

ФГБОУ ВО Казанский государственный аграрный университет
Институт механизации и технического сервиса
Направление «Эксплуатация транспортно-технологических машин и
КОМПЛЕКСОВ»
Профиль «Автомобили и автомобильное хозяйство»
Кафедра «Эксплуатации и ремонта машин»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
на соискание квалификации (степени) «бакалавр»

Тема: «Разработка организационно-технологических мероприятий по
изготовлению и монтажу автогазозаправочных комплексов»

Шифр ВКР. 23.03.03.368.18

Студент 3361 группы _____ Плащенко М.В.
подпись Ф.И.О.

Руководитель _____ доцент _____ Валиев А.Р.
ученое звание подпись Ф.И.О.

Обсужден на заседании кафедры и допущен к защите
(протокол № ___ от _____ 20__ г.)

Зав. кафедрой _____ профессор _____ Адигамов Н.Р.
ученое звание подпись Ф.И.О.

Казань – 2018 г.

ФГБОУ ВО Казанский государственный аграрный университет
Институт механизации и технического сервиса
Кафедра «Эксплуатации и ремонта машин»
Направление «Эксплуатация транспортно-технологических машин и
комплексов»
Профиль «Автомобили и автомобильное хозяйство»

«УТВЕРЖДАЮ»

Зав. кафедрой _____ / Н.Р. Адигамов /
« _____ » _____ 2018 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу

Студенту: Плащенко М.В.

Тема ВКР: «Разработка организационно-технологических мероприятий по изготовлению и монтажу автогазозаправочных комплексов»

утверждена приказом по вузу от « _____ » _____ 20__ г. № _____

1. Срок сдачи студентом законченной ВКР: 1 июня 2018 г.
2. Исходные данные: материалы производственной эксплуатационной ремонтной практики, литература по теме ВКР, материалы, а также новые технические решения (А.С., патенты, статьи и др.).
3. Перечень подлежащих разработке вопросов
Состояние вопроса по теме проектирования
Технологическая часть
Проектная часть
Технико – экономическое обоснование строительства АГЗС
4. Перечень графических материалов
Обзор существующих видов расположение технологического оборудования на АГЗС
Блок хранения СУГ

Агрегат насосный для СУГ
Технологическая система и оборудование газозаправочной станции
Планировка АГЗС
Экономическая оценка

5. Консультанты по ВКР

Раздел (подраздел)	Консультант
Проектная часть	
Технико – экономическое обоснование строительства АГЗС	
Безопасность жизнедеятельности	
Охрана окружающей среды	

6. Дата выдачи задания 15 февраля 2018 года

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

№ п/п	Наименование этапов ВКР	Срок выполнения	Примечание
1	<u>Состояние вопроса по теме проектирования</u>	20.03.2018 г.	
2	<u>Технологическая часть</u>	20.04.2018 г.	
3	Проектная часть	20.05.2018 г.	

Студент _____ (Плащенко М.В.)

Руководитель ВКР _____ (Валиев А.Р.)

Аннотация

К выпускной квалификационной работе Плащенко М.В. на тему «Разработка организационно-технологических мероприятий по изготовлению и монтажу автогазозаправочных комплексов».

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки на 67 листах машинописного текста и графической части на 6 листах формата А 1.

Пояснительная записка состоит из введения, 3 разделов. Включает 14 таблиц и 10 рисунков. Список использованной литературы содержит 20 наименований.

В первом разделе выпускной квалификационной работы (ВКР) представлен обзор мирового рынка сжиженного природного газа, а также развитие газозаправочного комплекса в целом.

Во втором разделе ВКР определены запасы газомоторного топлива и вместимости резервуарного парка, проведены расчеты страхового запаса газомоторного топлива и максимального уровня запасов газа и вместимости резервуарного парка.

В третьем разделе представлена рабочая документация при проектировании АГЗС, Оборудование изделия для монтажа АГЗС. Проведены работы по снижению доли трудоёмкости при монтаже и эксплуатации автогазозаправочных комплексов, произведены конструктивные расчёты.

Разработаны мероприятия по безопасности жизнедеятельности на производстве и мероприятия по безопасности жизнедеятельности в чрезвычайных ситуациях, разработаны мероприятия по экологической защите окружающей среды, а также проведено технико-экономические обоснования.

Annotation

To final qualification work M.V. Plaschenko on the topic "Development of organizational and technological measures for the manufacture and installation of gas stations".

Graduation qualification work consists of an explanatory note on 67 pages of typewritten text and a graphic part on 6 sheets of A 1 format.

The explanatory note consists of an introduction, 3 sections. Includes 14 tables and 10 drawings. The list of used literature contains 20 titles.

The first section of the final qualifying work (FQW) provides an overview of the world market of liquefied natural gas, as well as the development of the gas filling complex as a whole.

In the second section of the FQW, the reserves of gas engine fuel and the capacity of the tank farm were determined, the safety reserves of the gas engine fuel and the maximum level of gas reserves and the capacity of the tank farm were calculated.

The third section presents the working documentation for the design of the gas station, the equipment for mounting the gas station. Work has been carried out to reduce the proportion of labor intensity in the installation and operation of gas-filling complexes, constructive calculations have been made.

Measures for the safety of life at work and activities for the safety of life in emergency situations have been developed, measures have been developed for environmental protection of the environment, and feasibility studies have been carried out.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 ТЕМАТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	9
1.1 Обзор мирового рынка сжиженного природного газа	9
1.2 Развитие сети автогазозаправочных станций и комплексов (АГЗС и АГЗК)	10
1.2.1 Основные принципы размещения АГЗК	10
1.2.2 Этапы создания сети АГЗС И АГЗК	12
1.2.3 Нормативная документация на проектирование, строительство и эксплуатацию АГЗС	15
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	17
2.1 Прогнозирование расхода газомоторного топлива	17
2.2 Определение запасов газомоторного топлива и вместимости резервуарного парка	19
2.3 Расчет страхового запаса газомоторного топлива	21
2.4 Расчет максимального уровня запасов газа и вместимости резервуарного парка	24
2.5 Технологическое оборудование	26
2.6 Выбор резервуара с подземным расположением	27
2.7 Подбор насосного агрегата	29
2.8 Физическая культура на производстве	31
3 ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ	33
3.1 Оборудование, изделия для монтажа АГЗС	33
3.2 Выбор площадки под строительство АГЗК	44
3.3 Расчет искусственного освещения	47
3.4 Расчет заземлительного устройства	50
3.5 Мероприятия по обеспечению экологической безопасности	52
3.6 Экономическое обоснование	55
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	65
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	66
СПЕЦИФИКАЦИИ	68

ВВЕДЕНИЕ

Одним из путей решения проблемы оздоровления воздушного бассейна больших городов и высвобождения жидких моторных топлив при непрерывном росте автомобильного парка является использование в качестве моторного топлива сжиженных и сжатых углеводородных газов.

Перевод автомобильного транспорта на газовое топливо позволяет снизить выбросы в атмосферу вредных веществ, содержащихся в отработавших газах, на 75 - 95 % по окиси углерода и углеводородам и на 30 - 60 % по окиси азота по сравнению с однотипными бензиновыми автомобилями. В условиях резкого сокращения уровня добычи нефти высвобождение жидкого моторного топлива до 10 т на один грузовой автомобиль или автобус в год является весьма важной задачей.

Наша страна являлась пионером в создании и промышленном выпуске газобаллонных автомобилей. В 1939 году Московский и Горьковский автомобильные заводы приступили к выпуску газобаллонных автомобилей ЗИЛ-30 и ГАЗ-44.

В середине 80-х годов бывший СССР лидировал в проведении работ по использованию газа в качестве моторного топлива.

В РФ широкая эксплуатация газобаллонных автомобилей (ГБА) началась в 60-х годах. С тех пор парк ГБА непрерывно рос и в 90-х годах достиг 45 тыс. ед., в т. ч. более 3000 автомобилей, работающих на КПГ. Реализация газа для автотранспорта в РФ в 1990 г. составила около 54 тыс. тонн СНГ и 4,75 млн. м³ КПГ.

К настоящему времени автомобильной промышленностью созданы газобаллонные автомобили и автобусы, работающие на компримированном природном газе (КПГ) ГАЗ-33021 («Газель»), ГАЗ-53-27, ЗИЛ-5301 («Бычок»), ЗИЛ-138А, ЗИЛ-ММЗ-45054, КамАЗ-53208, КамАЗ-53218, КамАЗ-53219, КамАЗ-541-18, КамАЗ-55118, Икарус-280.33.

Для работы на сжиженном нефтяном газе (СНГ) также серийно выпускались автомобили и автобусы ГАЗ-53-07, ГАЗ-52-07, ГАЗ-52-08, ГАЗ-52-09, ГАЗ-24-07, ЗИЛ-138, ЗИЛ-ММЗ-45023, ЗИЛ-138В1, ЛиАЗ-677Г, ЛАЗ-695П.

Следует отметить, что наиболее массовые модели среднего класса («ПАЗ», «Газель») также приспособлены для работы на газе.

На газобаллонных автомобилях устанавливается газовая топливоподающая аппаратура рычажно-мембранного типа с механическим управлением. Основными производителями аппаратуры являются: АО «Рязанский завод автомобильной аппаратуры» (РЗАА), АО «Завод им. Фрунзе» (Пенза), ЗАО «Автосистема» (Москва), АО «Инкар» (Пермь), АО «КамАЗ» (Набережные Челны), АО «Автогаз» (Москва), АО «Аскольд» (Арсеньев), Новогрудский завод газовой аппаратуры (Беларусь).

Итак, на развивающемся российском рынке сложились все условия для начала успешного газозаправочного бизнеса. Хотя имеются определенные трудности, в целом в России существуют все необходимые ресурсные, технические и инфраструктурные условия для широкомасштабного перевода техники на газ.

1 ТЕМАТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1 Обзор мирового рынка сжиженного природного газа

По оценкам Мирового энергетического агентства, природный газ сегодня является самой быстрорастущей составляющей в мировом потреблении энергоресурсов. За период с 1991 по 2018 г. объем его потребления увеличился почти на 400 млрд. м³ - с 2007,2 до 2404,9 млрд. По мнению экспертов агентства, в 2002-2030 гг. рост будет продолжаться, в результате чего доля голубого топлива в мировом энергобалансе может удвоиться. Не менее активно развивается и мировой рынок сжиженного природного газа (СПГ), доля которого, по данным BP Statistical Review of World Energy, составила в 2016 г. порядка 26-30% в общем объеме мировой торговли метаном.

В 2015 г. производство и экспорт СПГ осуществляли 12 стран, в число которых вошли США, Тринидад и Тобаго, Оман, Катар, Объединенные Арабские Эмираты, Алжир, Ливия, Нигерия, Австралия, Бруней, Индонезия и Малайзия.

Первый долгосрочный контракт на экспорт СПГ из Индонезии был подписан в 1973 г., поставки начались в 1977 г. В настоящее время сжижение газа осуществляется на двух заводах общей мощностью порядка 45 млрд. м³ в год. На востоке острова Калимантан расположен на данный момент крупнейший в мире комплекс Badak, состоящий из восьми технологических установок общей производительностью 29,7 млрд.м³ в год. Заводом управляет PT Badak LNG Company, на 50% принадлежащая государственной индонезийской компании. В состав акционеров входят также британская BP, французская Total и совместная Japan Indonesia LNG Company (JILCO).

Будучи первой страной, в которой в 1964 г. началось промышленное производство СПГ, Алжир сегодня является вторым в мире после Индонезии по объему экспорта сжиженного топлива. Четыре завода по сжижению расположены в городах Arzew, Bejaia (два) и Skikda, их общая производительность составляет порядка 30 млрд. м³ в год. Расширения ныне действующих мощностей не

планируется, однако в конце 2011 г. руководство страны объявило о планах строительства нового комплекса на 5 млрд. м³ в год в городе Arzew.

Третье место по объему поставок в мире занимает Малайзия. Производство СПГ осуществляется на технологических комплексах Satu и Dua общей мощностью порядка 20,6 млрд. м³ в год. Оба завода расположены близ города Bintulu, штат Sarawak. Первый был введен в эксплуатацию в 1983 г., второй — в 1995-м. Акционерный капитал распределен между государственной компанией Petronas, администрацией штата и компанией Shell.

Таблица 1.1 - Основные экспортеры СПГ в мире в 2017г.

Страна	Подтвержденные запасы природного газа, трлн.м ³	Годовой объем добычи, млрд. м ³	Годовой объем потребления млрд. м ³	Годовой объем экспорта млрд. м ³	Доля в общем объеме поставок
Индонезия	2,62	62,9	29,7	31,80	22
Алжир	4,52	78,2	21,6	25,54	18
Малайзия	2,12	47,4	21,6	20,91	15
Катар	14,40	32,5	16,0	16,54	12
Австралия	2,55	32,7	22,5	10,20	7
Бруней	0,39	11,4	н/Д	9,00	6
Оман	0,83	13,4	н/д	7,43	5
Нигерия	3,51	13,4	н/Д	7,83	5
ОАЭ	6,01	41,3	34,3	7,08	5
Тринидад и Тобаго	0,66	12,9	н/Д	3,65	3
США	5,02	555,4	616,2	1,79	1
Ливия	1,31	5,4	н/Д	0,77	1

1.2 Развитие сети автогазозаправочных станций и комплексов

(АГЗС и АГЗК)

1.2.1 Основные принципы размещения АГЗК

- размещение автогазозаправочных станций и комплексов как в городах и поселках городского типа, где сосредоточен автотранспорт, так и на федеральных

и основных территориальных автодорогах, по которым проходит наибольший транспортный поток;

размещение станций и комплексов на въездах-выездах в населенных пунктах, на пересечении магистралей, на протяженных участках трасс, в промышленно-коммунальной зоне и в районах жилой застройки городов;

- размещение в городах и поселках городского типа, как отдельных станций, так и многотопливных и многофункциональных заправочных комплексов, на которых могут присутствовать все виды топлива: бензин различных марок, дизельное топливо, сжиженный углеводородный газ, сжатый природный газ. Создание таких комплексов возможно в первую очередь на территории существующих автомобильных газонаполнительных компрессорных станций и автозаправочных станций;

- развитие многотопливных и многофункциональных заправочных комплексов, в первую очередь, на сети федеральных дорог и на наиболее загруженных территориальных дорогах.

