

Казанский Федеральный Университет
Кафедра технологии нефти, газа и углеродных материалов
Kazan Federal University,
Department of oil & gas technology and carbon materials
Российское газовое общество
Russian Gas Society
Производство сжиженных углеводородных газов для получения
газомоторных топлив
Production of liquefied hydrocarbon gases for the production of gas motor
fuels

Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich

кандидат технических наук, доцент кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов, Член Экспертного совета Российского газового общества (РГО), и.о.

руководителя группы «Водородная и альтернативная РГО,

Казань, Россия

E-mail: kemalov@mail.ru

Аннотация:

Природный газ и нефтяной газ являются основными газами ископаемого топлива, образующимися при добыче нефти и газа. В основном это природный газ (преимущественно метан с небольшим количеством этана), пропан и бутан. Их можно хранить и использовать под давлением в газовой фазе. Однако во многих случаях газ будет сжижен и может быть охлаждён для увеличения массы и плотности энергии, а также для облегчения хранения и транспортировки. В статье основное внимание уделяется этим газам в жидкой форме. Их использование очень широко. По мере изменения политики в области окружающей среды и изменения климата эти газы заменяют многие другие ископаемые виды топлива, поскольку они являются относительно «чисто горящими» видами топлива.

Целью данной работы является эффективность применения газгольдера для сжижения и хранения попутного нефтяного газа на примере ОАО «Татнефтегазпереработка».

Abstract:

Natural gas and petroleum gas are the main fossil fuel gases produced during the extraction of oil and gas. These are mainly natural gas (mainly methane with a small amount of ethane), propane and butane. They can be stored and used under pressure in the gas phase. Natural gas and petroleum gas are the main fossil fuel gases produced during the extraction of oil and gas. These are mainly

natural gas (mainly methane with a small amount of ethane), propane and butane. They can be stored and used under pressure in the gas phase.

However, in many cases the gas will be liquefied and can be cooled to increase mass and energy density, and to facilitate storage and transport. The article focuses on these gases in liquid form. Their use is very wide. As environmental policies and climate change, these gases are replacing many other fossil fuels because they are relatively "clean burning" fuels.

The purpose of this work is the efficiency of using a gas tank for liquefying and storing associated petroleum gas using the example of ОАО Tatneftegazpererabotka.

Ключевые слова:

Сжиженные углеводородные газы, газомоторные топлива, газгольдеры, сжижение, хранение попутного нефтяного газа

Keywords:

Liquefied hydrocarbon gases, gas motor fuels, gas tanks, liquefaction, storage of associated petroleum gas

Введение (Introduction)

В настоящее время для нефтехимических синтезов важнейшим сырьём являются нефтяные газы. Увеличение объема газа, добываемого на промыслах и вырабатываемого в процессах переработки нефти, а также повышение требований, к качеству моторных топлив и непрерывный рост потребностей на разнообразное углеводородное сырье для нефтехимической промышленности — все это стимулирует совершенствование существующих и разработку новых высокоэффективных процессов переработки углеводородных газов.

Эволюция нефтехимической промышленности неразрывно связана с совершенствованием процессов газоразделения. Так, газообразные парафиновые (метан, этан, пропан, бутаны и пентаны), олефиновые (этилен, пропилен, бутилены, и амилены) и диеновые (дивинил и изопрен) углеводороды являются сырьем для получения различных продуктов, необходимых для народного хозяйства нашей страны. Это — спирты, кетоны, кислоты, альдегиды, окиси, пластические массы, синтетические каучуки, волокна, моющие средства и т. д. Поэтому в последнее время возникает проблема разработки процессов газоразделения, создающих максимальное извлечение углеводородных компонентов. В то же время есть необходимость улучшения качества нефтехимических продуктов и снижения их себестоимости привела к значительному расширению ассортимента вырабатываемых газовых фракций, повышенной степени чистоты. Поэтому современные газофракционирующие установки работают по разным технологическим схемам в зависимости от вида

перерабатываемого сырья, ассортимента и качества получаемых продуктов. Выбор схемы зависит от состава сырья и от выделяемых индивидуальных углеводородов.

Сбор, хранение, сжижение, переработка нефтяного газа и широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) с нефтяных промысловых установок, реконструкций технологических установок, существующих НПЗ обеспечивается Управлением «Татнефтегазпереработка» ПАО «Татнефть».

Управление имеет развитую инженерную инфраструктуру, позволяющую при необходимости провести модернизацию существующих или осуществить строительство новых производств. Основной объем ремонтных работ выполняется силами ремонтно-строительного и ремонтно-механического цехов управления.

Принимая во внимание всё выше написанное следует, что для обеспечения эффективной и надежной работы сложных установок, подготовки, хранения и переработки газа, повышения качества подготовки газа к транспорту от работников, обслуживающих эти установки, но и глубокие знания свойств природных газов, процессов их промышленной обработки, поэтому рассматриваемая тема работы является актуальной при подготовке газа к дальнейшей транспортировке.

Сжиженный нефтяной газ (LPG)

Во всем мире сжиженный нефтяной газ (LPG) является наиболее широко используемым альтернативным моторным топливом. За пределами США сжиженный нефтяной газ обычно называют автомобильным газом, когда он используется в качестве автомобильного топлива. Автогаз является ведущим альтернативным топливом в Европе, его используют около 10 миллионов автомобилей. Европейские страны с наибольшим процентом использования автогаза для легковых автомобилей – это Турция (25%) и Польша (15%). В Южной Корее парк автомобилей, работающих на газе, вырос с 400 000 в 1997 г. до 2,3 млн в 2010 г. В своём естественном состоянии пропан представляет собой трехуглеродный алкановый газ (C₃H₈), который может быть сжижен при умеренном давлении. Плотность энергии сжиженного пропана в 270 раз выше, чем у газообразного пропана, что делает его практичным и экономичным для хранения и транспортировки в виде жидкости. Пропан является побочным продуктом добычи природного газа и процесса нефтепереработки.

В качестве моторного топлива в США могут использоваться три сорта сжиженного нефтяного газа, из которых наиболее широко используется HD-5. Классификация с использованием «HDxx» относится к «сверхмощному» сжиженному нефтяному газу, а число представляет собой максимальное процентное содержание пропилена. Для оптимальной работы топливо должно соответствовать требованиям HD-5 и содержать не менее 90 % пропана, не более 5 % пропилена и

не более 2,5 % бутана (или более тяжелых углеводородов). СНГ, который соответствует Своду правил Калифорнии, обычно называют HD-10, хотя это не является официальной спецификацией. HD-10 содержит не менее 85 % пропана, не более 10 % пропилена, 5 % бутана, 2,5 % бутена и 0,5 % пентена (или более тяжелых углеводородов) и имеет ограниченное содержание серы (80ppm против 123 ppm). Третий тип сжиженного нефтяного газа называется «коммерческий», в нем нет ограничений по пропилену, и его можно использовать в двигателях вилочных погрузчиков. СНГ представляет собой смесь углеводородов, содержащую пропан, температура кипения: -42°C , -44°F), бутан, температура кипения: 0°C , 32°F) и изобутан, точка кипения: $-11,7^{\circ}\text{C}$ ($10,9^{\circ}\text{F}$) Наиболее распространенное коммерческое топливо состоит из пропана и бутана. Кроме того, сжиженный нефтяной газ обычно доступен в различных сортах (обычно указывается как: технический пропан, технический бутан, технический пропан-бутан смеси и пропан специального назначения). При использовании сжиженного нефтяного газа газ должен полностью испаряться и удовлетворительно сгорать в приборе, не вызывая коррозии или образования отложений в системе [1, 2].

ПАО «Татнефть» и Управление «Татнефтегазпереработка»

ПАО «Татнефть» — крупнейшая нефтяная компания России, которая осуществляет свою работу в статусе интегрированных компаний. На долю компаний приходится примерно 8% всей добываемой всей нефти в России и большее 80% нефти, разрабатываемой и доставляемой на территории Татарстана.

Помимо переработки нефти Компания осуществляет переработку попутного нефтяного газа (ПНГ) на Миннибаевском ГПЗ.



Рисунок 1 – Газовое крыло ПАО «Татнефть»

Этот завод относится к Управлению «Татнефтегазпереработка» — предприятию, которое занимается сбором, транспортировкой и переработкой ПНГ и широких фракций лёгких углеводородов с 63-х лицензионных участков и месторождений ПАО «Татнефть», а также производит выработку фракций сжиженных газов, бензиновых фракций, этановой и метановой фракций (сухого отбензиненного газа), технической серы. В рамках первого этапа модернизации и технического перевооружения ГПЗ запланированы работы на установке сероочистки с увеличением ее производительности для приёма дополнительных объемов ПНГ; на компрессорной установке сырого газа, блоке очистных сооружений.

Одним из ключевых проектов данного этапа стало строительство криогенной установки по глубокой переработке сухого отбензиненного газа. Производительность установки по сырью составляет 365 тыс. тонн в год, глубина отбора этановой фракции - 91%. В 2015 году выработка этановой фракции на предприятии составила 164,2 тыс. тонн, в 2016 году она выросла почти до 180 тыс. тонн.

Второй этап реконструкции предприятия планируется завершить в 2022 году. До этого времени работы должны быть проведены на установках осушки и очистки газа, низкотемпературной конденсации, ГФУ-2, ГФУ-3000 и ряде других объектов. В частности, на ГФУ-2 предполагается нарастить производительность колонны бутана.

На последнем этапе начнется модернизация резервуарного парка. Согласно презентации компании, перспективным "Татнефтегазпереработка" для себя определяет строительство установки выделения гелия производительностью 77,5 тыс. тонн в год и установки получения СПГ мощностью 42 тыс. тонн в год.

ОАО Татнефтегазпереработка является структурным подразделением ПАО Татнефть, которое занимается переработкой попутного нефтяного газа и широких фракций легкого углеводорода с получением СУГ, бензиновых фракций, этановой и метановой фракций, технической серы.

Миннибаевский газоперерабатывающий завод

Миннибаевский газоперерабатывающий завод — единственный завод ПАО «Татнефть», осуществляющий переработку нефтяного газа месторождений Республики Татарстан и ШФЛУ. Расположен Миннибаевский ГПЗ в посёлке городского типа Нижняя Мактама Альметьевского района.

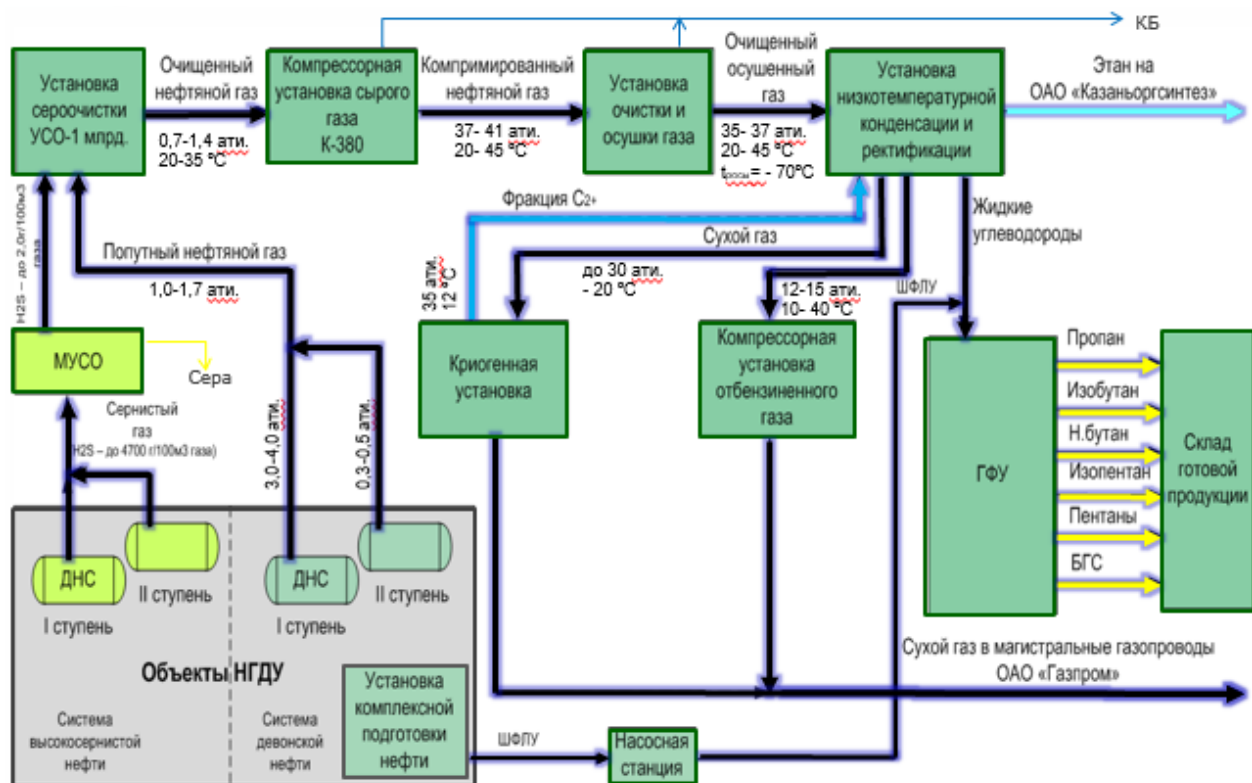


Рисунок 2 – Схема Миннибаевского ГПЗ

Уровень переработки ПНГ на заводе поддерживается на постоянном уровне и составляет не менее 95%. Такой показатель соответствует нормам утилизации ПНГ, установленным на территории РФ согласно постановлению правительства № 1148 от 08.11.2012 г. Благодаря стабильной работе УТНГП ПАО «Татнефть» имеет один из самых высоких показателей среди нефтяных компаний РФ по использованию попутного нефтяного газа (опережает ПАО «Татнефть» по утилизации ПНГ только ОАО «Сургутнефтегаз», показатель которого составляет 97%).

