитальные затраты и производственные площади для системы хранения криогенных продуктов, определяющих общие капитальные затраты.

➤ В целях повышения безопасности эксплуатации установки и ускорения вывода ее на рабочий режим рекомендуется оснастить ее блоком разделения воздуха.

Литература

1. Кириллов Н.Г., Лазарев А.Н. Мировой опыт производства и использования сжиженного природного газа как универсального энергоносителя и моторного топлива // Охрана окружающей среды. Атмосфера. — 2011. — № 1. — С. 26–30.
2. Кириллов Н.Г., Лазарев А.Н. Патентные исследования в области создания стационарных хранилищ СПГ для транспортных средств в России // Транспорт на альтернативном топливе. — 2011. — № 4 (22). — С. 74–79.
3. Мещерин В.Н., Журавлев Д.В., Барсук С.Д. Термодинамический анализ технологий сжижения природного газа // Наука и технология в газовой промышленности. — 2008. — № 1. — С. 90–100.
4. Косенков В.Н. Вихревая труба и ее применение в технике разделения газовых смесей. Обзорная информация, сер. ХМ-1. — М.: ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ, 1983.
5. Горбачев С.П., Логинов А.А. Особенности производства СПГ на газораспределительных станциях при переменном давлении в магистральном газопроводе // Технические газы. — 2008. — № 2. — С. 31–34.
6. Столыпин В.И., Молчанов С.А., Сотников О.Б. Возможности расширения производства жидких и сжатых газов с использованием остаточного низкого давления газа // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. — 2007. — № 12. — С. 79–84.