- Вместе с тем, при строительстве сети автогазозаправочных станций необходимо учитывать специфику принципов ее построения, обусловленную особенностями функционирования объектов:

- размещение, в силу их не большого количества, в населенных пунктах с наибольшей концентрацией транспорта, на федеральных трассах и на основных территориальных автодорогах на расстоянии между собой не менее 15-20 км. Размещение на территориальной сети более низкого класса скорее исключение, чем правило;

- необходимость в параллельном строительстве специализированных технических центров по переоборудованию и обслуживанию автотранспорта, переводимого на газомоторное топливо. Такие центры могут строиться как отдельно, так и в составе комплексов;

- действующими требованиями пожарной безопасности на автогазозаправочных станциях и многотопливных комплексах ограничено

размещение пунктов заправки бытовых газовых баллонов, так как для этого должны быть соблюдены определенные требования, а именно: работа только в сезонном режиме при температуре не ниже +10 °С; наличие измерительной техники для определения степени наполнения баллонов и специально оборудованного помещения для хранения баллонов; наличие договора со специализированной организацией на ремонт и техническое освидетельствование баллонов. При соблюдении указанных требований и при согласовании с УПГС Московской области, размещение пункта заправки газовых баллонов на станции возможно;

- возможное использование на начальном этапе реализации Программы (1,5-2 г.) передвижных газозаправочных станций (кроме населенных пунктов) при условии выполнения требований всех согласующих инстанций.

Предусматривается так же дальнейшее развитие многотопливных заправочных комплексов. Размещение многотопливных заправочных комплексов предусматривается в городах и на основных магистральных автодорогах. Намечается формирование комплексов на базе существующих объектов (АЗС, АГНКС), а также строительство новых объектов, обеспечивающих заправку автомобилей различными видами топлива. На первую очередь (до 2025 г.) предусматривается создание 20-ти комплексов, к расчетному сроку — 25 многотопливных заправочных комплексов.

1.2.2 Этапы создания сети АГЗС И АГЗК

Современный виток развития перевода автомобилей на газомоторное топливо (ГМТ) начался в 1981 г. с разработки и строительства АГНКС-500 по проекту ЮжНИИгипрогаза.

Несколько лет проект улучшался, претерпел ряд модификаций, и в итоге лег в основу 250 (в СССР) самых крупных в мире станций. Это и по сей день наша

основная база, дающая 90% производительности. Проверку временем этот проект выдержал.

Все с большей очевидностью стала ощущаться необходимость в АГНКС небольшой производительности. Поэтому уже в начале 90-х гг. было начато проектирование АГНКС-75 на базе судового компрессора АО «Компрессор» в Санкт-Петербурге и АГНКС-125 («Кировский завод») с новым компрессором разработки ЗАО «Компрессоры без смазки» и ЛенНИИхиммаш. Эти станции не вышли из стадии опытно-промышленных образцов, хотя полностью отвечали сложившемуся стереотипу в техническом исполнении и отечественной практике эксплуатации.

Маркетинговые исследования рынка показали, что в обозримом будущем распределение потребности в новых станциях по типам может выглядеть следующим образом: 70% — АГНКС производительностью 10-100 заправок; 20% - от 100 до 300; 10% - более 300 заправок в сутки. Существующие в настоящее время 210 АГНКС не смогут обеспечить перспективные потребности.

Применение ПАГЗ позволяет резко расширить зону, обслуживающую АГНКС, и тем самым, является средством повышения загрузки АГНКС. Использование ПАГЗ эффективно при удалении АТП от АГНКС на расстояние 10-70 км и более, при этом зона обслуживания увеличивается до 50 раз.

Оптимальным уровнем рабочего давления большинства модификаций ПАГЗ является 25 МПа. Для снабжения КПП коммунально-бытовых потребителей возможно использование ПАГЗ с рабочим давлением 20 МПа. Для обеспечения потребителей, удаленных от АГНКС более чем на 50 км, целесообразно применение ПАГЗ на рабочее давление 32 МПа.

Использование ПАГЗ с компрессорами обеспечивает максимум полезного использования газа, однако по экономическим показателям их применение уступает бескомпрессорным ПАГ-Зам. Для определения сферы их эффективного применения необходимо проведение сравнительных испытаний.

Чем крупнее объект, тем в удельном отношении он дешевле. Самые дешевые (удельно) и, соответственно, экономичные - АГНКС-500. Если рассчитывать по их удельной стоимости, стоимость «малых» АГНКС, получается неприемлемо большой величины. Поэтому при уменьшении производительности должны реализовываться технические решения, обеспечивающие «приемлемую» стоимость. В данном случае это блочное и блочно-контейнерное исполнение, позволяющее минимизировать основные вспомогательные системы, и прогрессивные конструктивные и технические решения основных аппаратов и машин. Их реализация обеспечивает существенное снижение удельной стоимости. В итоге, даже «наиболее дорогая» установка индивидуальной заправки всего в 2-3 раза (в удельном исчислении) дороже «крупной» АГНКС. В абсолютных величинах \$5 и 2-2,5 тыс./кВт.

Изложенные выше «общие принципы» и «идеология» определяют основные требования к системам перспективных АГНКС.

Для развития рынка ГМТ и уплотнения сети АГНКС необходимо налаживание выпуска по всему диапазону производительности типоразмерных рядов АГНКС и ПАГЗ.

Компактные, экономичные, полностью автоматизированные станции вызовут повышенный интерес различных предпринимателей (а примеры уже имеются) и обеспечат выполнение задач, которые ставит сама жизнь.

По нашему мнению, научно-технический потенциал разработчиков АГНКС вполне достаточен для решения всех стоящих задач.

Основной принцип, заложенный в развитие сети АГЗС и АГЗК, максимальное приближение газозаправочных комплексов к потребителю сжатого природного газа, а именно не более 10—15 км от размещения автотранспортных предприятий.

Выполнение этого принципа в условиях начального этапа создания сети при использовании потенциала существующих стационарных АГЗС и АГЗК, расположенных в городах области и на МКАД, возможно лишь с применением

доставки компримированного газа непосредственно в автотранспортные предприятия с помощью передвижных автогазозаправщиков (ПАГЗ).

1.2.3 Нормативная документация на проектирование, строительство и эксплуатацию АГЗС

Сегодня нет единой действующей документации на проектирование АГЗС и других объектов автогазозаправочного комплекса, на их строительство и эксплуатацию.

Новая экономическая ситуация в России вызвала повышенный интерес к автомобильным газозаправочным станциям (АГЗС). Этому способствовало также наличие довольно широкой сети ГНС, КБСГ, обеспечивающих потребность в СУГ автогазозаправочных станций, размещаемых как внутри селитебной и промышленной застройки городов и поселков, так и за их пределами.

В связи с этим, с 2008 г. резко увеличилось количество строящихся АГЗС, только в г. Казани в настоящее время их число составляет более 50.

Однако широкому внедрению АГЗС препятствуют нормативные документы, разработанные разными ведомствами, требования которых противоречат друг другу, содержат, на наш взгляд, необоснованно завышенные нормы, приводящие к неоправданному удорожанию строительства, в них также отсутствует регламентация ряда необходимых положений.

Регламентация размещения АГЗС предусмотрена в настоящее время СНиП 2.04.08-87*, НПБ 111-98*, СанПиН 2.2.1/2.1.1.984-00, НПБ 105-95, НПБ 107-97, ГОСТ 12.1.004-91, ГОСТ 12.3.047-98, ПУЭ, СП 11-107-98, РД 08-120-96, СНиП 11-89-80.

В перечисленных документах отсутствует единый подход к устанавливаемым требованиям: в одних - указывается конкретная величина

расстояний от объектов АГЗС до зданий и сооружений, не относящихся к ним, на основании других норм - эти расстояния следует определять расчетом; по одним документам - эти расстояния нормируются, исходя из общей и единичной вместимости резервуаров, по другим - независимо от этой вместимости и т.д.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Прогнозирование расхода газомоторного топлива

Показатели, входящие в расчетные формулы (расход, время задержки доставки, коэффициент неравномерности расхода газа, суточное число заправок машин и т.д.), изменяются по месяцам и годам. Поэтому, чтобы правильно рассчитать уровень запасов газомоторного топлива, вместимость резервуарного парка и количество раздаточных колонок на складе, необходимо знать значения этих показателей в будущем периоде (месяц, год).

Прогнозирование расхода топлива осуществляется на основе имеющихся учетных данных за прошедшие 3...5 лет. Ожидаемый годовой Q_r и месячный и Q_{mj} расход топлива в будущем году определяют по формулам:

$$Q_r = Q_{r0} \left[1 + \frac{\beta(T + T_n)}{100} \right], \quad (2.1)$$

Для пропан-бутан $Q_r = 500$ т.

Для метана $Q_r = 450$ т.

$$Q_{mj} = \frac{K_j Q_r}{100}, \quad (2.2)$$

где Q_{r0} - расход газа в исходном году, относительно которого проводится прогноз, т;

β - средний прирост годового расхода газа, %;

T - количество прошедших лет, взятых для расчета среднего прироста расхода, не считая исходного года;

T_n - период прогнозирования;

K_j - доля расхода газа в j -месяце» % от годового расхода.

Для пропан-бутан $Q_{mj} = \frac{8 * 500}{100} = 40$ т.

Для метан
$$Q_{mj} = \frac{8 * 450}{100} = 36т.$$

Средний прирост годового расхода газа:

$$\beta = \frac{\sum_{i=1}^T \frac{Q_{ri} - Q_{r0}}{iQ_{r0}}}{T}, \quad (2.3)$$

где Q_{ri} - годовой расход газа в i -году ($i = 1.2, \dots, T$),

Средний суточный расход газа за год G_r и за месяц G_j рассчитывают по формулам:

$$G_r = \frac{Q_r}{365}; \quad (2.4)$$

$$G_j = \frac{Q_{mj}}{30}. \quad (2.5)$$

Для пропан-бутан:

$$G_r = \frac{500}{365} = 1.37т.$$

$$G_j = \frac{40}{30} = 1.33т.$$

Для метан:

$$G_r = \frac{450}{365} = 1.25т.$$

$$G_j = \frac{36}{30} = 1.2т.$$

Указанный метод расчета следует использовать только для краткосрочного прогнозирования расхода газа (на период не более 3...5 лет). Для определения расхода газа на более длительную перспективу (более 5 лет) необходимо применять другие методы прогноза, учитывающие тенденции изменения структуры МТП и потребляемых газа.

2.2 Определение запасов газомоторного топлива и вместимости резервуарного парка

Расчет оптимальных объемов, частоты и периодичности доставки газа.

Оптимальный объем доставки (оптимальная вместимость автоцистерны) определяют исходя из минимума затрат на доставку и хранение газа:

$$V_{\text{авт.опт}} = \sqrt{\frac{Q_{\text{г}} L_{\text{до}}}{L_{\text{хр}}}}, \quad (2.6)$$

где $L_{\text{до}}$ - стоимость доставки газа, руб.;

$L_{\text{хр}}$ - стоимость хранения запасов газа на складе руб. /т. год.

Стоимость доставки и хранения 1 т. газа рассчитывают по формулам:

$$L_{\text{до}} = 0.2 + 0.1R_{\text{д}}; \quad (2.7)$$

$$L_{\text{до}} = 0.2 + 0.1 * 50 = 5.2 \text{ руб. / т.}$$

$$L_{\text{хр}} = \frac{d_1}{\rho f} + \frac{K_{\text{н}} \Pi_{\text{г}}}{2}, \quad (2.8)$$

где $R_{\text{д}}$ - расстояние доставки, км;

d_1 - эмпирический коэффициент затрат на содержание одного резервуара, руб/м³;

ρ - плотность газа, т/м³;

f - коэффициент использования вместимости резервуара;

$K_{\text{н}}$ - коэффициент эффективности капиталовложений, 1/год;

$\Pi_{\text{г}}$ - цена газа, руб/т.

При подстановке числовых значений показателей в формулу (2.8) получим стоимость хранения, зависящую от вида топлива: для метана - 77.6, для пропан-бутан- 100 руб/т. год.

Таким образом оптимальный объем доставки будет равен:

Для пропан-бутан:

$$V_{\text{ац.опт}} = \sqrt{\frac{500 \cdot 5.2}{100}} = 8.5 \text{ т.}$$

Для метана:

$$V_{\text{ац.опт}} = \sqrt{\frac{450 \cdot 5.2}{77.6}} = 8 \text{ т.}$$

Оптимальные частоту $N_{\text{ц.опт.}}$ и периодичность $t_{\text{ц.опт.}}$ доставки газа находят по формулам:

$$N_{\text{ц.опт.}} = Q_{\text{м}} / V_{\text{ац.опт.}}; \quad (2.9)$$

$$T_{\text{ц.опт.}} = T / N_{\text{ц.опт.}}, \quad (2.10)$$

где $Q_{\text{м}}$ - месячный расход газа, т;

T - длительность расчетного периода, дни.

Для пропан-бутан:

$$N_{\text{ц.опт.}} = 40 / 8.5 = 4.71 / \text{мес.}$$

$$T_{\text{ц.опт.}} = 365 / 4.7 = 77.6 \text{ суток}$$

Для метана:

$$N_{\text{ц.опт.}} = 36 / 8 = 4.51 / \text{мес.};$$

$$T_{\text{ц.опт.}} = 365 / 4.5 = 81 \text{ суток.}$$

Полученное по формуле (2.6) значение оптимального объема доставки - это оптимальная вместимость автоцистерн, которую экономически целесообразно применять при доставке газа на данный склад в течение всего года. Оптимальная частота и периодичность доставки изменяется по месяцам ввиду изменения месячного расхода газа.

2.3 Расчет страхового запаса газомоторного топлива

Эффективность регулирования запасов газа на складе во многом зависит от точности определения уровня страхового запаса. Страховой запас служит для обеспечения МТП газом в случаях отклонения от среднего в сторону увеличения суточного расхода газа за время задержки заказа t_d , при оперативном контроле запасов.

Страховой запас топлива на складе можно определить аналитическим или экспериментальным методами в зависимости от наличия исходной информации.

Чтобы определить страховой запас экспериментальным методом, надо иметь опытные данные суточного расхода газа на складе. На основе этих данных определяют страховой запас:

$$S = Q_{t_d \max} - Q_{t_d}, \quad (2.11)$$

где $Q_{t_d \max}$, Q_{t_d} - максимальный и средний объем расхода газа за время t_d , т

Средний объем расхода газа за время t_d равен:

$$Q_{t_d} = \frac{Q}{T} t_d, \quad (2.12)$$

где Q - расход топлива за расчетный период, т.

