

ТИПОВОЕ ПРОЕКТНОЕ РЕШЕНИЕ

402-012-63.86

ПРИЁМНЫЕ ПУНКТЫ ПО СБОРУ
ОТРАБОТАННЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ 5,10,15
ТЫСЯЧ ТОНН В ГОД.

АЛЬБОМ I

Общая пояснительная записка.

Общеплощадочные чертежи.

ТИПОВОЕ ПРОЕКТНОЕ РЕШЕНИЕ

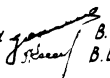
402-012-63. 86

ПРИЁМНЫЕ ПУНКТЫ ПО СБОРУ ОТРАБОТАННЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ 5,10,15 ТЫСЯЧ ТОНН В ГОД.

АЛЬБОМ СОСТАВ ПРОЕКТА

Альбом I. Общая пояснительная записка.
 Общеплощадочные чертежи.

Разработан
проектным институтом
„Гипронефтетранс“

Главный инженер института  В.С. Капустин
Главный инженер проекта В.В. Новиков

СФ 734-01

Утвержден
Госкомнефтепродуктом СССР
Решение № 24-Б/24 от 12.09.84г.

Введен в действие
„Гипронефтетранс“
Приказ № 123 от 10.08.85г.

Содержание альбома

наименование чертежа	Стр.
Титульный лист	1
Содержание альбома	2
Общая пояснительная записка	3-10
Общеплощадочные чертежи:	
Схема генплана приемного пункта по сбору отработанных нефтепродуктов 5 тысяч тонн в год	11
Схема генплана приемного пункта по сбору отработанных нефтепродуктов 10 тысяч тонн в год	12
Схема генплана приемного пункта по сбору отработанных нефтепродуктов 15 тысяч тонн в год	13
Принципиальная схема технологических трубопроводов	14
Схема установки электронагревательного оборудования	15
Схема проектного освещения	16
Схема проектного освещения. Спецификация оборудования	17
Схема автоматизации принципиальная, вариант с пароподогревом	18
Схема автоматизации и электрическая принципиальная, вариант с электроподогревом	19

Привязан:			
Имя №:			

1. Общая часть

Типовое проектное решение приемных пунктов по сбору отработанных нефтепродуктов 5, 10 и 15 тысяч тонн в год разработано на основании планов типового проектирования Госстроя СССР на 1981, 1982 и 1983 годы.

Показатели изменения сметной стоимости в настоящем проекте не приведены из-за отсутствия типового и индивидуального объекта - аналога.

Производственные приемные пункты представляют собой самостоятельные предприятия, предназначенные для организованного сбора отработанных моторных (ММО), индустриальных (ИМО) масел и смесей отработанных нефтепродуктов (СНО) в соответствии с ГОСТ 21046-81, хранения их и отгрузки в железнодорожные вагоны-цистерны для отправки на регенерацию на нефтеперерабатывающие заводы и на регенерационные станции.

Поступление отработанных нефтепродуктов на пункт приема осуществляется в автоцистернах и бочках.

Приемные пункты запроектированы для строительства в климатических районах СССР с расчетной зимней температурой наружного воздуха -20°C, -30°C, -40°C.

Остальные условия строительства в соответствии с СН 227-82 п. 2.3.

Производственный комплекс приемных пунктов состоит из нескольких зданий и сооружений, размещенных на одной территории, а именно:

подсобно-производственный блок;
котельная;
дымовая труба;
резервуары для отработанных нефтепродуктов;
площадка приема отработанных нефтепродуктов;
площадка налива отработанных нефтепродуктов;
комплекс механической очистки нефтесодержащих стоков;

резервуары для воды емкостью 250 м³;

резервуар для пенообразователя.

Для подсобно-производственного блока, площадки налива отработанных нефтепродуктов и площадки приема отработанных нефтепродуктов разработаны типовые проекты.

Подсобно-производственный блок - типовый проект №

площадка налива отработанных нефтепродуктов - типовый проект №

площадка приема отработанных нефтепродуктов - типовый проект №

Остальные сооружения приняты по типовым проектам.

резервуары для отработанных нефтепродуктов по типовым проектам № 704-1-48, 704-1-50, 704-1-51;

котельная по типовому проекту № 303-1-167;

дымовая труба по типовому проекту № 307-2-221;
комплекс механической очистки нефтесодержащих стоков по типовому проекту № 302-2-222;

резервуары для воды емкостью 250 м³ каждый по типовому проекту № 301-4-56, 83;

резервуар для пенообразователя по типовому проекту № 704-1-159-83.

2. Генплан и транспорт

Схема генерального плана решена исходя из технологической, схемы приема, хранения и отгрузки отработанных нефтепродуктов с соблюдением требований СНиП II-106-79, "Склады нефти и нефтепродуктов", СНиП II-89-80, "Генеральные планы промышленных предприятий".

При разработке схемы генерального плана принято условное зонирование территории на зону приема, зону хранения, зону отгрузки отработанных нефтепродуктов и зону вспомогательных зданий и сооружений.

Зона приема располагается на въезде на территорию пункта.

В зоне приема располагается площадка под навесом с рампами.

Хранение нефтепродуктов предусматривается в стальных вертикальных резервуарах, объединенных в группу с обвалованием.

В зоне отгрузки располагается железнодорожный тупик с площадкой налива отработанных нефтепродуктов в железнодорожные цистерны.

Зона вспомогательных зданий и сооружений включает в себя подсобно-производственный блок, котельную, резервуары пожарного запаса воды и пенообразователя, очистные сооружения.

Все зоны объединены между собой проездами. Сеть

внутренних автомобильных проездов запроектирована с учетом внешнего благоустройства и противопожарного обслуживания нефтебазы.

С этой целью предусматривается круговой проезд и места стоянки транспорта у рампы площадки приема отработанных нефтепродуктов с асфальтобетонным покрытием вокруг резервуарного парка. Предусмотрен круговой проезд для пожарной техники; к резервуарам пожарного запаса воды предусмотрен подъезд и разворотная площадка.

Подъезды предусмотрены так же к подсобно-производственному блоку и котельной.

Территория пункта приема отработанных нефтепродуктов ограждается сетчатой оградой по железобетонным столбам. Свободная от застройки территория озеленяется посевом многолетних трав, по периметру основных проездов высаживаются кустарники.

Схемы генеральных планов приведены на страницах 11-13.

3. Технологическая часть

3.1. Общие положения

Технологический процесс обработки поступающих нефтепродуктов включает их подогрев до необходимой вязкости.

В зависимости от способа подогрева отработанных нефтепродуктов групп ММО и ИМО в резервуарах проект выполнен в двух вариантах с пароподогревом и электроподогревом.

Поступающие в бочках масле групп ММО и ИМО перед сливом в приемные резервуары подогреваются острым паром. Нефтепродукты группы СНО сливаются без подогрева.

Временное складирование бочек с отработанными нефтепродуктами и пароней тары на момент приема от потребителей, производить в зоне не ближе 50 м от насоса перекачки СНО и резервуара для приема СНО.

Исполн.	Рыбаков	Инж.	ПЗ
Мех. техн.	Бунин	Инж.	ПЗ
Мех. техн.	Иванов	Инж.	ПЗ
Мех. техн.	Забитов	Инж.	ПЗ
Мех. техн.	Лавочкин	Инж.	ПЗ
Мех. техн.	Рыбаков	Инж.	ПЗ
Мех. техн.	Рыбаков	Инж.	ПЗ
Мех. техн.	Рыбаков	Инж.	ПЗ

ТЛ 402-012-63.86

ПЗ

Общая пояснительная записка

Состав	Лист	Листов
1	1	8
Госконструкторский СССР ГИПРОНЕФТЕТРАНС г. Волгоград		

Режим работы пунктов односторонний.

Анализ качества принимаемых и отправляемых отработанных нефтепродуктов производится в лаборатории пунктов.

3.2. Грузооборот и резервуарная емкость.

В общем объеме поступающих на приемные пункты отработанных нефтепродуктов для отдельных групп составляет:

ММО - 20%

МЦО - 30%

СНО - 50%

Поступление отработанных нефтепродуктов на приемные пункты, в основном, должно осуществляться в автоцистернах (90%) и остальное (10%) - в бочкотаре.

Для раздельного хранения трех групп отработанных нефтепродуктов в проекте предусмотрены вертикальные стальные резервуары. В зависимости от годового грузооборота нефтепродуктов на пунктах к установке принята по восемь резервуаров емкостью, соответственно, по 100, 200 и 300 м³ каждый. Объем емкости принят из расчета годовой ее оборачиваемости равной 7; количество резервуаров для каждой группы принято с учетом проведения отстоя нефтепродуктов от воды и незначительных примесей и последующей зачистки.

Оборудование резервуаров принято в соответствии с действующими типовыми проектами: 704-1-49, 704-1-50, 704-1-51.

Резервуары, предназначенные для хранения отработанных нефтепродуктов групп ММО и МЦО, оборудуются пароподогревателями или электрогрелками (в зависимости от варианта) и теплоизолируются. Толщина и тип изоляции определены в зависимости от климатической зоны строительства приемных пунктов.

Согласно ГОСТа на отработанные нефтепродукты, в них возможно содержание воды до 5%. При разогреве острым паром содержание воды в них увеличивается. Проектом предусматривается отстой воды и выпуск ее в канализацию.

3.3. Прием отработанных нефтепродуктов.