Реконструкция криогенной установки по глубокой переработке отбензиненного газа позволит добиться снижения выбросов благодаря выделению из ПНГ фракций гелия, этана и метана. Срок реализации проекта – 2023 год, стоимость — 1,07 млрд рублей. Реконструкция установки очистки газа от сероводорода стоимостью 2,5 млрд рублей завершится к 2023 году.

Модернизация МГПЗ включает также внедрение новейших технологий сбора и нейтрализации отходов ведущих мировых компаний. Это - каталитическая очистка газов в печах, снижение выбросов NO и NO2 на 90%, закрытые факельные системы, наземные многоточечные факелы бездымного горения, замкнутая система очистки всех стоков, сбор отходящих газов для возврата в производство. Практически будет создано безотходное производство.

Сырьевая база, производство и основные виды продукции ОАО «Миннибаевский ГПЗ»

Сырьём для основного производства ОАО «Миннибаевский ГПЗ» служат попутный нефтяной газ и нестабильный бензин, поставляемый с предприятия ПАО «Гатнефть», а также ШФЛУ, поступающая с Оренбургского ГПЗ. Следует отметить, что существует ограниченность приёма ШФЛУ с Оренбургского ГПЗ. Это связано с тем, что поставка производится через Туймазинский и Шкаповский ГПЗ, которые работают на этом же сырье. Падение объёмов нефтедобычи в местных регионах влечёт за собой увеличение потребления привозного сырья из районов Западной Сибири.

Компонентный состав попутного нефтяного газа, поступающего на завод, и параметры ПНГ на входе Миннибаевского завода, % мас., представлен ниже таблица 1:

Таблица 1. Компонентный состав ПНГ

Компонент	Содержание
Диоксид углерода	1,0
Кислород	0,06
Азот	13,26
Метан	22,77
Этан	19,41
Пропан	23,56
Изобутан	3,7
<u>н-Бутан</u>	8,55
<u>Изопентан</u>	3,12
Нормальный пентан	2,73
<u>Гексан и выше</u>	1,84
Сероводород	0,03-0,60

Как видно из приведённых данных, газ, поступающий на завод, высокосернистый, поэтому необходима очистка от сероводорода для его дальнейшей переработки. Наличие установок аминовой очистки и Клауса позволяет не только извлекать H_2S , но и получать из него серу в качестве товарного продукта. Помимо серы газ содержит большие количества этана и пропана — сырьё для нефтехимии с целью получения этилена, пропилена и полимеров на их основе, а также н-бутана — сырья для производства бутадиена — основного мономера для синтетических каучуков. Основные установки Миннибаевского ГПЗ и их мощности представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Основные установки завода

Технологический процесс	Установка	Год ввода	Мощность, млн м ³ /год
Очистка <u>высокосернисто-го</u> газа от кислых газов — от H ₂ S, частично от CO ₂	Установка сероочистки сырого газа (УСО-1)	1979	1000,0
	Установка очистки высокосернистого ПНГ (УСО-60)	1995	60,0
	Установка сероочистки (на Миннибаевском ЦПС)	1983	140,0
	Установка очистки высокосернистого ПНГ	2006	100,0
<u>Компримирование</u> сыро-го газа для дальнейшей переработки	Компрессорная станция	1966	1100,0
Осушка после <u>компримирования</u> и очистки от CO ₂	Установка очистки и осушки газа	1973	975,0
Выделение из газа этана и жидких углеводородов	Установка низкотемпературной конденсации и ректификации	1973	975,0
Получение <u>индивидуаль-ных</u> углеводородов	ГФУ-2	1966	252,0
	ГФУ-300	2010	320,0
Глубокая переработка <u>сухого отбензиненного</u> газа	Криогенная установка	2010	395,0

Установка сероочистки сырого газа. Установки сероочистки мощностью 60 и 100 млн м³ имеют в своём составе блоки сепарации, компрессорную станцию с площадкой охлаждения, блоки аминовой очистки, блок получения элементарной серы, блок теплоносителя и вспомогательные блоки. Очистка от кислых газов (H₂S и частично от CO₂) осуществляется 25-32%-м водным раствором МДЭА.

Установка сероочистки ПНГ. Очистку газа на установке УСО-1 проводят с помощью 10-20%-го водного раствора МЭА. Полученный при регенерации амина кислый газ поступает на установку Клауса, где путём термokatалитического окисления сероводорода получают элементарную серу.



Рисунок 3 – Установка сероочистки



Рисунок 4 – Компрессорные установки

Компрессорные установки. В январе 2016 г. ОАО «Казанькомпрессормаш» осуществило поставку центробежных компрессорных установок 43ГЦ- 221/1,5-43 и

53ГЦ-394/1,5-43, которые полностью унифицированы по габаритно присоединительным размерам с заменяемым оборудованием и укомплектованы двойными торцовыми масляными уплотнениями, исключающими возможность утечки рабочего газа в атмосферу. Установки характеризуются высокой энергоэффективностью и современной конструкцией, которая обеспечивает лёгкий доступ к основным блокам и узлам технологической системы.



Рисунок 5 – Установка осушки и очистки газа V-ой очереди

Установка очистки и осушки газа. С компримированный газ поступает на установку очистки от CO_2 и осушки, где осушается и очищается водным раствором ДЭГ и МЭА. Далее газ освобождается от влаги в осушителях, заполненных силикагелем и цеолитом до температуры -80°C .

Установка низкотемпературной конденсации и ректификации. Для обеспечения этой установки холодом используется каскадная холодильная установка, оснащённая площадкой охлаждения, восемью пропановыми и четырьмя этановыми компрессорами. Газообразная фаза (верхний погон) представляет собой сухой отбензиненный газ (СОГ), а жидкая фаза (нижний погон), предварительно пройдя деметанизатор, — ШФЛУ С2-С7.



Рисунок 6 – Установка низкотемпературной конденсации и ректификации

Газофракционирующие установки. Газофракционирующие мощности Миннибаевского ГПЗ представлены ГФУ-2 и ГФУ-300, которые предназначены для разделения ШФЛУ с УНТКР на индивидуальные компоненты.

На ГФУ-2 разделяют ШФЛУ на пропановую, изо-бутановую, бутановую фракции и фракцию стабильного бензина.



Рисунок 7 – Установка ГФУ-2

Результатом ввода ГФУ-300 явилось расширение номенклатуры производимой продукции с выпуском пентана и пентан-изопентановой фракции. Появилась возможность перерабатывать весь объём ШФЛУ, вырабатываемой на установках комплексной подготовки нефти.



Рисунок 8 – Общий вид на ГФУ-300

Криогенная установка. Ввод в эксплуатацию криогенной установки позволил обеспечить глубокую переработку углеводородного сырья: выделение ценных углеводородов C2+, а также азота с целью повышения теплотворной способности газа, направляемого в магистральный газопровод.



Рисунок 9 – Криогенная установка

После запуска криогенной установки выработка этана на ГПЗ выросла в 1,5 раза — с 90 до 140 тыс.т в год, выработка сухого газа — до 198 млн м3. Ввод установки позволил увеличить поставки этана на «Казаньоргсинтез», который нарастил мощности по производству этилена до 640 тыс.т в 2010 г.



Рисунок 10 – Один из складов готовой продукции

Разработчики технологии — американская фирма «Галсби Инжиниринг», которая осуществила и поставку оборудования.

Новая криогенная установка обладает технологией получения глубокого холода ($-183,7^{\circ}\text{C}$) и его повторного использования, и высокой степенью автоматизации, является единственной в России.

Продукция, выпускаемая Миннибаевским ГПЗ

Причин, по которым газовое топливо востребовано на рынке, несколько: оно экологично, экономно для потребителя, и существует целый класс автомобилей, переоборудованных для заправки газом.

На сегодняшний день завод вырабатывает широкий спектр газообразного сырья. Далее представлена номенклатура выпускаемого на Миннибаевском ГПЗ сырья: отбензиненный газ, жидкие продукты, сжиженный газ, в том числе: пропановая фракция, изобутановая фракция, фракция нормального бутана, изопентановая фракция, стабильный газовый бензин, этан, сера, азот, кислород, гелий [3-9].

До ввода в эксплуатацию Казанского завода органического синтеза Миннибаевский завод поставлял свою продукцию коммунально-бытовому хозяйству Республики Татарстан, некоторых регионов РФ, а также экспортировал продукцию в Венгрию, Германию, Польшу,

Финляндию и другие страны. С 1965 г. основными потребителями продукции Миннибаевского ГПЗ являются ОАО «Казаньоргсинтез» (этан, пропан, нормальный бутан) и ОАО «Нижнекамскнефтехим» (нормальный бутан, изобутан, ШФЛУ собственной выработки и стабильный газовый бензин). Бытовым потребителям завод поставляет смесь пропана и изобутана для использования в качестве топлива, а комовую серу реализует в АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова».

В прошлом десятилетии ПАО «Татнефть» много сделало для увеличения объёмов поставок попутного нефтяного газа на ГПЗ: на Миннибаевский ГПЗ были переориентированы газовые потоки (до 35 млн м³/год) Бавлинской зоны, традиционно перерабатывавшиеся на Туймазинском ГПЗ в Башкирии. Для этого в 2003 г. был построен 90-километровый газопровод Бавлы–Миннибаево, а также проложен 60-километровый газопровод для поставки 10 млн м³/год газа с Матросовского месторождения. Ещё до 7 млн м³/год обеспечил отказ от применения попутного газа (с заменой его природным) в качестве топлива на установках подготовки нефти в районах, где хорошо развита газосборная сеть [10].

Благодаря наличию Миннибаевского ГПЗ, входящего в структуру управления «Татнефтегазпереработка», ПАО «Татнефть» перерабатывает не менее 95% от добываемого попутного нефтяного газа в год.

Удерживать такой показатель на требуемом правительством уровне и получить возможность сокращать затраты на топливо и добиться получения прибыли от продажи продуктов газопереработки Татнефти позволила реализация корпоративной программы по повышению уровня эффективного использования ПНГ на 2009-2013 гг., суммарные затраты на которую за эти годы составили более 4 млрд руб.

Технологические процессы, осуществляемые при переработке ПНГ на ГПЗ

Поступившие на газоперерабатывающий завод нефтяной газ, а также головка стабилизации нефти (нестабильный бензин) или ШФЛУ подвергаются первичной переработке, заключающаяся в проведении следующих технологических процессов: сепарации, очистки, компримирования осушки, отбензинивания, фракционирования, производства серы и гелия.

Большинство из этих процессов - физические, основанные на различных свойствах компонентов, из которых состоит нефтяной газ или ШФЛУ: температура кипения, растворимость, плотность и т.д. Только очистка газа и производство серы основаны на химических процессах с превращением одних веществ и другие.

Сепарация газа. Поступивший на завод газ проходит сепарацию, где отделяется от выпавшей влаги, углеводородного конденсата и механических примесей. Вода вместе с механическими примесями - песком, продуктами коррозии из сепарационной установки

дренируется в канализацию. Выпавший конденсат направляется в емкость или на установку очистки, или на установку отбензинивания, или на установку фракционирования. Если отсепарированный газ не содержит кислых компонентов, то он подвергается компримированию [10-25]. В том случае, если в газе содержится и диоксид углерода, он непосредственно после сепарации подвергается под небольшим избыточным давлением процессу очистки от кислых компонентов, а затем компримированию. Очистка газов от кислых компонентов на ГПЗ производится в основном абсорбционным способом.

Абсорбент - раствор монодиэтиламина, контактируя с газом в тарельчатой колонне, растворяет все кислые компоненты, вступает с ними в обратимые химические реакции и затем при нагревании насыщенного раствора реакции идут в обратном направлении: кислые компоненты восстанавливаются, выпариваются из адсорбента. Отделившийся кислый газ поступает на установку производства элементарной серы.

Компримирование газа. Очищенный газ или нефтяной газ, не содержащий сероводорода, поступает на компрессорные станции (установки) завода, где сжимаются до заданного давления, необходимого для процесса отбензинивания и дальнейшего транспорта товарного газа по трубопроводу.

Компримирование производят в несколько степеней (до трех). После каждой ступени газ подвергается охлаждению в водяных или воздушных холодильниках. Выделившийся при сепарации газа углеводородный конденсат отводится на фракционирование.

Осушка газа. В последние годы отбензинивание газа (процесс извлечения из газа фракции С3 и выше) и выработка этана производится на установках низкотемпературной абсорбции или низкотемпературной конденсации. Для предупреждения гидратообразования при низких температурах и высоких давлениях газ должен быть осушен до точки росы от -30 до -100 °С.

Осушка газа производится абсорбционным или адсорбционным способом.

Адсорбентами по извлечению влаги из газа являются моно-, ди- и триэтиленгликоли [10-25]. Извлечение влаги при десорбции в виде водяного пара выбрасывается в атмосферу или в жидком виде дренируются в канализацию.

В качестве твердого поглотителя влаги в адсорбционных процессах используют силикагель, активированный оксид алюминия или цеолиты -молекулярные сита. При адсорбционном процессе с применением цеолитов происходит достижение более глубокой осушки газа (до -80; -100 °С).