При оперативном контроле запасов принимают $t_{ц}=0$. Если величину S рассчитывают для всего года ($T = 365$ дней), то для определения $Q_{t_d \max}$ и Q_{t_d} знают годовой и ежедневный расход газа, в напряженном месяце. Данные по ежедневному расходу газа в напряженном месяце располагают в порядке нарастания, q затем за последние $t_d + t_{ц}$ дней суммируют суточный расход и таким образом определяют величину $Q_{t_d \max}$. Для определения среднего расхода Q_{t_d} в формулу (2.12) подставляют величину $T = 365$ дней и годовой расход $Q_{г}$. Если величину S рассчитывают по каждому месяцу, то для определения среднего расхода Q_{t_d} в формулу (2.12) подставляют величину

$T = 30$ дней и месячный расход Q_m . Максимальный расход $Q_{\text{гд max}}$ в каждом месяце определяют по нарастающему ежедневному расходу. Исследования показали, что страховой запас (максимальный и средний за год), рассчитанный по каждому месяцу, оказывается на 30... 50 % меньше, чем страховой запас, рассчитанный для всего года.

В случаях, когда отсутствуют данные по ежедневному расходу газа, страховой запас следует рассчитывать аналитическим методом в зависимости от модели регулирования запасов газа.

Существуют модели с постоянным и переменными объемами доставки. Модели с переменными объемами доставки - это модели с постоянным максимальным уровнем запасов, с двумя уровнями, с несколькими точками заказа. Исследования показали, что в условиях сельского хозяйства, когда объем доставки газа не может быть меньше вместимости одной автоцистерны, эти модели дают одинаковые результаты. Поэтому в дальнейшем они рассматриваются как одна модель с переменным объемом доставки. Эта модель имеет несколько точек заказа и постоянный максимальный уровень запасов, применяется только при периодическом контроле запасов.

Модель с постоянным объемом доставки применяется при оперативном и периодическом контроле запасов.

Исследованиями установлено, что во все месяцы года (напряженные и ненапряженные) наиболее эффективно применение модели с постоянным объемом доставки при оперативном контроле запасов, при периодическом контроле запасов эта модель может применяться только в ненапряженные месяцы осенне - зимнего периода (с октября по март).

Учитывая, что в настоящее время на пунктах заправки колхозов и совхозов существует периодический контроль уровня запасов, на первом этапе следует применять для регулирования запасов газа модели с периодическим контролем запасов: в напряженные месяцы - модель с переменным объемом доставки, в ненапряженные месяцы - модель с постоянным объемом доставки.

В зависимости от применяемой модели страховой запас S можно определить следующим образом:

модель с постоянным объемом доставки при оперативном контроле

$$S = (\lambda_G - 1)Gt_d^\gamma, \quad (2.13)$$

где λ_G - коэффициент неравномерности суточного расхода газа (отношение максимального к среднему);

G - средний суточный расход газа, т;

γ - эмпирический показатель степени.

Исследованиями установлено, что показатель γ зависит от фактической неравномерности расхода газа на складе. Наибольшее значение γ наблюдается в случаях резкого нарастания суточного расхода в интервале $t_d + t_{ц}$. Нарастание суточного расхода газа наиболее часто наблюдается в условиях сельского хозяйства на стыке преднапряженного и напряженного месяцев. Максимальное значение $\gamma = 1.0$. Практические расчеты страхового запаса могут выполняться по каждому месяцу, в целом за год или по двум полугодовым периодам (весенне-летнему и осенне-зимнему). Весенне-летний период включает месяцы с апреля по сентябрь, осенне-зимний с октября по март. В зависимости от принятого расчетного периода рекомендуется принимать следующие значения коэффициентов λ_G и γ (таблице 2.1)

Таблица 2.1- Значения коэффициентов λ_G и γ

Коэффициент	T = 365 дней	T = 180 дней		T = 30 дней	
		Период			
		Весенне- летний	Осенне- зимний	Весенне- летний	Осенне- зимний
λ_G	4	3	3	2	2
γ при $t_d + t_{ц}$, суток:					
до 5	1	1	1	1	1
более 5	0.75...0.83	0.75...0.83	0.25	0.75...0.83	0.25

Наименьший страховой запас в среднем за год получается, если за расчетный период принят один месяц ($T = 30$ дней).

Страховой запас равняется:

Для пропан-бутана:

$$S = (4-1) \cdot 1.37 \cdot 5^1 = 20.55 \text{т.}$$

Для метана:

$$S = (4-1) \cdot 1.25 \cdot 5^1 = 18.75 \text{т.}$$

2.4 Расчет максимального уровня запасов газа и вместимости резервуарного парка

Вместимость резервуарного парка определяется максимальным уровнем запасов, величина которого зависит от принятой на данном нефтескладе модели регулирования уровня запасов топлива. Регулирование и расчет уровня запасов газа по различным моделям проводится следующим образом.

Модель с постоянным объемом доставки при оперативном и периодическом контроле уровня запасов

максимальный уровень запасов газа определяют в зависимости от времени задержки доставки t_d :

при постоянном t_d :

$$V_{\max} = S + V_{\text{acc}}, \quad (2.14)$$

Для пропан-бутана:

$$V_{\max} = 20.75 + 8.5 = 29.25 \text{т.};$$

Для метана:

$$V_{\max} = 18.75 + 8 = 26.75 \text{т.};$$

при случайном t_d

$$V_{\max} = V_z + V_{\text{acc}}; \quad (2.15)$$

Точка заказа

$$V_3 = S + G(t_d + \frac{t_u}{2}). \quad (2.16)$$

При оперативной контроле запасов принимают $t_u = 0$, а V_{\max} и V_3 рассчитывает по формулам (2.14)...(2.16).

Для пропан-бутана:

$$V_3 = 20.55 + 1.37(5 + \frac{0}{2}) = 27.4 \text{ т.};$$

Для метана:

$$V_3 = 18.75 + 1.25(5 + \frac{0}{2}) = 25 \text{ т.};$$

Регулирование уровня запасов газа на нефтескладе по данной модели осуществляется с помощью точки заказа V_3 . Как только уровень запасов понизится до точки заказа, подается заказ на доставку газа объемом $V_{\text{дц}}$.

В течение всего производственного периода в момент достижения точки заказа подается заказ на доставку нефтепродуктов одного и того же объема $V_{\text{дц}}$, поэтому данная модель и называется с постоянным (фиксированным) объемом доставки.

Вместимость резервуарного парка V определяется по наибольшему значению максимального запаса (для всех моделей) путем деления на плотность ρ нефтепродукта и коэффициент использования резервуарной вместимости f :

$$V = \frac{V_{\max}}{\rho f}; \quad (2.17)$$

Для пропан-бутана:

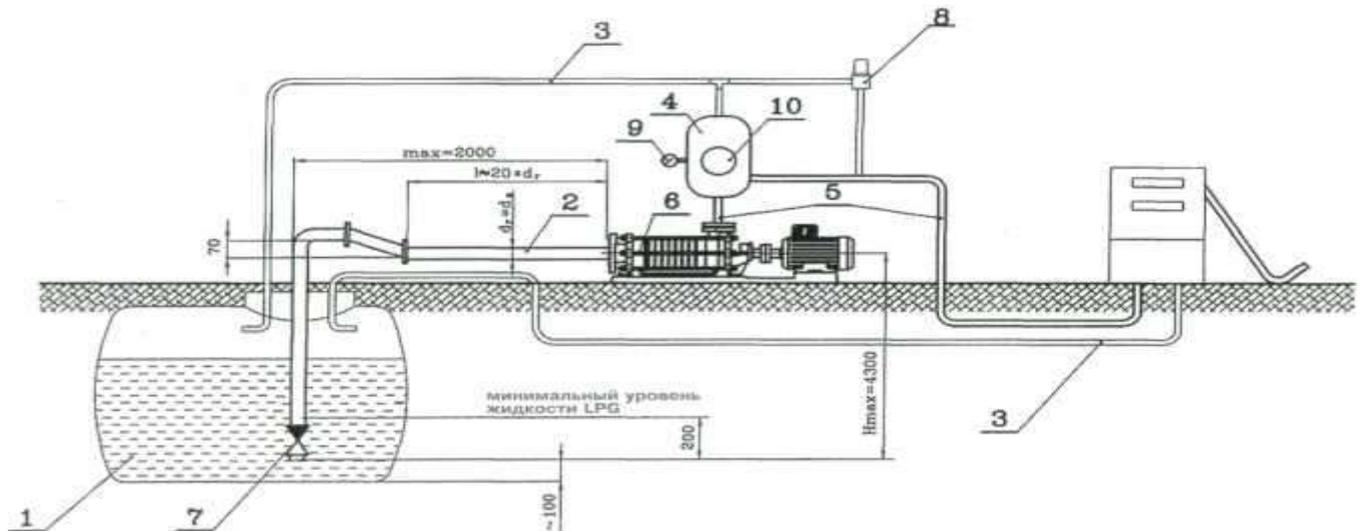
$$V = \frac{29.25}{0.7 \cdot 0.85} = 40 \text{ т.};$$

Для метана:

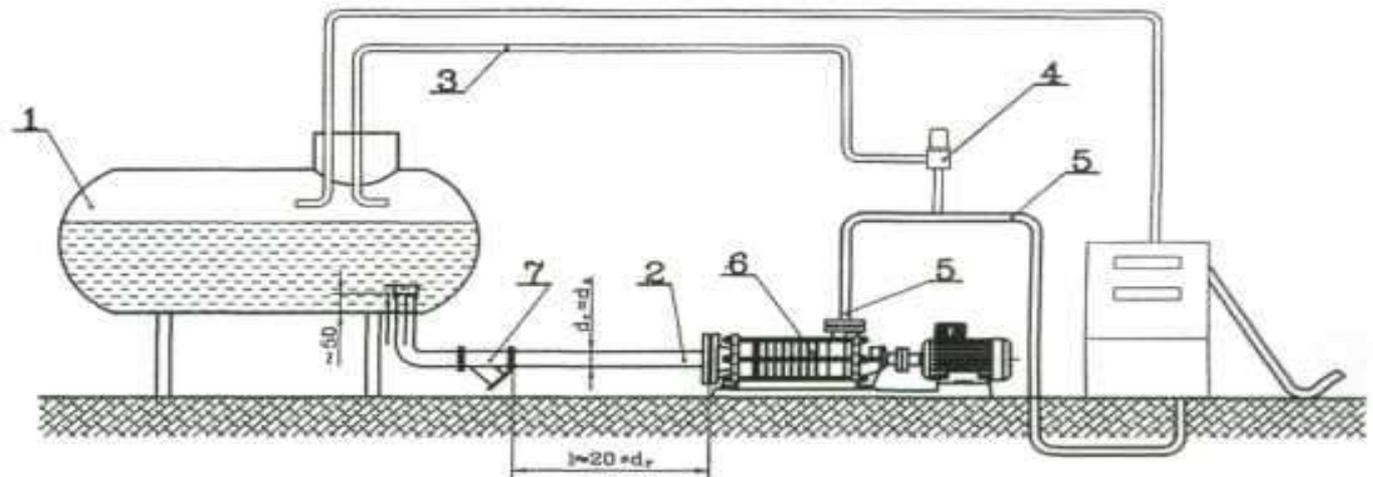
$$V = \frac{26.75}{0.85 \cdot 0.85} = 30 \text{ т.}$$

2.5 Технологическое оборудование

Способы расположения оборудования, в зависимости от положения резервуаров изображены на рисунке 2.1.



под землёй: 1—бак-хранилище; 2—приточный (всасывающий) привод; 3—провод газовой фазы; 4—сепаратор газовой фазы; 5—нагнетательный провод; 6—насос; 7—возвратный клапан; 8—клапан by-pass; 9—манометр; 10—смотровое отверстие.



над землёй : 1—бак-хранилище; 2 – приточный провод; 3—провод газовой фазы; 4—клапан by-pass; 5—нагнетательный провод; 6—насос; 7—фильтр.

Рисунок 2.1-Расположение технологического оборудования

Большее преимущество расположения имеет подземные резервуары. Так как по строительным нормам и правилам требование на разрыв помещений требуется меньше, чем у надземных резервуаров.

2.6 Выбор резервуара с подземным расположением

Цистерна состоит из двойного корпуса, второй служит для охлаждения инертным газом (азотом).

Из расчета выберем резервуар с полным объемом 10 м^3 ;

Вычислим габариты резервуара:

$$V=10\text{ м}^3;$$

$$V = S_{вн} \cdot l_p, \quad (2.18)$$

где $S_{вн}$ - площадь резервуара внутренняя;

l_p - длина внутренняя;

$$S_{вн} = \frac{\pi D_{вн}^2}{4}, \quad (2.18)$$

где $D_{вн}$ —диаметр внутренний;

$$D_{вн} = D_n - b_n - b_{вн} - b_{пол}, \quad (2.19)$$

где D_n – диаметр наружный;

b_n – толщина наружной корпуса;

$b_{вн}$ – толщина внутреннего корпуса;

$b_{пол}$ – пустое пространство для инертного газа;

$$D_n=1,5\text{ м}; b_n=0,02\text{ м}; b_{вн}=0,02\text{ м}; b_{пол}=0,02\text{ м};$$

Тогда длина резервуара:

$$l_p = \frac{4V}{\pi(D_n - b_n - b_{вн} - b_{пол})^2}; \quad (2.20)$$

$l_p=6,143\text{ м}$. Из полученных результатов проектируем резервуар (рис. 2.2).

2.7 Подбор насосного агрегата

Материалы и конструкции сосудов, оборудования и трубопроводов рассчитаны на обеспечение прочности и надежной эксплуатации их в рабочем диапазоне температур и расчетного давления 1.6 МПа.

Для того чтобы процесс перекачивания и работа насоса происходили без нарушений, должно быть выполнено основное условие:

$$H_{zs} = -(NHSP_r + \Delta h_s), \quad (2.21)$$

где Δh_s – высота гидравлических потерь в сосательном трубопроводе (м);

H_{zs} – геометрическая высота притока (м);

$NHSP_r$ – требуемое кавитационное превышение, указанное производителем, гарантирующее правильную работу насоса (м);

$NHSP_{av}$ – наличное кавитационное превышение, существующее в насосной системе (м);

$NHSP_{av} > NHSP_r$ к минимальной высоте притока мы можем привести благодаря уменьшению гидравлических потерь в сосательном трубопроводе и только в этот параметр можно вмешаться.

Температурный диапазон работы насоса должен выдерживать от -40 до +45°C, производительность от 20 до 85 л/мин.; наибольшее давление, развиваемое насосом 1,6(16) МПа(кгс/см²).

