



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
филиал в г.Туапсе

Кафедра «Метеорологии, экологии и экономического обеспечения деятельности
предприятий природопользования»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
по направлению подготовки 05.03.06 Экология и природопользование
(квалификация – бакалавр)

На тему «Оценка воздействия предприятия по транспортировке газа на
окружающую среду»

Исполнитель Антонов Даниил Юрьевич

Руководитель к.с/х.н., доцент Цай Светлана Николаевна

«К защите допускаю»

Заведующий кафедрой _____

кандидат сельскохозяйственных наук, доцент

Цай Светлана Николаевна

«25» 01 2020 г.

Туапсе
2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	3
1 Теоретические и методические аспекты негативного воздействия предприятий по транспортировке газа на окружающую среду	6
1.1 Природный газ, его физико-химические свойства и состав.....	6
1.2 Технологии добычи и транспортировки природного газа.....	10
2 Анализ и оценка воздействия на окружающую среду КС «Краснодарская» ПАО «Газпром».....	20
2.1 Общая характеристика компрессорной станции «Краснодарская» ПАО «Газпром»	20
2.2 Оценка негативного воздействия КС «Краснодарская» на окружающую среду	30
3 Разработка мероприятий по снижению негативного воздействия КС «Краснодарская» на окружающую среду.....	41
3.1 Предложения по снижению негативного воздействия КС «Краснодарская» на окружающую среду.....	41
3.2 Расчет эколого-экономического эффекта от предложенных мероприятий	46
Заключение	55
Список использованной литературы.....	58

Введение

Природный газ - смесь углеводородов и важнейший сырьевой ресурс. Основу природного газа составляет метан (CH_4) - простейший углеводород, также в его состав входят более тяжелые углеводороды, гомологи метана: этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}) и некоторые неуглеводородные примеси.

История газовой промышленности в России начитывает более 200 лет. На данный момент самые большие запасы газа располагаются на территории России.

В современном мире природный газ широко применяется, например, его используют для получения тепловой и электрической энергии. Существуют и другие применения, например, путем некоторых химических превращений происходит получение минеральные удобрения, также из газа получают метанол, который является сырьем для производства более сложных химических веществ: формальдегида, изоляционных материалов, лаков, красок, клеев, присадок для топлива, уксусной кислоты и т.д.

По разным оценкам, запасов природного газа в мире и частности в России, хватит минимум на полвека, для беззаботного использования этого вида топлива.

Сегодня трудно себе представить, что когда-то человек не использовал газ в своих производственных и повседневных нуждах. Экологические проблемы газовой промышленности еще два века назад отсутствовали.

Впервые газ стали использовать для освещения городов. Этот газ выделяли из угля и большого промышленного значения он не имел. В начале XIX века английский ученый сэр Гемфри Дэви определил химический состав рудничного газа, как смесь метана, азота и углекислого газа. Он установил его тождественность газу, выделяющемуся из болот.

В XX веке были открыты гидраты метана и установлено, что его запасы на планете огромны. С развитием промышленности природный газ стал полезным ископаемым. Его месторождения обнаружены не только под

поверхностью земли, но и под морским дном. Углеводороды существуют и в космосе. Основные их запасы на Земле находятся в России, Иране, странах Персидского залива, США, Канаде, Норвегии и Голландии.

Газовая промышленность одна из отраслей топливной. Ее задачами является разведка месторождений, добыча, транспортировка, переработка и использование газа в промышленных и бытовых нуждах. На каждом этапе этой деятельности возникают проблемы, связанные с негативным влиянием на природную среду.

Есть типичные экологические проблемы газовой промышленности, присущие практически любой производственной деятельности человека. Это загрязнение атмосферного воздуха отработанными выхлопными газами и отравляющими веществами, вод неочищенными стоками и химическими веществами, почв отходами производства и бытовыми отходами.

Есть проблемы, возникающие с охраной окружающей среды, у газовой, как одного из видов добывающей промышленности. Это повреждение почвы и грунтов тяжелой гусеничной техникой, особенно в регионах, где плодородный слой почвы тонкий и трудно восстанавливаемый.

Из вышесказанного можно сделать вывод, что в ближайшие время добыча газа останется актуальной, следовательно, проблема влияния газовой промышленности на окружающую среду также будет актуальна.

Объектом исследования данной выпускной квалификационной работы является Компрессорная станция «Краснодарская» ПАО «Газпром», расположенная в Северском районе Краснодарского края. Предметом исследования является негативное воздействие КС «Краснодарская» ПАО «Газпром» на окружающую среду.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка предложений по снижению негативного воздействия КС «Краснодарская» на окружающую среду.

В соответствии с целью были поставлены следующие задачи:

- изучить теоретические и методические аспекты негативного воздействия

- промышленных предприятий на окружающую среду;
- дать общую характеристику и провести анализ негативного воздействия КС «Краснодарская» на окружающую среду;
 - разработать предложения по снижению негативного воздействия КС «Краснодарская» на окружающую среду.

Структура работы сформирована в соответствии с поставленной целью и определенными для ее достижения задачами исследования. Во введении обосновывается актуальность выбранной темы исследования, определяется объект и предмет исследования, раскрываются цель и задачи. В первой главе рассматриваются теоретические и методические аспекты негативного воздействия промышленных предприятий на окружающую среду. Во второй главе проведен анализ негативного воздействия КС «Краснодарская» на окружающую среду. Третья глава посвящена разработке предложений по снижению негативного воздействия КС «Краснодарская» на окружающую среду.

Теоретической и методической основой исследования послужили труды зарубежных и отечественных авторов в области экологии газотранспортной системы. Что касается информационной базы исследования, то в этой связи были использованы статистические материалы различных источников, а также документация самого предприятия.

Общий объем работы составляет 60 страниц, включая 12 таблиц и 7 рисунков.

1 Теоретические и методические аспекты негативного воздействия предприятий по транспортировке газа на окружающую среду

1.1 Природный газ, его физико-химические свойства и состав

Природный газ — смесь газов, образовавшаяся в недрах земли при анаэробном разложении органических веществ.

Природный газ относится к полезным ископаемым. Часто является попутным газом при добыче нефти. Природный газ в пластовых условиях (условиях залегания в земных недрах) находится в газообразном состоянии. Обычно, в виде отдельных скоплений (газовых залежей) или в виде газовой шапки нефтегазовых месторождений, либо в растворённом состоянии в нефти или воде. Часто является попутным газом при добыче нефти[12, с. 104].

В стандартных условиях природный газ находится только в газообразном состоянии. К основным показателям природных газов относятся:

- состав;
- теплота сгорания;
- плотность;
- температура воспламенения;
- границы взрываемости;
- температура горения;
- давление при взрыве (о чём будет сказано немного позже).

Природные газы чисто газовых месторождений в основном состоят из метана – 82% – 98% и других углеводородов.

В составе горючего газа имеются горючие и негорючие вещества. К горючим веществам относятся[18, с. 42]:

- углеводороды;
- водород;
- сероводород.

К негорючим относят:

- углекислый газ;

- кислород;
- азот;
- водяной пар.

После добычи из газа извлекают токсичный газ сероводород, содержание которого на не должно превышать $0,02 \text{ г/м}^3$. Теплота сгорания – это количество тепла, выделяемое при полном сгорании 1 м^3 газа. Измеряется теплота сгорания в МДж/м^3 газа. И при нормальных условиях колеблется в рамках: 28-46 МДж/м^3 [21, с. 86].

Величина, рассчитываемая отношением массы вещества к его же объему, называется плотностью вещества. Измеряется плотность в кг/м^3 . Плотность природного газа полностью зависит от его состава и находится в пределах $\rho = 0,73 - 0,85 \text{ кг/м}^3$.

Важнейшей особенностью любого горючего газа является жаропроизводительность, т. е. максимальная температура, достигаемая при полном сгорании газа, если необходимое количество воздуха для горения, точно следует химическим формулам горения, а изначальная температура газа и воздуха равняется нулю. Жаропроизводительность природных газов составляет около $2000 - 2100^\circ\text{C}$. Действительная температура горения в топках значительно ниже жаропроизводительности и зависит от условий сжигания.

Природный газ не имеет цвета, вкуса и запаха. Его одорируют. В газ добавляют небольшое количество веществ, имеющих сильный неприятный запах (одорантов). Чаще всего в качестве одоранта применяется этилмеркаптан. А интенсивность запаха делают такой, чтобы человеческий нос ощутил газ, когда его объем уже составляет 1%.

Метан – первый член гомологического ряда насыщенных углеводородов, наиболее устойчив к химическим воздействиям. Подобно другим алканам вступает в реакции радикального замещения (галогенирования, сульфохлорирования, сульфоокисления, нитрования и др.), но обладает меньшей реакционной способностью. Специфична для метана реакция с парами воды, которая протекает на никель/ Al_2O_3 катализаторе при $800-900^\circ\text{C}$ или без

катализатора при 1400-1600°C; образующийся синтез-газ может быть использован для синтеза метанола, углеводородов, уксусной кислоты, ацетальдегида и других продуктов[14, с. 137].

Метан образует соединения включения – газовые гидраты, широко распространенные в природе. Метан – наиболее термически устойчивый насыщенный углеводород, при обычных условиях он весьма инертен и соединяется только с галоидами.

Применяется в качестве бытового и промышленного топлива. В составе природного коксового и биогазов метан используют в качестве топлива. В промышленности его применяют для получения:

- синтез-газа, водорода, ацетилен, технического углерода, HCN, метил- и метиленхлоридов, CHCl_3 , CCl_4 , CH_3NO_2 фреонов;
- продуктов хлорирования (метилхлорид, метиленхлорид, хлороформ, четырёххлористый углерод). Используются в огнетушителях, как снотворное или растворитель;
- сырья для промышленности, производства товара дегидрирования - ацетилен;
- товара конверсии - синтез-газа. Используется для производства метанола и формальдегида, а, следовательно, и полимеров, медикаментов и денатурирующих и дезинфицирующих материалов. Из синтез-газа получают аммиак и удобрения.

Метан широко используется в качестве моторного топлива для автомобилей. Однако плотность природного метана в тысячу раз ниже плотности бензина. Поэтому, если заправлять автомобиль метаном при атмосферном давлении, то для равного с бензином количества топлива понадобится бак в 1000 раз больше. Чтобы не возить огромный прицеп с топливом, необходимо увеличить плотность газа. Это можно достичь сжатием метана до 20–25 МПа (200–250 атмосфер). Для хранения газа в таком состоянии используются специальные баллоны, которые устанавливаются на автомобилях[4, с. 156].

При неполном сгорании метана получают сажу, при каталитическом окислении - формальдегид, при взаимодействии с серой - сероуглерод.

Таким образом, останавливаясь на промышленном применении метана, наиболее важные направления применения включают приведенные ниже процессы.

Термоокислительный крекинг и электрокрекинг – важные промышленные методы получения ацетилен. Метан используют как источник водорода в производстве аммиака, а также для получения водяного газа (синтез-газа) $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$, применяемого для промышленного синтеза углеводородов, спиртов, альдегидов и др. Важное производное метана – нитрометан.

Природный газ в настоящее время рассматривается как одно из наиболее перспективных моторных топлив. Его преимущества по сравнению с топливами нефтяного происхождения хорошо известны[1, с. 189]:

- высокое октановое число (120);
- более высокое по сравнению с бензином и дизтопливом соотношение водород-углерод (4/1). Поэтому при сгорании метана образуется примерно на 10 % меньше диоксида углерода (CO_2), чем при сжигании эквивалентного количества бензина и дизельного топлива;
- при сгорании метана практически не выделяются углеводороды, участвующие в реакциях образования озона в атмосфере;
- способность обеспечивать устойчивое сгорание на более «бедных» топливовоздушных смесях, чем на бензине.

Для сокращения выбросов метана, поступающих в атмосферный воздух от объектов нефтегазового сектора России, имеется ряд причин[22, с. 158]:

1. В России метан относится к нормируемым загрязняющим веществам (ЗВ), для которого установлена плата за загрязнение атмосферного воздуха. В структуре выбросов загрязняющих веществ от объектов нефтегазового сектора России на метан приходится более 65% и сокращение объемов платежей в результате снижения объемов выбросов метана в атмосферу является

актуальным. Это определяет необходимость стремления предприятий нефтегазового сектора России к реализации инновационных энерго- и ресурсосберегающих технологий по минимизации выбросов природного газа (метана) в атмосферный воздух.

2. Метан является основным компонентом природного газа, являющегося товарным углеводородным сырьем, энергоресурсом, сокращение выбросов которого также целесообразно с точки зрения увеличения прибыли компаний нефтегазового сектора России за счет продажи дополнительного объема природного газа, сэкономленного при реализации энерго- и ресурсосберегающих технологий.

3. Метан является основным парниковым газом с коэффициентом глобального изменения климата, равным 21 (планируется установить на уровне 25). Согласно международным и государственным климатическим документам на уровне РФ и крупных предприятий предпринимаются меры по предотвращению глобального изменения климата, в том числе осуществляются мероприятия по сокращению выбросов метана, что полностью согласуется с одним из обязательств Экологической политики России и нефтегазовых компаний по реализации мер, направленных на предотвращение негативных последствий изменения климата. Метан учитывается при оценке ключевого показателя эффективности «Удельные выбросы парниковых газов в CO₂-эквиваленте», который характеризует экологичность производства, эффективность мероприятий, направленных на повышение экологической надежности, положительно характеризуя этот показатель при сокращении объемов выбросов метана и одновременным ростом производственных показателей.