Способы отбензинивания газа. На заводах газопереработки с полным (законченным) технологическим циклом существуют 5 основных технологических процессов:

- приём, замер и подготовка нефтяного газа к переработке, т.е. сепарация, очистка, осушка;
- компримирование газа до давления, которое необходимо для переработки и транспортирования по магистральным газопроводам к потребителям;

- отбензинивание газа, т. е. извлечение из него нестабильного газового бензина;
- разделение нестабильного бензина, который вырабатывается на заводе и поступающий извне, например, с промышленных нефтестабилизационных установок либо с других ГПЗ, на газовый бензин и индивидуальные технически чистые углеводороды пропан, бутан, изобутан (а в некоторых случаях, кроме того, этан, изопентан, н-пентан и м-гексан);
- прием, хранение и отгрузка жидкой продукции завода железнодорожным транспортом или по трубопроводам.

Вместе с этим, некоторые заводы по переработке нефтяного газа в составе своем имеют установки по извлечению гелия и выработке элементарной серы из сероводорода, который содержится в газе. [4]. Основной технологический процесс газоперерабатывающего завода - процесс отбензинивания.

В зависимости от объемов перерабатываемого нефтяного газа, содержания в этом газе целевых компонентов, заданной глубины извлечения целевых компонентов и от местных промышленных условий и других факторов применяют четыре способа отбензинивания:

- компрессионный;
- низкотемпературные конденсация и ректификация;
- абсорбционный;
- адсорбционный.

Компрессионный способ отбензинивания. Основан на сжатии и дальнейшем охлаждении газа в водяных и воздушных холодильниках; при этом некоторая часть паров воды и тяжелых углеводородов при этом, которые входят в состав газа, конденсируется и отделяется в сепараторах.

Компрессионный способ как самостоятельный применяется крайне редко и только при отбензинивании очень «жирных» газов, содержащих C_3H_8 +высшие от 1000 г/м³ и выше. Данным способом не обеспечивается достаточная глубина извлечения целевых компонентов из газа и обычно его сочетают с другими способами отбензинивания [4].

Процесс низкотемпературной конденсации (НТК).

При данном процессе сжатый газ охлаждается специальными хладагентами (пропаном, аммиаком) до низких (минусовых) температур, в результате этого происходит конденсация значительной части газа. Углеводородный конденсат, который содержит все углеводороды, отделяется в сепараторе и далее подается в ректификационную колонну деэтанализатор. Сверху колонны отводится метан и этан, а снизу - нестабильный газовый бензин. Применение способа низкотемпературной конденсации целесообразно, в случае, когда в сырьевом газе содержание C_3H_8 +высшие превышает 300 г/м³ и из газа извлекается гелий.

У установок НТК технологическое оформление и эксплуатация более просты, нежели абсорбционные установки.

Отличие низкотемпературной ректификации (НТР) от процесса НТК в том, что процесс НТР происходит при наиболее низкой температуре и поступает в ректификационную колонну двухфазная смесь: охлажденный газ и выпавший из него углеводородный конденсат. Сверху колонны уходит отбензиненный газ, снизу - деметанизированный углеводородный конденсат. Этан из конденсата отделяют во второй колонне - дезтанизаторе.

Абсорбционный способ отбензинивания—основан на разной растворимости компонентов газа в жидких нефтепродуктах компонентов газа, которые применяются как абсорбенты - поглотители.

Процесс отбензинивания проводится в цилиндрической колонне, которая называется абсорбером. Абсорбер разделён по высоте поперечными перегородками - барботажными тарелками, на которых контактируют восходящий снизу вверх поток газа и стекающий сверху вниз абсорбент. По мере подъема от нижней тарелки до верхней газа, тяжелые углеводороды, которые содержатся в газе растворяются постепенно в абсорбенте и сверху абсорбера отводится отбензиненный газ, в котором почти не содержатся тяжелые углеводороды.

Снизу абсорбера отводится насыщенный абсорбент, направляющийся на следующую стадию - десорбцию. На данной стадии при помощи нагрева и снижения давления происходит отпарка из абсорбента углеводородов, поглощенных из газа, которые, покидая десорбер сверху, проходят через конденсаторы - холодильники, где конденсируются и образуют нестабильный газовый бензин.

Регенерированный или «тощий» абсорбент по выходе из нижней части десорбера охлаждается и вновь поступает на абсорбцию, т. е. абсорбент циркулирует по замкнутой системе. Применение абсорбционного способа наиболее рационально для отбензинивания газов, содержащих от 200 до 300г углеводородов C₃H₈+ высшие в 1 м³ [10-25].

Чем ниже температура процесса абсорбции, тем выше поглощающая способность абсорбентов. В последние два десятилетия все большее распространение получает процесс абсорбции нефтяных газов при низких (ниже 0°С) температурах [10-25].

По сравнению с процессом абсорбции при температуре окружающего воздуха применение процессов низкотемпературной абсорбции с одинаково заданными величинами извлечения целевых компонентов. Это приводит к значительному сокращению энергетических расходов, уменьшению конструктивных размеров аппаратов и в целом к снижению эксплуатационных расходов.

При переработке тощих нефтяных газов с содержанием C₃H₈+высшие от 50 до 100г/м³ применяется адсорбционный способ отбензинивания. Основан он на свойстве пористых твердых материалов (адсорбентов) поглощать газы и пары. Обычно как адсорбент используется активированный уголь, поглощающий из газа преимущественно тяжелые углеводороды, и он постепенно ими насыщается. Для отгонки поглощенных углеводородов и

для восстановления адсорбционной способности насыщенный уголь обрабатывается перегретым водяным паром.

Смесь углеводородных и водных паров, которые отогнаны из адсорбента, охлаждается и конденсируется. Полученный нестабильный бензин достаточно легко отделяется от воды.

Недостаток адсорбционных процессов, применяемых как для отбензинивания, так и для осушки и очистки, периодичность их работы [10-25].

Установки для хранения СУГ

Тип, размер и расположение установки для хранения СУГ будут определять факторы, которые необходимо учитывать при строительстве объекта, чтобы соответствовать требованиям охраны труда и техники безопасности.

Эксплуатация объектов, на которых хранится или используется СНГ, регулируется законодательством, применяемым как HSE, так и местными властями.

Хранение СНГ – стационарные резервуары

Резервуар для хранения сжиженного нефтяного газа вместе с любой связанной трубопроводной системой, соединяющей систему с устройством для сжигания топлива, обеспечивающим отопление помещения или воды, или кухонное оборудование, должен быть спроектирован, построен и установлен в соответствии с требованиями, изложенными в Своде практических правил UKLPG 1: «Хранение сжиженного нефтяного газа на стационарных установках».

Надземные резервуары должны соответствовать части 1 «Проектирование, установка и эксплуатация надземных судов» с изменениями.

Подземные резервуары должны соответствовать Части 4 – «Заглубленные/насыпные емкости для хранения СУГ» с поправками.

Для надземных или подземных пропановых установок общей вместимостью не более 2 тонн (4500 литров) можно обратиться к упрощенному руководству, приведенному в Своде практических правил UKLPG 1: «Хранение сжиженного нефтяного газа наливом на стационарных установках»: Часть 2 – «Малогабаритные пропановые установки для бытовых и аналогичных целей» с изменениями.

Указания, приведенные в этом разделе, относятся ко всем резервуарам, хотя для резервуаров вместимостью менее 4 тонн СНГ (9000 литров) указаны особые критерии. Для руководства по более крупным установкам, производительностью которых превышает 4 тонны СНГ, следует обратиться к соответствующей части Свода практических правил.

Каждый резервуар должен быть отделен от здания, ограждения или стационарного источника возгорания, чтобы:

- a. в случае пожара снизить риск распространения огня на бак, и
- b. обеспечить безопасное рассредоточение в случае вентиляции или утечек.

Резервуары должны располагаться на открытом воздухе в месте, не допускающем скопления паров на уровне земли. Элементы грунта, такие как открытые стоки, люки, желоба и люки в подвалы, находящиеся в пределах разделительных расстояний, указанных в колонке (А) таблицы на обороте, должны быть герметизированы или заблокированы, чтобы предотвратить прохождение паров сжиженного нефтяного газа.

Резервуары должны быть отделены от зданий, ограждений или стационарных источников воспламенения в соответствии с таблицей на обороте:

Таблица 3. Разделительные расстояния для резервуаров для хранения сжиженного нефтяного газа

Максимальная вместимость (в тоннах)		Минимальное разделительное расстояние для наземных резервуаров (в метрах)		
любого отдельного танка	любой группы танков	От здания, ограждения или стационарного источника возгорания до резервуара		между танками
		А - без противопожарной стены [1]	Б - с противопожарной перегородкой [1]	
0,25	0,8	2,5	0,3 [2]	1,0
1.1	3,5	3.0	1,5 [2]	1,0
4.0	12,5	7,5	4.0	1,0

Дополнительная информация:

1. Противопожарная стена означает стену или экран, отвечающие требованиям внешней стены с кратковременной огнестойкостью (Раздел 2, Пожар) в пределах 1 м от границы, расположенные на расстоянии от 1 м до 1,5 м от резервуара и простирающиеся:

- a. в продольном направлении: так, чтобы указанное выше расстояние без противопожарной стены сохранялось при измерении вокруг концов противопожарной стены, и
- b. по вертикали: 2 м или высота до верха предохранительного клапана, в зависимости от того, что больше.

2. Для судов грузоподъемностью до 1,1 тонны противопожарная стена не должна быть выше верхней части предохранительного клапана и может являться частью границы участка .

Для судов грузоподъемностью до 1,1 тонны, расположенных ближе к зданию , чем разделительное расстояние, указанное в колонке (А) вышеприведенной таблицы,

противопожарная стена должна составлять часть стены здания в соответствии с приведенной ниже схемой. Если часть здания используется для жилых помещений (или в качестве жилища), такая противопожарная стена должна соответствовать требованиям для наружной стены со средней огнестойкостью (раздел 2, Пожар).

Если группа резервуаров размещается вместе, количество резервуаров в группе не должно превышать 6, а общая вместимость группы не должна превышать указанную для любой группы резервуаров в таблице выше.

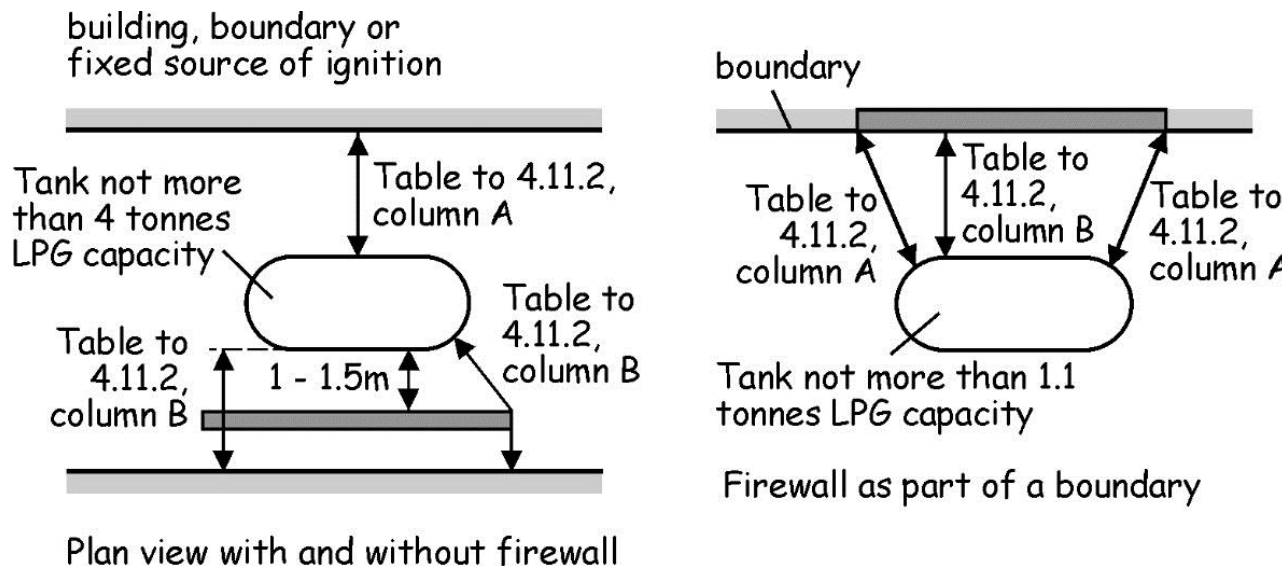


Рисунок 11 – Отделение или экранирование резервуара сжиженного нефтяного газа от здания, границы или стационарного источника возгорания