Чтобы подобрать электродвигатель, необходимо знать мощность и частоту вращения вала насоса.

$$N=7\text{кВт}, p=1,6\text{МПа}, Q=40\text{ л/мин.}, n=1400\text{ мин}^{-1},$$

где N – мощность на выходном валу насоса;

p – давление, развиваемое насосом;

Q – подача насоса;

n – частота вращения вала;

M – крутящий момент на валу.

$$M = \frac{N}{\omega}, \quad (2.22)$$

где ω –угловая скорость;

$$\omega = 2\pi n ; \quad (2.23)$$

$$M = \frac{N}{2\pi n} = 47,8 \text{ (Нм)}.$$

Выберем муфту для агрегата:

Примем компенсирующую кулачковую муфту с номинальным крутящим моментом $M=47,8$ (Нм), диаметром посадочного отверстия одной полумуфты $d=38$ (мм), диаметром посадочного отверстия другой полумуфты $d=31$ (мм), типа 1, исполнения 1. имеется шпоночное соединение со стороны электродвигателя: шпонка призматическая. Ее размеры с помощью формулы на срез, можно вычислить так:

$$\tau_{\text{ср}} = \frac{2M_{\text{кр}} \cdot 10^3}{d l_p b} \leq [\tau_{\text{ср}}], \quad (2.24)$$

где $\tau_{\text{ср}}$ –допустимое напряжение на срез (от 60 до 80 МПа);

d –диаметр вала;

h –высота;

l_p –рабочая длина шпонки;

l –полная длина;

b –ширина шпонки;

$$\tau_{\text{ср}} = \frac{2M_{\text{кр}} \cdot 10^3}{d l_p k} \leq [\tau_{\text{ср}}], \quad (2.25)$$

где k –выступающая часть шпонки.

Тогда размеры шпонки: $3,1\text{мм} \times 6,2\text{мм} \times 23,1\text{мм}$.

Подберем тип двигателя к насосу:

Вихревой, пятиступенчатый; $N=7\text{кВт}$; $n=1400\text{ мин}^{-1}$; $M=47,8$ (Нм)., исполнение электродвигателя со степенью взрывозащиты IExdII BT4, напряжение сети переменного тока, 380В..

Общая агрегатная масса составляет не более 180кг., габаритные размеры $1040 \times 300 \times 470$ (мм).

На основании расчетов проектируем насосный агрегат; раму и валы с муфтой.

На рисунке 2.3 изображен состав чертежа.

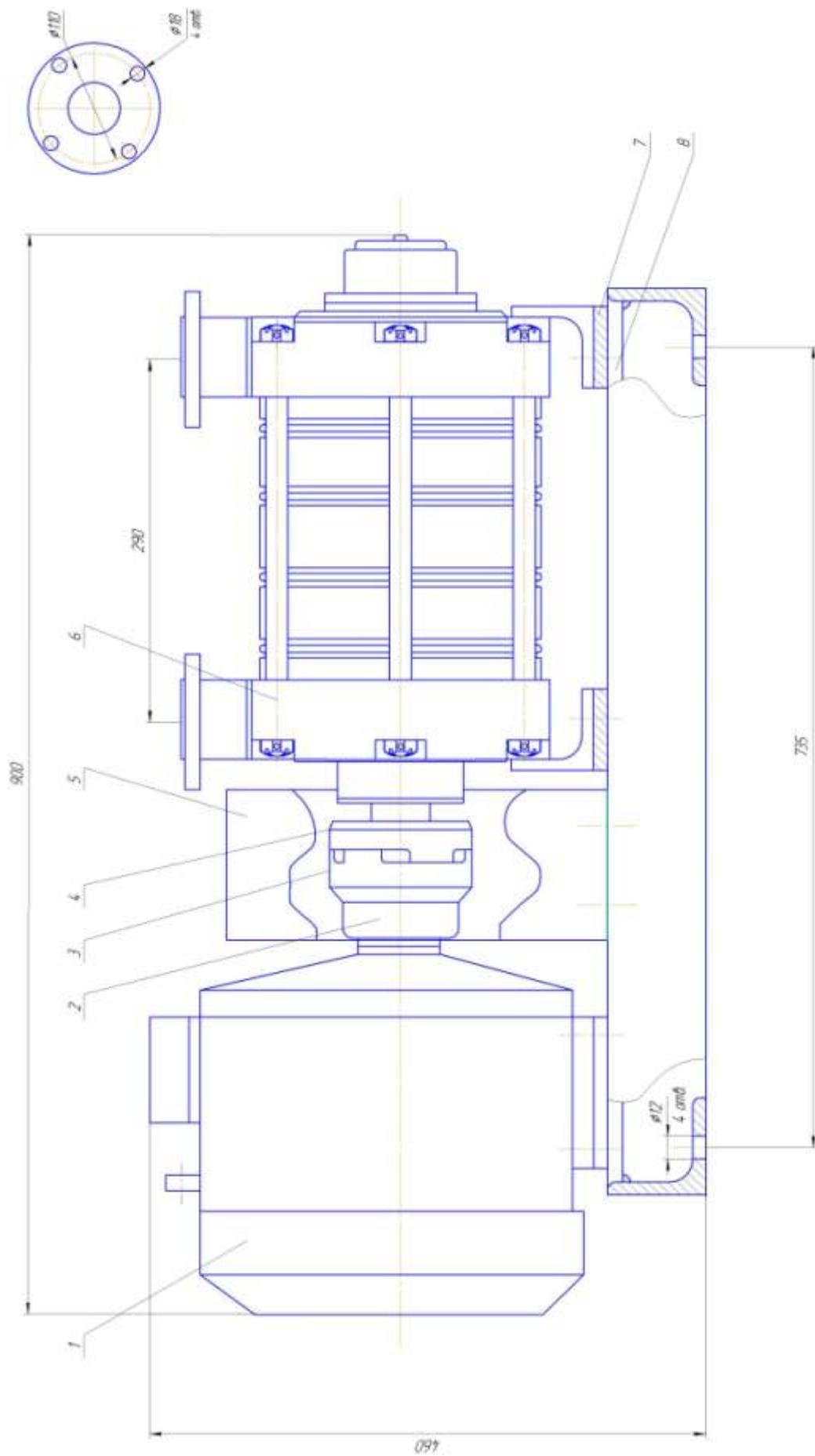


Рисунок 2.3 Агрегат насосный для СУГ

2.8 Физическая культура на производстве

Физическая культура на производстве – важный фактор ускорения научно-технического прогресса и производительности труда. Поэтому выпускник Казанского ГАУ, освоивший программы бакалавриата, должен обладать способностью использовать методы и средства физической культуры для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности.

Основным средством физической культуры являются физические упражнения, направленные на совершенствование жизненно важных сторон индивидуума, способствуя развитию его двигательных качеств, умений и навыков, необходимых для профессиональной деятельности. С этой целью используются следующие способы и методы по развитию физических способностей:

- ударные дозированные движения в вынужденных позах;
- выработка вращательных движений пальцев и кистей рук;
- развитие статической и динамической выносливости мышц пальцев и кистей рук;
- развитие ручной ловкости, кожной и мышечно-суставной чувствительности, глазомера;
- развитие силы и статической выносливости позных мышц спины, живота и разгибателей бедра;
- развитие точности усилий мышцами плечевого пояса.

Занятия по физической культуре на производстве должны включать различные виды спорта, благодаря которым сохраняется здоровье человека, его психическое благополучие и совершенствуются физические способности. Творческое использование физкультурно-спортивной деятельности в этих условиях направлено на достижение жизненно-важных и профессиональных целей индивидуума.

3. ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Оборудование, изделия для монтажа АГЗС

Территория АГЗС разделена на участок заправки автомобилей с двумя колонками и операторной будкой - кассира и на участок базы хранения и приема СУГ с насосами и площадкой слива, автоцистерны (АЦ). Участок базы хранения и приема СУГ отделяется оградой легкого типа для ограничения доступа посторонних лиц. Площадка для автоцистерны выделяется бордюрным камнем и асфальтобетонным покрытием для недопущения распространения пролитого сжиженного газа за пределы площадки. Для проезда автоцистерны на площадку АЦ устраиваются пандусы.

Технологическое оборудование автомобильной газозаправочной станции принято согласно технологической системы АГЗС на базе оборудования «GTS - M2».

Технологическая система (ТС) «GTS - M2» состоит из блоков полной заводской готовности : блока хранения СУГ, двух насосных блоков, блока приема СУГ, азотного блока, двух блоков заправочных колонок, технологической линии наполнения резервуаров СУГ, линии выдачи СУГ потребителям , линия обращения паровой фазы, линия дренирования резервуаров и система сброса паров СУГ, систем контроля за герметичностью межстенного пространства, предотвращения переполнения резервуаров, концентрации паров СУГ и обнаружения пожара.

Блок хранения СУГ состоит из двух двустенных резервуаров объемом 10м³ с обвязкой, участков линии наполнения, линии выдачи, линии обращения паровой фазы СУГ, трубопроводов сброса паров СУГ. Расчетное давление для резервуаров и межстенного пространства 1.8 МПа, рабочее давление для резервуара 1.6 МПа и для межстенного пространства 0.02 МПа.

					ВКР 230303.368.18			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Изготовление и монтаж автогазозаправочного комплекса	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	<i>Плещенко М.В</i>						1	32
<i>Провер.</i>	<i>Валиев А.Р.</i>							
<i>Реценз.</i>								
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>	<i>Адигамов Н.Р.</i>					<i>КазГАУ каф.ЭиРМ</i>		33

Резервуары оборудованы контрольным манометром WIKA, уровнемером "Струна - М" для предотвращения переполнения резервуаров, патрубками паровой и жидкой фазы СУГ с аварийной запорной арматурой (ЭМК), двумя предохранительными клапанами EU-29С, переключающим устройством, системой контроля герметичности межстенного пространства. Для размещения арматуры и КИП резервуары оборудуются технологической шахтой, выполненной из листовой стали и закрепленной на резервуаре. Технологическая шахта заполняется негорючим утеплителем, исключая образование взрывоопасного пространства.

Насосный блок и блок приема СУГ монтируются в шкафах с ограждающими стенками из продуваемой сетки, с перекрытием и дверцами. Предназначен для размещения насоса перекачивания СУГ из АЦ в резервуары, из резервуаров в АЦ, из резервуара в другой резервуар. Насосный блок с насосом CORCEN FD150 предназначен для выдачи СУГ на заправочные колонки. Насосы оборудованы фильтрами "PILZNO", байпасной линией, запорной и предохранительной арматурой.

Линия наполнения предназначена для наполнения резервуаров и включает в себя насосный блок с насосом CORCEN Z2000, патрубок жидкой фазы блока приема СУГ со штуцером М60×4L для подсоединения рукава жидкой фазы АЦ, ЭМК и ручная запорная арматура системы предотвращения переполнения резервуара, обратный клапан REGO 3176 для предотвращения движения СУГ при разгерметизации рукава АЦ, соединительные и межблочные трубопроводы, предохранительные клапаны для сброса СУГ в систему сброса паров СУГ при превышении давления выше 1.76 МПа, ЭМК в месте присоединения линии наполнения к резервуару.

Линия выдачи включает в себя всасывающий патрубок с обратным клапаном в резервуарах, электромагнитного клапана, трубопроводов Д45×3.5 на участке между резервуарами и насосным блоком, насосного блока для перекачивания СУГ, трубопроводов Д25×3.5 на участке между насосным блоком и заправочным островком при надземной прокладке и двустенным газопроводом

					ВКР 230303.368.18	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

Д25×3.5 в трубопроводе Д57*3.5 на участке с подземной прокладкой, узел подключения к газозаправочной колонке и запорную арматуру и КИП. Надземный наружный газопровод оборудуется предохранительным клапаном для сброса паров СУГ в систему сброса паров при превышении давления в трубопроводе более 1.76 МПа. Выдача СУГ возможна из любого резервуара, переключение производится с помощью гребенки забора СУГ.

Линия обращения паровой фазы предназначена для выравнивания давления между резервуарами, автоцистерной и газораздаточной колонкой и состоит из патрубков паровой фазы, блока приема СУГ со штуцером М60*4L для подсоединения рукава паровой фазы АЦ, ручной запорной арматуры и ЭМК, скоростного клапана " REGO ", закрывающийся при увеличении расхода до 90 л/мин, соединительных трубопроводов, арматуры узла подключения к колонке, предохранительных клапанов, запорной арматуры и КИП.

Линия дренирования предназначена для опорожнения резервуаров в АЦ в другой резервуар, удаления из резервуара гидратов и остатков жидкой фазы в установку для откачки конденсата на базе АЦ.

Линия дренирования работает с использованием оборудования линии наполнения и включает в себя так же патрубок с запорной арматурой с дистанционным приводом, обратным клапаном "REGO 3176", скоростным клапаном "REGO "

Система сброса паров СУГ предназначена для пожаробезопасного сброса паров СУГ в атмосферу, через сбросные трубы (свечи) и включает в себя блок сбросной трубы для сброса паров от предохранительных клапанов резервуаров, для сброса паров от предохранительных и сбросных клапанов технологических линий, блок сбросной трубы (свеча) газозаправочной колонки, соединительные и межблочные трубопроводы, присоединительные патрубки, запорную и предохранительную арматуру. Конструкция сбросной трубы обеспечивает выброс паров СУГ вертикально вверх, а ее высота предусмотрена выше защитной кирпичной стены более, чем на один метр и составляет 3,5 м. Система позволяет так же осуществлять сброс паров от рукавов АЦ и баллонов

					ВКР 230303.368.18	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		38

заправляемых автомобилей, сброс паров в атмосферу при опорожнении трубопроводов перед регламентными и ремонтными работами или в случае возникновения аварийной ситуации с обеспечением рассеивания паров СУГ до взрывобезопасных концентраций в местах вероятного наличия источника зажигания.

Для сброса продувочных газов или принудительного сброса паров СУГ при аварии параллельно каждому предохранительному клапану на трубопроводах жидкой и паровой фазы, отсекаемых от резервуаров запорной арматурой, устанавливается ЭМК.

Сбросная труба оборудуется насадкой от осадков, узлом подключения оборудования для продувки азотом, штуцером с пробкой для слива-конденсата, штуцером с герметично закрывающейся заглушкой для отбора проб продувочных газов.