Слив отработанных нефтепродуктов из автоцистерн и бочкотары предусмотрен на специальной площадке под навесом, выполненной на отметке 1.1 м относительно планировочной отметки земли. Это создает удобство для выгрузки бочек из кузова автомобиля на площадку или обратно.

Под навесом размещено три стелла для раздельного слива каждой группы нефтепродуктов из бочек в соответствующий приемный резервуар (заглубленный) емкостью 5 м³.

Каждый из стеллов представляет собой сварную металлическую конструкцию рамного типа на односторонний слив из пяти бочек. На раме под каждую бочку предусмотрено по четыре роликоопоры, что позволяет поворачивать бочку вокруг оси при небольшом усилии. Опоры расставлены таким образом, что бочка, установленная на них, находится под углом 5° к горизонту и при нижнем положении горловины, обеспечивается полное истечение нефтепродукта из нее.

Под рамой смонтирован металлический приемный короб из которого нефтепродукт поступает в приемную емкость.

Разогрев масел в бочках острым паром предусмотрен посредством специальной грелки, конструкция которой разработана в данном проекте.

Грелка представляет собой патрубок с радикально просверленными отверстиями для выхода пара. Патрубок соединен с парораспределительным устройством гибким резино-тканевым рукавом и проходным краном.

Грелку погружают в бочку при верхнем положении горловины и, зафиксировав ее, поворачивают бочку на опоры так, чтобы горловина оказалась в нижнем положении. После этого пар подает в грелку.

Пар под давлением 0,5-1 атм; поступая в массу нефтепродукта, разогревает его и по мере его истечения пропаривает бочкотару. По окончании указанных операций пар должен быть отключен, а грелка возвращена в исходное положение.

Для предотвращения прямого выброса пара из горловины бочки в процессе разогрева и слива нефтепродукта конструкции грелки и стелла имеют отсасыватели.

На стеллы бочки укладываются с помощью грузо захватных устройств и электроталей, перемещаемых по мачорельсам. На первую секцию стеллов бочки укладываются с помощью электропогрузчика с захватным устройством, позволяющим бочки из вертикального положения ставить в горизонтальное.

Грузо захватное устройство представляет собой

конструкцию из двух щек, соединенных между собой одним шарниром с роликоблоком и канатом. Захват бочки осуществляется при натяжении каната, опуск - при ослаблении каната в момент установки бочки на стелл. В процессе захвата следует строго следить за тем, чтобы щеки устройства зацеплялись за торы днищ бочки, затем включают механизм подъема электротали.

Приемные резервуары представляют собой прямоугольной формы бетонные емкости с наклонным днищем. От нижней части днища отведены патрубки к насосам. Приемная горловина резервуаров перекрыта съемной рамкой с сеткой № 02 по ГОСТ 3384-73, предназначенной для фильтрации принимаемых нефтепродуктов. Для предохранения фильтрующей сетки от механических повреждений поверх нее укладывается съемная металлическая решетка.

Слив нефтепродуктов из бочек, не требующих разогрева, осуществляется на тех же стеллах.

Для слива нефтепродуктов из автоцистерн у площадки предусмотрены сливные устройства, трубы от которых введены в приемные емкости.

3.4. Насосная станция.

Для перекачки отработанных нефтепродуктов из приемных резервуаров в основные, а так же налива их в железнодорожные вагоны-цистерны, предусмотрена полузаглубленная насосная станция, размещенная под общим навесом сливной площадки.

В насосной установлено два насоса типа ШВ-25-5,8/2,5, предназначенные для перекачки нефтепродуктов из приемных емкостей в основные резервуары, и два насоса типа ШВ-6-35/2,5, предназначенные для налива нефтепродуктов в вагоны-цистерны. Количество насосов принято исходя из количества групп перекачиваемых нефтепродуктов и одновременности проводимых операций по приему и отгрузке. Так как пары нефтепродуктов группы СНО могут создавать взрывоопасные концентрации с воздухом, электродвигатели к насосам приняты во взрывобезопасном исполнении.

3.5 Отгрузка нефтепродуктов

Отгрузка отработанных нефтепродуктов на регенерацию предусмотрена на фронте налива, рассчитанного на одновременный налив одной вагоно-цистерны. Для налива установлено два наливных устройства с технологическим шеем 2 м.

Конструкция устройства для верхнего налива представляет собой стоек Δ 100 мм с резино-тканевым рукавом и подъемно-поворотным устройством все сборные узлы стойки закрепляются на монтажной колонне посредством кронштейнов и хомутов. Подъемно-поворотное устройство состоит из следующих основных узлов: блока подъемного устройства, поворотного шарнира, ручной лебедки, противовеса подъемного устройства, укосины и каната.

Блок подъемного устройства устанавливается на верхнем конце монтажной колонны посредством кронштейна из швеллера на сварке. Корпус приваривается к кронштейну. Корпус блока соединяется с корпусом посредством втулок и осей, что обеспечивает свободный поворот блока на 180° . Нижняя ось имеет сквозное отверстие, которое является направляющей для каната. Для предотвращения искрообразования в отверстие впрессовывается латунная втулка. В рабочем состоянии блок подъемного устройства должен периодически смазываться еустой смазкой.

Поворотный шарнир устанавливается на монтажной колонне посредством сварного кронштейна и служит для поворота укосины в горизонтальной плоскости на 180° , в вертикальной - на 90° . Поворот в горизонтальной плоскости осуществляется посредством откидной рукоятки. Ось шарнира имеет сквозное отверстие, которое является направляющей для каната. Для предотвращения искрообразования с обеих сторон отверстия, впрессовываются латунные втулки. В рабочем состоянии поворотный шарнир должен периодически смазываться еустой смазкой.

Подъем и опуск укосины осуществляется с помощью ручной лебедки. Лебедка устанавливается на монтажной колонне посредством приварной рамы. Канат на барабан лебедки наматывается в 3-4 витка, а концы его закрепляются к траверсе укосины и к противовесу.

Противовес подъемного устройства служит для балансировки поднимаемой укосины и резино-тканевого рукава. Конструкция противовеса состоит из рамы контргруза и направляющих. В раме контргруза устанавливаются бетонные набортные элементы груза весом по 10 кг. Под-

ъемом направляющих башмаков рама контргруза свободно скользит до верхнего упора, фиксирующего горизонтальное положение укосины. Для фиксации горизонтального положения укосины в направляющих предусматривается ряд отверстий для вставки болтов, ограничивающих скольжение направляющих башмаков. Одна из направляющих (полегающая) приваривается к монтажной колонне, другая (отстоящая) - нижним концом бетонируется в площадку, а верхним приваривается к настилу площадки обслуживания эстакады посредством кронштейна. Для предотвращения искрообразования при трении направляющих башмаков рамы контргруза выполнены из алюминия.

Укосина представляет собой сварную конструкцию из трубы с оголовком, шарнирно соединенную с поворотным шарниром посредством оси втулки. К свободному концу траверсы посредством приварной петли закрепляется подвеска с полухомутом, к которому подсоединяется канат для ружья. Канат к траверсе закрепляется посредством прижимного хомута и коуша. Для предотвращения искрообразования оголовки подвески при изготовлении оцинковываются.

Для пропуска каната в настиле площадки эстакады предусматривается отверстие ϕ 30 мм, края которого обрамляются алюминиевой или медной пластиной, во избежание искрообразования от трения каната.

Конструкция подъемно-поворотного устройства рассчитана на подъем груза не превышающего 250 кг.

Наливной стояк представляет собой вертикальную трубу Δ 100, закрепленную к монтажной колонне посредством приварных кронштейнов. К верхнему концу стояка посредством штыря подсоединяется резино-тканевый рукав Δ 100 с наконечником. Для отключения подачи нефтепродукта на стояке устанавливается задвижка с ручным управлением. Для отвода статического электричества от наконечника и рукава предусматривается спиральная обивка из медной проволоки.

3.6 Технологические трубопроводы.

Проектируемая сеть трубопроводов предусматривает выполнение следующих операций:

прием отработанных нефтепродуктов из автоцистерн и бочко-тары в бетонные резервуары емкостью по 5 м³ каждый;

перекачку отработанных нефтепродуктов из бетонных резервуаров в вертикальные стальные резервуары хранения;

налив нефтепродуктов в железнодорожные вагоно-цистерны.

Каждая группа отработанных нефтепродуктов перекачивается по индивидуальным трубопроводам.

Прокладка трубопроводов предусматривается подземной в непереходных лотковых каналах с пароспутниками или электронагревательными элементами (для варианта с электроподогревом).

Монтаж внешних трубопроводов осуществляется на сварке, внутри сооружений - на фланцах.

Трубы приняты по ГОСТ 8732-78* диаметры - в соответствии с гидравлическими расчетами.

Монтаж и испытание трубопроводов производить согласно СНиП 3.05.05-84.

Участки труб подземной прокладки непосредственно в грунте покрываются антикоррозийной шпателью согласно ГОСТ 9.019-74*, в каналах и подземной - масляной краской за два раза (до монтажа гибких нагревательных элементов).

В качестве запорной арматуры приняты чугунные задвижки на давление 1 МПа (10 кгс/см²).

Компенсация температурных удлинений осуществляется за счет изломов поворота трубопроводов.

Уклон трубопроводов выполнен к местам опорожнения - насосной и к колодцу.

Принципиальная схема трубопроводов приведена на странице 14.

3.7 Комната анализов.