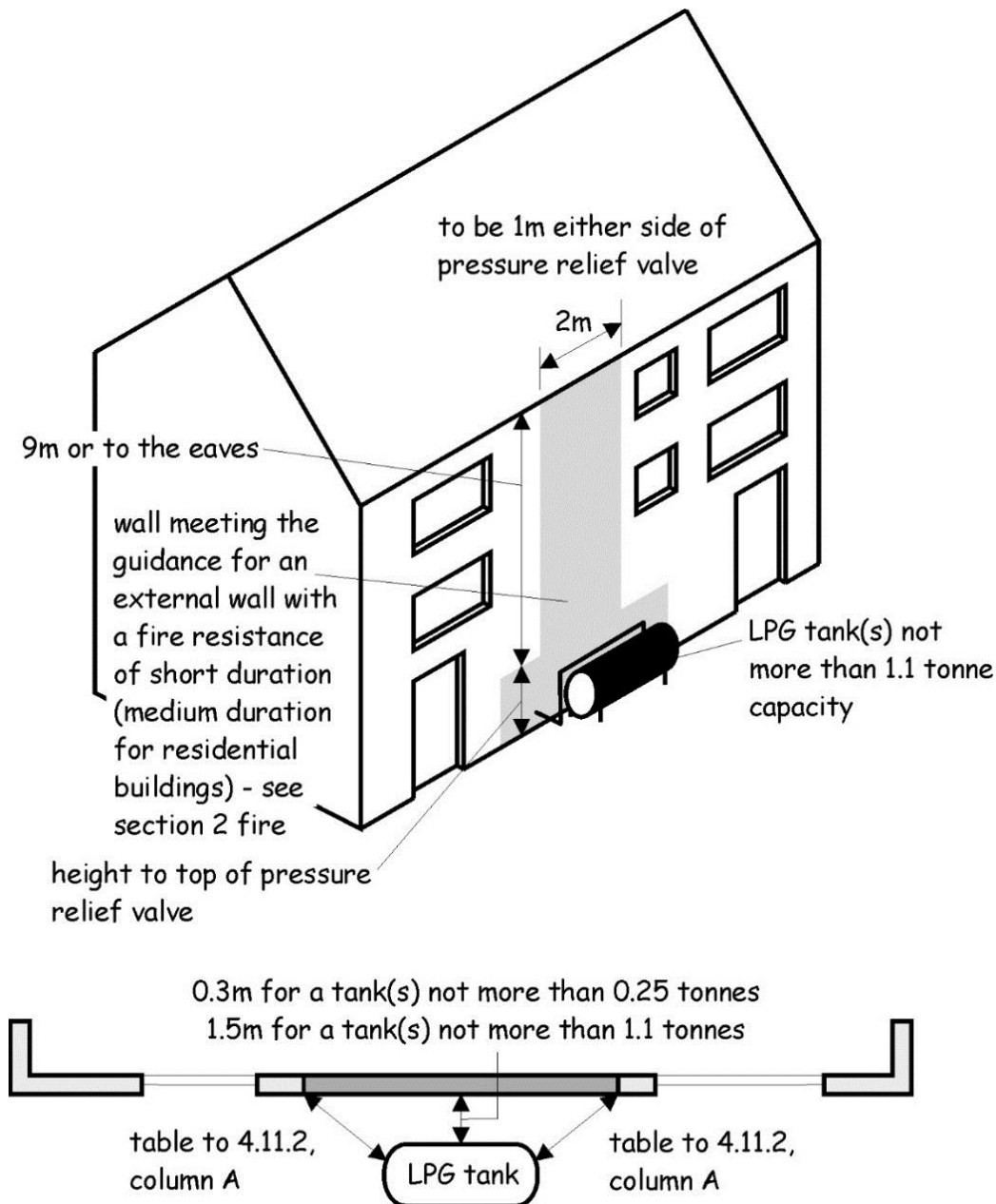


Рисунок 12 – Небольшой резервуар для сжиженного нефтяного газа рядом со зданием

Площадки для парковки транспортных средств - автомобили, находящиеся под контролем владельца площадки, должны быть припаркованы на расстоянии не менее 6 м от резервуаров для сжиженного нефтяного газа или на расстоянии, указанном в столбце (А) таблицы к этому пункту, в зависимости от того, что меньше. Это не относится к погрузке/разгрузке транспортных средств. Автомобили, не находящиеся под контролем объекта (например, принадлежащие представителям общественности), должны быть припаркованы не ближе, чем разделительное расстояние, указанное в колонке (А) таблицы к этому пункту.

Хранение СУГ – баллоны

Если установка для хранения сжиженного нефтяного газа состоит из набора баллонов, установка должна соответствовать Своду правил UKLPG 24: «Использование баллонов с сжиженным нефтяным газом»: Часть 1 - «Использование пропана в баллонах в жилых помещениях» и Часть 6. - «Использование пропана в баллонах в коммерческих и промышленных помещениях».

Использование цилиндров в такой установке обычно принимает форму двух наборов парных цилиндров, соединенных с коллектором, при этом подача осуществляется от одной пары цилиндров в любой момент времени. Это позволяет поддерживать постоянную подачу при замене пустых баллонов.

Любая установка должна обеспечивать вертикальное положение баллонов, закрепленных ремнями или цепями у стены снаружи здания .

Баллоны должны располагаться на твердом, ровном основании, таком как бетон толщиной не менее 50 мм или тротуарная плитка, залитая раствором, и размещаться в хорошо проветриваемом месте на уровне земли, чтобы клапаны баллона были:

- a. не менее 1 м по горизонтали и 300 мм по вертикали от отверстий в зданиях или источников тепла, таких как концы дымохода или вентиляционные отверстия сушильных машин
- b. не менее 2 м по горизонтали от незакрытых водостоков, незакрытых желобов или люков в подвалы, если между ними нет стены высотой не менее 250 мм.

Баллоны должны быть легкодоступны, достаточно защищены от физического повреждения и расположены в месте, где они не препятствуют выходу из здания.

Сжиженные углеводородные газы как топливо для двигателей внутреннего сгорания

Сжиженные углеводородные газы (СУГ), содержащие в основном смесь углеводородов C3-C4, во многих странах служат важным источником энергии, в том числе для двигателей внутреннего сгорания. В мировом масштабе в настоящее время производится около 270 млн т этого топлива, из них на автомобилизацию приходится 26 млн т (~10%). Польша является одной из этих стран, где СНГ является популярным моторным топливом. Годовое потребление так называемого автогаза составляет около 1,7 млн тонн с тенденцией к увеличению. По польским дорогам ездят почти 3 миллиона автомобилей с двухтопливными двигателями, в основном с искровым зажиганием. Развитая логистическая инфраструктура сопровождает развитие использования этого вида топлива в Польше. В Польше есть многочисленные производственные компании, работающие для удовлетворения потребностей этой отрасли промышленности, а также современная сервисная база. Ведутся интенсивные научно-

исследовательские и опытно-конструкторские работы в этой области. Исключительные преимущества СНГ как альтернативного моторного топлива получили высокую оценку в Польше. Эти преимущества вытекают главным образом из простоты его производства.

Для производства высококачественного топлива путем дегазации природного газа или стабилизации сырой нефти необходимы относительно низкие инвестиционные затраты и потребление энергии. LPG производится как побочный продукт в многочисленных процессах нефтепереработки, и его качество относительно близко к требованиям к моторному топливу. Источником алифатических углеводородов, попадающих в диапазон СУГ, также могут быть процессы конверсии биомассы и, в ближайшем будущем, процессы ферментации. Экологические преимущества СУГ заключаются прежде всего в очень низком выбросе практически всех токсичных компонентов выхлопных газов двигателя по сравнению с бензином или дизельным топливом. В данной главе представлены результаты исследований, направленных на улучшение эксплуатационных качеств, логистики и процессов сгорания СУГ в двигателях с искровым зажиганием. В этой области были получены и испытаны антикоррозионные присадки для СУГ очень высокой эффективности. Также с помощью присадок решена проблема отделения воды от СУГ при хранении и транспортировке в танкерах. Была получена многофункциональная присадка, придающая LPG адекватные смазывающие и моющие свойства. Изучается влияние воды на процесс сгорания СУГ в бензиновом двигателе, а также пути подачи воды в зону горения. Разрабатывается математическая модель, точно описывающая корреляции между плотностью и химическим составом СУГ, а также изменения плотности в зависимости от температуры топлива. В реализации этих планов участвуют компании-производители LPG, научно-исследовательские группы, а также производители автомобильных LPG-систем. Успешное завершение научно-исследовательских работ и проектных работ приведет к устранению дефицитных недостатков СУГ как моторного топлива, сохранив при этом все его многочисленные преимущества как альтернативного топлива для будущего - источника энергии новой эры.

Общие сведения о СУГ

Смесь сжиженных углеводородных газов C_3 - C_4 (пропан и бутан), называемая в просторечии сжиженным газом или LPG, является особым энергоносителем, причисляемым к группе альтернативных видов топлива. СНГ имеет более 1000 различных применений, включая применение в промышленности, гражданском строительстве, коммунальном хозяйстве, сельском хозяйстве, домашнем хозяйстве и на транспорте. Благодаря упрощенной транспортной логистике, обеспечивающей диверсификацию поставок, доступность источников и, прежде всего, экологические аспекты, СУГ демонстрирует высокую динамику производства и потребления; мировое производство этого топлива приближается к 280 млн тонн.

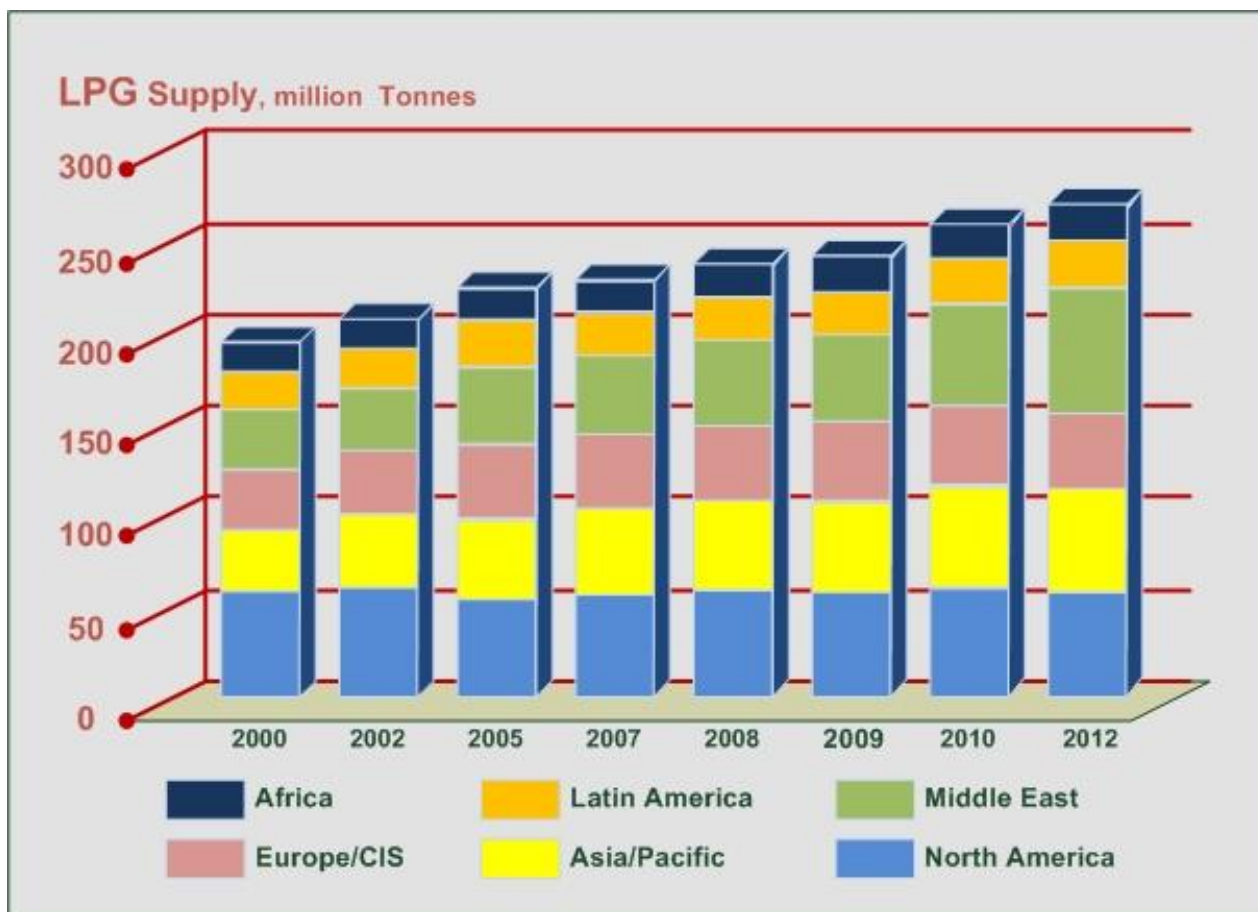


Рисунок 13 – Мировое потребление СНГ [1]

Лишь небольшая часть мирового производства СНГ, около 10%, используется в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания.

Сжиженный газ производится из трех основных источников:

- Как побочный продукт дегазации природного газа;
- Как побочный продукт стабилизации нефти на месте добычи сырой нефти;
- Как побочный продукт переработки нефти на нефтеперерабатывающем заводе.

Природный газ содержит в основном метан, но также и другие вещества, в том числе более тяжелые углеводороды, в том числе C_3 и C_4 . Такой газ называется «мокрым», и его подготовка к транспорту требует удаления фракции СУГ – дегазации. Дополнительные объемы СУГ получают при стабилизации сырой нефти на месторождении, являющейся частью подготовки нефти к транспорту. Подсчитано, что около 60% СУГ в мире получают таким образом [2]. Очищенный «жидкий газ» содержит в основном пропан, бутан и изобутан в различных пропорциях, но не содержит ненасыщенных углеводородов. Это делает его топливом высочайшего качества и с наилучшей химической стабильностью.

Остальные 40% СУГ получают при переработке нефти на нефтеперерабатывающем заводе. В зависимости от сорта сырой нефти содержит 1–4% фракции СУГ. Источником предельных углеводородов, входящих в состав сжиженного газа на НПЗ, являются операции дистилляции и многочисленные виды гидроочистки. Большинство фракций, полученных при

перегонке высокосернистого сырья, подвергают гидроочистке. Широкое распространение процессов гидроочистки при производстве продуктов нефтепереработки было обусловлено жесткими экологическими нормами. Таким образом готовят сырье для изомеризации легких бензиновых фракций и каталитического риформинга бензинов. В схемы НПЗ внедряется гидрообессеривание сырья каталитического крекинга. Гидроочистка используется для очистки компонентов авиакеросина, дизельного топлива, светлых мазутов, базовые смазочные масла и нефтяные воски. Глубокая переработка нефти подразумевает также использование деструктивных водородных процессов, гидрокрекинга вакуумных дистиллятов и мазута. В результате восстановления водородом соединений серы, азота и кислорода образуются углеводороды, в том числе C₃-C₄ – Рисунок 19.