Система сброса паров СУГ изображена на рисунке 3.1

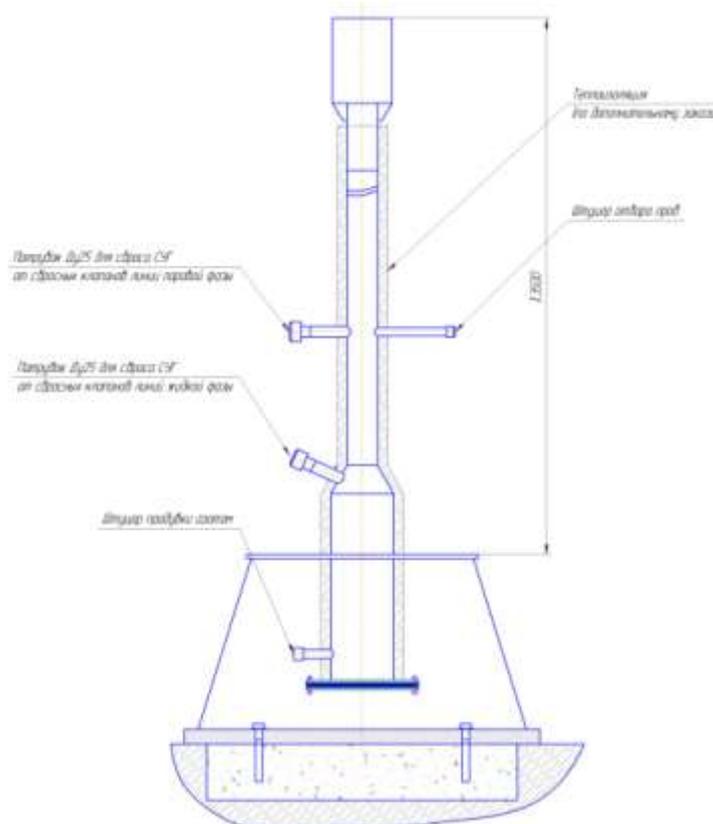


Рисунок 3.1 - Блок сбросной трубы для сброса паров СУГ от сбросных клапанов технологических линий для АГЗС

					ВКР 230303.368.18	Лист
						364
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наружные газопроводы линии выдачи СУГ, проходящие в зоне заправки автомобилей, выполняются двустенными с обеспечением автоматического контроля герметичности межтрубного пространства путем слежения за избыточным давлением азота 0.05 Мпа . Для этого газопроводы оборудуются патрубками Ду 15, на котором устанавливается манометрический кран и датчик давления - манометр ЭКМДМ20051Ех. Подача азота в межстенное пространство предусматривается через специальный штуцер, выпуск через манометрический кран манометра. Сброс СУГ при его попадании в межстенное пространство производится через сбросные трубы.

Азотный блок обеспечивает продувку технологического оборудования АГЗС при вводе ее в эксплуатацию, перед и после проведения регламентных и ремонтных работ, подачу азота в систему сброса паров СУГ с целью обеспечения высокой скорости выхода в атмосферу паров СУГ при опорожнении отсеченных от резервуаров участков линий ТС, для проведения испытаний на герметичность разборных соединений оборудования, создания перепада давления между резервуаром и сосудом АЦ при опорожнении резервуара в АЦ, замещения воздуха азотом в межстенном пространстве и разборных соединений с двойным уплотнением.

Азотный блок представляет собой металлический шкаф, в котором установлены баллоны с азотом высокого давления, соединительные трубопроводы, манометры, редукторы низкого давления, предохранительный клапан, запорная арматура, переходник для подсоединения шланга высокого давления, подающего азот во внутреннее пространство блока хранения, двустенных трубопроводов, насосным блокам, газораздаточным колонкам, блока приема СУГ. Дополнительно азотный блок используется для удаления СУГ из сливноналивных рукавов или из отсеченных запорной арматурой участков трубопроводов в резервуар с подачей азота через соответствующие штуцеры и стационарные трубопроводы Ду25. Для обеспечения высокой скорости сброса СУГ в атмосферу из отсеченных трубопроводов предусматривается автоматическая подача азота в сбросные трубопроводы при падении давления в

					ВКР 230303.368.18	Лист
						375
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сбрасываемых участках ниже 0.1 МПа с помощью электроконтактного манометра ДМ20051Ех во взрывозащищенном исполнении.

Азотный блок и схемой работы изображен на рисунке 3.2

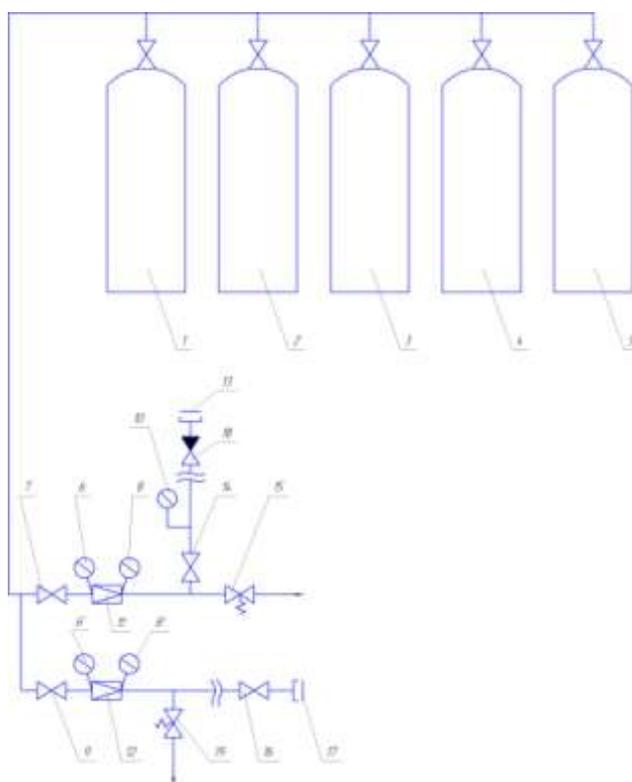


Рисунок 3.2 - Азотный блок со схемой

Система постоянного автоматического контроля за герметичностью межстенного пространства резервуаров, двустенных патрубков, разъемных соединений с двойным уплотнением и двустенных трубопроводов. Это комплекс оборудования, предназначенного для обнаружения в автоматическом режиме разгерметизации устройств с помощью электроконтактных манометров ДМ20051Ех. Система состоит из вторичного прибора, входящего в щит управления с устройствами автоматической блокировки работы ТС и предупреждения разгерметизации, сигнального кабеля, электроконтактных манометров и патрубков. При разгерметизации внешней стенки и падении давления азота до атмосферного или разгерметизации внутренней стенки и повышению давления азота до 0.1 МПа система срабатывает и автоматически обеспечивается подача звукового (на территории АГЗС) и светового (в операторской) сигналов, отключение насосов, закрытие соответствующих ЭМК.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ВКР 230303.368.18

Лист

386

Надежность системы обусловлена наличием функции самоконтроля исправности обеспечивающей при отказе автоматическое отключение электропитания и работы оборудования. Сигнальный кабель связи вторичного прибора с манометром прокладывается в трубе в земле.

Система предотвращения переполнения резервуаров. Состоит из подсистемы сигнализации уровня (83% заполнения объема) и подсистемы блокировки (85%), отключающей систему наполнения и насос.

Система включает в себя уровнемер "Струна М", установленный на резервуаре, вторичный прибор установленный в операторской и кабель связи.

Система автоматического контроля концентрации паров СУГ. Предназначена для обнаружения утечек паров СУГ из оборудования, расположенного в насосных блоках и блоке приема СУГ, в технологических шахтах резервуаров, на площадке АЦ и на заправочных островках. Система состоит из газоанализатора "Сигма -1" с датчиками дозрывных концентраций, вторичных приборов и сигнальных кабелей. Датчики устанавливаются на расстоянии 50-100 мм от уровня площадки для АЦ, дна технологического блока и дна технологической шахты, уровня площадки для заправляемого автомобиля. При достижении концентрации паров СУГ в указанных местах выше 10% от НКПР система срабатывает, обеспечивая подачу светового (в операторской с указанием места утечки) и звукового сигналов, прекращение операции наполнения резервуаров из АЦ, закрытие соответствующих ЭМК, открытие ЭМК на сбросных трубопроводах и сброс газа из отсеченных трубопроводов на сбросную свечу.

Система обнаружения пожара.

Предназначена для обнаружения загорания на площадке АЦ и в технологических блоках, блокирования работы АГЗС (с отсечением участков одностенных трубопроводов) и сброса газа на сбросную свечу. Система состоит из прибора «Гамма» с взрывозащищенными пожарными извещателями пламени, соединенных с вторичным прибором сигнальными кабелями. Датчики устанавливаются на площадке АЦ, в технологических блоках. При обнаружении

					ВКР 230303.368.18	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		397

пожара система обеспечивает подачу светового в помещении операторской и звукового сигналов на территории АГЗС прекращение операций наполнения резервуаров, закрытие ЭМК на трубопроводах наполнения и обращения паровой фазы, а также на газораздаточных колонках, открытие ЭМК на сбросных трубопроводах и сброс газа на сбросную свечу.

Заправочные колонки приняты типа КГН-1 производства Ливенского АО "Промприбор" номинальной производительностью 2м³/ час.

Колонка КГН-1 состоит из счетчика УИЖГЭ-20, фильтра - газоотделителя, дифференциального клапана, электроклапана КЭГ, контроллера КУП, манометров, струбцины КРГ-8, запорных устройств, пульта дистанционного управления ПДУ "Весна-ТЭЦ-2.00". Обе колонки устанавливаются на заправочном островке по схеме. Узел подключения колонки состоит из двух газопроводов жидкой и паровой фазы, подведенных снизу и оборудованных ручным запорным краном и штуцером Ду15 с запорной арматурой для подачи азота. Для размещения арматуры узла подключения под колонкой устанавливается рама.

Заправочный островок представляет собой бетонную площадку размером 6.5×2.5 м, высотой 0.30 м, на которой установлен металлический экран и заправочные колонки по обе стороны от экрана. Длина экрана 8м, высота 2м из расчета заправки автобуса ПАЗ.

Наружные газопроводы жидкой и паровой фазы прокладываются от насосного блока до заправочных колонок и приняты из стальных бесшовных труб по ГОСТ8731Д 32×3.5. Газопроводы прокладываются в надземном исполнении на кронштейнах, приваренных электросваркой к стойкам существующей ограды и в подземном исполнении двустенными газопроводами на участке площадки для заправки автомашин.

Надземные газопроводы изолируются окраской эмалью ПФ -115 по грунтовке ГФ-021 за 2 раза с учетом требований по опознавательной окраске по ГОСТ14202. Наружные трубопроводы подземных газопроводов и резервуары изолируются по ГОСТ 9.602-89" весьма усиленной" изоляцией из трех слоев

					ВКР 230303.368.18	Лист
						408
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

липкой полимерной ленты по битумно-полимерной грунтовке и с защитной оберткой стеклотканью. Подземные газопроводы прокладываются на железобетонной плите. Засыпка траншеи производится песчаным грунтом. На входе и выходе подземного газопровода из земли устанавливается изолирующее фланцевое соединение.

Двустенные газопроводы выполняются в соответствии с приложением 20.1ТЭД, перед входом в землю на внутреннем трубопроводе устанавливается ЭМК, на наружном трубопроводе, на входе и выходе из земли устанавливаются патрубки Ду15 с запорной арматурой и на входе манометр ЭКМ. Стационарные трубопроводы для подачи азота на участке между азотным блоком и блоком хранения СУГ, а так же трубопроводы к продувочным свечам прокладываются надземно по кронштейнам из уголков, закрепленных на дюбелях на существующей защитной кирпичной стенке и по опорам - подставкам по серии 5.905-8. Трубопроводы крепятся к опорам и кронштейнам хомутами.

Все стальные конструкции, шкафы и трубопроводы окрашиваются эмалью ПФ-115 по грунтовке ГФ-021 за 2 раза, газопроводы жидкой фазы коричневым цветом, паровой фазы желтым цветом.

Согласно ТЭД автоцистерна, используемая для транспортировки СУГ на АГЗС должна быть оборудована донным клапаном и обеспечено автоматическое закрытие клапана при срабатывании систем противоаварийной защиты АГЗС и дистанционное закрытие из операторской с помощью кабеля или приборов беспроводной связи. Проверка и испытания сварных стыков. испытание на герметичность газопроводов и оборудования, а так же пусконаладочные работы производится согласно СНиП 42-01 - 2002 , " Правил безопасности для объектов использующих СУГ" и " Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления".

На основе выше приведенного оборудования составим схему комплектации на рисунке 3.3 , а потом и технологическую систему на рисунке 3.4