1.2 Технологии добычи и транспортировки природного газа

В соответствии с условиями образования природного газа его месторождения делят на чисто газовые, газоконденсатные и нефтяные. Газы с

содержанием тяжелых углеводородов (от пропана и выше) менее 50 г/м³ принято считать сухими, а газы с большим содержанием тяжелых углеводородов - жирными [11, с. 171].

Попутный (нефтяной) газ – это ценнейшее химическое сырье и высокоэффективное органическое топливо. В отличие от газов природных горючих, состоящих в основном из метана, попутный газ содержит значительное количество этана, пропана, бутана и др. предельных углеводородов. После переработки попутного газа получают осушенный (отбензиненный) газ и ценное сырье, состоящее из широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), используемое в химической и нефтехимической промышленности, а также сжиженный газ.

Специфика добычи попутного газа заключается в том, что он является побочным продуктом нефтедобычи. По геологическим характеристикам различают попутные нефтяные газы (ПНГ) газовых шапок и газы, растворённые в нефти. То есть попутный нефтяной газ представляет собой смесь газов и парообразных углеводородных и не углеводородных компонентов, выделяющихся из нефтяных скважин и из пластовой нефти при её сепарации. В зависимости от района добычи с 1 т нефти получают от 25 до 800 м³ попутного нефтяного газа [6, с. 127].

Добыча природного и попутного газа обществами Группы Газпром за 2013-2017 гг. приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Добыча природного и попутного газа обществами Группы Газпром за 2014-2018 гг., млрд. м³ [5, с. 167]

Наименование	Годы				
	2014	2015	2016	2017	2018
Группа Газпром всего:	461,52	508,59	513,17	487,02	487,39
- в т.ч. попутный нефтяной газ	3,75	4,28	4,73	5,66	6,71
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100% участием	425,02	465,14	464,81	437,90	436,29
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	2,08	2,95	7,33	8,73	11,36
ЗАО «Пургаз»	11,84	15,14	15,37	15,04	14,62
ПАО «Севернефтегазпром»	22,58	25,36	25,66	25,35	25,12

В таблице 2 приведены данные статотчетности ПАО «Газпром» по извлеченным ресурсам и объемам сожженного попутного нефтяного газа за 2017 - 2018 гг. по газодобывающим дочерним обществам. Уровень использования ПНГ в процентном соотношении к его добыче в 2018 г. увеличился по сравнению с 2016 г. во всех газодобывающих обществах.

Рост газового фактора объясняется тем, что увеличивается объем добычи нефти из нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений (в 2017 г. Группой Газпром введено в эксплуатацию 726 новых нефтяных скважин). Основной объем добычи природного и попутного (нефтяного) газа в 2018 г. приходится на Уральский Федеральный округ – 452,24 млрд. м³ или 92,8 % всей добычи Группой Газпром на территории Российской Федерации.

Таблица 2 - Извлеченные ресурсы и объемы сожженного попутного (нефтяного) газа по газодобывающим обществам за 2017-2018 гг. [5, с. 169]

Наименование статьи	Наименование газодобывающего общества							
	ГД Краснодар		ГД Оренбург		ГД Уренгой		ГД Ямбург	
	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018
Добыча попутного нефтяного газа, млн. м ³	89,31	73,37	26,54	26,69	848,78	683,6	0,001	0,004
Использование (утилизация) попутного нефтяного газа, млн. м ³	83,75	69,81	26,54	26,69	826,65	683,6	-	-
Уровень использования ПНГ, %	93,8	95,1	100	100	97,92	99,54	-	-
Сожжено на факелах ПНГ, млн. м ³	5,54	3,51	-	-	22,32	3,27	0,001	0,004

Использование попутного газа осуществляется в основном по трем направлениям: поставка потребителям, в том числе на газоперерабатывающие заводы (ГПЗ), переработка на станциях компримирования (КС) и для собственных нужд. Уровень использования ПНГ по месторождениям некоторых газодобывающих дочерних обществ ПАО «Газпром» в 2018 г. достиг 100 % [15, с. 77].

Определение компонентного состава природного и попутного газов производится на этапах добычи и подготовки газа к транспорту на базе

специальных аккредитованных Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии лабораторий.

Учитывая, что Россия обладает огромными природными запасами метана – примерно 1/3 мировых запасов, освоение метана в качестве моторного топлива для автотранспортных средств имеет для нашей страны стратегическое значение [25, с. 133].

Природный газ находится в земле на глубине от 1000 метров до нескольких километров. Сверхглубокой скважиной недалеко от города Новый Уренгой получен приток газа с глубины более 6000 метров (рисунок 1).

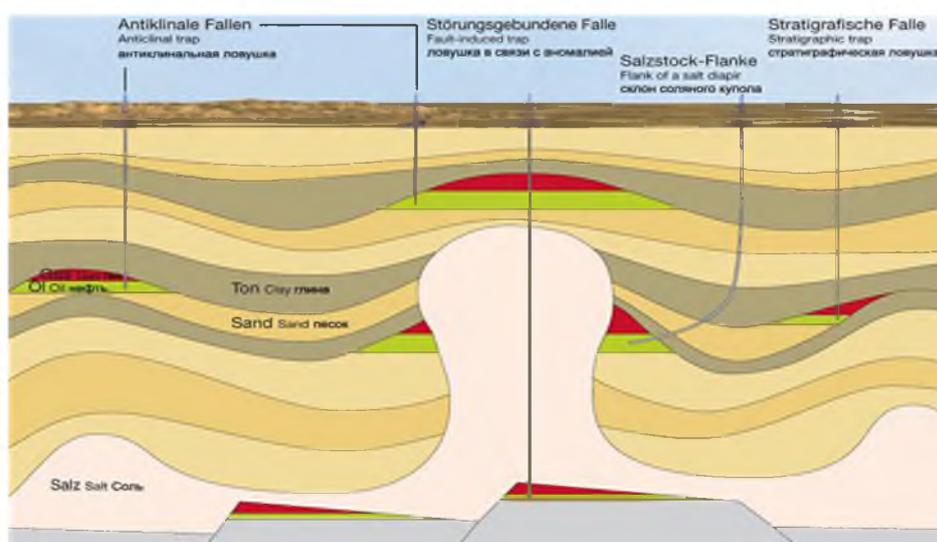


Рисунок 1 - Расположение природного газа в недрах земли [13, с. 108]

В недрах газ находится в микроскопических пустотах (порах). Поры соединены между собой микроскопическими каналами — трещинами, по этим каналам газ поступает из пор с высоким давлением в поры с более низким давлением до тех пор, пока не окажется в скважине. Движение газа в пласте подчиняется определённым законам. Газ выходит из недр вследствие того, что в пласте находится под давлением, многократно превышающем атмосферное. Таким образом, движущей силой является разность давлений в пласте и системе сбора.

Газ добывают из недр земли с помощью скважин. Скважина — горная выработка круглого сечения, пробуренная с поверхности земли или с

подземной выработки без доступа человека к забою под любым углом к горизонту, диаметром не более 2 метров [19, с. 62].

Бурение скважин проводят с помощью специального бурового оборудования (рисунок 2).

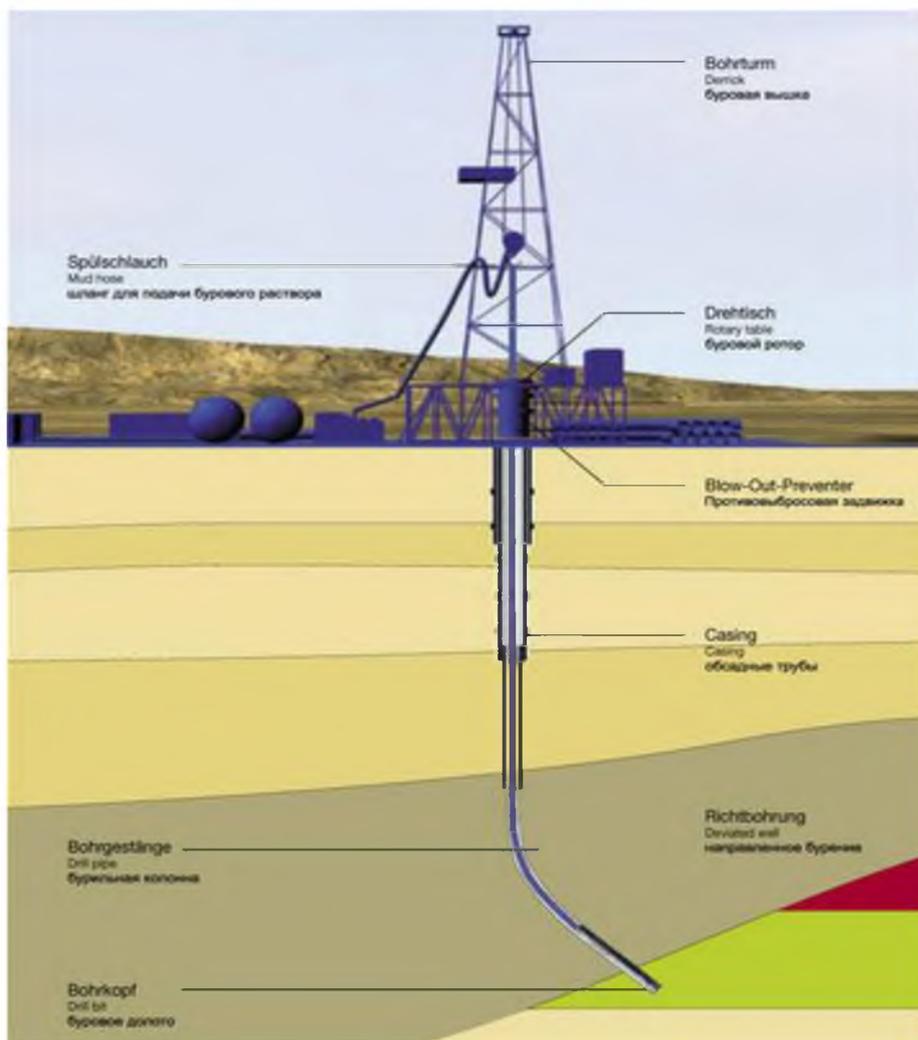


Рисунок 2 - Процесс и оборудование для бурения скважин [12, с. 110]

Скважины стараются разместить равномерно по всей территории месторождения. Это делается для равномерного падения пластового давления в залежи. Иначе возможны перетечи газа между областями месторождения, а так же преждевременное обводнение залежи.

Газ, поступающий из скважин, необходимо подготовить к транспортировке конечному пользователю — химический завод, котельная, ТЭС, городские газовые сети. Необходимость подготовки газа вызвана присутствием в нём, кроме целевых компонентов (целевыми для различных

потребителей являются разные компоненты), также и примесей, вызывающих затруднения при транспортировке либо применении. Так, пары воды, содержащейся в газе, при определённых условиях могут образовывать гидраты или, конденсируясь, скапливаясь в различных местах (например, изгиб трубопровода), мешая продвижению газа; сероводород вызывает сильную коррозию газового оборудования (трубы, ёмкости теплообменников и т.д.). Помимо подготовки самого газа, необходимо подготовить и трубопровод. Широкое применение здесь находят азотные установки, которые применяются для создания инертной среды в трубопроводе [23, с. 58].

Газ подготавливают по различным схемам. Согласно одной из них, в непосредственной близости от месторождения сооружается установка комплексной подготовки газа (УКПГ), на которой производится очистка и осушка газа. Если газ содержит в большом количестве гелий либо сероводород, то газ обрабатывают на газоперерабатывающем заводе, где выделяют гелий и серу.

В настоящее время основным видом транспорта является – трубопроводный. Трубопроводы – единственный способ для перекачки больших масс газа, в России их протяженность составляет около 80 тыс. км, а в СНГ – 140 тыс. км. Газ под давлением 75 атмосфер движется по трубам диаметром до 1,4 метра. По мере продвижения газа по трубопроводу он теряет энергию, преодолевая силы трения как между газом и стенкой трубы, так и между слоями газа. Поэтому через определённые промежутки необходимо сооружать компрессорные станции (КС), на которых газ дожимается до 75 атм. Сооружение и обслуживание трубопровода весьма дорогостояще, но, тем не менее — это наиболее дешёвый способ транспортировки газа и не только газа, но и нефти [10, с. 129].

Кроме трубопроводного транспорта используют специальные танкеры-газовозы. Это специальные корабли, на которых газ перевозится в сжиженном состоянии при определённых термобарических условиях. Таким образом, для транспортировки газа этим способом необходимо протянуть газопровод до

берега моря, построить на берегу сжижающий газ завод, порт для танкеров, и сами танкеры. Такой вид транспорта считается экономически обоснованным при отдалённости потребителя сжиженного газа более 3000 км (рисунок 3).



Рисунок 3 - Укладка газопровода Джубга-Лазаревское – Сочи [24, с. 169]

В настоящий момент продолжается строительство крупных магистралей. Крупные центры производства труб, используемых для строительства газопроводов, расположены на Урале (Челябинск, Каменск-Уральский), в Поволжье (Волжский, Волгоград) и в крупных городах Европейской части России (Москва, Санкт-Петербург).