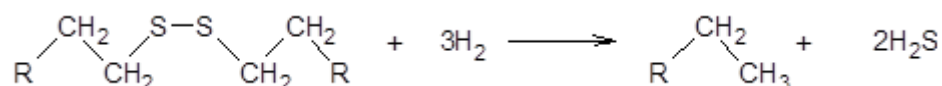


Рисунок 14 – Пример гидрирования алкилдисульфида

Фракции СУГ, полученные в результате термических деструктивных процессов, таких как крекинг или пиролиз, имеют несколько иную химическую природу. Они содержат олефины и диены, ценные химические вещества, которые можно найти во фракциях СНГ, используемых в качестве моторного и отопительного топлива.

Подводя итог, можно сказать, что СНГ получают как побочный продукт переработки нефти и природного газа, поэтому он должен быть дешевым продуктом. Его усовершенствование для использования в качестве моторного топлива требует чаще всего снижения содержания серы до уровня, требуемого экологическими нормами.

Технология производства автогаза может значительно усложниться в ситуациях, когда необходимо получить топливо нормированного качества из различных компонентов различного химического состава. Дополнительной технологической и логистической сложностью при производстве автогаза может стать варьирование свойств этого топлива в зависимости от времени года и климатических условий.

Требования к качеству сжиженного нефтяного газа в Польше такие же, как в стандарте EN 589+A1:2012. Единственные различия связаны с так называемыми зимними параметрами, которые каждая страна определяет адекватно своим климатическим условиям. СНГ в Польше с 2007 года подлежит той же национальной системе мониторинга и контроля топлива, что и другие виды топлива, то есть бензины и дизельное топливо. Правила, регулирующие эту систему, являются одними из самых строгих в Европе. Контроль качества моторных топлив контролируется Управлением по конкуренции и защите прав потребителей (УОКиК) и осуществляется на каждом этапе логистической цепочки, начиная от производителя, через отгрузку, хранение, транспортировку и, наконец, АЗС. В течение многих лет результаты

анализов проб СНГ были очень хорошими. В 2014 году только 1.5% проб СУГ, отобранных на АЗС, не полностью соответствовали нормативным требованиям к этим видам топлива. Для образцов, отобранных из резервуаров, принадлежащих производителям и оптовикам, отклонений от требуемых свойств обнаружено не было. Только большие усилия, предпринятые автогазовой промышленностью в области оптимизации процессов и большие инвестиции в системы контроля качества, привели к получению таких результатов.

Что характерно для требований к качеству СУГ, так это то, что они не содержат его углеводородного состава. С другой стороны, производители не могут использовать те или иные смеси по своему выбору, поскольку необходимость использования тех или иных химических составов обусловлена требованиями к другим ключевым свойствам, влияющим на работу двигателя. Эти параметры включают в себя:

- Октановое число мотора;
- Относительное давление паров при 40 °С;
- Температура, при которой давление пара не ниже 150 кПа.

Адекватное значение моторного октанового числа (≥ 89) топлива требуется для правильного и экономичного сгорания в двигателе. Косвенно стандарт гарантирует, что СНГ как моторное топливо имеет исследовательское октановое число, используемое для характеристики бензинов, на уровне выше 95, часто выше 100.

Следует отметить, что автогаз испаряется в цилиндре на 100%, чего нельзя сказать о бензинах и тем более о дизтопливе. Полное испарение является фактором, определяющим, что сжиженный нефтяной газ, несмотря на потенциально более низкую теплотворную способность, чем бензин, не должен потребляться в больших количествах.

Легкодоступные источники компонентов автомобильного газа, увеличение производства природного газа из нетрадиционных источников, в сочетании с углеводородами C_3-C_4 , а также отчеты, касающиеся производства пропана из конверсии биомассы, указывают на то, что это топливо имеет хорошие перспективы для увеличения поставок и дальнейшего распространения и его использования.

СНГ является исключительным топливом, о чем свидетельствует не только его доступность, но и стоимость производства. Сравнение затрат или энергии, необходимой для производства современных бензинов или дизельного топлива, показывает, что производство СНГ намного дешевле [3,4].

Сжиженный нефтяной газ по праву считается экологически чистым топливом не только из-за производственных затрат, но и из-за социальных и экологических выгод. Очень опасным и социально затратным компонентом газов, выбрасываемых двигателями внутреннего сгорания, являются твердые частицы (ТЧ). Сравнение затрат на здоровье, связанных с автомобилизацией, представлено в таблице 4 [5].

Таблица 4. Оценка затрат на здоровье, связанных с выбросом компонентов выхлопных газов

Компонент выхлопных газов	Затраты на здоровье, евро/т
PM _{2,5}	160.000
ТАК ₂	10.000
№ ₂	15.700
ЛОС	700
СО	20

Двигатели, работающие на автогазе, выбрасывают в атмосферу несравненно меньшее количество этих компонентов, в связи с чем общие социальные издержки использования различных моторных топлив для СУГ самые низкие – рис. 20.

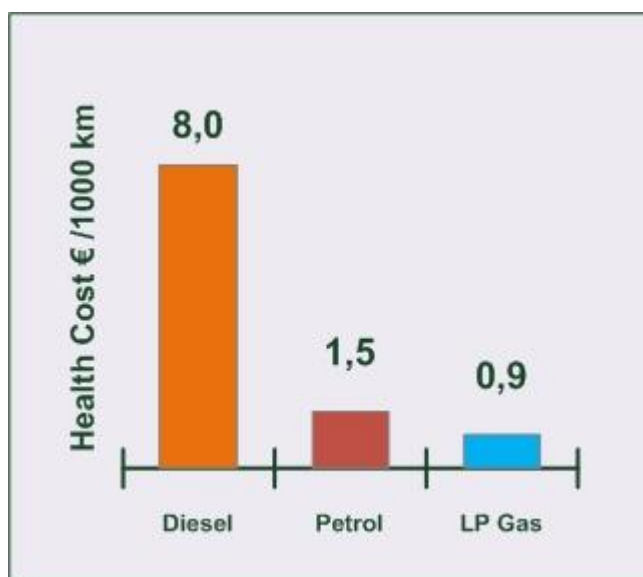


Рисунок 15 – Затраты на здоровье при использовании различных видов моторного топлива

Более высокая теплота сгорания автогаза по сравнению с бензином и дизельным топливом, наряду с более высоким отношением водорода к углероду, приводит к выбросу меньшего количества углекислого газа (73,6 г CO₂/МДж, тогда как для бензина 85,8 CO₂/МДж, а для дизельное топливо - 87,4 г CO₂/МДж).

Использование СНГ в качестве альтернативного моторного топлива требует относительно небольших и недорогих приспособлений в двигателях с искровым зажиганием. Все большую роль в популяризации автогаза играют производители автомобилей. Они заметили экономическую и экологическую выгоду от использования таких двигателей и все чаще предлагают автомобили с заводской установкой ГБО. Это создает положительный имидж автогаза как топлива экологически чистого, экономичного и полностью безопасного.

Потребления СУГ в России

Для энергетической политики в условиях устойчивого развития очень важны общие затраты моторных топлив в пересчёте на колесо, если учитывать количество автомобилей с двигателями внутреннего сгорания и количество потребляемого ими топлива. Россия в этом плане находится в очень хорошем положении из-за большого количества автомобилей, работающих на двух видах топлива, и высокой доли автогаза в потреблении моторного топлива. Все более распространенное отношение к СУГ как к альтернативному топливу выгодно для более широкого его использования, как на транспорте, так и в других сферах.

Начало автомобильной газовой промышленности в России относится к последнему десятилетию двадцатого века, когда появились первые легальные автомобильные установки на сжиженном газе. Интенсивное развитие этого сектора экономики произошло на рубеже веков. Объем реализованного автогаза в 1996 г. составил 250 тыс. т, в 2003 г. – более 1 млн т, а в последние годы стабилизировался на уровне 1,5–1,65 млн т.

В России постоянно увеличивается количество автомобилей, оснащенных установками СУГ. После более чем 20-летней истории автомобильного газа в России в настоящее время насчитывается более 2,85 миллиона автомобилей. Это означает, что почти каждый седьмой автомобиль на польских дорогах заправляется сжиженным нефтяным газом.

Польский рынок СУГ в 2013 г. (2200 000 тонн) состоит из 17,7% местного производства (Orlen Gaz, Lotos Paliwa, PGNiG) и импорта из Российской Федерации (более 50%), Казахстана (более 25,1%) и Беларуси (11,8%).). Польша также экспортирует СНГ [6]. Структура рынка СУГ не менялась годами. Основную роль играет автогаз (почти 75% рынка). Второе место занимают 11-килограммовые баки (более 13%), используемые в 5,4 млн домохозяйств. Около 12% рынка занимает сегмент промышленных и бытовых резервуаров для хранения СУГ.

За последние 20 лет образовались многочисленные компании, производящие LPG для нужд местного рынка и развивающие экспорт в страны, расположенные на всех континентах. По неполным данным можно оценить, что 13 местных производителей автомобильных ГБО выпускают ежегодно около 2 млн таких установок. В каждой из этих компаний работает от нескольких десятков до примерно 500 человек. Характерной особенностью этих компаний обычно является широкий профиль производства, проектирование новых элементов этих установок и систем управления. Это связано с наличием собственной конструкторско-технологической базы, а некоторые из этих компаний имеют научно-исследовательские центры, сотрудничающие с научно-исследовательскими институтами.

Примером такой компании может быть AC SA из Белостока, отмеченная на бирже GPW. Это ведущая компания в Польше и известный мировой производитель автомобильных

систем LPG/CNG с маркировкой STAG. На польском автомобильном рынке AC SA присутствует уже 27 лет, в ней работает более 500 человек, и в настоящее время она является крупнейшей компанией, работающей в сфере автомобильных газовых установок в стране. Как показывают оценки компании, ее доля на польском рынке составляет более 50%. Продукция AC SA представлена более чем в 40 странах мира. В 2011 году экспорт составил 63% от общей выручки AC SA. Основными зарубежными получателями AC SA являются Германия, Россия, Украина, Турция и Таиланд [7].

Квалифицированный персонал, современный машинный парк, эффективный менеджмент и маркетинг позволяют осуществлять экспансию на зарубежные рынки, включая контракты с автопроизводителями на поставку «заводских» установок ГБО для новых автомобилей.

Развитие отрасли и возрастающие требования клиентов к качеству, а также разработка новых технологий двигателей, инициировали процесс формирования сетей авторизованных заводов-изготовителей, с контролем качества обслуживания, продлением и расширением гарантийного срока на предлагаемые системы ГБО.

Высокий уровень безопасности и качества производимых в Польше установок является следствием очень сильной внутренней и внешней конкуренции, а также полноценного функционирования этой отрасли в условиях открытого рынка.

Присутствие иностранных компаний, в основном голландских и итальянских, представляющих самый высокий мировой уровень, увеличивает конкуренцию и способствует технологическому развитию польских производителей.

Более 20 местных компаний и несколько иностранных компаний производят запчасти для производителей и сервисное обслуживание газовых установок. Среди них есть как малые и молодые компании, так и средние и крупные фирмы с давними традициями. Пять компаний производят резервуары для сжиженного нефтяного газа, приспособленные к различным потребностям получателей. Выпускается более 1 тыс. типов и моделей газовых баллонов. Местные производители выпускают собственные редукторы-испарители сжиженного автогаза, форсунки, напорные рукава, пластиковые элементы, фильтры газовой и жидкостной фаз. Все производители также являются экспортёрами, сотрудничая с покупателями на всех континентах. Один из производителей открыл своё представительство на очень быстро развивающемся рынке США. Преобладающими направлениями экспорта для местных производителей являются страны Восточной Европы, а также «старый Евросоюз», Южная Америка и Дальний Восток.

Динамично развивающийся рынок сжиженного нефтяного газа в Польше побудил к созданию компаний, проектирующих и реализующих инвестиции в области строительства заправочных станций, терминалов и топливных баз. К таким компаниям относятся проектные группы, фирмы,

занимающиеся установкой и обслуживанием ИТ-систем для газовой промышленности, а также систем телеметрии, компании, занимающиеся легализацией оборудования и резервуаров. Всего в этой сфере насчитывается не менее 10 компаний разного размера. Инновационный характер индустрии сжиженного нефтяного газа реализуется как естественная потребность оставаться на местном рынке, а также расширять свою деятельность за рубежом.

Высокая популярность использования СНГ в качестве топлива для двигателей с искровым зажиганием привела к тому, что его начали использовать в дизельных двигателях. Дизельные газовые системы для двигателей, работающих на дизельном топливе и сжиженном нефтяном газе, обеспечивают снижение расхода топлива от 10% до 20%. Более эффективное сгорание дизельного топлива увеличивает мощность двигателя, снижает выброс оксида углерода (II) и твердых частиц, при этом не сокращая срок службы двигателя.

Вопросы качества СУГ как моторного топлива

Автогаз, имея множество преимуществ, имеет и ряд недостатков по сравнению с современными бензинами. Стандартные требования не позволяют вводить в СУГ присадки, которые в бензинах обеспечивают многие ключевые свойства, такие как очистка системы подачи топлива, снижение потребности в повышении октанового числа (ORI), термическую и термоокислительную стабильность, а также анти-коррозионные свойства.