Комната анализов предназначена для проведения анализов качества принимаемых отработанных нефтепродуктов по ГОСТ 21016-81: определение вязкости, температуры вспышки, содержания механических примесей и воды. Отбор проб и доставка их в лабораторию производится машинистом-оператором.

Лаборатория оборудована современным лабораторным оборудованием разработанным ГИПРОНИИ АН СССР.

Работы связанные с выделением вредных веществ, предусмотрено проводить в вытяжных шкафах.

3.8 Механизация и автоматизация работы приемных пунктов.

Проектом предусмотрена механизация и автоматизация основных технологических процессов и трудоемких операций на приемных пунктах, в том числе:

Копия берется
Альбом I
Типовой проектное решение
Копия берется и для Мем. инст.

сигнализация о достижении аварийного уровня и автоматическое регулирование температуры масла в приемных резервуарах;
защита calorиферов от замораживания;
(приборы поз. 1, 3, 4, 8, 1, 9 заказываются при покупке типового проекта резервуара, поз. 3 - для варианта с электроподогревом, поз. 7 - для варианта с пароподогревом.)
для разгрузки бочек с автомобилями и погрузки их предусмотрен электропогрузчик во взрывобезопасном исполнении с захватным устройством, позволяющим бочки из вертикального положения ставить в горизонтальное и наоборот; перенос бочек вдоль сливных стенов предусмотрен при помощи электроталей, подвешенных к канорельсам.

3.9. Штаты.
Штаты персонала приемных пунктов по должностям предусмотрены на основании приложения 2, Норм технологического проектирования и технико-экономических показателей складов нефти и нефтепродуктов (нефтебаз), утвержденных Министерством газовой промышленности от 4.09.1972 г и нормативов численности.

Штатное расписание

№ п/п	Категория работающих	Количество работ	Группа производств. процесса	Примечание
Админхозперсонал				
1	Начальник приемного пункта	1	I ^д	
2	Старший бухгалтер	1	I ^а	
3	Механик	1	I ^б	
4	Завхоз - кладовщик	1	I ^б	
	Итого	4	-	
Производственный персонал				
1	Машинист-оператор ШР	2	II ^а	
2	Слесарь-рабочий ШР	1	II ^а	
3	Водитель эл. погрузчика	1	I ^б	
4	Электрослесарь ШР	1	I ^б	
	Итого:	5	-	
Лаборатория				
1	Лаборант	1	I ^б	
	Охрана			
1	Взлетер-стрелок	4	I ^а	
	Всего:	14	-	

Примечание. Штатное расписание котельной начинается в соответствии с типовым проектом

котельной, входящим в состав данного проекта и также режимом работы котельной

4. Санитарно-техническая часть

4.1. Теплоснабжение

Проект теплоснабжения сооружений приемного пункта отработанных нефтепродуктов разработан для районов с расчетной температурой наружного воздуха -20°С, -30°С, +0°С

Перечень сооружений приемного пункта отработанных нефтепродуктов приведен на страницах 11-13.

Теплоносителями являются

- а) перегретая вода с параметрами: 130-170°С;
- б) пар давлением Р_{раб} = 0,7 кгс/см²;
- в) пар давлением Р_{раб} = 5,0 кгс/см²;

Система теплоснабжения двухтрубная, тупиковая, по закрытой схеме. Регулирование отпуска тепловой энергии, при теплоносителе - перегретая вода, качественное.

Система производственного пароснабжения с возвратом конденсата.

Возврат конденсата от потребителей пара низкого давления Р_{раб} = 0,7 кгс/см² осуществляется только в период, когда не расходуется пар на разогрев отработанных масел в бочках. Во время разогрева конденсат не возвращается.

От потребителей пара давлением Р_{раб} = 5 кгс/см² конденсат возвращается полностью. Регулирование отпуска пара осуществляется в котельной.

Трубы, предназначенные для подачи потребителям перегретой воды, пара и конденсата принимаются по ГОСТ 10704-76 термообработанные, группа В, материал труб - сталь марки 10 по ГОСТ 1050-74.

По классификации, Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды "трубопроводы относятся к II категории

Монтаж трубопроводов горячей воды, пара и конденсата производить в соответствии с требованиями СНиП II-30-74. Трубопроводы и элементы трубопроводов монтируются на сварке, фланцевые соединения используются для монтажа фланцевой арматуры.

Антикоррозийная защита поверхности трубопроводов от коррозии предусматривается:

при надземной прокладке комбинированное покрытие краской БТ-177 в два слоя по грунтовке ГФ-021;

при канальной прокладке покрыть одним слоем эпоксидной эмали ЭП-58 по трем слоям шпательки марки Э-009.

Скользящие опоры установить для труб.

- Ø 32 через 2,0 м
- Ø 40 " 2,5 м
- Ø 50 " 3,0 м
- Ø 70 " 3,0 м

- Ø 80 через 3,5 м
- Ø 100 " 4,0 м

Смонтированные трубопроводы тепловых сетей испытать пробным давлением, равным 1,25 рабочего, но не менее для подающих трубопроводов - 1,6 МПа (16 кгс/см²); для обратных трубопроводов - 1,2 МПа (12 кгс/см²).

Тепловая изоляция трубопроводов выполняется матом минераловатными прошивными в обкладке из стеклоткани по ГОСТ 21860-76.

В качестве покрывного слоя применить:

при прокладке трубопроводов в непроходных каналах стеклотекстолит рулонный для теплоизоляции РСТ по ТУ 6-11-145-74

при надземной прокладке сталь тонколистовая оцинкованная по ГОСТ 14918-70.

Диаметры трубопроводов пара и конденсата, трассировка трассы и установка неподвижных опор; объемы работ определяются при привязке проекта.

Котельная принята по типовому проекту 903-1-187 на два котла Е-1/3Ж.

При подаче тепла на площадку пункта от стороннего источника тепла, размещаемая на плане котельная амбушурится. Взамен предусматривается центральный тепловой пункт.

Состав оборудования теплового пункта определяется при привязке проекта в зависимости от параметров теплоносителей.

Обогрев технологических трубопроводов при теплоносителе - пар, осуществляется посредством прокладки паропровода в непроходном канале рядом с технологическими трубопроводами.

При обогреве технологических трубопроводов греющими электрическими элементами, предусматривается их теплоизоляция

Типы и количество греющих элементов указаны в электротехнической части проекта.

4.2. Водоснабжение

На приемном пункте предусматривается устройство объединенной системы хозяйственно-производственно-противопожарного водопровода, источником которого принимается действующая одноименная сеть водопровода. Вода расходуется на нужды котельной, полив зеленых насаждений, блока подсобно-производственного назначения, насосной, пополнение противопожарного запаса воды, смыв площадок налива и слива отработанных нефтепродуктов.

Необходимый напор в сети на вводе на площадку должен быть 40 м (для котельной).

Расход воды по приемному пункту на хозяйственно-питьевые нужды определен исходя из нормы водопотребления 25 л/чел. в смену и количества работающих, на производственные нужды - по заданиям технологических отделов и принятым типовым проектом зданий. Расходы воды приведены в таблице 1.

Общий расход воды на площадке составляет 25,4 м³/сут; 9,2 м³/ч; 5,0 л/с, на пополнение противопожарного запаса воды - 92,5 м³/сут; 3,85 м³/ч; 1,07 л/с.

Наружная водопроводная сеть на площадке предусматривается из чугунных труб ϕ 100,65 мм по ГОСТ 9583-75.

На вводе на площадку устраивается колодец, в котором размещается водоизмерительное устройство - водомер; в точке подключения к существующей сети - колодец с запорной арматурой. На водопроводной сети предусматриваются колодцы из сборных железобетонных элементов с отключающей арматурой. Глубина заложения сети определяется при привязке проекта.

4.3. Пожаротушение.

Тушение пожара на приемном пункте предусматривается воздушно-механической пеной передвижной установкой. В качестве пенообразующего средства принят пенообразователь ПО-3АУ, его концентрация в водном растворе - 6%. Расчетное время тушения пожара 10 минут. Расход воды и пенообразователя на тушение пожара определен исходя из интенсивности подачи раствора 0,08 л/с (для ИСО) на м² площади горения резервуара емкостью 300 м³ и составляет соответственно 5,6 л/с и 0,36 л/с (расходы приняты по фактической производительности пеногенератора ГВП-600, равной 6 л/с). Расход воды на охлаждение горящего и двух соседних с ним резервуаров определяется:

для горящего резервуара - из расчета 0,5 л/с на 1 м длины всей окружности резервуара;

для соседних резервуаров - из расчета 0,2 л/с на 1 м длины половины окружности каждого резервуара и составляет: для горящего 11,90 л/с; для двух соседних - 4,76 л/с.

Запас воды на тушение пожара принимается трехкратным и составляет 10 м³, запас воды на охлаждение горящего и двух соседних резервуаров на 6 часов составит 360 м³, общий запас - 370 м³.

Для хранения противопожарного запаса воды приняты два железобетонных резервуара емкостью 250 м³ каждый по

тип. пр. 301-4-58.83. Пополнение водой резервуаров производится в течение 96 часов с расходом 3,85 м³/час или 1,07 л/с. Резервуары оборудуются подводящим, отводящим трубопроводами, вентиляционным патрубком. Забор воды из резервуаров производится через водоразборные колодцы, которые соединены с резервуарами трубой ϕ 200. Перед водоразборным колодцем устанавливается колодец с задвижкой, штурвал которой вывешен под крышку люка.