Что касается транспортировки газовых сетей. Газопроводы на территории населенных пунктов прокладываются под землей. Внутри жилых кварталов и дворов, а также на других отдельных участках трассы предусматривается наземная и надземная прокладка.

Прокладка наружных газопроводов на территории промышленных предприятий проходит надземно. Для прокладывания газопроводов выбор трассы осуществляется с учетом коррозионной активности грунтов и наличия блуждающих токов, плотности застройки, экономической эффективности и т. д. В жилых домах ввод газопровода производится с наличием доступа для осмотра и ремонта газовых систем [7, с. 45].

Для моделирования воздействия объектов транспорта газа на состояние окружающей среды необходимо выделять их на следующих этапах:

1. Этап сооружения газопроводов:

- аварии при сооружении и испытаниях линейной части, газоперекачивающих агрегатов и дополнительного оборудования;
- техногенное воздействие при строительстве объектов транспорта газа (эрозия, солифлюкация, оползни, изменение водного режима, нарушение режима особо охраняемых природных территорий, воздействие на миграции животных и т. д.);
- эмиссия вредных веществ при работе строительной техники.

2. Этап эксплуатации газопроводов:

- аварии на промышленных объектах, включая компрессорные станции и линейную часть;
- утечка газа на компрессорных станциях и линейной части;
- выбросы вредных веществ при сгорании природного газа на компрессорных станциях;
- температурные воздействия в районах пермофроста с проявлением термокарстовых процессов.

Следует иметь в виду, что основное воздействие на окружающую среду оказывает эксплуатация газотурбинных приводов на компрессорных станциях (КС), так как на топливный газ приходится 80% от общего расхода на собственные технологические нужды. Величина отношения расхода на топливного газа к количеству транспортируемого газа характеризует эффективность работы компрессорной станции. При работе КС по сложившейся технологической схеме данный показатель оценивается в 33 м³/млн. Этот объем газа сжигается на компрессорных станциях с выделением в дискретных точках трассы газопровода вредных веществ в виде оксидов азота и других вредных веществ (окислы углерода, оксиды серы, соединения тяжелых металлов, летучие органические соединения и др.). Состав эмитируемых вредных веществ зависит от состава природного газа, что также является одним из компонентов геоэкологических рисков [2, с. 131].

За последние годы был проведен целый комплекс исследований,

направленный на сокращение выбросов вредных веществ при эксплуатации газопроводов, в том числе с продуктами сгорания на КС.

Величины критических нагрузок эмитируемых при работе газокompрессорных станций окислов азота, серы и других поллютантов могут быть рассчитаны для каждой экосистемы на территории того или иного региона. Расчет критических нагрузок осуществляется для всех возможных комбинаций почв и растительных видов в случае наземных экосистем или водной биоты (включая рыб) и природных типов вод для водных экосистем. Принимая во внимание широкое разнообразие экосистем, величины критических нагрузок азота сравниваются с поступлением его соединений с атмосферными осадками. Выявляются экосистемы, для которых величины критических нагрузок повышены. Сопоставляя величины превышений для различных регионов, можно определить такой уровень необходимого сокращения эмиссии соединений азота и других поллютантов, чтобы величины критических нагрузок не были превышены. Это сокращение должно осуществляться как на локальном, так и на региональном уровне, поскольку соединения азота за время жизни в атмосфере могут быть перенесены на значительные расстояния (до нескольких тысяч километров). Часто подобный перенос осуществляется в трансграничном и даже в трансконтинентальном масштабе, что требует международных подходов для снижения эмиссии соединений загрязняющих веществ в атмосферу [16, с. 172].

Далее, необходимо рассмотреть и обратное влияние геоэкологических факторов на состояние ГТС с тем, чтобы учитывать соответствующие геоэкологические риски. Среди этих рисков могут быть названы следующие:

- Коррозионные нарушения трубопроводов за счет агрессивной физико-химической и биологической среды;
- разрывы трубопроводов при деформациях грунтов различной природы (поверхностная эрозия, солифлюкация, оползни, термокарст, проседания, водные размывы).

Важно также учитывать и более сложно структурированные

геоэкологические факторы и связанные с ними риски. Так, анализ пространственно-временного распределения аварий на линиях газопроводных сетей в пределах территории Восточно-Европейской платформы в совокупности с некоторыми параметрами, отображающими ее современную геодинамическую активность, указывает на более чем однозначную приуроченность аварийных ситуаций к геоструктурным нарушениям земной коры и коррелируемость с периодами активизации платформы под влиянием ее колебательных движений. Более детальное изучение данной зависимости позволит значительно снизить геоэкологические риски и аварийность на трубопроводах.

В общем виде систему транспорта газа можно представить в следующем виде (рисунок 4).

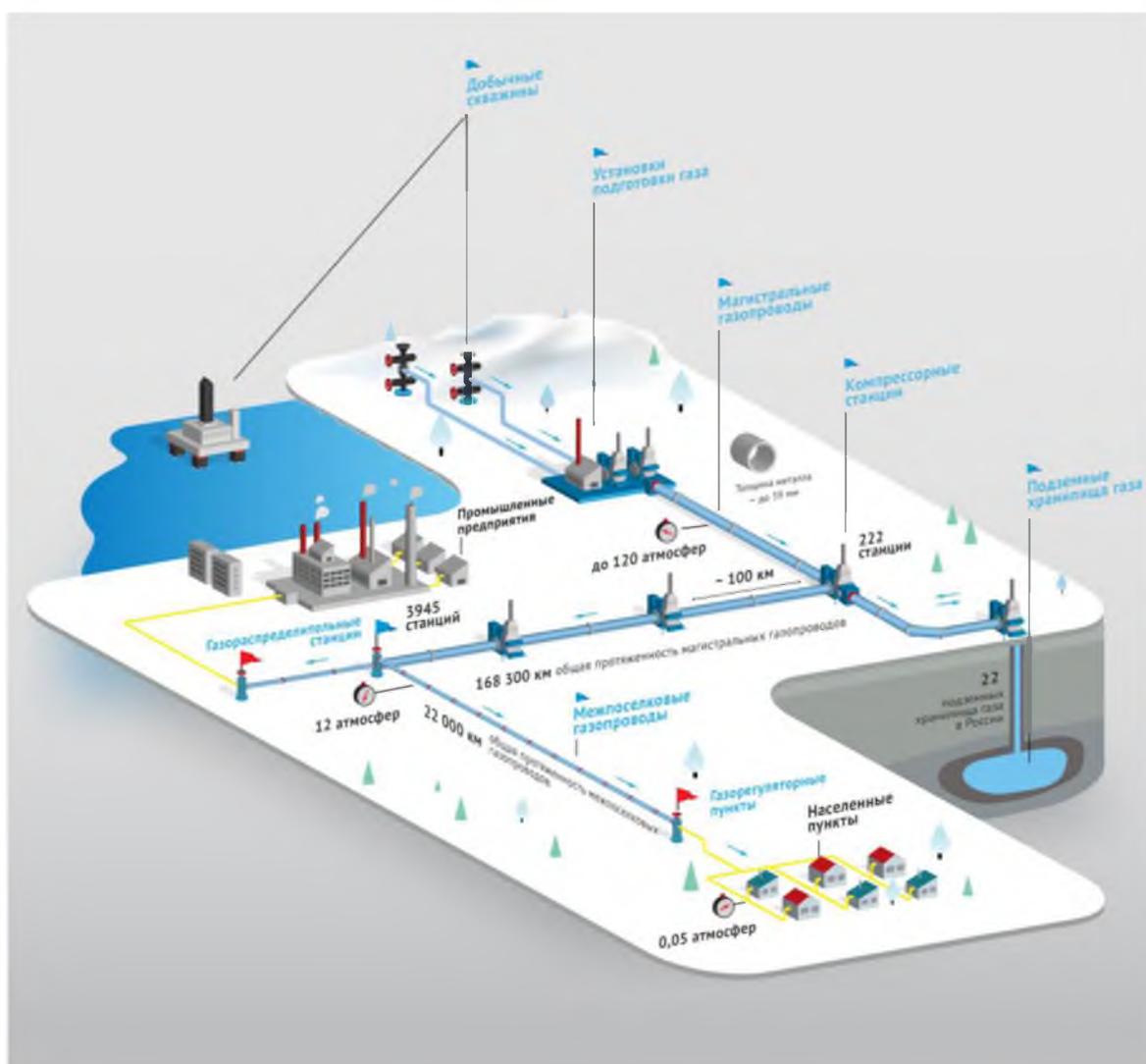


Рисунок 4 - Этапы транспортировки газа [8, с. 138]

2 Анализ и оценка воздействия на окружающую среду КС «Краснодарская» ПАО «Газпром»

2.1 Общая характеристика компрессорной станции «Краснодарская» ПАО «Газпром»

Газопровод Россия-Турция («Голубой поток») является уникальным газотранспортным сооружением, не имеющим аналогов в мире. В его строительстве принимали участие несколько тысяч специалистов из России, Италии и Турции. При строительстве газопровода применялись материалы и оборудование как отечественных, так и ряда западных производителей. Прежде всего, это итальянское, немецкое и японское оборудование (рисунок 5).

«Голубой поток» предназначен для поставок российского природного газа в Турцию через акваторию Черного моря, минуя третьи страны. Географическое расположение представлено на рисунке 6. Проект дополняет уже действующий газотранспортный коридор из России в Турцию через территорию Украины, Молдавии, Румынии и Болгарии. Поставки газа по «Голубому потоку» существенно повысят надежность поставок газа в Турцию для развития газового рынка и газовой инфраструктуры этой страны.

Краснодарская КС находится в составе газопровода «Россия- Турция» под ведомством ООО «Кубаньгазпром». Экологический контроль за Краснодарской компрессорной станцией осуществляют органы Госкомприроды и СЭС Минздрава. Головная эксплуатирующая организация КС ООО «Кубаньгазпром» располагается в г. Краснодаре.

Природный газ поступает с месторождения Западной Сибири. Протяженность газопровода: от месторождения до Краснодарской КС около 5000 км, от Краснодарской КС до Черного моря 64-67 км, по дну моря 395 км.

КС предназначена для обеспечения дальнего транспорта газа по газопроводу. Сведения о выпускаемой продукции- 16700000 тыс. м³ год.

Краснодарская компрессорная станция располагается в Северском районе Краснодарского края.

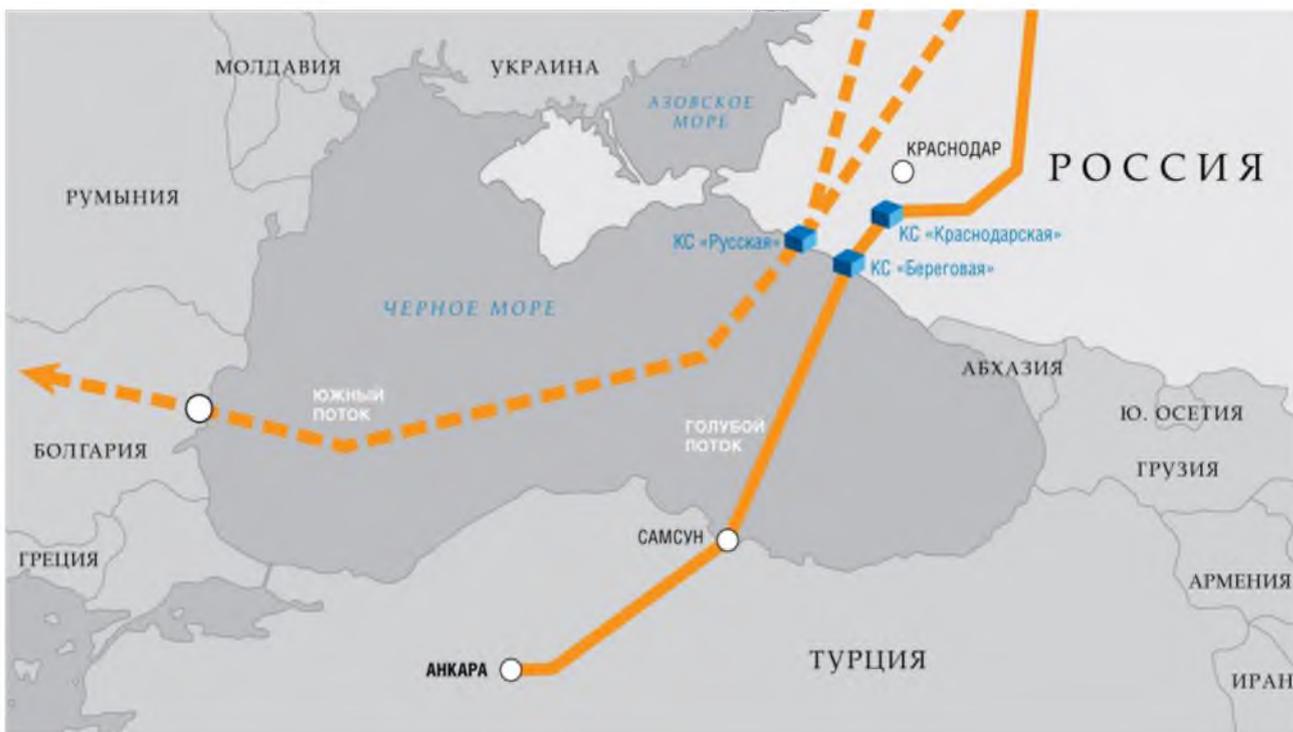


Рисунок 5 – Карта газопровода «Голубой поток»

Краснодарская компрессорная станция располагается в сельской местности, в двух-трех километрах от станции Смоленской.