Коррозия

Одним из важнейших показателей качества автогаза является отсутствие коррозионной активности по отношению к меди. На практике, однако, может случиться так, что коррозионная активность этого топлива проявляется в логистической цепочке. Сжиженный газ хорошего качества, перевозимый железнодорожными цистернами и/или хранящийся в резервуарах, может растворять химические соединения, вызывающие коррозию медных пластин. Существует множество доказательств того, что причиной этой угрозы коррозии является вода, которая остается на дне резервуаров и содержит различные микрзагрязнения. Эти вещества в воде вступают, в частности, в реакции гидролиза с образованием коррозионно-активных соединений, таких как сероводород.

В аналитической практике существуют разногласия, связанные с коррозионной активностью СУГ. Использование высококачественных инструментов не гарантирует воспроизводимости результатов. Представляется, что процедурам отбора проб топлива следует уделять исключительное внимание.

Сбор проб СУГ

Сбор и передача репрезентативной пробы материала имеет ключевое значение для оценки параметров его качества. Надлежащий отбор репрезентативной пробы имеет особое значение в связи с повышением требований к качеству СУГ, развитием аналитических методик и ростом опыта сотрудников лаборатории. Часто операция по сбору и подготовке пробы является наиболее невралгическим моментом, влияющим на правильность оценки показателей качества данной партии продукции.

Вопрос надлежащего переноса аналитической пробы из партии продукции решался в ходе сравнительных исследований, организованных Институтом автомобильной промышленности (ПИМОТ) в 2013 г. [9]. Эти исследования проводились почти в идеальных условиях, когда все участники были подготовлены к сбору образцов, подготовив все оборудование в соответствии с каждой процедурой для получения максимальной чистоты образцов. Очень сложно добиться чистоты оборудования для сбора проб и возможности поддерживать его в рабочем состоянии при ежедневном использовании с использованием существующих решений и при высокой частоте сбора проб. Как показывает практика, часто при случайных сравнительных исследованиях на пробах, отобранных в ходе повседневных операций, некоторые результаты существенно различаются, особенно по таким параметрам, как содержание общей серы и коррозионная активность по отношению к меди. Это может быть связано с трудностью поддержания высокой чистоты оборудования.

Различия в оценке полученных результатов часто являются предметом споров между импортерами и производителями СУГ и контролирующими органами, осуществляющими контроль показателей качества, включенных в стандарты на СУГ. Используемые в настоящее время решения и их последствия в виде различий в результатах анализа одного и того же СУГ часто являются причиной штрафов для компаний, участвующих в торговле СУГ. Органом, проверяющим качество, является Государственная торговая инспекция (ГИТ), осуществляющая регулирование от имени Управления по вопросам конкуренции и защиты прав потребителей (УОКиК) и Управления по регулированию в энергетике, и в случае обнаружения несоответствия топлива стандартам качества, налагает штрафы.

В Польше было использовано инновационное решение, позволяющее точно оценивать качество и классификацию топлива, защищая не только конечных получателей, но и интересы индивидуальных предпринимателей, одновременно стимулируя дальнейшее развитие этой отрасли.

В доступной литературе этот вопрос в аспекте возможных аналитических проблем не рассматривается, за исключением действующего стандарта PN-EN ISO 4257, касающегося отбора проб СУГ. С учетом развития технологии и проблем, возникающих при анализе СУГ, было разработано решение, способное устранить эту проблему. Это решение позволяет

собирать и передавать репрезентативные образцы из партии продукции, а затем проводить их надлежащую оценку [10].

Новое техническое решение, связанное со съёмным пробоотборником специально подготовленной внутренней поверхности, стало предметом глубоких сравнительных исследований. В этих исследованиях сравнивались результаты измерений параметров качества СУГ с использованием двух разных типов пробоотборников и способов их очистки. В ходе этих исследований оценивалось влияние конструкции пробоотборника и способа его подготовки к отбору проб, а также его чистоты на репрезентативность оценки качества. Исследования проводились в области оценки качества отобранных проб СУГ и микроскопического сканирования внутренних поверхностей пробоотборников.

С целью получения информации о влиянии конструкции пробоотборника и его внутренней поверхности на процессы, происходящие в пробоотборнике, и репрезентативность пробы были проведены неразрушающие и повреждающие испытания пробоотборников двух различных конструкций. Стандартный неразборный пробоотборник из хромоникелевой стали 316L сравнивали с разборным пробоотборником из хромоникелевой стали 316Ti. Дополнительно в новом разборном пробоотборнике внутренняя поверхность была подготовлена механической полировкой, обработана травлением и химической электрополировкой. Подготовленную таким образом поверхность пассивировали оксидами. На рисунок 16, представлены два типа пробоотборников вместе с их поперечными сечениями.

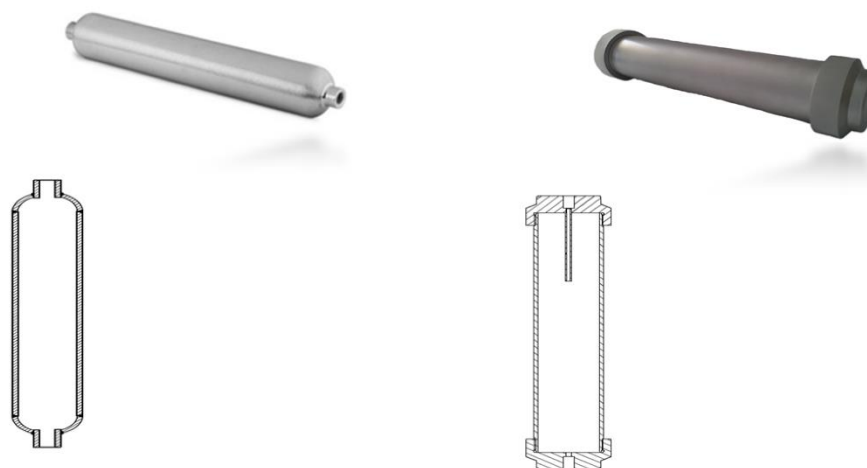


Рисунок 16 – Традиционный неразборный пробоотборник [слева], съёмный пробоотборник

В случае съёмного пробоотборника, как новое решение, использование процессов травления и химической электрополировки было направлено на снижение микропористости поверхности, что снижает угрозу скопления отложений и химикатов на поверхности и облегчает ее очистку. Операции, применяемые для подготовки внутренней поверхности пробоотборника, вскрывают однородную, чистую металлическую поверхность, закрывают

микропоры, исключая прилипание химических загрязнений к поверхности. Электрополировка способствует дальнейшей пассивации поверхности. Роль пассивной поверхности заключается в защите от прилипания химических соединений к внутренней поверхности образца, которые могут накапливаться и влиять на правильность результатов, полученных при длительном использовании образца.

Неповреждающее микроскопическое сканирование внутренней поверхности пробоотборника показало структуру поверхности в обоих типах растворов. Поверхность неразборного пробоотборника (рисунок 17), в местах, где не применялась дополнительная отделка, очень неровная, имеет заметные царапины, острые края. На таких поверхностях загрязнения могут очень легко адсорбироваться и накапливаться, что влияет на результаты анализа LPG, собранные с помощью этого пробоотборника. Высокая шероховатость поверхности затрудняет ее очистку, что обуславливает возможность возникновения вторичных реакций в цилиндре и изменения показателей качества отбираемых проб. В случае съёмного пробоотборника (рисунок 18), где на внутреннюю поверхность наносилась дополнительная отделка, она гладкая, поры материала закрыты, структура однородная. Подготовленная таким образом поверхность препятствует прилипанию и накоплению на ней отложений и загрязнений, повышая репрезентативность отобранных проб. Отсутствие возможности накопления загрязнений упрощает очистку, что делает ее более эффективной. Таким образом, пробоотборник чище и обеспечивает лучшую репрезентативность полученных аналитических результатов.

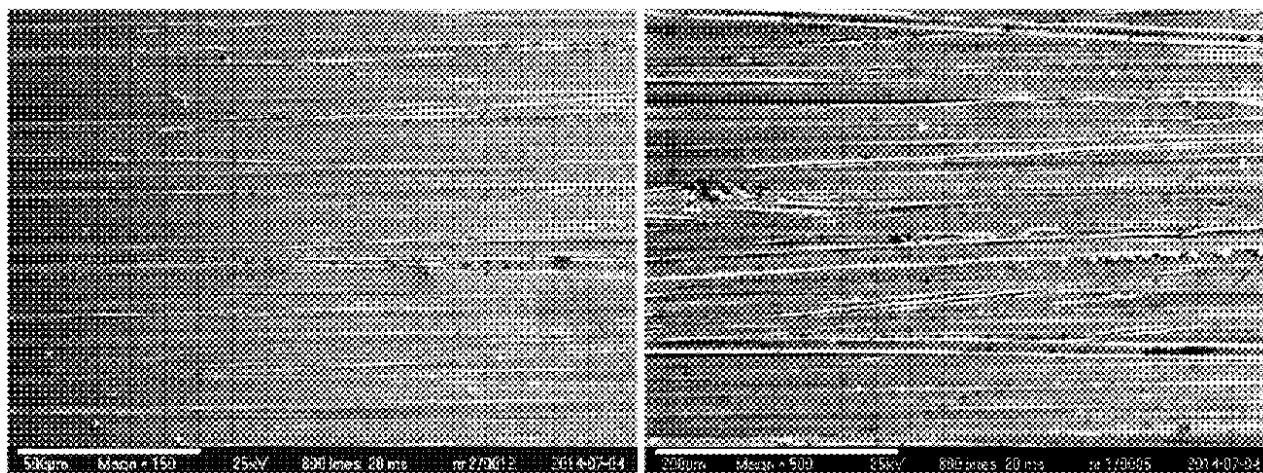


Рисунок 17 – Внутренняя поверхность неразборного пробоотборника (увеличение 150x слева, увеличение 500x справа)

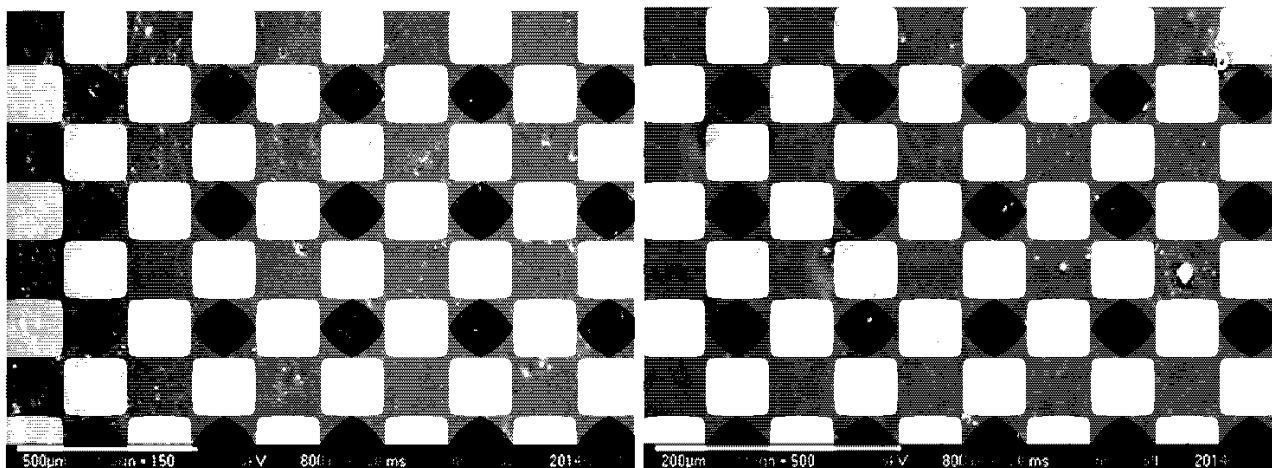


Рисунок 18 – Внутренняя поверхность съёмного пробоотборника (увеличение 150х слева, увеличение 500х справа) [67]

Проведены разрушающие испытания, которые продемонстрировали различия обоих типов пробоотборников. Каждый пробоотборник использовался для отбора 250 проб СУГ. Пробоотборники очищали в соответствии со стандартом PN ISO 4257 перед каждым сбором. После серии испытаний оба пробоотборника были разрезаны по оси для анализа внутренней поверхности цилиндра. В случае нового разборного пробоотборника загрязнения не наблюдалось. В традиционном неразборном пробоотборнике на его внутренней поверхности наблюдался темный налет. Анализ месторождения показал наличие таких элементов, как Na, K, Mg, Ca, Al, V, Ni, Co, Mn, Fe, S. Наиболее нежелательным элементом этой группы является сера. Анализируемый осадок содержал 0,72 % масс. /масс. этого элемента. Сера в месторождении находится в основном в виде неорганических соединений.

Пробы, отобранные с использованием обоих типов пробоотборников в одинаковых условиях, подвергались качественному анализу одинаковым образом. В разные периоды времени в течение 3-х лет выполнено 2113 анализов по стандартным методикам. По таким параметрам, как коррозионная активность по меди и содержание общей серы, отклонения результатов для некоторых проб имели решающее значение для правильной качественной классификации топлива. Некоторые результаты анализа проб, отобранных традиционным пробоотборником, свидетельствовали о качественном несоответствии испытуемого топлива требованиям регламента. Наибольшие отклонения отмечены по параметру «коррозионное действие на медь» — отклонение результатов около 8 % — и по «содержанию общей серы», где количественная оценка различий достигала 11 %. Следует отметить, что наблюдается увеличение расхождения полученных результатов со временем использования пробоотборников. Этот факт может подтвердить тезис о протекании вторичных реакций, оказывающих непосредственное влияние на результат анализа и, следовательно, на репрезентативность проб.