Запас пенообразователя принимается трехкратным и составляет 1,30 м³. Для хранения пенообразователя предусматривается металлический горизонтальный резервуар емкостью 5 м³ тип. пр. 704-1-153.83. Резервуар установлен под землей и оборудован устройством для забора пенообразователя, вентиляционным патрубком, штурвалами для контрольно-измерительных приборов.

Мотопомпа МП-1600, необходимый противопожарный инвентарь и первичные средства пожаротушения размещаются в блоке подсобно-производственного назначения в отдельном помещении.

4.4. Канализация.

Для отведения сточных вод от потребителей и сооружений на площадке приемного пункта проектируются две системы канализации: бытовая и производственно-ливневая.

В систему бытовой канализации поступают сточные воды от санузлов блока подсобно-производственного назначения, котельной. Расход бытовых стоков приведен в таблице 1 и составляет 2,6 м³/сут; 1,7 м³/ч; 2,5 л/с.

Сеть бытовой канализации проектируется из керамических труб ϕ 150 мм по ГОСТ 286-82.

Сброс бытовых стоков производится в существующую сеть бытовой канализации.

В систему производственно-ливневой канализации поступают ливневые стоки из обвалованной территории резервуарного парка, площадок приема и налива отработанных нефтепродуктов, производственные стоки от котельной и блока подсобно-производственного назначения, воды от охлаждения резервуаров при пожаре.

Сточные расходы ливневых стоков подсчитаны по формуле:

$$M_{\text{сут}} = M_{\text{сут}} \cdot F \cdot F,$$

где $M_{\text{сут}}$ - слой осадка, принят по данным Н.И. Ефремовой "Месячные количества атмосферных осадков средние для районов Европейской территории СССР и Северного Казахстана". Изд. "Гидрометеоиздат" 1976 г. для вредной полосы составляет 7 мм;

F - коэффициент стока (СНиП II-32-74 п. 3.18 т. 9);

F - площадь стока.

Выпуск ливневых стоков из резервуарных парков может регулироваться, для чего на былинной трубе в трап-колодец устанавливается заслонка.

Расчетный расход ливневых вод с площадки налива отработанных нефтепродуктов определен в типовом проекте

альбом 1 и составляет 0,65 м³/сут; 0,12 л/с.

Расход воды от охлаждения резервуаров при пожаре составляет 360 м³. В канализацию принимается 342 м³ (с учетом коэффициента стока 0,95). Выпуск этих вод из обвалования резервуарных парков регулируется на расход 3 л/с.

Производственные стоки от зданий определены по данным типовых проектов и заданиям технологических отделов.

Все расходы сведены в таблицу, приведенную ниже.

Качественная характеристика стоков принята согласно СНиП II-106-79 и составляет:

Основные показатели по системам водоснабжения и канализации

Наименование системы	Расчетный расход воды			Примечание
	м³/сут	м³/ч	л/с	
I Водоснабжение				
1. Хозяйственно-питьевые нужды	2,6	1,7	1,0	СНиП 2.04.02-82
2. Производственные нужды	22,8	7,5	4,0	согласно технологическим условиям
3. Пополнение противопожарного запаса воды	92,50	3,85	1,07	СНиП 2-106-79
II Канализация				
4. Бытовые стоки	2,6	1,7	2,5	СНиП 2-62-74
5. Производственные стоки	11,2	5,5	3,7	—
6. Ливневые воды	8,0	8,0	1,0	—
7. Воды от охлаждения резервуаров при пожаре	342,0	10,8	3,0	регулируется в течение 32 часов

Разница в расходах воды на производственные нужды и производственных стоков объясняется за счет потерь воды на полив зеленых насаждений в объеме $20 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $0,5 \text{ м}^3/\text{ч}$, $0,4 \text{ л/с}$ и безвозвратных потерь в тепловой сети и котельной в объеме $9,6 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Качественная характеристика стоков принята согласно СНиП II-106-79 и составляет:

нефтепродукты (масла) - до 1000 мг/л ;

взвешенные вещества - до 600 мг/л

БПГ₂₀ - до 200 мг

Для очистки производственно-ливневых стоков предусматриваются очистные сооружения в составе комплекса механической очистки производительностью 3 л/с или $259 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Комплекс механической очистки принят типовой по тип. пр. 302-2-222 и, состоит из отстойника и 2-ступенчатого фильтра. Для сбора уловленного нефтепродукта в составе типового проекта предусматривается колодез-сборник с отстойной частью. По мере накопления и отстаивания в колодез-сборнике нефтепродуктов, последние закачиваются в технологические резервуары. Для удаления осадка предусматривается передвижной насос НЦС-3 и емкость для осадка (бадья) $W=1,7 \text{ м}^3$, устанавливаемая на перекрытии отстойника. При наполнении и отстое воды из емкости стекает в отстойник. После заполнения и отстоя емкость погружается краном на автомобиль и вывозится в места, согласованные с местными органами санитарного надзора.

Производственно-ливневые стоки после очистки сбрасываются в производственную канализацию ближайшего предприятия с качественной характеристикой:

нефтепродукты - $4 \pm 6 \text{ мг/л}$;

взвешенные вещества - до 10 мг/л ;

БПГ₂₀ - 20 мг/л .

Сети производственно-ливневой канализации проектируются из керамических труб по ГОСТ 286-82 и чугунных труб по ГОСТ 3583-75 $\phi 150, 200 \text{ мм}$. На выпусках из парка зданий на сети устраиваются колодезы с гидрозатвором. В резервуарном парке предусматривается трап-колодез с хлопилькой.

Глубина заложения сетей бытовой и производственно-ливневой канализации определяется при привязке проекта.

В зависимости от конкретных условий при привязке проекта определяется необходимость в канализационных насосных станциях для перекачки бытовых и очищенных производственно-ливневых стоков в соответствующие сети канализации.

5. Противопожарные мероприятия

На приемном пункте предусматривается хранение отработанных нефтепродуктов трех групп СНО, МНО и ММО соответственно с температурой вспышки паров до 28°C , $100, 120^\circ\text{C}$.

Степень огнестойкости зданий и сооружений (по табл. 1 СНиП II-2-89) категории производств по взрывопожароопасности (табл. 1 СНиП II-30-81 и «Классификация производств предприятий Госгоснефтепродукта СССР по взрывопожарной и пожарной опасности утвержденная Госкомнефтепродуктом СССР 29 июля 1983 г») и классификация взрыво и пожароопасных установок (помещений) по ПУЗ приведены в таблице.

Здания и сооружения	Степень огнестойкости (табл. 1 СНиП II-2-89)	Категория производств по взрывопожароопасности (табл. 1 СНиП II-30-81)	Класс взрыво и пожароопасности (зона) по ПУЗ
1. Резервуары для хранения отработанных нефтепродуктов с 6° вспышкой до 28°C	II	A	B-Ir (в пределах обвалования)
2. Площадка приема отработанных нефтепродуктов	II	A	B-Ia
3. Площадканалива отработанных нефтепродуктов	II	A	B-Ir
4. Комната анализов	I	Г	норм.
5. Котельная	II	Г	норм.
6. Комплекс механической очистки	II	A	B-I

Расстояния от зданий и сооружений приемного пункта с взрыво и пожароопасными производствами до зданий и сооружений соседних предприятий до лесных массивов хвойных пород, границ полосы отвода железных дорог общей сети, до жилых и общественных зданий населенных пунктов должны быть не менее указанных в табл. 2 СНиП II-106-79.

Расстояния от 31-до зданий и сооружений с пожаро-взрывоопасными производствами должно быть не менее 1,5 высоты зоры.

На территории приемного пункта предусмотрен въезд.

По границам резервуарного парка устраивается проезд.

Обеспечен подъезд ко всем зданиям и сооружениям.

Противопожарные разрывы (расстояния) между зданиями и сооружениями приняты по нормам СНиП II-106-79, а также другим соответствующим нормативным документам.

Котельная находится от резервуаров с нефтью и нефтепродуктами на расстоянии не ближе 60 м.

Расстояния между резервуарами приняты 0,75 диаметра. Расстояния от стенок резервуаров до подшвы обвалования приняты не менее 3 м.

Через обвалование предусмотрены лестницы-переходы во-вруг территории приемного пункта должна быть предусмотрена охранная зона шириной 10 м. Расстояния ограждения до зданий и сооружений приемного пункта (кроме административного здания) приняты 5 м. Расстояния от технологических трубопроводов до зданий, сооружений и других инженерных сетей склада приняты по табл. 4 СНиП II-106-79.

Здания и сооружения приняты не ниже II степени огнестойкости.

В соответствии со степенью огнестойкости подобраны по предельной огнестойкости конструкции.

Для тушения пожара принята передвижная установка.

Забор воды из резервуаров противопожарного запаса воды производится через водозаборные колодезы.

Пожаровзрывобезопасность электроустановок обеспечивается выбором кабелей, аппаратов и другого электрооборудования в соответствии с требованиями, установленными в нормативных документах.

Выполнение молниезащиты II категории по СН 345-77 для резервуарного парка, площадок налива и приема отработанных нефтепродуктов.

Выполнение молниезащиты III категории по СН 345-77 для остальных сооружений.

Высота внешнего ограждения группы резервуаров (обвалования) должна быть на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости, но не менее 1,0 м.

5. Электротехническая часть.