В районе размещения площадки КС отсутствуют зоны массового отдыха трудящихся и особые зоны, такие как заповедники, заказники и т.д. КС расположена на одной промплощадке (постоянное пользование - 6,1 га) размер площадки застройки - 2,44 га, озеленение - 1,55 га, размер санитарно-защитной зоны - 700м.

Основным партнером «Газпрома» при строительстве «Голубого потока» выступала итальянская компания «ЭНИ», которая имеет большой опыт строительства морских газопроводов и располагает крупнейшим в мире трубоукладочным флотом.

Сооружение «Голубого потока» открыло новую страницу в истории развития современных газотранспортных технологий. Многие специалисты за рубежом сомневались в самой возможности строительства газопровода на глубинах до 2 150 метров в условиях агрессивной сероводородной среды.

В ноябре 2005 года в Геленджикском районе Краснодарского края была

введена в эксплуатацию первая очередь компрессорной станции «Береговая». Первая очередь включает в себя три газоперекачивающих агрегата и два турбогенератора.

Диаметр газопровода «Голубой поток»: равнинная часть сухопутного участка - 1400 мм, горная часть сухопутного участка - 1200 мм, морской участок - 610 мм.

Проектная мощность газопровода составляет 16,7 млрд. м³ газа в год.

Площадка КС «Краснодарская» расположена в Северском районе Краснодарского края, в 250 метрах к северо-западу от автодороги Крепостная – Смоленская, в 1,5 километрах к юго-западу от населенного пункта Смоленская. Площадь, занимаемая установкой – приблизительно 10750 м².

В районе размещения площадки компрессорной станции отсутствуют зоны массового отдыха трудящихся, жилые постройки и особые зоны, такие как заповедники, заказники, парки и так далее. Размер санитарно-защитной зоны составляет 700 метров.

КС «Краснодарская» входит в состав и находится на 307 километре газопровода Россия – Турция, получившего название «Голубой поток».

Технологической схемой данной компрессорной станции предусмотрено:

- отбор и подача газа в магистральный газопровод;
- осушка технологического газа до заданной точки росы;
- очистка транспортируемого газа от механических примесей, влаги и тяжелых углеводородов;
- компримирование газа;
- охлаждение газа.

Компрессорная станция «Краснодарская» включает в себя следующие структурные элементы:

- площадки компрессорного цеха с пятью газоперекачивающими агрегатами (ГПА);
- установки охлаждения газа;
- установки очистки газа;

- установок подготовки газа к транспорту (УПГТ-1 и УПГТ-2);
- установки подготовки топливного, пускового, импульсного газа (УПТПИГ);
- установки стабилизации конденсата;
- факельной системы аварийного сжигания газов;
- подстанции трансформаторной (КТП установки охлаждения газа);
- склада ГСМ (насосная масел и резервуарный парк);
- производственно-энергетического блока (ПЭБа);
- аварийной дизельной электростанции ЭД-500Т;
- системы технологических трубопроводов;
- контрольно-пропускного пункта (КПП).
- прожекторных мачт;
- пожарных щитов.

Административно-складская база, состоящая из:

- котельной;
- склада метанола;
- служебно-эксплуатационного ремонтного блока (СЭРБа) с гаражом и материальным складом;
- склада материалов и баллонов;
- электростанции собственных нужд (ЭСН);
- площадки канализационных очистных сооружений (КОС);
- площадки водоочистных сооружений (ВОС);
- закрытой мойки автомашин с теплой стоянкой;
- внеплощадочных инженерных сетей и автодороги;
- радиорелейной станции (РРС);
- стоянки личного автотранспорта;
- прожекторных мачт;
- пожарных щитов;
- пожарного депо (отдельно стоящее).

План расположения основных технологических и вспомогательных участков КС «Краснодарская» представлен на рисунке 6.



Рисунок 6 - План расположения основных технологических и вспомогательных участков КС «Краснодарская»

Технологическая схема подготовки и осушки природного газа КС предусматривает:

- отбор и подача газа в магистральный газопровод;
- осушка технологического газа до заданной точки росы;
- очистка транспортируемого газа от механических примесей и влаги;
- компримирование газа;
- охлаждение газа.

Для осушки газа предусматривается УПГТ (установка подготовки газа к транспорту) по проекту и комплектной поставке фирмы (Италия).

Для очистки газа предусматриваются циклонные пылеуловители типа ЦПУ-10 (центробежные пылеулавливающие устройства).

Компримирование газа осуществляется газоперекачивающими агрегатами ГПА-12/16 «Урал» единичной мощности 12 МВт. Охлаждение газа

предусмотрено в аппаратах воздушного охлаждения (АВО). Для УПТПИГ принята индивидуальная установка.

Ниже рассмотрим более подробнотехнологическую схему предприятия.

1. Отбор и подача газа в магистральный трубопровод. Узел подключения КС к газопроводу предназначен для обеспечения работы газопровода и КС в следующих режимах:

- подача газа по газопроводу с компримированием его наподключаемой КС - основной режим;

- подача газа по газопроводу без компримирования его на подключаемой КС - временный режим (при поэтапном вводе газопровода в эксплуатацию, ремонтных работах на КС и др.);

- подача газа по газопроводу при периодической очистке его пылеочистным устройством (ОУ) от механических примесей, воды и конденсата - временный режим.

2. Очистка газа. Установка очистки предназначена для очистки перекачиваемого газа от механических примесей, воды, углеводородного конденсата и др. Для установки на КС приняты три циклонных пылеуловителя ЦПУ-10, установленные для параллельной работы. Один из них является резервным или работает вместе с другими для снижения гидравлических потерь на входе в КС.

3. Фильтрация 1. Далее по технологической схеме установлены рукавные фильтры (Φ_1) для более тонкой очистки газа от механических примесей, а также жидкости, попадающей с потоком сырого газа в адсорберы, которая может нанести ущерб силикагелю.

4. Адсорбция. Основной поток сырого газа, 1271 т/ч (после отделения газа регенерации), разделяется на два потока, примерно по 636 т/ч каждый; к каждому из этих потоков присоединяется рециркулирующий газ регенерации, увеличивая общий расход каждого потока примерно до 677 т/ч; потоки подаются на две одинаковые линии адсорбционной обработки: линию А и линию В. Каждая линия состоит из 6 адсорберов (А), соединенных

параллельно, и включает собственную секцию регенерации.

На каждой линии работа этих 6 адсорберов организована следующим образом:

- 4 адсорбера (или 3, если один вышел из строя) находятся в фазе адсорбции, обрабатывая сырой газ питания;

- 1 адсорбер на регенерации (нагрев); -1 адсорбер на охлаждении.

Рабочий режим (адсорбция, нагрев, охлаждение) циклически переключается между адсорберами: каждые 70 минут один из адсорберов отключается от линии для регенерации; в то же время другой адсорбер, который ранее находился в фазе нагрева, переключается на охлаждение, а адсорбер, находившийся в фазе охлаждения, вновь переключается на адсорбцию. Операция переключения между адсорберами выполняется автоматически путем открытия и закрытия клапанов с дистанционным управлением, установленных на входных и выходных линиях каждого адсорбера.

Сырой газ питания, смешанный с рециркулирующим газом регенерации, подается в верхнюю часть работающих адсорберов; газ проходит в нижнюю часть адсорбера, и углеводороды и вода адсорбируются на поверхностном слое силикагеля. Общее время работы для каждого адсорбера зависит от количества действующих адсорберов и составляет 280 минут в случае четырёх действующих адсорберов и 210 минут в том случае если работают три адсорбера; благодаря этому в обоих случаях обеспечивается одинаковая конечная нагрузка адсорбата на каждый слой силикагеля.

5. Фильтрация 2. Потоки осушенного газа с обеих линий объединяются в одну и подаются на постфильтр (Φ_2) (6 патронов по 42 м) сухого газа, где из газа удаляется пыль силикагеля, увлеченная из слоев силикагеля. После процесса фильтрации осушенный газ уходит за границы установки и подается на компрессорную станцию для сжатия.

В то же время в адсорбере происходит регенерация адсорбента. Часть осушенного газа отбирается и направляется в печь для нагрева до температуры

от 140 до 145°C. Нагретый газ проходит снизу вверх адсорбера, насыщается водой и через охладитель газа регенерации направляется в разделительную ёмкость (E_p), где происходит разделение парогазовой смеси на воду, газоконденсат, газ (который сжигают на факельной установке). Охладитель газа (АВО) служит для охлаждения выходящего из адсорбера газа регенерации.

Регенерация на каждой линии осуществляется посредством бокового потока входящего сырого газа с расходом около 40 т/ч, который циркулирует в контуре регенерации с помощью компрессора газа.

6. Компримирование газа. Площадка компрессорных агрегатов предназначена для компримирования газа, транспортируемого по магистральному газопроводу. На площадке компрессорных агрегатов (K_n) устанавливаются пять газоперекачивающих агрегатов (ГПА) единичной мощности 12 МВт в индивидуальных укрытиях (контейнерного типа). Газ к агрегатам подаётся через подземный всасывающий коллектор по входным трубопроводам, после компримирования газ через выходные трубопроводы поступает в подземный нагнетательный коллектор.

7. Охлаждение газа. Установка охлаждения газа предназначена для охлаждения газа до температуры не выше 45°C после его компримирования в ГПА в целях повышения устойчивости линейной части газопровода, улучшения условий работы антикоррозийной изоляции и увеличения производительности газопровода. Охлаждения газа предусматривается в аппаратах воздушного охлаждения (АВОг).

8. Установка подготовки газа к транспорту (УПГТ-2). В процессе подготовки газа к транспорту на установке УПГТ-2 используется специальное оборудование, сведения о котором приведены ниже.

Пробкоуловитель - горизонтальный пустотелый аппарат, диаметром 2200 миллиметров и длиной цилиндрической части 8500 миллиметров, оснащенный приборами регулирования, сигнализации, указателя уровня, датчиками давления и температуры. Масса аппарата 55250 килограммов.

Фильтр сырого газа - вертикальный аппарат, диаметром 1900

миллиметров и длиной цилиндрической части 9700 миллиметров, оснащенный входным распределителем потока, секцией с пакетами пластинчатой насадки и верхней секцией с фильтрующими элементами, а также, приборами регулирования, сигнализации, указателя уровня, датчиками давления и температуры. Масса аппарата 54 000 килограммов.

Фильтр-коагулятор газа питания - вертикальный аппарат, диаметром 2400 миллиметров и длиной цилиндрической части 7000 миллиметров, оснащенный входным отбойником и секцией с фильтрующими элементами а также, приборами регулирования, сигнализации, указателя уровня, датчиками давления и температуры. Масса аппарата 63 000 килограммов.

Фильтр-коагулятор газа регенерации - вертикальный аппарат, диаметром 800 миллиметров и длиной цилиндрической части 6000 миллиметров, оснащенный входным отбойником и секцией с фильтрующими элементами, а также, приборами регулирования, сигнализации, указателя уровня, датчиками давления и температуры. Масса аппарата 9500 килограммов.

Фильтр-сепаратор осушенного газа – аппарат, диаметром 1800 миллиметров и длиной цилиндрической части 5700 миллиметров, оснащенный входным отбойником и секцией с фильтрующими элементами. А также, датчиками давления и температуры. Масса аппарата 31400 килограммов.

Адсорбер осушки газа - вертикальный аппарат, диаметром 3400 миллиметра (внутреннее сечение аппарата - 3200 миллиметров) и длиной цилиндрической части 8000 миллиметров. Аппарат заполнен силикагелем фирмы «BASF» двух типов, а именно: «Н» - 7225 миллиметров и «WS» - 800 миллиметров. Для защиты силикагеля от механического воздействия потоком сырого газа предусмотрен несущий слой из инертных глиноземных шариков в верхней и нижней части сосуда.

9. Установка очистки природного газа. Предназначена для очистки перекачиваемого газа от механических примесей, воды, углеводородного конденсата и других примесей до необходимых требований с целью предотвращения загрязнения и эрозии лопаток нагнетателя

газоперекачивающих агрегатов, а также с целью защиты другого оборудования и трубопроводов.

На установке очистки приняты три циклонных пылеуловителя ЦПУ-10, установленные для параллельной работы. Один из них является резервным или работает вместе с другими для снижения гидравлических потерь на входе.

После циклонных пылеуловителей поток проходит через фильтры сухого газа.

Площадка компрессорных агрегатов предназначена для компримирования газа, транспортируемого по магистральному газопроводу. На площадке компрессорных агрегатов устанавливаются пять газоперекачивающих агрегатов единичной мощности 12 МВт в индивидуальных укрытиях (контейнерного типа). Газ к агрегатам подаётся через подземный всасывающий коллектор по входным трубопроводам, после компримирования газ через выходные трубопроводы поступает в подземный нагнетательный коллектор.

Газоперекачивающие агрегаты изготавливаются фирмой «Искра» город Пермь. В качестве нагнетателей используются компрессора фирмы «Мицубиси» (Япония). Приводами нагнетателей служат газовые турбины типа «ПС-90» производства фирмы «Авиадвигатель» город Пермь.