Результаты сравнительных исследований в работе двух типов пробоотборников СУГ, традиционного и новой конструкции, свидетельствуют о том, что новое решение имеет существенные преимущества, в частности, для объективной оценки качества СУГ в области содержания общей серы и коррозионно-активных веществ. действие на медь. Эти параметры одновременно являются наиболее частыми причинами превышения стандартов качества СУГ.

Ценность нового решения подтверждается выдачей ему патента [11] и его регистрацией в качестве зарегистрированного в Европе промышленного образца.

Это техническое решение и исследования по его применению были дважды отмечены и награждены в конкурсе «Naręd Nowej Ery» («Двигатель новой эры»). Он используется с 2010 года с очень хорошими результатами не только для отбора проб СНГ, но и для анализа других технических газов очень высокой чистоты.

Строгие требования к качеству и особенности транспортировки и хранения СУГ требуют в некоторых ситуациях использования специальных добавок для выполнения стандартных параметров или для эффективной и безопасной логистики.

Антикоррозийная присадка

Проблема коррозионной активности СНГ была решена несколько лет назад путем разработки и внедрения высокоэффективной антикоррозийной добавки [12]. Применение этой присадки в СУГ с уровнем коррозионной активности выше 1, вплоть до 4, приводит к снижению класса коррозионной активности до уровня 1а. Добавка содержит композицию слабоосновных соединений азота в высокой концентрации в соответствующей смеси растворителей, которые обеспечивают хорошую смешиваемость действующих веществ с сжиженными С3 - С4 углеводородов практически при всех температурах. Азотистые основания обладают способностью нейтрализовать кислотные, коррозионно-активные компоненты СНГ, сероводород и меркаптаны. В свою очередь сродство к металлам ПАВ, содержащихся в добавке, вызывает создание адсорбционного слоя на поверхности меди, а также стали. Этот слой образует защитный барьер, а также улучшает смазывающие свойства топлива, содержащего присадку. Смазывающее действие присадки, подтвержденное испытаниями на высокочастотной поршневой установке (HFRR), вызывает снижение среднего коэффициента трения с 0,591 до 0,257 и уменьшение износа в 10 раз (на 89,3%). Следует отметить существенное преимущество этого продукта – он смешивается с СУГ в соотношении 1:8000 (об./об.) и практически не увеличивает стандартный показатель остатка после выпаривания (масляного остатка).

Вода в топливе

СУГ обладает очень ограниченной растворимостью в воде, но, несмотря на это, технологические операции, проводимые при повышенных температурах, а затем охлаждение при транспортировке или хранении вызывают отделение воды. В результате на дне цистерн и железнодорожных цистерн практически всегда находится слой воды. Слив сжиженного нефтяного газа, особенно осенью или зимой, в таких случаях приводит к забиванию сливных клапанов льдом. Эта ситуация особенно сложна для автомобильных цистерн, снабжающих автогазозаправочные станции. Аналогичные проблемы могут возникать в распределителях сжиженного нефтяного газа при заправке автомобилей топливом, загрязненным водой. Практика логистики СУГ, а также европейские стандарты рекомендуют в таких ситуациях добавлять в цистерны и автоцистерны небольшие количества метанола. Это принятое решение, но оно имеет некоторые недостатки. Метанол смешивается с водой во всех соотношениях, понижая ее температуру замерзания, но не смешивается с топливом. Таким образом, объем водной фазы в резервуаре увеличивается, что может привести к ее повышенному переходу в последующие объемы в логистической цепочке. Оригинальное решение, используемое в Польше, основано на добавлении в загрязненное водой топливо специальной присадки, повышающей «растворимость» воды в СУГ [13]. Эта присадка содержит поверхностно-активные вещества, обладающие способностью растворять воду в топливе. Сродство между молекулами воды и поверхностно-активным веществом увеличивается с понижением температуры. Этот эффект полностью защищает физически связанную воду от кристаллизации при отрицательных температурах. ПАВ растворяют в смеси легкокипящих растворителей с адекватным коэффициентом распределения между фазами системы (Log P O/W). Повторное применение добавки приводит к полному удалению воды, присутствующей в баке. Таким образом решается проблема замерзания клапана, а угроза коррозии устраняется или, по крайней мере, минимизируется.

Этот продукт уже много лет используется крупнейшими местными производителями сжиженного нефтяного газа. Водорастворяющая добавка Aquagasol и антикоррозионная добавка Cogimsol, помимо положительных отзывов потребителей, получили первую награду в конкурсе New Era Drive в категории инновационных продуктов.

Благодаря применению присадки Aquagasol LPG содержит воду в концентрации, соответствующей технологии его производства и операциям в цепочке сбыта. Присутствие воды не влияет негативно на процесс горения, который даже улучшается.

Сжигание СУГ с добавлением воды

Интерес к добавлению воды к сжиганию углеводородного топлива наблюдается с 1913 года. Хоптинсон ввёл распыленную воду в камеру сгорания двигателя с воспламенением от сжатия, что привело к уменьшению детонационного сгорания [14].

Вода в процесс горения может подаваться тремя способами: в виде дополнительного потока, независимого от топлива, с воздухом или в виде топливно-водяной эмульсии. Было продемонстрировано, что из трех упомянутых способов наибольшие преимущества дает использование водотопливной эмульсии. Использование такой эмульсии вызывает более эффективное уменьшение частиц сажи, чем введение воды в воздух. Более того, Корнет и Неро [15] показали, что использование эмульсии заметно влияет на повышение эффективности использования топлива и снижение температуры выхлопных газов. При исследованиях по сжиганию водотопливных эмульсий также наблюдалось снижение выбросов оксидов азота [16,17].

Добавление воды в виде отдельного потока, в виде эмульсии или в виде паров хорошо изучено [18, 19, 20, 21, 22]. Исследования, проведенные с целью снижения вредных компонентов выхлопных газов, показывают, что добавление воды в процесс горения является перспективной мерой, позволяющей достичь этих результатов. Экспериментально было показано, что добавление воды в процесс горения оказывает существенное влияние на процесс горения жидких топлив. В работе [18] доказал, что добавление воды в процесс горения может подавить детонационное горение и уменьшить выброс оксидов азота в результате снижения температуры горения. Он также заметил, что концентрация оксида углерода (II) не изменилась, а концентрация углеводородов несколько увеличилась в выхлопных газах, выбрасываемых в атмосферу. В работе [23] выполнил исследовательскую работу, направленную на оценку добавления воды в процесс сгорания СУГ в традиционном двигателе с искровым зажиганием. В этих исследованиях вода подавалась во всасывающий коллектор. Результаты показали, что добавление воды во всасывающий коллектор вызывает охлаждение воздушно-топливной смеси, замедляет скорость сгорания, снижая верхнюю температуру сгорания, что, в свою очередь, приводит к снижению на 35% максимального выброса NOx, не изменяя CO и выбросы углеводородов. В работе [24], представлены результаты исследований влияния добавки воды во всасывающий коллектор на КПД двигателя и температуру выхлопных газов. Результаты показывают, что добавление воды во всасывающий коллектор снижает работу сжатия. Наряду с увеличением водо-топливной массы увеличивались крутящий момент, мощность и тепловой КПД двигателя. Среднее повышение теплового КПД при водотопливной массовой доли 0,5 составило около 2,4% по сравнению с использованием чистого СУГ для испытанного диапазона частот вращения двигателя. Также установлено, что с увеличением водотопливного отношения снижаются удельный расход топлива и температура выхлопных газов.

Добавление воды в процесс сжигания СУГ приводит к уменьшению выбросов вредных и токсичных компонентов выхлопных газов (NOx, углеводороды, CO2) и уменьшению расхода топлива.

Влияние добавления воды было изучено в двигателе с искровым зажиганием, работающем на сжиженном газе, на температуру выхлопных газов и уровни выбросов при различных соотношениях топлива и воздуха (F/A). Количество образующихся оксидов азота (NOx) зависит от соотношения топливо/воздух, максимальной температуры и скорости сгорания. Результаты показывают, что максимальное сокращение выбросов NOx на 35 % достигается при введении воды в процесс сжигания обедненной смеси. Основной причиной снижения NOx является снижение температуры и снижение скорости горения, вызванное добавлением воды.

Для обедненной смеси концентрация оксида углерода (II) незначительно изменяется при сбалансированном соотношении топливо/воздух и резко возрастает, когда топливно-воздушная смесь обогащается, превышая стехиометрическое соотношение. Вода в процессе сгорания улучшает полное сгорание, способствуя окислению оксида углерода (II). Сгорание СО происходит медленно, что приводит к задержке сгорания топлива. Водяной пар в зоне горения углеводородов, по-видимому, проявляет в этом процессе каталитическую роль. Таким образом, подача воды в камеру сгорания вызывает ускорение процесса горения [25].

Проведено исследование [26], целью которого была оценка влияния добавки воды в процесс сгорания СУГ в двигателе с искровым зажиганием на эмиссию отдельных компонентов отработавших газов, расход топлива и степень запотевания отработавших газов. В работе использовался сжиженный газ, состав которого определяли хроматографически (Agilent 6890N) (табл. 5).

Таблица 5 – Состав сжиженного нефтяного газа

Составная часть	% мол.	% мас.
Этан	0,34	0,20
Пропан	45,93	39,26
Пропен	0,00	0,00
н-бутан	52,77	59,47
изобутан	0,77	0,87
изобутен	0,19	0,21

В этой работе был протестирован выброс выхлопных газов во время Нового европейского ездового цикла (НЕЕЦ). Этот цикл в настоящее время подтвержден в правилах и обычно используется при измерении выбросов выхлопных газов для легковых автомобилей и легковых автомобилей в Европе [27]. Обязательный для всех новых автомобилей в Европе тест НЕЕЦ состоит из двух частей: городской ездовой цикл, представляющий собой полное вождение в городе (ПВГ), 4 раза по 195 с, и загородный ездовой цикл, продолжительностью 400 с [28] .

Для данного исследования был использован легковой автомобиль Daewoo Lanos 2000 года выпуска, оснащенный 16-клапанным двигателем объемом 1498 см³ с искровым зажиганием и катализатором окисления.

Измерения выбросов компонентов выхлопных газов и расхода топлива проводились в Лаборатории двигателей и ходовой части Института автомобильной промышленности в Варшаве, оснащенной динамометрическим стендом Schenck-Komet EMDY с одним роликом диаметром 48 дюймов и выхлопным газом MEHA 7200. анализаторы производства Horiba, включая следующие детекторы:

- CO – AIA 7217 (метод NDIR)
- CO₂ – AIA 7220 (метод NDIR)
- O₂ – MPA 720
- HC – FIA 725 A (метод HFID)
- NO_x – CLA 755A (метод хемилюминесценции), а также с динамометром Opacimetr AVL 4390–G003.

Количество топлива и воды, поступивших в камеру сгорания, измеряли по изменению массы газового баллона и ультразвукового генератора водяного пара, расположенных после воздушного фильтра, перед дроссельной заслонкой. Вода вводилась в виде генерируемых ультразвуком холодных паров.



Рисунок 19 – Фотография испытательного стенда (видимый стенд для испытаний двигателя шасси, подачи воздуха, подачи водяного пара и анализатора выхлопных газов) [67]

Исследованиями были охвачены следующие виды подачи топлива в двигатель:

- СНГ

- СУГ с добавкой 2,22 % масс. воды (СУГ + водяной пар (сухой пар)) эмиссия

Результаты выбросов углеводородов в выхлопных газах для двух видов подачи топлива в двигатель, то есть чистого СУГ и СУГ с добавкой водяного пара, представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты измерения выбросов углеводородов (г/км)

	УДК	EUDC	ННЕС
СНГ	3,43	0,24	1,42
СНГ + водяной пар	2,88	0,23	1,21

В смешанном цикле NEDC, так же как и в случае UDC и EUDC, выброс углеводородов снижается за счет добавления паров воды в процесс сгорания в двигателе.

Результаты измерений выбросов оксидов углерода и азота, а также выбросов твердых частиц представлены в таблицах 7 - 10.

Таблица 7 – Выброс CO, г/км [67]

	УДК	EUDC	ННЕС
СНГ	10,86	1,34	4,86
СНГ + водяной пар	7,46	0,63	3.15

Данные, представленные в таблице 4, свидетельствуют о том, что наименьший уровень эмиссии CO наблюдается в цикле EUDC. Наибольший выброс CO наблюдается в городском ездовом цикле, при котором выброс CO на сжиженном газе составляет 10,86 г/км и снижается за счет добавления водяного пара до 7,46 г/км. Выбросы в смешанном цикле напоминают тенденцию, характерную для городского ездового цикла.

Таблица 8 – Выброс углекислого газа, г/км [67]

	УДК	EUDC	ННЕС
СНГ	206,81	107,93	144,46
СНГ + водяной пар	191,82	104,08	136,41

Выброс углекислого газа достигает наибольшего уровня (206,81 г/км) при езде по городу на чистом СУГ и снижается при добавлении водяного пара до 191,82 г/км. Это самое высокое падение среди проведенных испытаний выбросов CO₂.

Таблица 9 – Выброс оксидов азота, г/км

	УДК	EUDC	ННЕС
СНГ	0,12	0,18	0,16
СНГ + водяной пар	0,11	0,17	0,15

Из сравнения данных, представленных в Таблице 6, можно сделать вывод, что максимальный выброс NO_x приходится на загородный ездовой цикл, когда двигатель работает на чистом СНГ, достигая значения 0,18 г/км. Добавление водяного пара приводит к снижению выбросов NO_x на несколько процентов в каждом изучаемом цикле.

Для каждого цикла после добавления паров воды в смесь, питающую двигатель, наблюдается существенное падение выброса твердых частиц в зависимости от типа испытания. Наибольшее снижение выбросов твердых частиц было отмечено для внегородского цикла движения (с 0,0081 г/км до 0,0034 г/км) (таблица 2.10).