5.1. Электроснабжение

Внешнее электроснабжение приемного пункта по сбору отработанных нефтепродуктов осуществляется на напряжение 380/220В двумя вводами и решается для каждого проекта конкретно.

В отношении надежности электроснабжения приемный пункт относится ко II категории. В качестве вводно-распределительного шкафа используются пункты распределительные 1ПР, 2ПР типа ПР11 с автоматом АЕ 2050 установленными в щитовой подово-производственного блока. Принципиальная однолинейная схема для всех вариантов приведена в типовом проекте I, альбоме I.

Управление приводами местное или дистанционное. В варианте с электрообогревом резервуаров и трубопроводов управление блоками электронагревателей БЭР осуществляется автоматически из шкафов ЩУ, которые поступают комплектно, а электронагреватели трубопроводов из операторной по мере необходимости.

Расчет нагрузок для всех вариантов приведен в таблице.

Учет потребляемой электроэнергии осуществляется с помощью щитов учета ЩУ-250.

5.2. Электрическое освещение

Освещение на площадке приемного пункта выполнено внутреннее и наружное на напряжение 220В.

Внутреннее освещение площадок и помещений выполнено светильниками соответственно характеристике среды. Освещенность объектов принята по СНиП II-4-79.

Схема прожекторного освещения приведена на странице 16.

5.3. Электрический обогрев резервуаров и трубопроводов

В настоящем типовом проекте система электрического подогрева нефтепродуктов в резервуарах и технологических трубопроводах выполнена на основании Рекомендаций по комплексному электроподогреву вязких нефтепродуктов на нефтебазе ТАО.052.800 и дополнения к ним ТАО.052.801, разработанные СГБ „Транснефтеавтоматика“.

Резервуарные блоки электронагревателей типа БЭР предназначены для разогрева вязких нефтепродуктов, находящихся в резервуарах. Блоки БЭР учтены в технологической части проекта, шкафы управления 1ЩУ, 2ЩУ и клеммные коробки для подключения нагревателей поступают в комплекте с нагревателями.

В проекте предусмотрен режим разогрева до предельной температуры $35^{\circ}\text{C} \div 45^{\circ}\text{C}$ и характеризуется периодическим включением нагревателей, разогревом технологического оборудования от температуры окружающей среды до $t 35^{\circ}\text{C} \div 45^{\circ}\text{C}$.

Расчет нагрузок приведен в таблице ниже.

Схема установки электронагревательного оборудования приведена на странице 15.

Расчет нагрузок

Здания и сооружения	Площадь, кв. м	Радиоподогрев				Электроподогрев				cos φ	tg φ	коэффициент использования	коэффициент мощности	Максимальная нагрузка				Общий расход электрической энергии		Тип пункта распределителя	
		1ПР		2ПР		1ПР		2ПР						Исходная Р _н	Резервированная Р _н	Полная Р _н	Σ	с резервуарами	с электроподогревом	1ПР	2ПР
		Р _у	Р _р	Р _у	Р _р	Р _у	Р _р	Р _у	Р _р												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
1	5	65.375	38.9	31.78	34.7	—	—	—	—	0.86	0.593	0.7	1.11	42	22.4	47.6	77.1	—	ПР11-7120-2193	ПР11-7120-2193	
2	—	—	—	—	—	65.375	38.9	21.62	57.25	0.92	0.426	0.7	1.1	59	22.8	63.3	—	108.3	—	ПР11-7120-2193	
3	10	65.375	38.9	31.78	34.7	—	—	—	—	0.86	0.593	0.7	1.11	42	22.4	47.6	77.1	—	—	ПР11-7120-2193	
4	—	—	—	—	—	65.375	38.9	149.62	62.9	0.92	0.426	0.7	1.1	63.4	24.5	68.3	—	116.3	—	ПР11-7120-2193	
5	15	65.375	38.9	31.78	34.7	—	—	—	—	0.86	0.593	0.7	1.11	42	22.4	47.6	77.1	—	—	ПР11-7120-2193	
6	—	—	—	—	—	65.375	38.9	149.62	62.9	0.92	0.426	0.7	1.1	63.4	24.5	68.3	—	116.3	—	ПР11-7120-2193	

5.4. Молниезащита и заземление

В соответствии с „Указаниями по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений“ СН 305-77 по молниезащитным мероприятиям пункт приема, пункт налива отработанных нефтепродуктов, резервуарный парк (класс 3-1Г) относятся ко II категории, все остальные сооружения к третьей категории.

Защитное заземление выполняется для каждого проекта самым тщательно исходя из конкретных характеристик грунта.

Для защиты обслуживающего персонала от попадания под опасное для жизни напряжение предусмотреть устройство зануления.

7. Автоматизация

В проекте рассмотрена автоматизация для двух вариантов обогрева резервуаров для налива: вариант с пароподогревом и вариант с электроподогревом.

Проектом предусматривается:

1. Вариант с пароподогревом:

- местный контроль уровня и температуры в резервуарах;
- местный полувотоматический отбор проб;
- сигнализация аварийного уровня нефтепродуктов;
- регулирование температуры с помощью регулятора прямого действия.

Принципиальная схема автоматизации для варианта с пароподогревом приведена на странице 18.

2. Вариант с электроподогревом:

- местный контроль уровня и температуры в резервуарах;
- местный полувотоматический отбор проб;
- сигнализация аварийного уровня нефтепродуктов;
- местное управление электронагревателями;
- автоматическое управление электронагревателями по температуре нефтепродуктов в резервуаре.

Принципиальная схема автоматизации для варианта с пароподогревом приведена на странице 19.

Сигнализация аварийного уровня выведена на щит управления и сигнализации, устанавливаемый в подово-производственном блоке (см. т.п. „Подово-производственный блок приемного пункта по сбору отработанных нефтепродуктов на 5,10,15 тыс. т. в год“).

8.10 Слаботочные устройства

8.1. Пожарная сигнализация

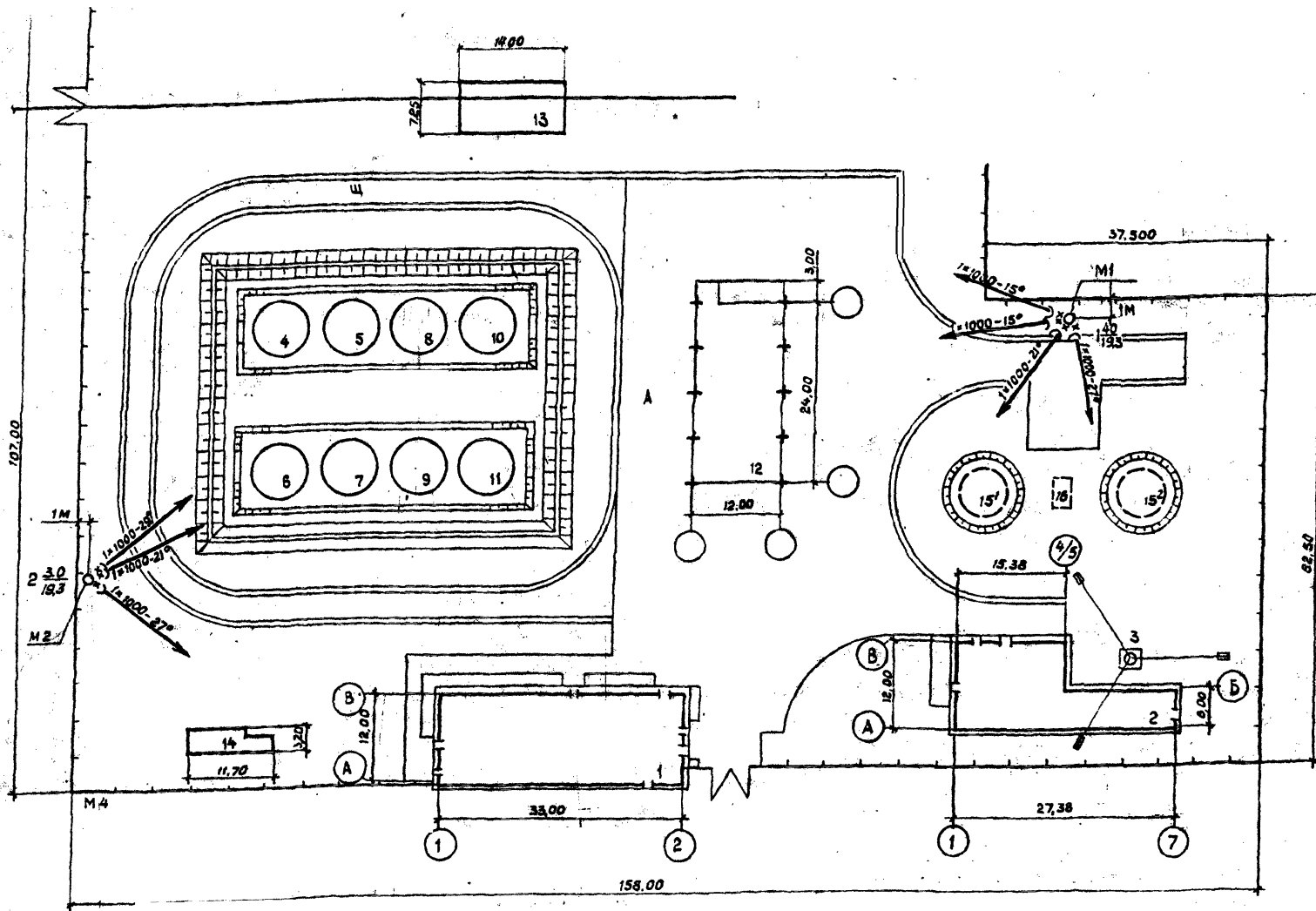
Для сигнализации о пожаре в котельном зале проектом предусмотрена прокладка кабеля ПРППМ 2×0.8 от пульты пожарной сигнализации ППС-1, установленного в карачульном помещении подово-производственного блока до здания котельной с установкой тепловых извещателей типа УТМ в котельном зале.