Установка охлаждения газа предназначена для охлаждения газа до температуры не выше 45 °С после его компримирования в ГПА в целях повышения устойчивости линейной части газопровода, улучшения условий работы антикоррозийной изоляции и увеличения производительности газопровода. Охлаждения газа предусматривается в аппаратах воздушного охлаждения (АВО), работающих по параллельной схеме.

Хозяйственно-бытовые, производственные и поверхностные дождевые воды направляются на очистные сооружения сточных вод. Используется комплексная физико-химическая очистка с применением электрохимических технологий. Очистка производится с использованием блочно-модульных безреагентных электрохимических водоочистных комплексов (БМВК) «УКОС-

БИО-Ф» и «УКОС-Д», изготовление и поставку которых осуществляет Научно-инженерный центр «Потенциал-2» Международной экологической ассоциации «ИНТЕРВИР» город Санкт-Петербург.

Для очистки бытовых и производственных сточных вод применяется БМВК «УКОС-БИО-Ф 20», производительностью 20 м³/сутки.

Для очистки поверхностных (дождевых и талых) сточных вод используется БМВК «УКОС-Д 20», производительностью 20 м³/ч.

10. Установка утилизации подтоварной воды – СУТО. Стационарная установка термического обезвреживания жидких отходов предназначена для экологически безопасного высокотемпературного обезвреживания и сжигания технологической воды установки подготовки газа к транспорту (УПГТ-2) компрессорной станции (КС) «Краснодарская».

СУТО представляет собой серийно выпускаемый комплекс для термического обезвреживания жидких отходов в блочно-модульном исполнении производительностью 1000 кг/ч типа КТО-1000.БМ.КСЖ, изготавливаемого ЗАО «Безопасные технологии».

2.2 Оценка негативного воздействия КС «Краснодарская» на окружающую среду

Работа многих объектов и оборудования на КС «Краснодарская» связана с выбросами в атмосферу загрязняющих веществ, поэтому рассмотрим основные объекты с точки зрения загрязнения атмосферы.

Постоянными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на установке подготовки газа к транспорту являются нагреватели газа регенерации, в отходящих газах которых содержатся оксиды азота и окись углерода и диоксид серы.

Кроме постоянных выбросов от печей, на установке подготовки происходят кратковременные выбросы газа из адсорберов при замене силикагеля.

Срок службы силикагеля составляет 2 года, соответственно, раз в два года каждый адсорбер останавливается для замены силикагеля. Этот процесс сопровождается выбросом в атмосферу природного газа на специальную свечу, которая выведена за пределы площадки КС.

Неорганизованными источниками загрязнения на площадке установки подготовки газа являются неплотности фланцевых соединений, регулирующей и запорной арматуры. Через указанные неплотности в основном происходят утечки транспортируемого газа.

В компрессорном цеху выхлопные трубы ГПА являются самыми мощными постоянными источниками выбросов загрязняющих веществ на КС, в выбросах ГПА присутствуют оксиды азота и окись углерода.

Характеристика и мощность выбросов ГПА, принятых к установке на Краснодарской КС приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристика и мощность выбросов ГПА

Наименование параметра	Значение
1 Объем продуктов сгорания на номинальном режиме, нм ³ /с	36,854
2 Температура продуктов сгорания на номинальном режиме, °С	530
3 Концентрации в продуктах сгорания (приведенные к 15% содержания O ₂), мг/м ³ – оксидов азота (в пересчете на диоксид) – оксида углерода	90 100
– несгоревшие углеводороды	15
4 Мощность выброса, г/с	
– оксидов азота(в пересчете на диоксид)	2,64
– оксида углерода	2,9
– несгоревшие углеводороды	0,4

Выброс продуктов сгорания (выхлопных газов) газотурбинных установок (ГТУ) производится через дымовые трубы и относится к организованным выбросам загрязняющих веществ в атмосферу.

Источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу от

компрессорного цеха являются также:

- свечи стравливания и продувки газа из обвязки нагнетателей при пусках и остановках ГПА;
- свечи продувки линии пускового газа при пуске ГПА;
- свечи освобождения и продувки контура топливного газа;
- свечи выброса газа при первоначальной раскрутке ГПА турбодетандером.

Эти источники работают только при пусках и остановках ГПА, имеют кратковременный период работы, а, следовательно, носят залповый характер.

Охлаждение газа на КС происходит наружным воздухом без выделения загрязняющих веществ в атмосферу, но, периодически, при плановом внутреннем осмотре АВО и в случае остановки аппаратов на ремонт, происходит стравливание в атмосферу природного газа через специальные свечи. В среднем осмотр одного АВО осуществляется раз в 2 года.

Установки подготовки газа собственных нужд КС предназначена для подготовки и поддержания заданных параметров газа, используемого на нужды КС, по температуре и давлению.

Постоянные выбросы загрязняющих веществ происходят в холодный период года при работе подогревателей (1 рабочий, 1 резервный), в отходящих газах которых содержатся оксиды азота и окись углерода.

В состав установки подготовки входят установка подготовки импульсного газа, которая обеспечивает осушку импульсного газа, узлы редуцирования топливного и пускового газа, редуцирование газа на котельную и жилой поселок. Техническое обслуживание этого оборудования связано с кратковременными выбросами метана в атмосферу.

Установка стабилизации конденсата предназначена для доведения конденсата, отбиваемого от транспортируемого газа до стабильного состояния, позволяющего максимально снизить выделение из него легких фракций углеводорода от испарения при транспорте и хранении газового конденсата.

Выбросы загрязняющих веществ от установки представляют собой также пары углеводородов, в воздухе, вытесняемом из резервуаров при их

заполнении, а также вследствие утечек через не плотности насосов, арматуры и соединений трубопроводов.

Склад ГСМ предназначен для обеспечения нужд КС в нефтепродуктах и оборудован резервуарами для масла и дизтоплива.

Выбросы загрязняющих веществ от резервуаров представляют собой пары масла и дизтоплива, в воздухе вытесняемом из резервуаров при их заполнении, «дыхании», а также вследствие утечек.

Неорганизованные выбросы возможны из дыхательных клапанов, неплотностей арматуры и соединений, при разливах и так далее, т.е. практически по всей территории склада ГСМ.

Склад метанолапредназначен для обеспечения нужд линейной части в метаноле, который используется для предотвращения гидратообразования в трубопроводе.

Также на складе хранится небольшой запас одоранта в бочке. Одорант и керосин добавляются в метанол для придания последнему неприятного запаха.

Выбросы загрязняющих веществ от резервуаров представляют собой пары метанола и керосина, в воздухе, вытесняемом при заполнении емкостей, их «дыхании», а также вследствие утечек.

Неорганизованные выбросы возможны из дыхательных клапанов, неплотностей арматуры и соединений, при разливах и так далее.

На КС предусмотрена котельная, работающая 350 дней в году, использующая в качестве топлива природный газ. Все выбросы осуществляются через 2 трубы. Выбросы от котельной содержат оксиды азота, оксид углерода, а также сернистый ангидрид, бензапирен.

Газовая обвязка КС постоянно находится под давлением транспортируемого газа, однако, в случае необходимости проведения профилактических работ и ремонтов на газовой обвязке КС происходит сброс газа с обвязки всей КС, включая шлейфы, такие выбросы могут происходить не чаще, чем один раз в год.

Система аварийной подачи водяного пара на нагреватели газа

регенерации предназначена для выработки водяного пара, используемого для технологических целей (обогрев теплообменников, нагрев технологической воды), подачи пара на факел и пожаротушение нагревателей газа регенерации.

Выбросы загрязняющих веществ:

- оксиды азота (в пересчете на диоксид) – 0,38 г/с, 7,23 т/год;
- оксид углерода – 0,75 г/с, 14,2 т/год;
- бензапирен – $0,27 \cdot 10^{-6}$ г/с, $5,15 \cdot 10^{-6}$ т/год.

При работе предприятия в атмосферу выбрасывается 21 вещество, между веществами образуются пять групп суммации:

- азота двуокись + сернистый ангидрид;
- свинец и его неорганические соединения + диоксид серы;
- фтористые соединения газообразные + фтористый водород + диоксид серы;
- кислота серная + диоксид серы;
- сероводород + двуокись серы.

В таблице 4 приведен перечень, характеристика и количество загрязняющих веществ, учтены все выбросы рассматриваемых веществ, как от организованных, так и от неорганизованных источников выбросов.

Таблица 4 – Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу компрессорной станцией «Краснодарская»

Наименование вещества	Используемый критерий	Значение критерия, мг/м ³	Класс опасности	Выброс за 2018 год, г/с	Выброс за 2018 год, т/год
Оксид железа	ПДК с/с	0,04	3	0,0023755	0,00865
Марганец, его соединения	ПДК м/р	0,01	2	0,0002044	0,00074
Оксид олова	ПДК с/с	0,02	3	0,0000007	0,00028
Свинец, его соединения	ПДК м/р	0,001	1	0,0000014	0,00052
Диоксид азота	ПДК м/р	0,085	2	83984951	245,42691
Оксид азота	ПДК м/р	0,4	3	2,2804363	85,274916
Серная кислота	ПДК м/р	0,3	2	0,0000135	0,0000072
Сажа	ПДК м/р	0,15	3	0,0080160	0,0047770
Диоксид серы	ПДК м/р	0,5	3	0,0255100	0,6161080

Продолжение таблицы 4

Сероводород	ПДК м/р	0,008	2	0,0000513	0,0000024
Оксид углерода	ПДК м/р	5	4	17,928902	548,41009
Фториды газообразные	ПДК м/р	0,02	2	0,0001666	0,0006100
Фториды плохо растворимые	ПДК м/р	0,2	2	0,0007333	0,0026700
Смесь УВ С1–С5	ОБУВ	50	0	1088,4395	770,50921
Смесь УВ С6–С10	ОБУВ	30	0	26,050258	0,3732330
Бенз(а)пирен	ПДК с/с	0,000001	1	0,00000038 5	0,0113610
Метиловый спирт	ПДК м/р	1	3	0,3732330	0,0202103
Керосин	ОБУВ	1,2	0	0,0113610	0,0027517
Масло минеральное нефтяное	ОБУВ	0,05	0	0,0161470	0,0012700
Пределные УВ С12–С19	ПДК м/р	1	4	0,0299746	0,0266730
Пыль неорганическая	ПДК м/р	0,3	3	0,0003111	0,0011300

Одним из воздействий на водные ресурсы рассматриваемого объекта является использование подземных вод на нужды водоснабжения КС.

Для водоснабжения КС используются две (одна рабочая, одна резервная) артезианской скважины. Вода на площадке КС подается к санитарно-техническим приборам, в душевые, в котельную, в столовую, на производственные нужды, к пожарным кранам и гидрантам, а также расходуется на полив территории.

Также воздействие на окружающую водную среду оказывают сточные воды, образующиеся на площадке КС в период ее эксплуатации.

При использовании воды на хозяйственно-питьевые нужды сточные воды загрязняются поверхностно-активными веществами, соединениями азота, взвешенными веществами, а также происходит бактериальное загрязнение воды.

Также на территории КС образуются дождевые (талые) сточные воды. Дождевые (талые) сточные воды загрязнены нефтепродуктами и взвешенными веществами.

Загрязняющие вещества в водные объекты от рассматриваемого предприятия могут поступать через выпуски сточных вод и с осадками из

атмосферы.

После очистки на «УКОС-БИО-Ф» и «УКОС-Д» сточные воды поступают по двум коллекторам в колодец-усреднитель, в котором непосредственно происходит усреднение объема и концентраций очищенных сточных вод. Из колодца — усреднителя очищенные сточные воды отводятся по одному самотечному коллектору в забетонированную канаву (далее в реку Афипс) через береговой выпуск сосредоточенного типа.

Также на предприятии образуется подтоварная вода от установок осушки и сепарации газа. Данная вода содержит в себе такие примеси как метанол, тяжелые углеводороды, механические и органические примеси. Данный отход отправляется на сжигание на стационарную установку термического обезвреживания.

Перечень веществ, содержащихся в сточных водах предприятия приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Состав и место образования сточных вод КС «Краснодарская»

Наименование СВ	Загрязняющие вещества	Место образования СВ
Воды, используемые на хозяйственно-питьевые нужды	СПАВ, соединения азота, взвешенные вещества, БПК	Столовая, душевые, производственно-бытовые помещения
Дождевые СВ	нефтепродукты, взвешенные вещества	Осадки из атмосферы
Производственные СВ	нефтепродукты, взвешенные вещества, соединения азота, СПАВ	Установки компрессорной станции
Подтоварная вода	метанол, нефтепродукты, взвешенные вещества, органические примеси	Установки осушки и сепарации природного газа

Негативные воздействия на земельные ресурсы являются, по большей части, долгосрочными и включают в себя следующие основные моменты:

- прямые потери земельного фонда, изымаемого под размещение постоянных наземных сооружений (площадка КС, подъездные автодороги и др.);
- необратимые изменения рельефа местности окружающего ландшафта при проведении планировочных работ по созданию территории площадки КС,

отсыпке насыпей подъездных автодорог.

На территории Северского района отвод угодий в постоянное пользование предусмотрен под следующие сооружения КС «Краснодарская»:

- площадку КС с объектами основного и вспомогательного назначения в общем ограждении;
- площадку ГПВ (посадочная площадка для вертолета);
- площадки артезианских скважин;
- подъездные автодороги к площадке КС и другим сооружениям;
- водоотводную канаву;
- площадка факельного хозяйства с подъездом к ней; эстакады для инженерных коммуникаций;
- водоотводная канава;
- бетонный лоток.