					ВКР 230303.368.18	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

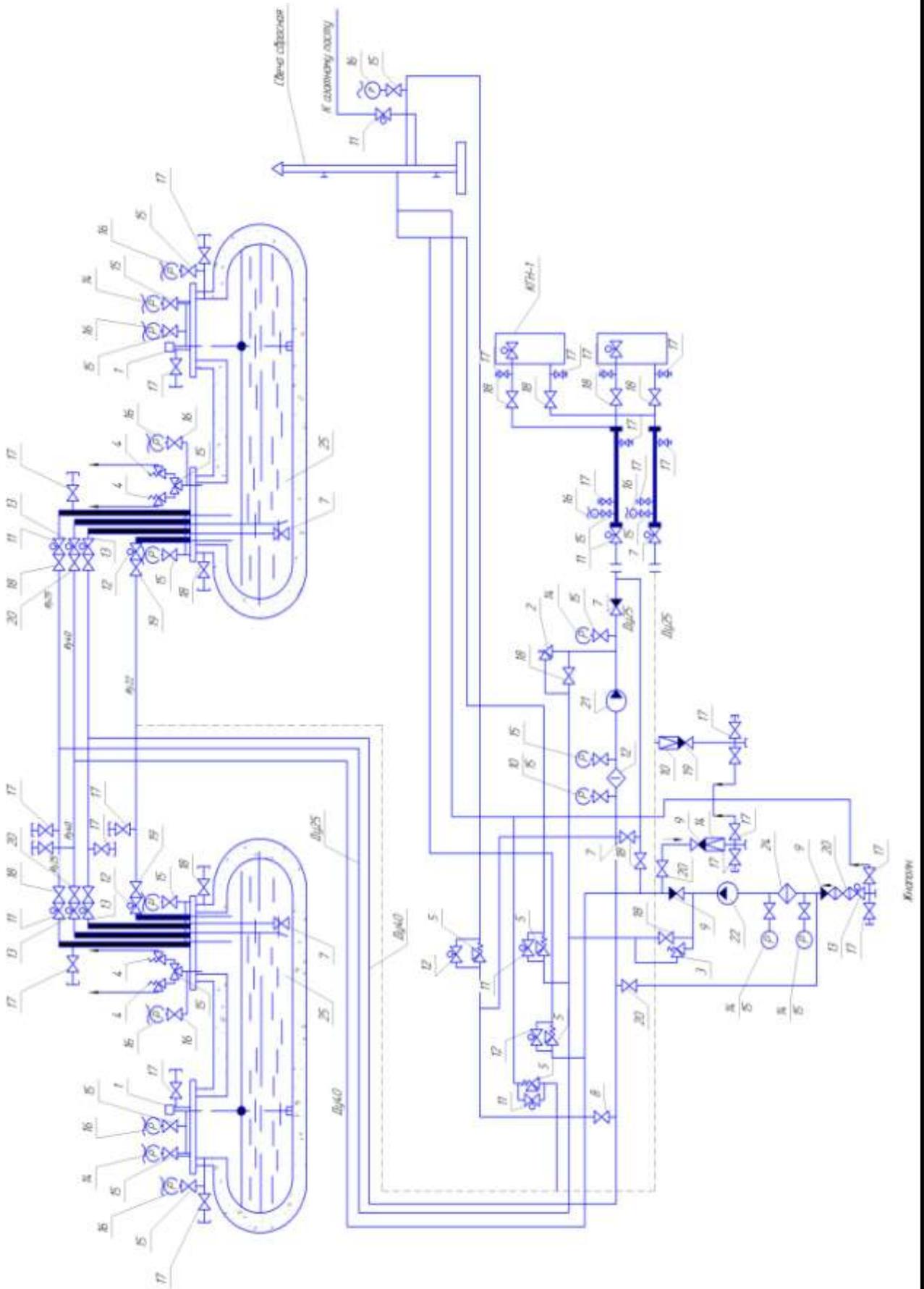


Рисунок 3.3 Схема комплектации оборудования

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ВКР 230303.368.18

Лист

42/10

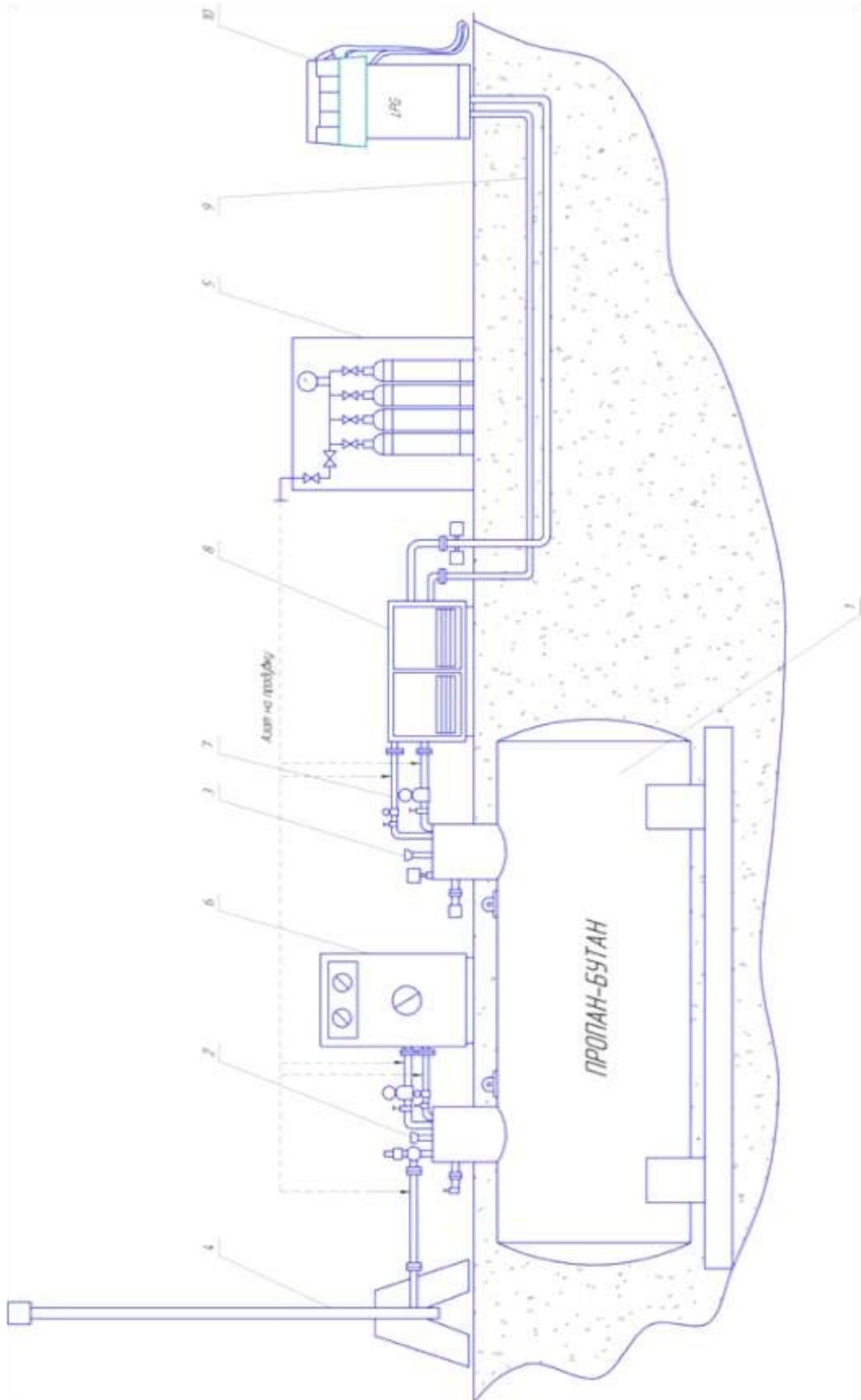


Рисунок 3.4 Технологическая система и оборудование газозаправочной станции

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ВКР 230303.368.18

Лист

43 11

3.2 Выбор площадки под строительство АГЗК

Помимо экономических требований, минимальных суммарных транспортных расходов по перевозкам нефтепродуктов, необходимо, чтобы площадка, предназначенная для строительства нефтебазы, отвечала определенным требованиям, а также соответствовала гидрогеологическим условиям. Отводимая для нефтебазы территория должна иметь разрывы между границами участка и соседними сооружениями согласно СНиП 11-106 - 79. Площадку желательно выбирать с подветренной стороны от населенных пунктов и соседних сооружений, чтобы пары нефтепродуктов не относились на жилые дома, объекты с открытым огнем и т. п. Для этого по данным метеорологических станций вычерчивают «розу ветров», показывающую повторяемость ветров (в процентах или днях в году) в румбах. Во избежание распространения огня при растекании горящего нефтепродукта по поверхности воды и в соответствии с санитарными условиями речные нефтебазы следует располагать ниже по течению реки от ближайших населенных пунктов, промышленных предприятий, пристаней, мостов и т. д.

Одно из важнейших условий при выборе площадки — удобное примыкание участка к транспортным магистралям. На самой площадке или вблизи от нее необходимо иметь источник водоснабжения и энергоснабжения для хозяйственных, производственных и противопожарных нужд. Выбираемый участок должен обеспечивать удобный спуск ливневых и канализационных вод, не причиняющий вреда окружающей среде.

По гидрогеологическим условиям желательно, чтобы площадка была сложена из коренных пород, способных выдерживать удельную нагрузку не менее 0,1 МПа. Заболоченные и заливаемые водами территории не пригодны для нефтебаз, так как, во-первых, приходится проводить дорогостоящие и трудоемкие дренажные работы, а во-вторых, - возводить вокруг участка нефтебазы водозащитную дамбу. Различают надземную и подземную

					ВКР 230303.368.18	<i>Лист</i>
						442
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

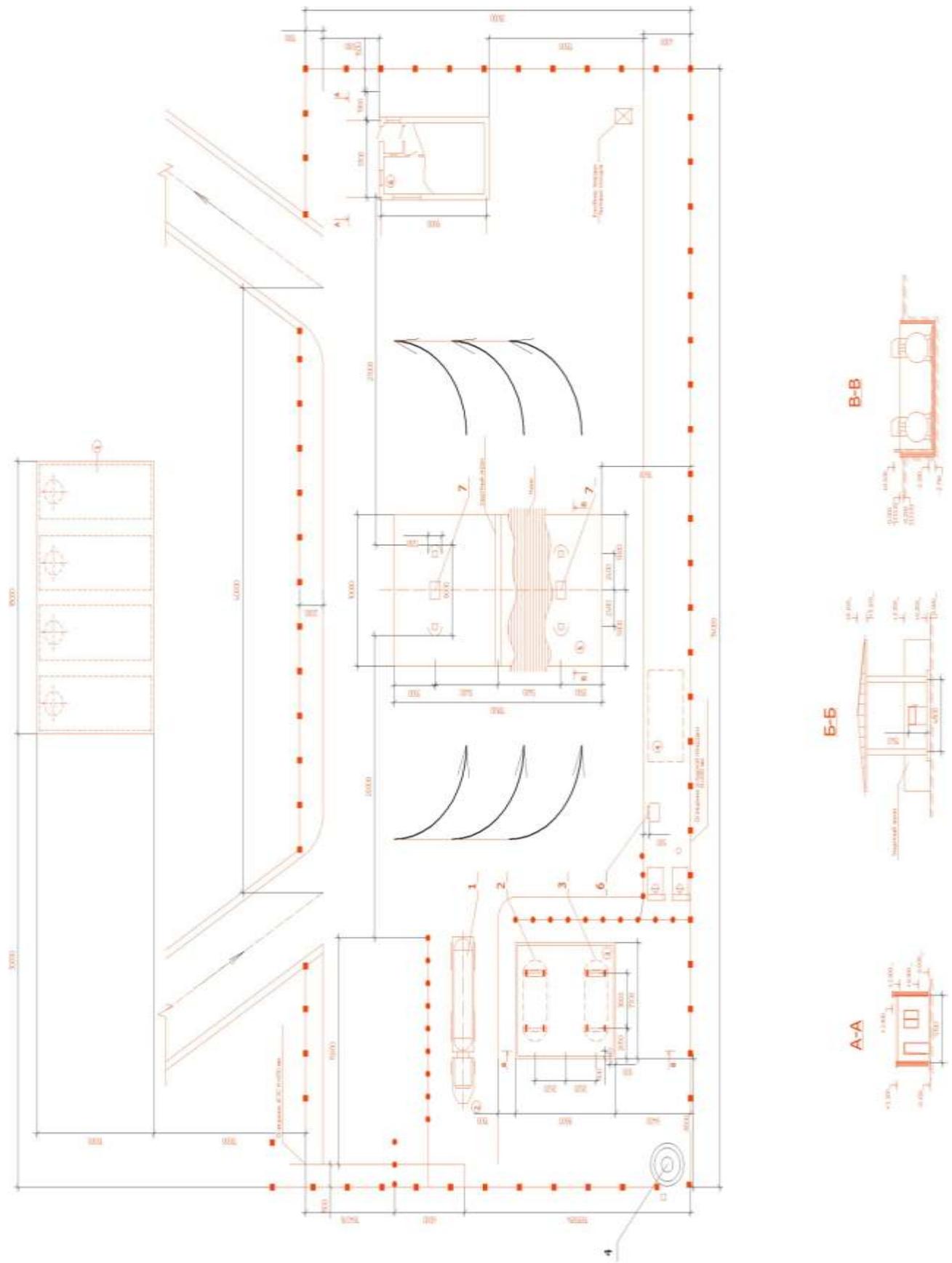


Рисунок 3.5 - Планировка АГЗС

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ВКР 230303.368.18

полной замене, либо замене отдельных дефектных мест Проверка заземляющих устройств, включая измерения сопротивления растеканию тока, должна проводиться не реже одного раза в год летом при сухой почве. Если сопротивление растеканию токов заземления превышают нормативное значение на 20%, то необходимо установить дополнительные электроды или исправить заземляющее устройство.

3.3 Расчет искусственного освещения

Наименование: операторская;

Размеры участка: длина, м – 14

ширина, м – 9

высота, м – 6

Площадь помещения, м² – 126

Цвет окраски стен – голубой,

Цвет окраски потолка – белый,

Напряжение в сети, В – 220,

Характер выполняемых работ – средне-поточный,

Фон – светлый, средний,

Расстояние до объекта, м – 0.5,

Коэффициент отражения от расчетной поверхности, % – 10,

Класс взрывоопасности – по ПУЭ-В-2,

Класс пожароопасности по ПУЭ-П-2

Характеристика помещений по условиям окружающей среды и по степени поражения электрическим током без повышенной опасности.

Выбираем: Люминисцентные светильники открытого типа ЛПР-2* 10.

Проводка и тип выключателей – нормального исполнения.

					ВКР 230303.368.18	Лист 47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Расположение светильников – параллельное.

Разряд – 4; подразряд – В.

Минимальная освещенность, л.к. – 100

Коэффициент запаса – 1.8;

Очистка осветительных приборов – один раз в смену.

Найдем наивыгодное отношение между светильником и высотой подвески:

$$\gamma = L_{\text{св}} / h_{\text{св}} = 1.6, \quad (3.1)$$

где $L_{\text{св}}$ – расстояние между светильниками, $h_{\text{св}} = 5\text{м}$ - высота подвески.

Найдем расстояние между светильниками:

$$L_{\text{св}} = \gamma \cdot h_{\text{св}} = 1.6 \cdot 5 = 8 \text{ м}; \quad (3.2)$$

$$L_1 = 0.3 \cdot L_{\text{св}} = 0.3 \cdot 8 = 2.4 \text{ м}, \quad (3.3)$$

где L_1 – длина от стены первого ряда при нахождении рабочих мест у стен.