Кабель прокладывается в земле на глубине 0.8 м в одной траншее с кабелем телефонизации. При пересечении проезжей части кабель защитить асбестоцементной трубой.

8.2. Телефонизация

Для телефонизации объектов приемного пункта проектом предусмотрена прокладка двух кабелей ПРППМ 2×0.8 от АТС-10 и одного кабеля от телефонной коробки в здании подово-производственного блока. Два кабеля проложить до здания котельной с установкой в котельном зале двух телефонных аппаратов системы АТС местной и городской связи. Один кабель ПРППМ 2×0.8 проложить до площадки налива отработанных нефтепродуктов с установкой телефонного аппарата ТА-200 в телефонной кабине типа КТ-4М на расстоянии 20 м от места открытого налива.

Кабели проложить в одной траншее в земле на глубине 0.8 м. При пересечении проезжей части кабеля защитить асбестоцементной трубой.

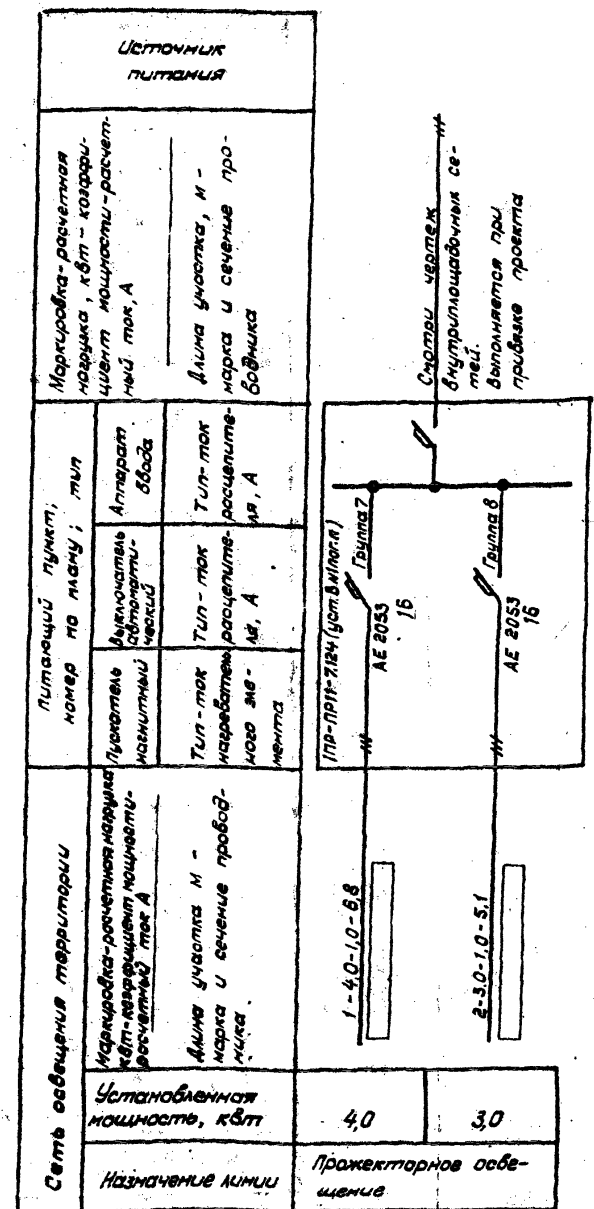


Экспликация зданий и сооружений

№ по вен- лику	Наименование	Примечание
1	Подсобно-производственный блок	
2	Котельная	м.п. 903-1-187
3	Дымовая труба	м.п. 907-2-221
4÷11	Стальной вертикальный резервуар	м.п. 704-1-51
12	Площадка приема отработанных негорючих газов	
13	Площадка налива отработанных негорючих газов	
14	Комплекс механической очистки и/или жидкостной	м.п. 902-2-222
15÷2	Резервуар для воды емк. 250 м³	м.п. 901-4-88.83

Экспликация зданий и сооружений (продолжение)

№ по ген- плану	Наименование	Примечание
16	Подземный стальной резервуар для пенооб- разователя	мл.704-1-159.8



Разработ	Морозова	22.05	ТПР 402-012-67-86	30						
Провер	Харлашкин	23.05								
Рук. эк.	Волков	24.05								
Контроль	Булганова	25.05								
Маш. отв.	Морозов	26.05								
Личн. пр.	Нодиков	27.05	Принятые пункты по сбору отработанных неапатитовых продуктов на 5, 10, 15 тысяч тонн в год	<table><tr><td>Старая</td><td>Лист</td><td>Листов</td></tr><tr><td></td><td>1</td><td>1</td></tr></table>	Старая	Лист	Листов		1	1
Старая	Лист	Листов								
	1	1								
Схема проекторного облучения			ГипроНЕФТРАНС г. Волгоград							

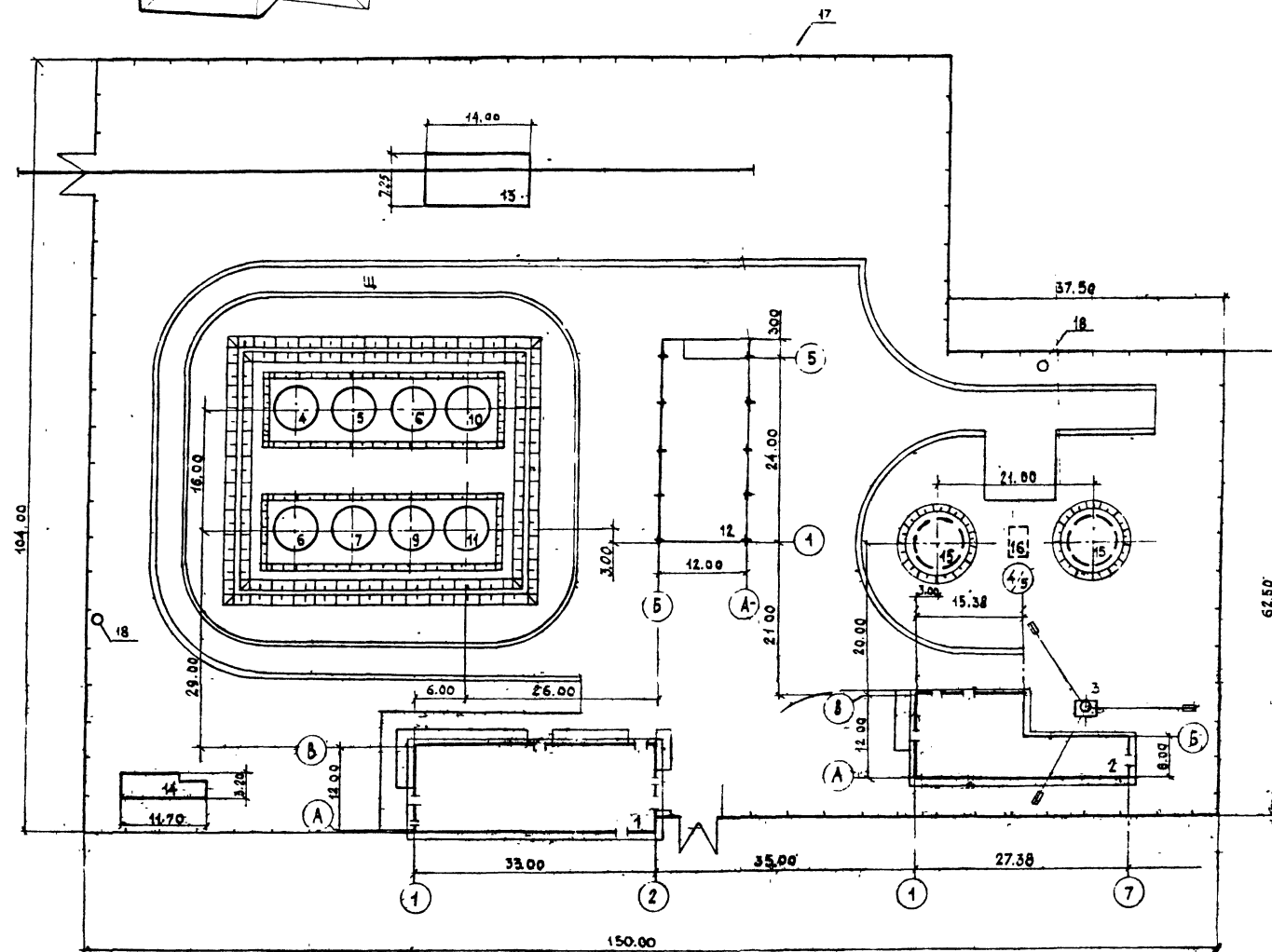
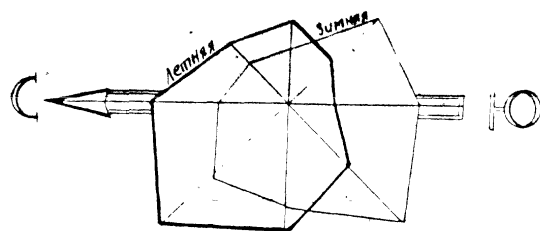
Рук.зав.	Нестерова	Фонд	09.85	ТПР 402-012-63.86	ГП		
Предер.	Наливайко	Кли	09.85				
Рук.гр.	Захаров	ВМ	09.85				
Н.контр.	Фраймович	КМ	09.85				
Нач.сб.	Наливайко	М	09.85				
Нач.отд.	Субахов	М	09.85	Приемные пункты по сбору отработанных нефтепродуктов 5,10,15 тысяч тонн в год	Стадия	Лист	Листов
Глав.пл.	Новиков	Кс	09.85			1	3
				Смена сепаратора приемного пункта по сбору отработанных нефтепродуктов в тысячу тонн в год.	Осокормефтепродуктосб ГИПРОНЕФТЕТРАНС г. Волгоград		