Всего по району изъяты в постоянное пользование земельные участки общей площадью 32,18 га.

С точки зрения образования отходов, КС «Краснодарская» представляет собой комплекс объектов и специального оборудования, на которых образуются разного типа отходы.

На установке подготовки газа к транспорту в процессе осушки из газа извлекается жидкая фракция, являющаяся отходом производства, содержащая углеводороды и воду. В установке происходит разделение жидкости на углеводородный конденсат и воду. Вода после дегазации сбрасывается на очистные сооружения дождевых стоков КС. Углеводородный конденсат подается на установку стабилизации.

В качестве адсорбента на установке используется силикагель. Срок службы силикагеля в установке осушки составляет не менее 2 лет. Соответственно раз в два года в каждом адсорбере производится замена силикагеля. Отработавший адсорбент, является отходом производства.

Исходный (чистый) силикагель является нетоксичным продуктом и может быть отнесен к 4 классу опасности. Перед удалением силикагеля из

адсорбера предусматривается его осушка, т.е. удаление из него поглощенных воды и конденсата. В результате отработанный силикагель может содержать только незначительное количество углеводов. В связи с тем, что транспортируемый газ не содержит соединений серы, в отработанном силикагеле содержание серы не предполагается. Таким образом, отработанный силикагель может быть отнесен к отходам третьего класса опасности, и подлежит вывозу на полигоны для утилизации.

На последнем этапе обработки потока газа в установке происходит очистка сухого газа от твердых частиц, которые могут быть унесены газом из адсорберов. Твердые частицы, улавливаемые в фильтрах, представляют собой пыль силикагеля, количество их крайне мало, уловленная в фильтрах пыль может быть утилизирована вместе с силикагелем, удаляемым из адсорберов.

При работе ГПА для обеспечения процесса горения в камерах сгорания происходит забор атмосферного воздуха. Для обеспечения нормальной работы ГПА на каждом агрегате предусмотрена очистка воздуха от пыли.

Очистка происходит в специальных фильтрах. Отходы процесса очистки воздуха — пыль неорганического происхождения.

Количество образующейся пыли зависит от степени загрязненности атмосферного воздуха в районе размещения КС. Общее количество отхода на КС 0,4 т/год. Пыль собирается в специальные емкости сбора, подлежит вывозу на полигоны бытовых отходов.

Склад горюче-смазочных материалов предназначен для обеспечения чистым маслом ГПА и приема отработанного масла от них. В составе насосной склада ГСМ предусмотрены специальные маслоочистительные установки (ПСМ), в процессе их работы образуется отход – шлам. Шлам накапливается в емкости сбора на складе и вывозится по мере накопления на районную нефтебазу. Удельный норматив образования отхода – мехпримесей 0,6 г/т, замасленной воды 10 л/т.

В помещениях СЭРБа и пожарного депо имеются участки механической обработки металлов с металлорежущими, сверлильными и заточными

станками. При работе указанного оборудования образуются отходы в виде лома черных металлов (стружка, пыль, обрезки и т.д.) и промасленная ветошь.

Количество образующейся промасленной ветоши от обслуживания станков и автотранспорта равно 0,05 т/год.

В пожарном депо и в СЭРБе при техническом обслуживании машин образуются отходы в виде отработанных аккумуляторов (без электролита), осадка от нейтрализации электролита, фильтрующих элементов системы смазки двигателя автомобиля, изношенных шин и отработанного моторного и трансмиссионного масла.

В результате замены свинцовых аккумуляторных батарей образуются отходы, состоящие из свинцовых пластин в пластмассовом корпусе и отработанного кислотного электролита, который нейтрализуется негашеной известью на площадке предприятия и по мере накопления в емкости сбора вывозится на полигон ТБО. Отработанные шины сдаются на базы вторсырья или полигоны ТБО.

В помещении СЭРБа предусмотрен сварочный пост, при работе которого образуются отходы в виде огарков сварочных электродов.

В результате эксплуатации системы электроснабжения КС могут образовываться обрывки сталеалюминиевых и алюминиевых проводов, стеклянные и фарфоровые изоляторы, сцепная арматура, куски кабеля.

Отходы очистных сооружений представляют собой сброженный осадок, за год на каждом комплексе образуется по 10 т сброженного осадка.

Для обезвоживания полученных из дождевых вод осадков (взвешенных веществ) предусматриваются песковые площадки. Площадь песковой площадки составляет 50 м². Полученный в течение года песок вывозится на полигон ТБО или, в случае необходимости, используется на собственные нужды КС.

Установка аварийной подачи пара предназначена для подачи пара на УПГТ, в случаях возникновения пожароопасной ситуации. При работе установки образуются отходы в виде засоленных стоков при химической водоочистке – 3 м³ один раз в трое суток, и при продувке котлов – постоянно по

2 м³ в сутки. Эти стоки подлежат вывозу.

При работе столовой образуются пищевые отходы, которые могут передаваться населению.

При эксплуатации производственных помещений образуются отходы потребления в виде перегоревших люминесцентных ламп, бытового мусора (отходы бумаги, не подлежащие использованию, как макулатура, битое стекло, тара, бытовой и промышленный мусор). При уборке территории КС образуется отход – смет с территории.

Общее количество отходов, образующееся на КС «Краснодарская» за год указано в таблице 6.

Таблица 6 – Общее количество отходов, образующееся за год

Размещение отходов	Количество отходов				
	Всего, т/год	В том числе			
		1 класс	2 класс	3 класс	4 класс
Подлежат вторичному использованию или переработке на сторонних предприятиях	58532,1	0,303	1,143	58507,07	23,026
Сдаются на специализированные предприятия по захоронению отходов	428,069	–	0,032	247,572	180,465
Передаются населению	11,25	–	–	–	11,25
Итого:	58971,5	0,303	1,175	58755,27	214,741

На предприятии от установок осушки и сепарации природного газа образуется отход – подтоварная вода.

Раньше отход передавался на переработку на спецпредприятие, сейчас на территории установки подготовки газа к транспорту (УПГТ-2) функционирует стационарная установка термического обезвреживания (СУТО).

Подтоварная вода отправляется на утилизацию в установку термического обезвреживания СУТО, в результате чего после термического окисления в атмосферу выделяется углекислый газ.

3 Разработка мероприятий по снижению негативного воздействия КС «Краснодарская» на окружающую среду

3.1 Предложения по снижению негативного воздействия КС «Краснодарская» на окружающую среду

На КС «Краснодарская» применяется термический метод обезвреживания подтоварной воды, утилизация метанолсодержащих сточных вод осуществляется в специальной стационарной установке термического обезвреживания жидких отходов – СУТО.

Однако при данном методе обезвреживания подтоварной воды происходит безвозвратная потеря метанола, который является дорогостоящим ценным компонентом в технологии транспорта природного газа.

Предлагается дополнить уже существующую на предприятии установку термического обезвреживания подтоварной воды установкой предварительного извлечения из воды метанола, который впоследствии может быть возвращен в производственный цикл, как ингибитор гидратообразований.

Для извлечения метанола из воды выбран физико-химический метод ректификации, как наиболее надежный и эффективный метод, позволяющий извлекать из производственных вод до 99 % метанола с остаточной концентрацией в кубовых водах около 1 % и выше. Также выбор ректификации обусловлен тем, что содержание метанола в подтоварной воде колеблется в широких диапазонах, от 8 до 50 %. Данный метод извлечения метанола из сточной воды позволяет подобрать режим работы установки, удовлетворяющий существующим условиям. Кроме того, на предприятии имеется свободная территория, на которой может быть размещена предлагаемая установка.

Извлечение метанола из подтоварной воды предлагается проводить в два этапа, на двух ректификационных колоннах. В первой ректификационной колонне идет разделение жидкости на воду и смесь метанола с углеводородами. Однако полученный продукт не может быть использован в качестве ингибитора гидратообразований, так как имеет примеси тяжелых углеводородов. Поэтому

смесь далее направляется во вторую ректификационную колонну, где идет разделение на целевой продукт – метанол и отход – углеводороды с незначительной примесью метанола.

Расчет ректификационных колонн и подбор режима проводились в интегрированной среде HYSYS. Для проведения расчета был выбран КПД работы колонны, равный 0,6. Принято количество тарелок, равное 50 для каждой колонны. Расчет проводился для разных значений флегмового числа и при подаче разделяемой смеси на разные питательные тарелки. Результаты расчетов показали, что в первую колонну жидкость следует подавать на шестнадцатую тарелку, а во вторую колонну смесь следует подавать на сорок пятую тарелку при флегмовом числе, равном 2. При ином варианте, если исходный продукт подавать на тарелку ниже или выше подобранных, либо менять флегмовое число, ухудшается качество как верхних, так и нижних продуктов.

Результаты основных расчетов на примере второй колонны приведены в таблицах 7 и 8.

Таблица 7 – Подбор тарелки питания при флегмовом числе 2

Флегмовое число 2, тарелка питания 45		
Наименование компонента	Готовый продукт	Отход
	Количество, м ³ /сут.	
	1,508	0,167
	Концентрация, % об.	
Метанол	99,990	98,8281
Н-гексан	–	0,32208
Бензол	0,00038	0,08212
Н-гептан	–	0,638
Толуол	0,00703	0,03741
Октан	0,00229	0,0903
Флегмовое число 2, тарелка питания 35		
Наименование компонента	Готовый продукт	Отход
	Количество, м ³ /сут.	
	1,508	0,167
	Концентрация, % об.	
Метанол	99,990	98,829
Н-гексан	–	0,32209
Бензол	0,00048	0,08123
Н-гептан	–	0,00639
Толуол	0,00698	0,03923
Октан	0,00232	0,00901

Продолжение таблицы 7

Флегмовое число 2, тарелка питания 25		
Наименование компонента	Готовый продукт	Отход
	Количество, м ³ /сут.	
	1,508	0,167
Концентрация, % об.		
Метанол	99,990	98,831
Н-гексан	–	0,32209
Бензол	0,00065	0,07920
Н-гептан	–	0,00639
Толуол	0,00670	0,03921
Октан	0,00240	0,00893
Флегмовое число 2, тарелка питания 15		
Наименование компонента	Готовый продукт	Отход
	Количество, м ³ /сут.	
	1,508	0,167
Концентрация, % об.		
Метанол	99,989	98,837
Н-гексан	–	0,32211
Бензол	0,00099	0,07666
Н-гептан	0,00003	0,00638
Толуол	0,00699	0,03917
Октан	0,00267	0,00869

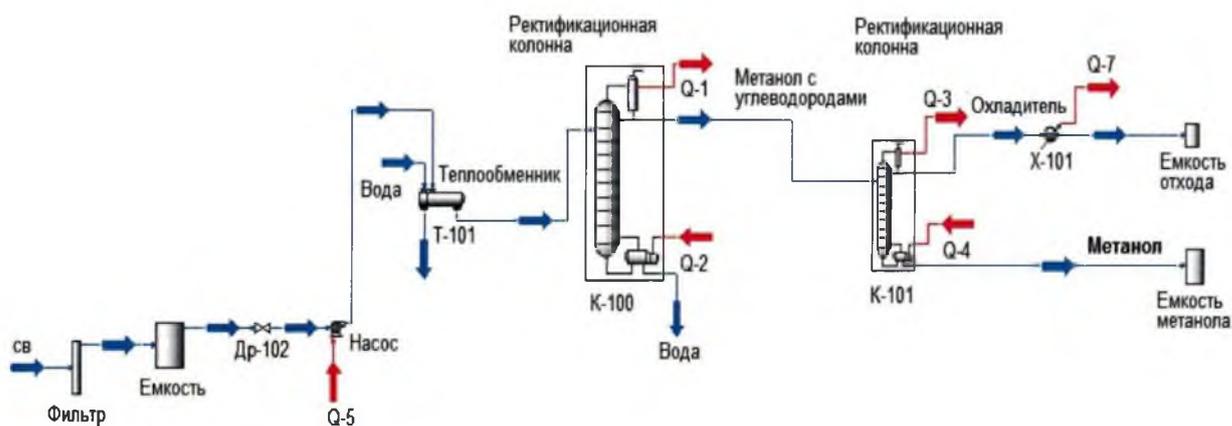
Таблица 8 – Подбор флегмового числа на 45 тарелке питания

Флегмовое число 2, тарелка питания 45		
Наименование компонента	Готовый продукт	Отход
	Количество, м ³ /сут.	
	1,508	0,167
Концентрация, % об.		
Метанол	99,990	98,8281
Н-гексан	–	0,32208
Бензол	0,00038	0,08212
Н-гептан	–	0,638
Толуол	0,00703	0,03741
Октан	0,00229	0,0903
Флегмовое число 4, тарелка питания 45		
Наименование компонента	Готовый продукт	Отход
	Количество, м ³ /сут.	
	1,575	0,100
Концентрация, % об.		
Метанол	99,989	98,075
Н-гексан	–	0,53463
Бензол	0,00059	0,13286
Н-гептан	–	1,06001
Толуол	0,00732	0,05520
Октан	0,00268	0,01424

Продолжение таблицы 8

Флегмовое число 6, тарелка питания 45		
Наименование компонента	Готовый продукт	Отход
	Количество, м ³ /сут.	
	1,603	0,072
Концентрация, % об.		
Метанол	99,989	97,331
Н-гексан	–	0,74532
Бензол	0,00069	0,18272
Н-гептан	–	1,47774
Толуол	0,00754	0,06925
Октан	0,00286	0,01935
Флегмовое число 8, тарелка питания 45		
Наименование компонента	Готовый продукт	Отход
	Количество, м ³ /сут.	
	1,619	0,056
Концентрация, % об.		
Метанол	99,989	97,331
Н-гексан	–	0,74532
Бензол	0,00075	0,18272
Н-гептан	–	1,47774
Толуол	0,00772	0,06925
Октан	0,00297	0,01935

На рисунке 7 приведена принципиальная технологическая схема предлагаемой установки:



Q-1; Q-3 – потоки воды из конденсаторов; Q-2; Q-4 – потоки пара, подаваемые в ребойлер; Q-5 – поток электричества, подаваемый к насосу;
Q-7 – поток тепла, отходящего от охладителя

Рисунок 7 – Технологическая схема процесса извлечения метанола из подтоварной воды

Подтоварная вода подается на фильтр, где происходит отделение воды от

механических примесей, попадание которых в ректификационную колонну недопустимо, после вода поступает в сборную емкость, откуда насосом подается на теплообменник, где происходит подогрев разделяемой смеси, далее поток направляется в первую ректификационную колонну, где происходит разделение исходной смеси на нижний продукт, прошедший через ребойлер, – воду и верхний продукт, прошедший через конденсатор, – смесь метанола с углеводородами.