Найдем длину от крайнего ряда по ширине:

$$L_2 = b - 2L_1 = 9 - 2 \cdot 2.4 = 4.2 \text{ м}. \quad (3.4)$$

Найдем количество рядов по ширине:

$$N_{\text{св.ш.}} = L_2 / L_{\text{св}} = 4.2 / 8 = 0.7 \approx 1.0; \quad (3.5)$$

Отсюда общее число осветительных приборов по ширине равно:

$$N_{\text{общ.ш.}} = 2 + 0.7 = 2.7 \approx 3.0 \text{ ряда.};$$

Найдем расстояние между крайними рядами по длине:

$$N_{\text{св.д.}} = L_3 / L_{\text{св}} = 9.5 / 8 = 1.19 \approx 2.0 \quad (3.6)$$

Найдем общее число осветительных приборов:

$$N_{\text{общ.св.}} = N_{\text{общ.ш.}} \cdot N_{\text{св.д.}} = 3 \cdot 2 = 6 \text{ шт.} \quad (3.7)$$

По длине «а», ширине «b» и высоте « $h_{\text{св}}$ » определим показатель помещения по формуле:

					ВКР 230303.368.18	Лист 48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

$$\Phi = (a \cdot b) / h_{\text{св}} \cdot (a + b) = 14 \cdot 9 / 5(14 + 9) = 1/1 \quad (3.8)$$

Согласно расчету принимаем цвет потолка белый, стен – голубой. По состоянию помещений и отделки поверхностей коэффициент отражения потолка:

$$\delta_{\text{пот}} = 0.49 \text{ и } \delta_{\text{ст.}} = 0.42$$

По данному показателю помещения $\phi = 0.9$ и выбранному типу светильников коэффициент использования светового потока $\eta_{\text{п}} = 0.6$; по отношению γ значение $z = 0.8$ найдем световой поток одной лампы:

$$F_{\text{п}} = E_{\text{min}} \cdot k \cdot z \cdot \delta_{\text{п}} / N_{\text{св}} \cdot \eta, \quad (3.8)$$

где E_{min} – минимальная освещенность, л.к.,

k – коэффициент запаса [б], $z = 0.8$ - поправочный коэффициент,

$\delta_{\text{п}}$ – площадь помещения, м²,

$N_{\text{св}}$ – число светильников общего освещения,

η – коэффициент использования установки [11].

$$F_{\text{п}} = 100 \cdot 1.8 \cdot 0.8 \cdot 126 / 6 \cdot 0.6 = 5040 \text{ л.к.}$$

По напряжению в сети $U = 220 \text{ В}$ и по световому потоку определим потребляемую мощность электролампы:

$$F_{\text{т}} = 4970 \text{ л.к.}, W_{\text{п}} = 90 \text{ Вт.}$$

Определим действительную освещенность операторской:

$$F_{\text{действ.}} = F_{\text{т}} \cdot N_{\text{св}} \cdot \eta / k \cdot z \cdot \delta_{\text{п}}; \quad (3.9)$$

$$F_{\text{действ.}} = 4970 \cdot 6 \cdot 0.6 / 1.8 \cdot 0.6 \cdot 126 = 96 \text{ л.к.}$$

Найдем мощность осветительной установки:

$$W_{\text{о.у.}} = W_{\text{п}} \cdot N_{\text{св}} = 90 \cdot 6 = 540 \text{ Вт} \quad (3.10)$$

По мощности осветительной установки найдем силу тока, на которую рассчитаны предохранительные вставки и диаметр вставок:

					ВКР 230303.368.18	Лист 49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

$$I_{\text{пр}} = 1.2 \cdot W_{\text{о.у.}} / U = 1.2 \cdot 540 / 220 = 3\text{А.} \quad (3.11)$$

3.4 Расчет заземлительного устройства

Исходные данные:

Тип заземления – трубчатый с толщиной стенки 3.5 мм;

Длина трубы – $l_{\text{тр}} = 0.3$ м;

Ширина соединительной полосы – $b = 0.04$ м;

Диаметр трубы – $d = 0.035$ м;

Заземлитель – заглубленный (0.8 м);

Грунт – суглинок;

Климатическая зона – 2;

Расположение заземления – в 1 ряд;

Назначение: заземление предназначено для станков и стенов;

Удельное сопротивление – $\rho = 3 \cdot 10^4$ Ом·см.

Повышающий коэффициент для стержневого заземления по 2 зоне:

$$K_{\text{п.т.р.}} = 1.5 ; K_{\text{п.п.}} = 3.0.$$

Находим расчетное удельное сопротивление грунта для труб:

$$R_{\text{рас.}} = R_{\text{пдт}} \cdot K_{\text{п.т.р.}} = 3 \times 10^4 \cdot 1.5 = 4.5 \times 10^4 \text{ Ом}\cdot\text{см.}$$

Расчетное удельное сопротивление грунта для соединительной полосы:

$K_{\text{г.п.}} = 2$ – коэффициент сезонности протяженных горизонтальных заземлений по 2 зоне.

$$R_{\text{рас.г.}} = R_{\text{н.д.г.}} \cdot K_{\text{г.п.}} = 3 \times 10^4 \cdot 2 = 6.0 \times 10^4 \text{ Ом}\cdot\text{см.} \quad (3.12)$$

Найдем сопротивление растекания одного трубчатого стержня:

$$R_{\text{м}} = 0.966 \cdot \frac{S_{\text{расч}} \cdot T}{l_{\text{пр}}} \left(l_{\text{г}} \cdot 2 \cdot \frac{2l_{\text{пр}}}{d_{\text{пр}}} + \frac{1}{2} l_{\text{г}} \frac{4t + l_{\text{пр}}}{4t - l_{\text{пр}}} \right), \quad (3.13)$$

					ВКР 230303.368.18	Лист 50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

$$P_m = 2.14 \cdot 10^4 \text{ Ом}\cdot\text{см.}$$

Потребное число труб без учета коэффициента экранирования труб, при $R_э = 4$ Ом.

$$n = P_T / R_э = 2.14 / 4 = 5.4 \quad (3.14)$$

Принимаем $n = 5$ шт.

Коэффициент экранизации труб при расположении в один ряд $n = 5$:

$$C = L_T / I_{тр} \text{ в среднем } \eta_{эк} = 0.5$$

Число труб с учетом коэффициента:

$$\eta_{эк} = P_T / R_э \cdot \eta_{эк} = 21.4 / 4 \cdot 0.5 = 10.3 \approx 10 \text{ труб.} \quad (3.15)$$

Длина соединительной полосы, с расположением труб в 1 ряд:

$$L_{ст} = 1.05 \cdot L_T (n_{тэ} - 1) = 1.05 \cdot 3 (10 - 1) = 28.35\text{м.} \quad (3.16)$$

Сопротивление растекания тока соединяющей полосы:

$$R_{ст} = 0.366 \cdot \frac{R_{расч}}{L_{ст}} \cdot \lg \frac{2L_{ст}^2}{h \cdot b}, \quad (3.17)$$

$$R_{ст} = 12 \text{ Ом}$$

Расчетное сопротивление соединяющей полосы:

$$R_{расч} = R_{ст} / n \cdot \eta_{эст} = 6 / 1 \cdot 0.23 = 25 \text{ Ом.} \quad (3.18)$$

Коэффициент экранирования соединяющей полосы при расположении труб в 1 ряд:

$$L_T / I_T = 1 \cdot I_T \text{ и } n_{тэ} = 10 \text{ тр (по табл.)}, \eta_{эст} = 0.23$$

Общее расчетное заземление:

$$R_{об.з.} = \frac{1}{\frac{1}{R_m} + \frac{1}{R_{ст}}} = \frac{1}{\frac{1}{12} + \frac{1}{25}} = 3.98 \text{ Ом}; \quad (3.19)$$

Расчетное заземление удовлетворяет поставленному требованию

					ВКР 230303.368.18	Лист 51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

ПУЭ, ПТЭ, ПГБ.

3.5 Мероприятия по обеспечению экологической безопасности

Основой экологической безопасности АГЗС являются двухстенные резервуары. Внешняя стальная оболочка резервуара с мощной двухслойной защитой из стеклоткани и резинобитумной мастики обеспечивает прочность и коррозионную защиту емкости. Внутренний резервуар, предназначенный для хранения нефтепродуктов, не подвержен воздействию окружающей среды, что обеспечивает его высокую надежность и долговечность. Межстенное пространство резервуара заполнено сухим газообразным азотом, за счет чего обеспечивается высокая пожарная безопасность и гарантия отсутствия коррозии внутреннего и наружного резервуаров. В межстенном пространстве устанавливается специальный высокочувствительный датчик углеводородов, сигнализирующий в случае проникновения топлива через внутреннюю стенку резервуара. Резервуар может иметь ряд перегородок для хранения различных видов топлива и специальный отсек для сбора аварийного пролива из бензовоза.

Конструкция резервуара предусматривает возможность его монтажа непосредственно под зоной заправки. Для этих целей резервуар имеет мощную силовую конструкцию из шпангоутов и стрингеров, рассчитанную на нагрузку от любого вида транспорта. Вместе с этим высокая прочность резервуара позволяет использовать дыхательные клапана с повышенным давлением, что снижает выбросы паров топлива в атмосферу в процессе «малых дыханий» от 4-х до 8 раз.

В случае использования для доставки топлива на АЭС бензовозов, оборудованных системой закольцовки по паровой фазе, в конструкции резервуаров предусмотрено соответствующее оборудование для возврата паров бензина из резервуара в бензовоз, что исключает выброс паров в атмосферу в процессе «больших дыханий».

					ВКР 230303.368.18	Лист 52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Система слива в резервуар предусматривает тонкую фильтрацию топлива и автоматическую сигнализацию при достижении уровня топлива в резервуаре на отметке 90% и автоматическое прекращение слива на уровне 95%. Подобная система исключает возможность случайного перелива топлива.

На АЗС серии «МОДУЛЬ» используются, как правило, топливораздаточные колонки фирмы «БЕНЧ», оснащенные системой автоматической отсечки при заполнении бака автомобиля и системой рекуперации паров, отсасываемых из топливного бака.

Таким образом, комплекс мер по обеспечению экологической безопасности при сливе, хранении и отпуске топлива на АЗС позволяет в несколько раз снизить выбросы паров бензина в атмосферу и уменьшить вероятность проливов.

В настоящее время «СТРОЙИНВЕСТСЕРВИС» совместно с НПО «КРИОГЕНМАШ» разработал комплексную систему рекуперации паров бензина на АЗС по всему технологическому циклу с использованием жидкого азота, что обеспечит 100% отсутствие выбросов в атмосферу и обогащение атмосферы чистым кислородом.

3.5.1 Очистка резервуаров от остатков нефтепродуктов

Очистка резервуаров необходима для обеспечения нормальной эксплуатации резервуаров, работы приборов учета, отбора проб и т.п.; при смене сорта нефтепродукта; для освобождения от пирофных отложений, высоковязких остатков с наличием минеральных загрязнений, ржавчины и воды; для ремонта.

Сроки зачистки обусловлены видом продукта (вязкость, агрессивность, чистота), но не реже одного раза в два года.

В период зачистки проводятся контрольные анализы воздуха в резервуаре. В случае увеличения концентрации вредных паров выше санитарных норм работы по зачистке прекращаются, а рабочие выводятся из опасной зоны. Зачистка может быть продолжена только после выявления причин увеличения

					ВКР 230303.368.18	Лист 53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

концентрации вредных паров, принятия мер по снижению концентрации паров до санитарных норм, после анализа воздуха и применения защитных средств, обеспечивающих безопасность работы.

Дегазацию резервуаров допускается выполнять в соответствии с "Временной инструкцией по дегазации резервуаров от паров нефтепродуктов методом принудительной вентиляции".

При зачистке резервуаров рекомендуется применять механизированные средства: гидромониторы, парожеткеры, устройства УЗР и др. Зачистной шланг, используемый для подачи воды в резервуар при зачистке, необходимо заземлять.

Руководство работой по зачистке резервуара должно быть поручено ответственному лицу, которое вместе с руководством предприятия определяет технологию зачистки резервуара с учетом местных условий и особенностей работ.

Зачистку резервуаров из-под нефтепродуктов надо проводить согласно правилам эксплуатации металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов и руководству по их ремонту, правилам техники безопасности и промышленной санитарии, а также требованиям пожарной безопасности. Эту работу должен проводить специально обученный персонал допущенный медицинской комиссией.

3.5.2 Система предотвращения переполнения резервуаров

Для предотвращения переполнения резервуара при сливе топлива предусмотрено использование на линии слива автоматов отсечки потока АОП - 80. Принцип действия которого заключается в плавном перекрытии и потока при достижении уровня в резервуаре 0,95 от максимального. АОП выполнен в виде коаксиального поплавка из нержавеющей стали, механически соединенного с бронзовой шторкой, перекрывающей при всплытии поплавка коаксиальное отверстие в сливном устройстве. Такая конструкция автомата обеспечивает

высокую надежность, отсутствие искрообразования и перекрытие потока без гидроудара. Вместе с АОП на каждом отсеке резервуара установлены датчики верхнего уровня, а в помещении оператора сигнальное устройство, подающее звуковой и световой сигналы при достижении уровня топлива 0,9.

На крышках каждого отсека предусмотрен фланец для установки уровнемера типа «Струна-М».

3.5.3 Система сбора аварийных проливов

Для сбора проливов топлива с площадки АЦ предусмотрен трап аварийного пролива, выполненный в виде прямка и системы трубопроводов с запорной арматурой и огнепреградителями. Все металлоконструкции имеют антиискровое покрытие методом горячего цинкования. От трапа аварийного пролива один трубопровод соединен с очистными сооружениями ливнестоков. При сливе топлива из АЦ запорная арматура коммутируется на трубопровод, соединенный с отсеком 10 м³ резервуара РГД-40. В случае разгерметизации АЦ, пролитое топливо собирается в аварийный отсек. Трубопроводы сбора проливов выполнены аналогично трубопроводам слива топлива.

3.6 Экономическое обоснование

3.6.1 Расчет капитальных вложений

Расчет капитальных вложений проводится по следующей формуле:

$$K = C + Об; \quad (3.20)$$

где C – сметная стоимость АГЗК, руб.;

$Об$ – оборотные средства, руб.

Сметная стоимость включает в себя такие затраты, как затраты на приобретение оборудования, монтаж оборудования и стоимость хранения топлива.

Принимаем стоимость приобретенного оборудования $C_{обор} = 3000$ тыс. руб.

					ВКР 230303.368.18	Лист 55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Затраты на монтаж оборудования примем в размере 5 – 15 % от стоимости. $C_{\text{мон}} = 0.15 \cdot 3000000 = 450$ тыс. руб.

Стоимость хранения топлива приблизительно принимается из расчета 120 руб./год. Учитывая то, что объем резервуарного парка данного нефтезаправочного комплекса 80 м^3 , то стоимость хранения можно определить следующим образом:

$$C_{\text{хр}} = 0 \cdot 0.85 \cdot 120 = 8160 \text{ руб./год.}$$

Таким образом, сметная стоимость АГЗК будет равна:

$$C = C_{\text{обор}} + C_{\text{мон}} + C_{\text{хр}}; \quad (3.21)$$

$$C = 3000000 + 450000 + 8160 = 3458160 \text{ руб.}$$

В оборотные средства входит стоимость топлива.

$$\text{Об} = 80000 \cdot 2 \cdot 12 = 1920000 \text{ руб.}$$

Тогда, общие капитальные вложения составят:

$$K = 3458160 + 1920000 = 5378160 \text{ руб.}$$

3.6.2 Расчет эксплуатационных затрат

Фонд заработной платы служащих рассчитываем в таблице 3.1 в соответствии со штатным расписанием предприятия по должностным окладам с учетом надбавок.