Уч. № 001 Подпись и дата Взам укр. №

Муниципальное решение

Албом I

Конус Вентиль



Экспликация зданий и сооружений

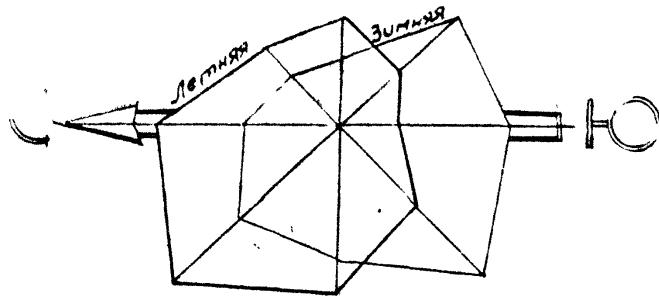
№ по ген-плану	Наименование	Шифр проекта	Примечание
1	Подсобно-производственный блок		
2	Котельная	т.п.903-1-187	
3	Выходная труба	т.п.907-2-221	
4-7	Стальной вертикальный резервуар емк. 200 м³ для хранения СНО	т.п.704-1-60	4 шт.
8,9	то же для хранения НМО	то же	2 шт.
10,11	то же для хранения МУО	то же	2 шт.
12	Площадка приема отработанных нефтепродуктов		
13	Площадка налива отработанных нефтепродуктов		
14	Комплекс механической очистки стоков	т.п.902-2-222	
15	Резервуар для воды емк. 250 м³	т.п.904-1-58.88	2 шт.
16	Подземный стальной резервуар для пенообразователя	т.п.704-1-159.83	
17	Ограда	З.017-1	
18	Проектные малмы	т.п.3.107-108	

Показатели по генплану

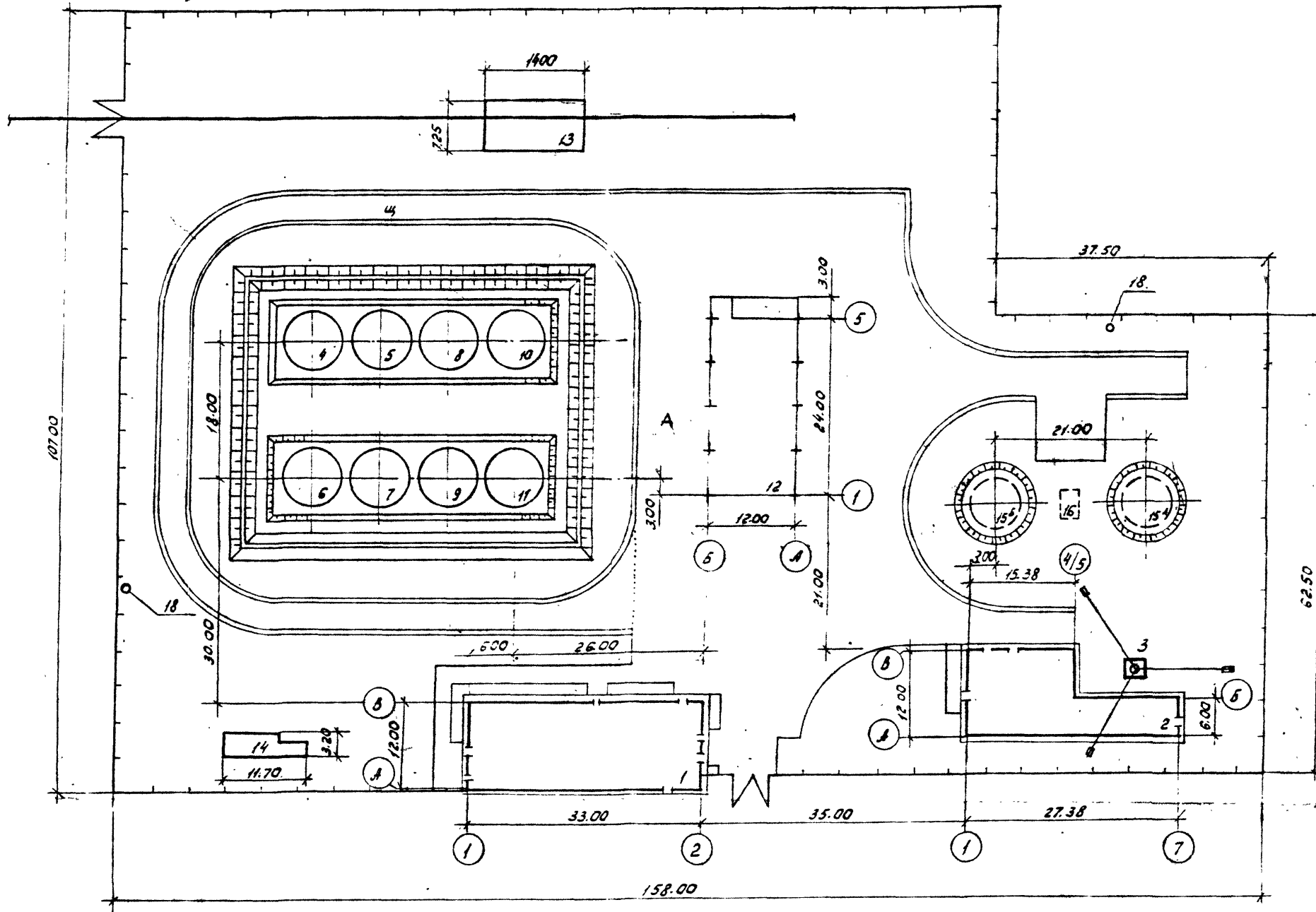
Площадь участка	-	1,40 га
Площадь застройки	-	2813,65 м²
Плотность застройки	-	20,03%
Площадь озеленения	-	2108,56 м²

Разраб.	Нестерова	В.А.	09.85	ТПР 402-012-03.86	ГП	
Провер.	Наливайко	В.И.	09.85			
Рук. пр.	Захаров	В.В.	09.85			
И.контр.	Наливайко	В.И.	09.85			
И.испол.	Наливайко	В.И.	09.85			
И.испол.	Сидоров	В.В.	09.85	Примечание: пункты по сбору отработанных нефтепродуктов 5,10,15 тысяч тонн в год.	Страница 2	
П.инж. пр.	Наливайко	В.И.	09.85			
Схема генплана, приемного пункта по сбору отработанных нефтепродуктов 10 тысяч тонн в год.				Исполнитель: ГИПРОНЕФТЕТРАНС		
				г. Волгоград		

Альбом
Копия
Тупое проектное решение



17



Экспликация зданий и сооружений

№ по ген- плану	Наименование	Шифр проекта	Примечание
1	Подсобно-производственный блок		
2	Бертоновое	Т.П. 903-1-167	
3	Дымовая труба	Т.П. 907-2-221	
4-7	Стальной бездонный резервуар емкостью	Т.П. 704-1-51	
5	для хранения СНО	то же	4 шт
8,9	то же для хранения НМО	"	2 шт
10,11	для хранения НМО	"	2 шт
12	Площадка приема отработанных нефтепродуктов		
13	Площадка хранения отработанных нефтепродуктов		
14	Комплекс механической очистки и/или	Т.П. 902-2-222	
15	Резервуар для воды емкостью 250 м³	Т.П. 901-4-5883	2 шт
16	Подземный стальной резервуар для пенообразователя	Т.П. 704-1-159-83	
17	Зграда	3.017-1	
18	Проезжаторные пути	Т.П. 3.407-108	