Таблица 10 – Выброс твердых частиц, г/км Потребление топлива

	УДК	EUDC	ННЕС
СНГ	0,0071	0,0081	0,0072
СНГ + водяной пар	0,0039	0,0034	0,0036

В таблице 11 представлен расход топлива в зависимости от типа ездового цикла.

Таблица 11 – Расход топлива, дм³ /100 км [67]

	УДК	EUDC	ННЕС
СНГ	15,21	7,21	9,62
СНГ + водяной пар	13,81	6,88	8,92

Анализ этих данных позволяет сделать вывод, что добавление водяного пара в процесс сжигания СУГ приводит к снижению расхода топлива. Это особенно заметно в городском ездовом цикле.

Анализ результатов испытаний двигателя с добавкой воды в горение в искровом двигателе, работающем на автогазе (СУГ), подтверждает литературные данные, свидетельствующие о том, что вода в целом оказывает хорошее влияние на протекание сгорания СУГ. Даже низкая концентрация паров воды в топливно-воздушной смеси приводит к значительному снижению содержания токсичных компонентов в отработавших газах, а также уменьшению расхода топлива. Особенно значимым и важным с точки зрения экологии является снижение выбросов твердых частиц (рисунок 20).

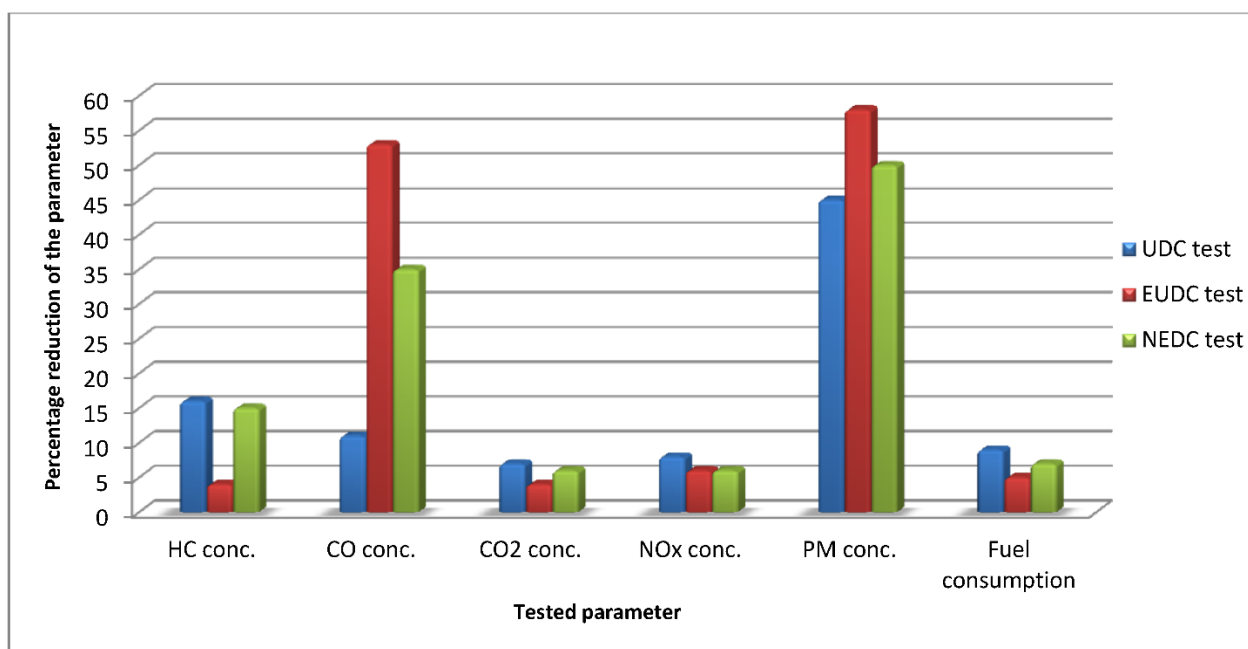


Рисунок 20. Процентное снижение выброса компонентов отработавших газов и расхода топлива в зависимости от типа испытания

Предложенный в данной работе способ добавления воды в процесс сгорания СУГ в двигателе с искровым зажиганием оказался полностью работоспособным и оправдывает дальнейшие испытания двигателя. Их целью будет оптимизация и регулирование количества воды, подаваемой при сжигании автогаза, а также разработка и строительство системы водоснабжения.

Модернизация СУГ как моторного топлива

Доминирующим способом использования СУГ в качестве моторного топлива на современном уровне техники является его контролируемая (последовательная) подача во всасывающий коллектор в газообразном состоянии. Это решение довольно сложное и не очень рациональное. Он требует испарения жидкого СУГ путем нагревания с охлаждающей жидкостью, что требует запуска холодного двигателя на бензине. Во-вторых, испаряющийся СУГ не может охлаждать или очищать форсунку, что также приводит к периодической дозировке бензина в двигатель, работающий на автогазе. В-третьих, такая форма отпуска СУГ затрудняет использование присадок, присадок, которые могли бы устранить его недостатки по сравнению с бензином.

Частичным решением по улучшению качества автогаза, используемого в традиционных системах подачи топлива в двигателях с искровым зажиганием, может стать использование многофункциональной присадки [29]. Композиция, используемая в данном изобретении, значительно улучшает смазывающую способность топлива и придает ему адекватные очищающие свойства. Присадку обычно следует использовать в концентрации 50 ppm m/m, что требует очень высокой чистоты базового топлива (масляного остатка). Он очень хорошо работает при хранении и распределении СУГ, обеспечивая, прежде всего, более длительный срок службы насосов (смазывающая способность) и чистоту трубопроводов, цистерн и фитингов (моющие свойства). Топливо, улучшенное такой добавкой, идеально подходит для современных систем впрыска жидкого СУГ во всасывающие коллекторы или непосредственно в камеру сгорания [30].

Приведенный пример свидетельствует о необходимости дальнейшего улучшения качества СУГ, чтобы соответствовать современным бензинам или даже превосходить их по всем параметрам, в том числе по эксплуатационным параметрам.

Пользователи автомобилей, работающих на сжиженном газе, замечают различия в качестве топлива, связанные с его теплотворной способностью. Из-за этого чаще всего

обвиняют владельцев АЗС и приписывают им недоброжелательность или невнимательность к клиентам. Этим они демонстрируют непонимание важной особенности этого топлива — зависимости плотности от температуры и химического состава.

Заключение

При проектировании произведён поверочный расчет пропановой колонны К-601 газофракционирующей установки ГФУ-300. Расчётом было выявлено, что колонна имеет запас мощности и прочности, что может быть использовано для увеличения производительности установки и для повышения качества получаемых продуктов.

В процессе проектирования установка оснащена современными средствами контроля и автоматизации с учетом необходимой точности измерения и регулирования. Это позволит увеличить производительность труда, улучшить качество готовой продукции, уменьшить численность основных рабочих и в итоге снизить себестоимость выпускаемой продукции.

Был спроектирован испытательный стенд для испытания абсорбционной способности абсорбентов на основе алканоаминов по отношению к кислым компонентам попутных углеводородных газов. В ходе расчетов был выбран 25% водный раствор МДЭА.

Была получена фракция (пропан и бутан) с выходом из ГФУ, направленная для сжижения и хранения в газгольдере.

Также была получена модель паровой конверсии природного газа с блоком выделения водорода. Полученный результат моделирования на выходе абсорбера составил для водорода 98,08%, окись углерода 0,66%, вода 0,15% и азот 1,10%. Данная модель позволяет получить материальный и тепловой балансы процесса, а также получение геометрических показателей аппаратов, использованных в модели.

В работе представлены материальные, тепловые балансы абсорбера и десорбера. Проведен технологический расчет.

Список литературы

1. Хаддади Н., Алфаяд А.Г.Х. Обзор существующих технологий получения сжиженного природного газа // Фундаментальные научно-практические исследования: актуальные тенденции и инновации. Сборник научных трудов по материалам XXV Международной научно-практической конференции (г.-к. Анапа, 31 декабря 2021 г.). – Анапа: Изд-во «НИЦ ЭСП» в ЮФО, 2021 - 104 с.
2. Кемалов А.Ф., Кемалов Р.А. Сжиженные природные газы. Технологии производства, транспорта и применения. Экономика: учебное пособие / А.Ф. Кемалов, Р.А. Кемалов, – Казань: Изд-во Казанского (Приволжского) федерального университета, 2015. – 64 с.
3. Садыков Р.Ф. Уникальный завод Альметьевска // Нефть и жизнь. -2004.-№3.
4. Балыбердина И.Т. Физические методы переработки и использования газа: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1988.-248 с.

5. Бекиров Т.М. Промысловая и заводская обработка природных и нефтяных газов. – М.: Недра, 1980.-293 с.
6. ГОСТ 12.1.013-78. Система стандартов безопасности труда.
7. ГОСТ 12.1.005-88. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
8. ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация факторов.
9. Блябляс А.Н. Технология разделения попутного нефтяного газа в условиях отсутствия развитой инфраструктуры // Сборник материалов III Всероссийской научно-технической конференции аспирантов, магистрантов и молодых ученых с международным участием «Молодые ученые – ускорению научно-технического прогресса в XXI веке / Ответственные за выпуск: А.П. Тюрин, А.Н. Домбрачев. Электронное научное издание. Ижевск: Изд-во ИННОВА, 2015. С. 570-573.
10. Экономическое обоснование курсовых и дипломных проектов: Методические указания / Сост. В.И. Вольперт. – Казань, 1991.-28 с.
11. Халиф А.Л., Кельцев Н.В. Отбензинивание попутных нефтяных газов. – М.: Гостоптехиздат, 1955.-145 с.
12. Суханов В.П. Переработка нефти: Учебник для проф.-техн. учеб. заведений. – М.: Высшая школа, 1974.-335сч
13. Черный И.Р. Производство сырья для нефтехимических синтезов. – М.: Химия, 1983.-333 с.
14. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие для вузов. – Уфа: Гилем, 2002.-672 с.
15. Полоцкий Л.М., Лапшенков Г.И. Автоматизация химических производств. Теория, расчет и проектирование систем автоматизации. – М.: Химия, 1982.-296с.
16. Расчеты основных процессов и аппаратов нефтепереработки: Справочник / Рабинович Г.Г., Рябых П.М., Хохряков П.А. и др; Под ред. Е.И. Судакова.- 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Химия, 1979.-568 с.
17. Аналитическая служба «Нефтегазовой вертикали». Нефть и газ России, 2006 // Нефтегазовая вертикаль.- 2007.- №3. – 95 с.
18. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа/ С.А. Ахметов. – Уфа: Гилем, 2002. – 672 с.
19. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти и газа/ П.Г. Баннов. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2000. – 224 с.
20. Коротков П.И. Освоение высокопроизводительных установок переработки газа/ П.И. Коротков, В.Г. Сандлер. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1975. – 131 с.
21. Багиров И.Т. Высокопроизводительные установки разделения газовых смесей/ И.Т. Багиров. – М.: Химия, 1964. – 132 с.

22. Расина М.Г. Химия и технология нефти и газа / М. Г. Расина, В. Н. Эрих, М. Г. Рудин. - Л.: Химия, 1972. - 464 с
23. Сарданашвили А.Г. Примеры и задачи по технологии переработки нефти и газа/ А.Г. Сарданашвили, А.П. Львова. – М.: Химия, 1980. – 256 с.
24. Молоканов Ю.К. Процессы и аппараты нефтегазопереработки / Ю. К. Молоканов. - М.: Химия, 1987. - 368 с.
25. Скобло А.И. Процессы и аппараты нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности / А. И. Скобло. - М.: Химия, 1982. - 584с.
26. Касаткин А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии / А. Г. Касаткин. - М.: Химия, 1971. - 784 с.
27. Справочник нефтепереработчика/ под ред. Г.А. Ластовкина [и др.]. М.: Химия, 1986. – 648 с.
28. Технологические расчеты установок переработки нефти/ М.А. Танатаров [и др.]. – М.: Химия, 1987. – 352 с.
29. Кувшинский М.Н. Курсовое проектирование по предмету «Процессы и аппараты химической промышленности» / М. Н. Кувшинский, А. П. Соболева. - М.: Высшая школа, 1980. - 223 с.
30. Гельперин Н.И. Основные процессы и аппараты химической технологии / Н. И. Гельперин. - М.: Химия, 1981. - 812 с.

Термины и определения

Сжиженный природный газ — Криогенная жидкость без цвета и запаха, состоящая в основном из метана, которая может содержать небольшие количества этана, пропана, бутана, азота и других компонентов, присутствующих в природном газе.

Подземный газопровод — Наружный газопровод, проложенный ниже уровня поверхности земли, а также по поверхности земли в обваловании.

Газоперерабатывающий завод — промышленное предприятие, которое занимается переработкой природного или попутного газа с целью получения нефтехимических продуктов с высокой добавленной стоимостью.

Газофракционирующая установка — служит для разделения смеси лёгких углеводородов на индивидуальные, или технически чистые, вещества.

Перечень сокращений и обозначений

СПГ	Сжиженный природный газ
СУГ	Сжиженного углеводородного газа
ПГХ	Подземное хранение газа
ГПЗ	Газоперерабатывающий завод
МГПЗ	Миннибаевский газоперерабатывающий завод
ГФУ	Газофракционирующая установка
НПЗ	Нефтеперерабатывающий завод
ПНГ	Попутный нефтяной газ
УСО	Установка сероочистки
НТС	Низкотемпературная сепарация
УНТКР	Установка низкотемпературной конденсации и ректификации