В интегрированной среде HYSYS проводился анализ продуктов при условиях содержания метанола в подтоварной воде 8 и 50 % результаты анализа приведены в таблицах 9 и 10.

Таблица 9 – Состав готового продукта и отхода при содержании метанола в подтоварной воде 8%

Наименование компонента	Готовый продукт	Отход
	Количество, м ³ /сут.	
	1,508	0,167
	Концентрация, % об.	
Метанол	99,990	98,8281
Н-гексан	–	0,32208
Бензол	0,00038	0,08212
Н-гептан	–	0,638
Толуол	0,00703	0,03741
Октан	0,00229	0,0903

Таблица 10 – Состав готового продукта и отхода при содержании метанола в подтоварной воде 50%

Наименование компонента	Готовый продукт	Отход
	Количество, м ³ /сут.	
	6,949	0,163
	Концентрация, % об.	
Метанол	99,99	99,5
Н-гексан	0,00000593	0,19
Бензол	0,00001	0,0137
Н-гептан	0,000055	0,21
Толуол	0,000015	0,0062
Октан	0,000015	0,0145

Предложенная схема извлечения метанола из подтоварной воды позволяет исключить наличие больших потерь метанола при утилизации

подтоварной воды, уменьшить объем образующегося отхода и снизить негативное воздействие на окружающую среду.

3.2 Расчет эколого-экономического эффекта от предложенных мероприятий

Подтоварная вода, образующаяся от установок по сепарации и осушки газа утилизируется на территории предприятия на установке термического обезвреживания СУТО, но предварительно отход собирается в емкости и временно хранится на предприятии.

В сутки, в среднем, образуется 10,3 м³ или 9,27 т подтоварной воды. Расчет платы за накопление отхода ведется по формуле (6):

$$П_{\text{лотх}} = \sum C_{\text{лотх}} \times M_{\text{лотх}} \text{ при } M_{\text{лотх}} \leq M_{\text{лиотх}} \quad (6)$$

где $П_{\text{лотх}}$ – размер платы за размещение i -ого отхода в пределах установленных лимитов, руб.;

$C_{\text{лотх}}$ – ставка платы за сброс 1 тонны i -ого отхода в пределах установленных лимитов, руб.;

$M_{\text{лотх}}$ – фактическое размещение i -ого отхода, т или м³;

i – вид отхода ($i=1, 2, 3, \dots n$).

Ставка платы за сброс 1 тонны i -ого отхода в пределах установленных лимитов рассчитывается по формуле (7):

$$C_{\text{лотх}} = N_{\text{бЛлотх}} \times K_{\text{эотх}} \times K_{\text{инд}} \quad (7)$$

где $N_{\text{бЛлотх}}$ – базовый норматив платы за 1 тонну размещаемых отходов в пределах установленных лимитов, руб.;

$K_{\text{эотх}}$ – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости почв в данном регионе;

$K_{инд}$ – коэффициент, учитывающий класс опасности отхода.

Коэффициент экологической ситуации и экологической значимости почв в данном регионе равен 1,9. Так отход имеет 3 класс опасности коэффициент, учитывающий класс опасности равен 2. Базовый норматив платы за 1 тонну размещаемых отходов в пределах установленных лимитов равен 497 рублей. Подставим известные значения и определим ставку платы за сброс 1 тонны данного отхода в пределах установленных лимитов:

$$Cл_{отх} = 497 \times 1,9 \times 2 = 1888,6 \text{ рублей.}$$

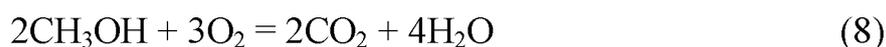
Соответственно вычислим размер платы:

$$П_{лотх} = 1888,6 \times 9,27 = 17507,322 \text{ рубля.}$$

Расчет платы за выброс в атмосферу диоксида углерода. После накопления отход отправляется на утилизацию на установку СУТО, где происходит его термическое обезвреживание, вследствие чего в атмосферу выделяется углекислый газ.

Так как установка СУТО построена на предприятии недавно и работает пока в пилотном режиме, то практических данных о количестве выбросов углекислого газа пока нет. Зная общий объем подтоварной воды и количество в ней примесей, посчитаем количество углекислого газа аналитическим методом.

При обезвреживании данного отхода углекислый газ образуется в результате горения органических соединений, содержащихся в воде. Содержание метанола в воде может колебаться от 8% до 50%. Примем для расчетов худший вариант, содержание метанола 50%. Так как средний суточный расход воды составляет 9,27 т, то метанола образуется 4,635 тонн. Горение метанола протекает по уравнению реакции (8):



Определим количество вещества метанола по формуле (9):

$$V = m/M, \quad (9)$$

где m – масса вещества;

M – молекулярная масса вещества.

$$V = 4,635 \times 10^6 \times 32 = 144843 \text{ (г/моль)}.$$

Так как по уравнению реакции стехиометрические коэффициенты метанола и углекислого газа равны, то и количества вещества их равны. Тогда определим массу углекислого газа по формуле (10):

$$m = V \times M \quad (10)$$

$$m = 144843 \times 44 = 6373092 \text{ г} = 6,37 \text{ т}$$

Помимо метанола в воде содержатся еще такие углеводороды, как гексан, бензол, гептан, толуол, октан.

Аналогичным способом посчитана масса углекислого газа, образующегося в результате горения данных веществ. Суммарная масса составила 0,04356 т углекислого газа.

Соответственно, всего, при содержании метанола в воде 50 %, при обезвреживании данного отхода образуется 6,41356 т углекислого газа в год или 2334,5 т в год.

Расчет платы ведется по формуле (11):

$$P_{\text{натм}} = \sum C_{\text{натм}} \times M_{\text{натм}} \text{ при } M_{\text{натм}} \leq M_{\text{натм}} \quad (11)$$

где, i – вид загрязняющего вещества ($i=1, 2, \dots n$);

$P_{\text{натм}}$ – плата за выброс ЗВ в размерах, не превышающих ПДВ, руб.;

$C_{\text{натм}}$ – ставка платы за выброс 1 тонны i -ого ЗВ в пределах ДНВ, руб.;

$M_{\text{натм}}$ – фактический выброс i -ого загрязняющего вещества, т;

$M_{\text{натм}}$ – предельно допустимый выброс i -ого загрязняющего вещества, т.

$$C_{\text{натм}} = N_{\text{бнатм}} \times K_{\text{эатм}} \times K_{\text{инд}}$$

где $N_{\text{бнатм}}$ – базовый норматив платы за выброс 1 тонны i -ого ЗВ в размерах, не превышающих предельно допустимые нормативы выбросов, руб.;

$K_{\text{эатм}}$ – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости атмосферы в данном регионе.

$$C_{\text{нэатм}} = 0,6 \times 1,6 \times 0,4 = 0,384 \text{ рубля.}$$

Рассчитаем размер платы до природоохранного мероприятия:

$$П_1 = 0,384 \times 2334,5 = 895,44 \text{ рублей в год.}$$

Рассчитаем размер платы после природоохранного мероприятия. Так как основная масса метанола будет извлекаться из воды, то аналогично предыдущему аналитическому расчету по уравнению реакции определяем, что углекислого газа выделится 1,02 т, соответственно всего загрязняющего вещества выделится в атмосферу 1,06356 тонн в день или 387,14 т в год.

$$П_2 = 0,384 \times 387,14 = 148,66 \text{ рублей в год.}$$

Определение размера ущерба, наносимого выбросами в атмосферный воздух. Экономическая оценка ущерба «У» руб./год, наносимого выбросами загрязняющих веществ в атмосферу, для отдельного источника определяется по формуле (12):

$$Y = \gamma \times \sigma \times f_i \sum_{i=1}^n M_i \quad (12)$$

где γ – константа, численное значение которой равно $\gamma = 3,3$ руб. на условную тонну выбросов, руб./усл. т с учетом коэффициента инфляции;

σ – показатель относительной опасности загрязнения атмосферного воздуха в зависимости от типа территории;

f – поправка, учитывающая характер рассеивания $i^{\text{ой}}$ примеси в атмосфере;

M – приведенная масса годового выброса $i^{\text{ого}}$ загрязнения из источника, усл.т./год;

n – количество загрязняющих веществ.

Поправка f , учитывающая характер рассеивания примеси в атмосфере, рассчитывается в зависимости от скорости оседания частиц $V_{\text{ос}}$, так как

диоксид углерода это газ, то воспользуемся формулой (13):

$$f = \frac{100}{100 + \varphi \times h} \times \frac{4}{1 + v} \quad (13)$$

где h – геометрическая высота устья источника по отношению к среднему уровню зоны активного загрязнения, м;

φ – поправка на тепловой подъем факела выброса в атмосфере;

v – среднегодовое значение скорости ветра, м/с.

Значение поправки φ определяется по формуле (14):

$$\varphi = 1 + \frac{\Delta T}{75} \quad (14)$$

где ΔT – среднегодовое значение разности температур в устье источника и окружающей среде, °С, $\varphi = 2$.

$$f = \frac{100}{100 + 2 \times 6} \times \frac{4}{1 + 4} = 0,7144$$

Подставим известные значения в формулу и вычислим экономическую оценку ущерба до природоохранного мероприятия:

$$Y_1 = 3,3 \cdot 1,6 \cdot 0,7144 \cdot 2334,53584 = 8805,94 \text{ рублей в год.}$$

размер ущерба после природоохранного мероприятия:

$$Y_2 = 3,3 \cdot 1,6 \cdot 0,7144 \cdot 387,14 = 1460,29 \text{ рублей в год.}$$

Предотвращённый экологический ущерб от загрязнения атмосферного воздуха рассчитывается по формуле (15):

$$Y_{\text{ППр}_{\text{нсм}}}^a = Y_{\text{УДр}}^a \times \sum_{k=1}^K M_{\text{нк}_{\text{см}}}^a \times K_{\text{Эр}}^a \quad (15)$$

где $Y_{\text{УДр}}^a$ — показатель удельного ущерба атмосферному воздуху,

наносимого выбросом единицы приведенной массы загрязняющих вещества на конец отчётного периода времени для г-го экономического района РФ, руб./усл. т.

$M_{nk,от}^a$ — приведенная масса выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников выбросов, не поступивших в атмосферный воздух с к-го объекта (в т.ч. уловленных на ПГОУ) в результате осуществления п-го направления природоохранной деятельности в i-том регионе в течение отчётного периода времени, усл. тонн;

K — количество объектов (предприятий, производств, имеющих ГОУ) либо количество установок для улавливания и обезвреживания вредных веществ из отходящих газов, а также других природоохранных мероприятий, приведших к недопущению (ликвидации, снижению) попадания загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

$K_{Эг}^a$ — коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния атмосферного воздуха территорий в составе экономических районов России.

Приведенная масса загрязняющих веществ рассчитывается по формуле (16):

$$M_{nk}^a = \sum_{i=1}^N m_i^a \times K_{Эi}^a \quad (16)$$

где m_i^a — фактическая масса i-го загрязняющего вещества или группы веществ с одинаковым коэффициентом относительной эколого-экономической опасности, не поступивших в атмосферный воздух от стационарных источников выбросов в результате осуществления п-го направлении природоохранной деятельности (в т.ч. уловленных на ПГУ) в течение отчётного периода, тонн;

$K_{Эi}^a$ — коэффициент относительной эколого-экономической опасности для

i —го загрязняющего вещества или группы веществ;

i — индекс загрязняющего вещества или группы загрязняющих веществ;

N — количество учитываемых загрязняющих веществ.