Районный коэффициент и северная надбавка начисляются в тех же размерах, что и для рабочих, от должностного оклада.

Премию по итогам работы за год в пределах 10-15% от годового фонда заработной платы служащих. Примем 15%.

					ВКР 230303.368.18	Лист 56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

Таблица 3.1 – Планирование фонда заработной платы предприятия

Должность	Число штатных единиц	Должностной оклад, руб.	Районный коэффициент, руб.	Северная надбавка, руб.	Заработная плата за месяц, руб.	Дополнительная заработная плата за месяц, руб	Годовой фонд заработной платы, тыс. руб.
Общее руководство							
Директор АГЭС	1	8000	1600	4000	13600	2488,8	165,689
Бухгалтерский учет							
Бухгалтер	1	4000	800	2000	6800	1244,4	82,844
Техническая служба							
Мастер АГЭС	1	5000	1000	2500	8500	1555,5	103,555
Служба эксплуатации							
Оператор-кассир	3	4000	800	2000	6800	1244,4	82,844
Обслуживание							
Оператор-заправщик	3	4000	800	2000	6800	1244,4	82,844
слесарь-электрик	1	4000	800	2000	6800	1244,4	82,844
Итого	10	-	-	-	49300	9021,9	600,621
Премия по итогам работы за год			-	-	-		90,093
Всего	-	-	-	-	-		690,715

Дополнительная заработная плата производственных рабочих начисляется за неявочное – не проработанное время, главным образом очередных и дополнительных отпусков, выполнения общественных и государственных обязанностей и др. Дополнительную заработную плату рабочих определяют по формуле:

$$Z_{дон} = Z_{осн} \cdot \frac{D_{отп}}{\Phi_э} \cdot 100, \quad (3.22)$$

где $Z_{дон}$ – основная заработная плата;

$D_{отп}$ – календарная продолжительность основного и дополнительного отпусков,

где $\Phi_э$ – эффективный фонд рабочего времени;

$$ECH = 3П_{мес} \cdot \frac{Сесн + Ссс}{100}, \quad (3.25)$$

Например, мастера АГЗС:

$$ECH = 103555 \cdot \frac{26 + 2}{100} = 28996 \text{ руб. в год,}$$

где Сен – ставка единого социального налога в процентах;

Ссс – ставка отчислений на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, в процентах.

Результаты расчёта для всех категорий сотрудников представлены в таблице 3.2

Таблица 3.2 – Годовой фонд заработной платы предприятия

Должность	Число штатных единиц	Должностной оклад, руб.	Районный коэффициент, руб.	Северная надбавка, руб.	Заработная плата за месяц, руб.	Дополнительная заработная плата за месяц, руб.	Годовой фонд заработной платы, тыс. руб.	ЕСН за год, тыс.руб.
Общее руководство								
Директор АГЗС	1	8000	1600	4000	13600	2488,8	165,689	46,393
Бухгалтерский учет								
Бухгалтер	1	4000	800	2000	6800	1244,4	82,844	23,196
Техническая служба								
Мастер АГЗС	1	5000	1000	2500	8500	1555,5	103,555	28,996
Служба эксплуатации								
Оператор-кассир	3	4000	800	2000	6800	1244,4	82,844	23,196
Обслуживание								
Оператор-заправщик	3	4000	800	2000	6800	1244,4	82,844	23,196
слесарь-электрик	1	4000	800	2000	6800	1244,4	82,844	23,196
Итого	10	-	-	-	49300	9021,9	600,621	168,174
Премия по итогам работы за год							90,093	25,226
Всего	-	-	-	-	-		690,715	193,400

3.6.3 Определяем стоимость энергозатрат по формуле:

$$C_3 = W_3 \cdot C_{\text{ЭК}} \cdot 12 \quad (3.26)$$

где $C_{\text{ЭК}} = 2,4$ руб. – стоимость 1 кВт/ч силовой энергии;

W_3 – потребность в силовой электроэнергии, кВт.

$$W_3 = (n \cdot t_c \cdot R_o \cdot N_1) / R_n, \quad (3.27)$$

где $n = 3$ – число смен;

$t_c = 8$ час. – работа в смену;

N_1 – количество потребляемой энергии в час;

R_o – коэффициент использования, оборудованием энергии;

$R_n = 0.95$ – коэффициент, учитывающий потери в сети.

$$W_3 = (30 \cdot 3 \cdot 0.8 \cdot 8 \cdot 30) / 0.95 = 18189,5 \text{ кВт/месяц.}$$

Стоимость энергозатрат в год составит:

$$C_3 = 18189,5 \cdot 2,4 \cdot 12 = 523857 \text{ руб./год}$$

Затраты на водоснабжение:

$$Z_{\text{вод}} = V_{\text{Г}} \cdot C_{\text{вод}}, \quad (3.28)$$

где $C_{\text{вод}}$ – цена одного м^3 , руб.

$$C_{\text{вод}} = 10 \cdot 7635 = 76350 \text{ руб.};$$

Стоимость доставки нефтепродуктов рассчитывается из того, что стоимость доставки 1 литра топлива равна 50 коп. на 100 км. Так как среднее расстояние доставки 50 км., то стоимость доставки 1 литра равна 25 коп.

Таким образом, стоимость доставки будет равна:

$$C_{\text{дост}} = 80000 \cdot 12 \cdot 0.25 = 240000 \text{ руб./год}$$

Определим затраты на амортизацию оборудования, которые примем в размере 10 % от сметной стоимости АГЗК:

$$C_{\text{ам}} = 0.1 \cdot C; \quad (3.29)$$

					ВКР 230303.368.18	Лист 60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

$$C_{ам} = 0.1 \cdot 3458160 = 345816 \text{ руб./год}$$

Также в затраты входят и налоговые отчисления. Процедура и порядок уплаты налогов юридическими лицами является достаточно сложной и трудоемкой процедурой, поэтому для упрощения расчетов возьмем один налог, который равен 18 % от суммы заработной платы, энергозатрат, затраты от доставки нефтепродуктов и затрат на амортизацию оборудования.

Таким образом налог составляет:

$$H = 0.18 \cdot (Z + C_э + C_{дост} + C_{свод} + C_{ам}) \quad (3.30)$$

$$H = 0.18 \cdot (690715 + 523857 + 76350 + 240000 + 345816) = 337812,8 \text{ руб./год}$$

Таблица 3.3 -Схема расходов в год

Статьи расходов	Сумма, тыс.руб.
Заработная плата	690,715
Энергозатраты	523,857
Доставка нефтепродуктов	240,000
Амортизация	345,816
Водоснабжение	76,350
Оборотные средства	1920,000
Налоги	337,813
Итого	4134,551

3.6.4 Расчет экономического эффекта

Прибыль предприятия за год составит:

$$П = Д - Р, \quad (3.31)$$

где Д – доходы предприятия за год, руб,

Р – текущие затраты за год, руб.

$$Д = V_{год} \cdot Ц_{суг} \cdot n, \quad (3.32)$$

где $V_{год}$ – объем необходимый на месяц;

$Ц_{суг}$ – цена за 1 литр СУГ;

n – количество в году месяцев;

					ВКР 230303.368.18	Лист 61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

$$Д=80000 \cdot 7 \cdot 12,$$

$$П=6720000-4134551=2585449,1 \text{ руб.}$$

Рентабельность предприятия от выполнения работ составит:

$$R = \frac{П}{P} \cdot 100\% , \quad (3.33)$$

$$R = \frac{2585449,1}{4134551} \cdot 100\% = 63\% .$$

Чистая прибыль без налогов, руб.

$$ЧП = П - \frac{НП}{100} \cdot П , \quad (3.34)$$

где НП – действующая ставка налога на прибыль, %.

$$ЧП = 2585449,1 - \frac{24}{100} \cdot 2585449,1 = 1964941 \text{ руб.}$$

Рассчитаем предварительно чистый дисконтируемый доход:

$$ЧДД=(ЧП+A) \times K_{д} , \quad (3.35)$$

где A - величина амортизации зданий, сооружений и оборудования, руб.

$K_{д}$ - коэффициент дисконтирования.

Коэффициент дисконтирования, $K_{д}$, определяется по формуле:

$$K_{дi} = \frac{1}{(1 + E_H)^t} , \quad (3.36)$$

где E_H – норма дисконтирования, $E_H=0,3$ [4];

t - рассматриваемый промежуток времени;

$$K_{д1} = \frac{1}{(1+0,3)^1} = 0,77 ;$$

$$K_{д2} = \frac{1}{(1+0,3)^2} = 0,59 ;$$

$$K_{д3} = \frac{1}{(1+0,3)^3} = 0,46 ;$$

$$K_{д4} = \frac{1}{(1+0,3)^4} = 0,35 ;$$

$$K_{д5} = \frac{1}{(1+0,3)^5} = 0,27 ;$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Чистый дисконтируемый доход считается по формуле:

$$ЧДД_1 = (1964941 + 345816) \times 0,77 = 1779283 \text{руб.};$$

$$ЧДД_2 = (1964941 + 345816) \times 0,59 = 1363347 \text{руб.};$$

$$ЧДД_3 = (1964941 + 345816) \times 0,46 = 1062948 \text{руб.};$$

$$ЧДД_4 = (1964941 + 345816) \times 0,35 = 808765 \text{руб.};$$

$$ЧДД_5 = (1964941 + 345816) \times 0,27 = 623904 \text{руб.}.$$

Реальную ценность проекта (в руб.) рассчитаем по годам:

$$1\text{-й год: } РЦП_{p1} = ЧДД_1 - ЕДЗ; \quad (3.37)$$

$$2\text{-й год: } РЦП_{p2} = РЦП_{p1} + ЧДД_2; \quad (3.38)$$

$$3\text{-й год: } РЦП_{p3} = РЦП_{p2} + ЧДД_3; \quad (3.39)$$

$$4\text{-й год: } РЦП_{p4} = РЦП_{p3} + ЧДД_4. \quad (3.40)$$

где ЕДЗ – величина единовременных затрат, руб.

Реальная ценность проекта:

$$РЦП_{p1} = 1779283 - 5378160 = -3598877,$$

$$РЦП_{p2} = -3598877 + 1363347 = -2235530,$$

$$РЦП_{p3} = -2235530 + 1062948 = -1172582,$$

$$РЦП_{p4} = -1172582 + 808765 = -363817,$$

$$РЦП_{p5} = -363817 + 623904 = 260087.$$

Результаты расчётов сведены в таблицу 3.4

Таблица 3.4 - Показатели работы станции при единовременном вводе мощностей

Показатели	годы					
	0	1	2	3	4	5
Единовременные затраты, руб.	5378160	0	0	0	0	0
Текущие затраты, руб.	0	4134551	4134551	4134551	4134551	4134551
Доход, руб.	0	6720000	6720000	6720000	6720000	6720000
Прибыль, руб.	0	2585449,1	2585449,1	2585449,1	2585449,1	2585449,1

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Повышение производительности труда на предприятиях может быть достигнута за счёт поддержания и восстановления работоспособности оборудования на оптимальном уровне.

Одной из наиболее сложных и трудоёмких работ является монтаж автогазозаправочного комплекса. В настоящее время предприятия переживают не лучшие времена. Снизился их технический и технологический потенциал, существенно уменьшились объёмы работ.

Тема ВКР, связанная с реально действующими предприятиями, где используется АГЗС, что безусловно актуально для рассматриваемой работы в целом. Были проведены работы по снижению доли трудоёмкости при монтаже и эксплуатации автогазозаправочных комплексов. Также произведены конструктивные расчёты. В втором и третьем разделе обоснованы и решены задачи технологического и экономического плана. Применительно к предприятиям где используется АГЗС, решены вопросы охраны труда. Целесообразность принятых решений обоснована расчётами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1 Гермаш Н.П. Модели регулирования запаса топлива. - Мех. и электр.соц. сельского хозяйства, 1977, № 8.

2 Г е р м а ш Н.П. Выбор оптимального числа топливораздаточных колонок. - Мех. и электр. сельского хозяйства, 1960, № 1.

3 Г е р м а ш Н.П. Рациональные схемы размещения раздаточных колонок на стационарном пункте заправки. - Труды ВИМ, 1961, т. 91.

4 Грознов Г.А., Вашуркин Д.В. Строительство нефтебаз и автозаправочных станций М.: Недра, 1960.

5 Лебедев В.И., Савицкий В.Б., Разумов В.В. Техничко-экономическое проектирование, планирование и анализ работы предприятий нефтеснабжения - М.: Недра, 1971.

6 М а ц к и н Л.А., Черняк И.Л., Идембитов М.С. Эксплуатация нефтебаз. - К.: Недра, 1975.

7 Митрофанова Л.В., Кузнецов В.Н. Планирование нефтеснабжения. – - М.: Недра, 1960.

8 Зазуля А.Н., Нагорнов С.А., и др. Нефтепродукты, оборудование нефтескладов и заправочные комплексы. Каталог-справочник. – М.: Информагротех, 1999 – 176с.

9 Волгушев А.Н., Сафонов А.С., Ушаков А.И. Автозаправочные станции: Оборудование. Эксплуатация. – СПб.: ДНК, 2001. – 176с.

10 Автозаправочные станции. Требования пожарной безопасности. НПБ111 – 98* с изменениями № 1, № 2, № 3.–СПб.: Издательство ДЕАН, 2001. – 96 с.

- 11 Правила по охране труда при эксплуатации нефтебаз и автозаправочных станций. ПОТ Р 0 – 112 – 001 – 95. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2001. – 176 с.
- 12 Проектирование и эксплуатация нефтебаз. Учебник для вузов /С.Г. Едигаров, В.М. Михайлов и др. – М.: Недра, 1982. – 280 с.
- 13 Типовые расчеты при сооружении трубопроводов нефтебаз / Л.И. Быков. 2006г.
- 14 Нефтегазопромышленное оборудование В.Н. Ивановский 2006г.
- 15 Промышленное газовое оборудование Е.А. Корякин 2003г.
- 16 Аналитическое исследование газа и жидкости Ю.Р. Шмыглевский 1999г.
- 17 Планирование деятельности автотранспортных предприятий. Методическое указание для выполнения работ. Архангельск 2005г. О.Л. Смирнова.
- 18 Справочные и нормативные материалы по автомобильному транспорту. Издание третье, переработанное. г.Курган, 1987г.
- 19 Гидравлика и гидропривод. Н.С. Гудилин, Е.М. Кривенко, Б.С. Маховиков Москва 2001г.
- 20 Детали машин и основы конструирования. В.А.Болдин, В.В. Галевко, Москва 2006г.

СПЕЦИФИКАЦИИ