Приведенная масса загрязняющих веществ равна:

$$M_{\text{ПКст}}^a = 5,35 \cdot 364 \cdot 1,6 = 3115,84 \text{ условных тонн.}$$

Предотвращенный экологический ущерб от загрязнения атмосферного воздуха равен:

$$Y_{\text{ПРст}}^a = 68,7 \cdot 3115,84 \cdot 0,4 = 85623,2832 \text{ рубля.}$$

Общая (абсолютная) экономическая эффективность рассматривается как отношение объема полного экономического эффекта к сумме вызвавших этот эффект совокупных (приведенных) затрат (17):

$$\mathcal{E}_{\text{общ}} = \frac{\mathcal{E}}{C + E_{\text{н}} K} \quad (17)$$

где $\mathcal{E}_{\text{общ}}$ — общая эффективность природоохранных затрат;

\mathcal{E} — совокупный годовой эффект от природоохранных мероприятий

C — эксплуатационные затраты по природоохранному мероприятию;

K — суммарные, капитальные вложения, определившие эффект;

$E_{\text{н}}$ — норматив эффективности капитальных вложений = 0,15;

T — срок окупаемости инвестиционных затрат ($T_{\text{ок}} = K + C / \mathcal{E}$).

Экономический эффект \mathcal{E} представляющий собой предотвращенный экологический ущерб и дополнительный доход от производственной деятельности предприятия в условиях хорошей экологической обстановки (18):

$$\mathcal{E} = \Pi + Д, \quad (18)$$

где Π — величина годового предотвращенного ущерба от загрязнения среды;

Д – годовой прирост дохода.

Годовой доход рассчитывается по формуле (19):

$$Д = \Delta\Pi + \DeltaУ + Р, \quad (19)$$

где $\Delta\Pi$ – разница платы до и после природоохранного мероприятия;

$\DeltaУ$ – разница ущерба до и после природоохранного мероприятия;

Р – прибыль от реализации извлекаемого продукта.

Средняя цена на метанол это 19000 рублей за 1 тонну вещества, тогда, так как, при содержании метанола в воде 50 %, извлечь из отхода получается 7 м³/сутки или 5,5426 тонн вещества, то доход предприятия в сутки получается 104500 рублей, а годовой доход предприятия за 300 рабочих дней составит 31350000 рублей.

$$Д = 746,78 + 7345,65 + 31350000 = 31358092,43 \text{ рублей в год.}$$

$$\mathcal{E} = 85623,2832 + 31358092,43 = 31443715,7132 \text{ рублей в год.}$$

Средняя стоимость одной ректификационной колонны составляет 2000000 рублей, стоимость вспомогательного оборудования составит около 2000000 рублей, также затраты пойдут на монтаж оборудования, плату за работу с взрывоопасным веществом и прочие расходы, плюс еще 7000000 рублей. Соответственно, так как в установке две ректификационные колонны, то стоимость капитальных вложений всей установки составит 17000000 рублей.

Эксплуатационные затраты установки зависят от цен на электроэнергию и пар. Средняя цена пара за 1 ГДж составляет 100 рублей, установка потребляет около 10 ГДж пара, соответственно на пар тратится 1000 рублей в день и 300000 рублей в год.

Средняя цена на электричество 500 рублей за 1 ГДЖ , установка потребляет около 21 ГДж электроэнергии в день и 6300 ГДж в год, соответственно затраты на электроэнергию составят 3150000 рублей. Общие эксплуатационные затраты составят 3450000 рублей в год. Данные о стоимости предлагаемой установки приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Сведения о стоимости предлагаемой установки

Оборудование	Стоимость, руб.	Количество, шт.
ректификационная колонна	2000000	2
насос	50000	2
емкость	100000	4
фильтр	300000	1
теплообменник	300000	1
холодильник	700000	1
конденсатор	250000	2
ребойлер	250000	2
монтаж, доставка и прочие расходы	7000000	–
Всего	17000000	–

$$\mathcal{E}_{\text{общ}} = \frac{31443715,7 \times 132}{3450000 + 0,15 \times 17000000} = 5,24$$

Срок окупаемости инвестиционных затрат:

$$T = (17000000 - 3450000) / 31443715,7132 = 0,43 \text{ лет} = 5 \text{ месяцев}$$

Эффективность капитальных вложений определяется путем деления годового объема полного экономического эффекта за вычетом эксплуатационных расходов на содержание и обслуживание природоохранных объектов на величину капитальных вложений (20):

$$\mathcal{E}_k = \frac{\mathcal{E} - C}{K} \quad (20)$$

$$\mathcal{E}_k = (31443715,7132 - 3450000) / 17000000 = 1,65.$$

Результаты расчетов приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Эколого-экономический эффект

ЗВ	P _{атм.}		У _{атм.}		У _{предот.}	Д	Э _{общ.}	T _{окуп.}	Э _{к.}
	до	после	до	после					
CO ₂	895,44 руб.	148,66 руб.	8805,9 руб.	1460,9 руб.	85623,28 руб.	31358092,43 руб.	5,45	0,43	1,65

Расчеты показали, что применение данного инженерного решения экономически целесообразно.

Заключение

В данной работе были рассмотрены вопросы обеспечения безопасности окружающей среды при транспорте природного газа. Объектом рассмотрения была выбрана компрессорная станция «Краснодарская», входящая в структуру магистрального газопровода «Голубой поток».

По результатам проведенного исследования можно сделать следующие выводы.

Основным источником образования отходов является установка подготовки газа к транспорту. При осушке газа образуется отработанный силикагель, который затем вывозится на дальнейшую обработку. Поэтому необходимость проведения инженерных мероприятий заключается в том, чтобы использовать данный отход в томпоначном материале, при изготовлении кирпичей, бетонов, гипсоцементно-пуццолановых вяжущих, в качестве компонента при дорожном строительстве.

Для повышения степени надёжности производства и снижения последствий аварий и воздействия на природную среду предусматриваются следующие мероприятия:

- правильный выбор технологического процесса, оборудования и резервирование технологических потоков и оборудования;
- максимальное размещение оборудования на наружных площадках;
- деление установки на технологические блоки приводной арматурой для разделения оборудования друг от друга и уменьшения сброса при разгрузке;
- предусмотрена программная безаварийная остановка установки;
- технологическая установка оснащена микропроцессорной техникой, максимально снижающей возможность ошибочных действий производственного персонала при ведении процесса, пуске и остановке производства;
- применение систем контроля за состоянием окружающего воздуха

(датчиков ДВК для углеводородов);

- использование азота и пара для продувок оборудования;
- установка предохранительных клапанов на оборудовании для защиты от разрушения при возможном повышении давления сверх расчетного. Значительное превышение расчетного давления (10,0 МПа) оборудования и трубопроводов над источником давления;
- обеспечение 100 % контроля сварных соединений неразрушающими методами в период строительства и ремонта;
- применение систем пожарной сигнализации;
- за границей установки предусматривается дренажная ёмкость для сбора стоков во время аварийных ситуаций или плановой остановки отдельных аппаратов;
- производственный объект оборудован системами связи и оповещения, соответствующим требованиям для взрывоопасных объектов.

Проведена оценка негативного воздействия данного объекта на компоненты окружающей среды. Была выявлена актуальность проблемы утилизации метанолсодержащих сточных вод на рассматриваемом предприятии.

На основе анализа известных технологий утилизации метанолсодержащих сточных вод, произведен выбор метода очистки, с возможностью возвращения основной части метанола в производственный цикл транспорта газа.

Производился выбор оборудования для реализации предложенного метода. Выполнен расчет ректификационных колонн по отделению метанола, проводимый в интегрированной программе HYSYS. Расчетом показана возможность использования подобранной установки в условиях данного производства. Расчеты также показали экологическую эффективность использования предлагаемой установки, позволяющей снизить объем направляемого на утилизацию отхода и тем самым снизить концентрацию загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при термическом

обезвреживании отхода.

Проведенный в данной работе экономический расчет показал экономическую целесообразность реализации предложенной разработки. Экономическая эффективность составила 5,24, а срок окупаемости данной установки – 5 месяцев и 5 дней. Положительный эффект главным образом достигается за счет извлечения из подтоварной воды метанола и возвращение его в производственный цикл.

Таким образом, реализация предлагаемого решения является технологически возможной, экологически эффективной и экономически целесообразной.

Список использованной литературы

1. Андросова, Н.К. Экология. Основы геоэкологии: учеб. для бакалавров / А.Г. Милютин, Н.К. Андросова, И.С. Калинин. - М.: Юрайт, 2016. - 542 с.
2. Брюхань, Ф.Ф. Промышленная экология: учеб. / Ф.Ф. Брюхань, М.В. Графкина, Е.Е. Сдобнякова. - М.: Форум, 2016. - 400 с.
3. Ветошкин, А.Г. Основы процессов инженерной экологии. Теория, примеры, задачи: учеб. пособие / А.Г. Ветошкин. - СПб.: Лань, 2017. - 512 с.
4. Волкова, П.А. Основы общей экологии: учеб. пособие / П.А. Волкова. - М.: Форум, 2017. - 228 с.
5. Голицын, А.Н. Промышленная экология и мониторинг загрязнения природной среды: учеб. / А.Н. Голицын. - М.: Оникс, 2017. - 336 с.
6. Горелин, Д.О., Конопелько Л.А. Мониторинг загрязнения атмосферы и источников выбросов. – М.: Изд-во стандартов, 2016. – 432 с.
7. Горнопромышленная экология / Под ред. Михайлова Ю.В.. - М.: Academia, 2019. - 246 с.
8. Гридел, Т.Е. Промышленная экология / Т.Е. Гридел, Б.Р. Алленби; пер. с англ. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2014. – 527 с.
9. Гутенев, В.В. Основы инженерной экологии: учеб. пособие / В.В. Денисов, И.А. Денисова, В.В. Гутенев. - Рн/Д: Феникс, 2015. - 623 с.
10. Данилов-Данильян, В.И. и др. Окружающая среда между прошлым и будущим: Мир и Россия: Опыт эколого-экономического анализа. - М.: Знание, 2014. - 233 с.
11. Зайцев, В.А. Промышленная экология: учеб. пособие / В.А. Зайцев. - М.: Бином. ЛЗ, 2016. - 382 с.
12. Какарека, Э.В. Промышленная экология: учеб. пособие / М.Г. Ясовеев, Э.В. Какарека, Н.С. Шевцова, О.В. Шершнева; Под ред. М.Г. Ясовеев. - М.: НИЦ Инфра-М, Нов. знание, 2017. - 292 с.
13. Калыгин, В.Г. Промышленная экология: учеб. / В.Г. Калыгин. - М.:

- Academia, 2015. - 64 с.
14. Ксенофонтов, Б.С. Промышленная экология: учеб. пособие / Б.С. Ксенофонтов, Г.П. Павлихин, Е.Н. Симакова. - М.: ИД Форум, НИЦ Инфра-М, 2017. - 208 с.
 15. Ларионов, Н.М. Промышленная экология: учеб. для академического бакалавриата / Н.М. Ларионов, А.С. Рябышенков. - Люберцы: Юрайт, 2016. - 495 с.
 16. Лосев, К.С., Горшков В.Г., Кондратьев К.С. и др. Проблемы экологии России. - М.: ВИНТИ, 2016. – 350 с.
 17. Мазур, И.И. Инженерная экология. Общий курс: В 2 т. – Т. 2. Справочное пособие / И.И. Мазур, О.И. Молдаванов, В.Н. Шишов. – М.: Высш. шк., 2015. – 655 с.
 18. Мазур, И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем / И.И. Мазур, О.М. Иванцов. - М.: ИЦ «ЕЛИМА», 2016. – 284с.
 19. Медведев, В.Т. Охрана труда и промышленная экология / В.Т. Медведев. - М.: Academia, 2017. - 304 с.
 20. Михайлов, Ю.В. Горнопромышленная экология: учеб. пособие / Ю.В. Михайлов. - М.: Академия, 2018. - 368 с.
 21. Николайкина, Н.Е. Промышленная экология: Инженерная защита биосферы от воздействия воздушного транспорта: учеб. пособие / Н.Е. Николайкина, А.М. Матягина и др. - М.: Академкнига, 2016. - 239 с.
 22. Новиков, Ю.В. Охрана окружающей среды. – М.: Высшая школа, 2015. - 287 с.
 23. Семенова, И.В. Промышленная экология / И.В. Семенова. - М.: Academia, 2017. - 190 с.
 24. Тимофеева, С.С. Промышленная экология. Практикум: учеб. пособие / С.С. Тимофеева, О.В. Тюкалова. - М.: Форум, 2015. - 384 с.
 25. Федорова, А.И. Практикум по экологии и охране окружающей среды / А.И. Федорова, Л.А. Никольская. – М.: Владос, 2014. – 280 с.
 26. Фомичева, Е.В. Экономика природопользования: учеб. пособие. - М.:

- Издательско-торговая корпорация «Дашков и Ко», 2015. – 208 с.
27. Хотунцев, Ю.Л. Экология и экологическая безопасность: учеб. пособие для студ. высш. пед. учеб. заведений / Ю.Л. Хотунцев. – М.: Издательский центр «Академия», 2016. – 480 с.
28. Шилов, А.Н. Экология / А.Н. Шилов. – М.: Наука, 2016. – 450 с.
29. Экология и экономика природопользования: учеб. / Под ред. Э.В. Гирусова, В.Н. Лопатина. – М.: Изд. ЮНИТИ, 2016. – 519с.
30. Ясовеев, М.Г. Промышленная экология: учеб. пособие / М.Г. Ясовеев, Э.В. Какарека, Н.С. Шевцова. - М.: Инфра-М, 2015. - 316 с.