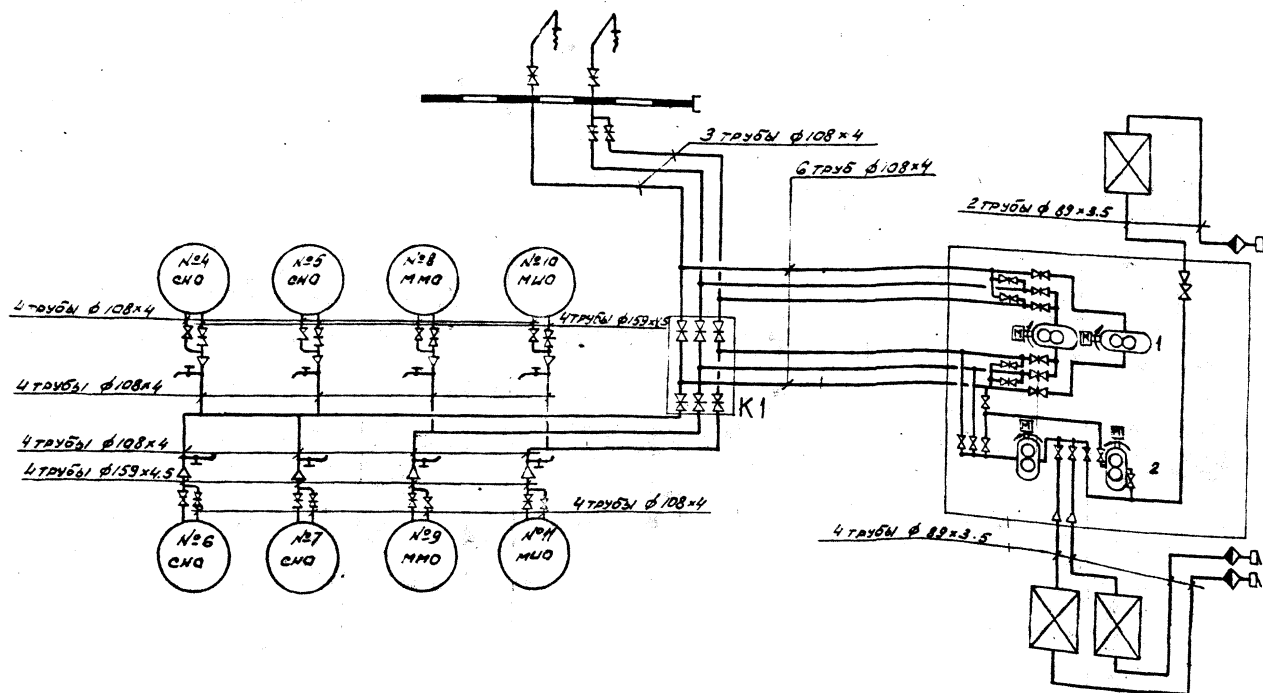
Показатели по генплану

Площадь участка -	1.52 га
Площадь застройки -	3301.65 м²
Плотность застройки -	21,7%
Площадь озеленения -	2285.59 м²






Разраб.	Нестерова	Т.П.	09.85	ТПР 402-012-63.86	ГП			
Пробер.	Калибашко	Т.П.	09.85					
Рук.пр.	Захаров	Т.П.	09.85					
Н.контр.	Фролов	Т.П.	09.85					
Н.контр.	Калибашко	Т.П.	09.85					
Н.контр.	Сивалов	Т.П.	09.85	ПРИЕМНЫЕ ПУНКТЫ ПО СБОРУ ОТРАБОТКАННЫХ НЕФТЕПРО- ДУКТОВ 5, 10, 15 ТОНН В ГОД. СЧЕТ ЗАПЛАТОВОЙ.	Стоимость	Лист	Листов	
Ген.пр.	Чодиков	Т.П.	09.85					3
				СЧЕТ ЗАПЛАТОВОЙ ПРИЕМНОГО ПУНКТА ПО СБОРУ ОТРАБО- ТАННЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ 15 ТЫС. ТОНН В ГОД.	ГОС. НЕФТЕПРОДУКТ СССР ГИПРОНЕФТЕТРАНС			

Спецификация насосного оборудования

Марка, год.	Обозначение	Назначение	Кол.	Масса ед.изм.	Приме- чание
1	Ш 80-6-36/6-1	Насос шестеренный $Q=36 \text{ м}^3/\text{ч}$ $P=0.6 \text{ МПа}$			
	БАО-71-6	с электродвигателем $N=17 \text{ кВт}$; $n=980 \text{ об/мин}$	2	127	
2	Ш 8-25-58/25-1	Насос шестеренный $Q=58 \text{ м}^3/\text{ч}$ $N=0.25 \text{ МПа}$			
	БЭО 44	с электродвигателем $N=2.2 \text{ кВт}$ $n=1450 \text{ об/мин}$	2	92	

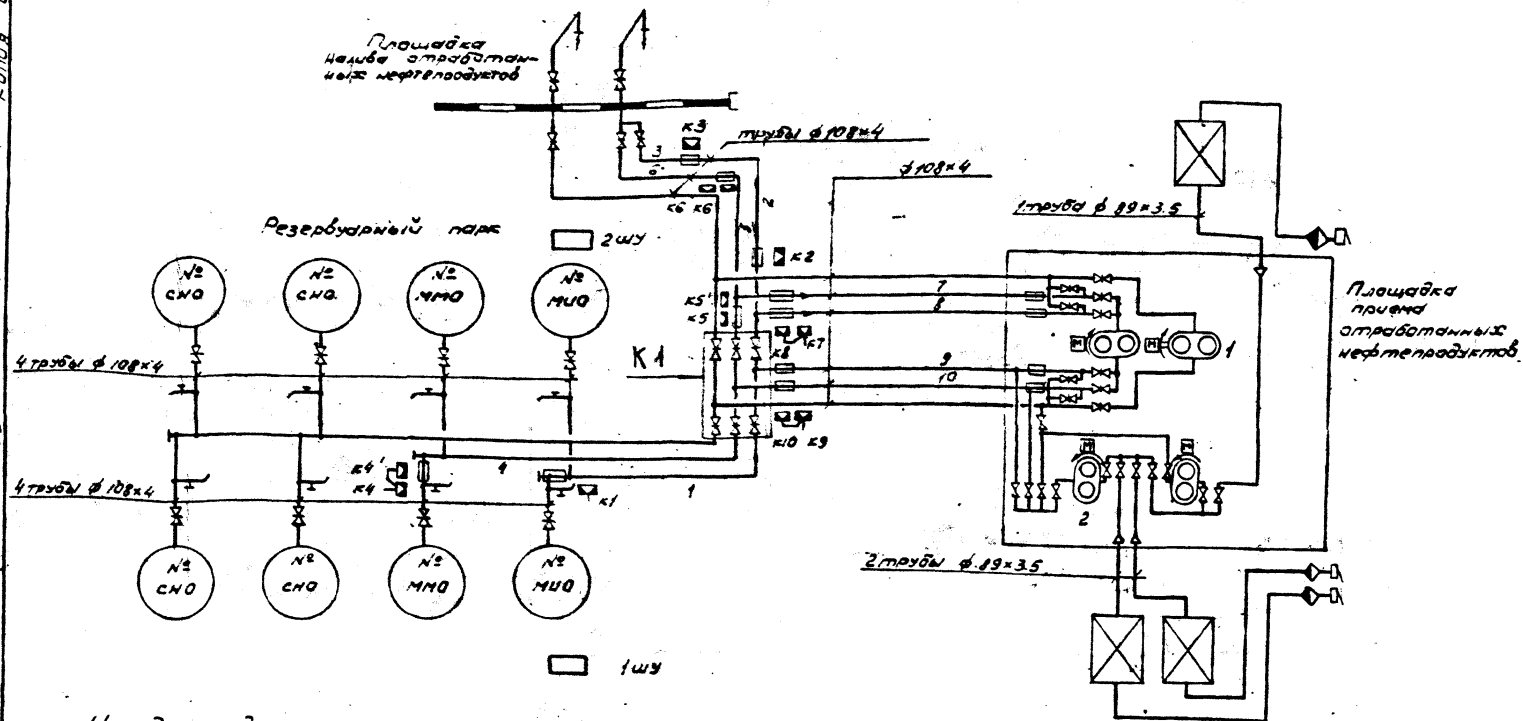


Условные обозначения:

-  Сливная быстроразъемная муфта МС-1
 Фильтр сетчатый
 Железнодорожный наливной стояк
 Резервуар вертикальный надземный
 Резервуар бетонный подземный

Розроб:	Курькоба	08.85	ГПР 402-012-63.80	ТХ
Пробер	Витюдин	09.85		
Рук.гр.	Витюдин	09.85		
Н.експ.	Александров	09.85		
Нач.бд	Витюдин	09.85		
Лит.зак.	Нобуков	09.85	Полученные пункты по сорту	
			Средств	
			Лист	
			Листов	
			1	1
			Всего	
			Гипрофетран	
			и. Витюдин	

Схема установки электронагревательного оборудования



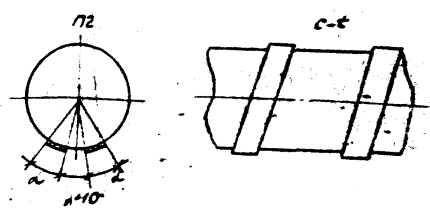
Исходные данные по трубопроводам

Расчетные данные	Участки						
	1-2-3	4-5-6	7	8	9	10	
Диаметр	108	108	108	108	108	108	108
Температура воздуха	40	40	40	40	40	40	40
Температура нагреваемого	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10
Расчетная удельная	130	130	130	130	130	130	130
Мощность	53	60	22	22	22	22	22
Длина трубопровода	53	60	22	22	22	22	22

Спецификация оборудования

Марка, поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, кг	Примечание
		Электронагреватель			
		ЭНГЛ-180-1.63/220-			
		-U27.12 TУ63 РСФСР	12	5.56	
		ЭНГЛ-180-0.82/220-			
		-U13.52 TУ63 РСФСР	6	2.29	
		ЭНГЛ-180-0.82/220-			
		-U3.32 TУ63 РСФСР-76	2	0.68	
		Коробка клеммная	13	2.6	
		У614			
		Профиль монтажный	7	3.09	
		Кабель КЭВВ			
		К-1082 У3	30	0.55	

Способы прокладки



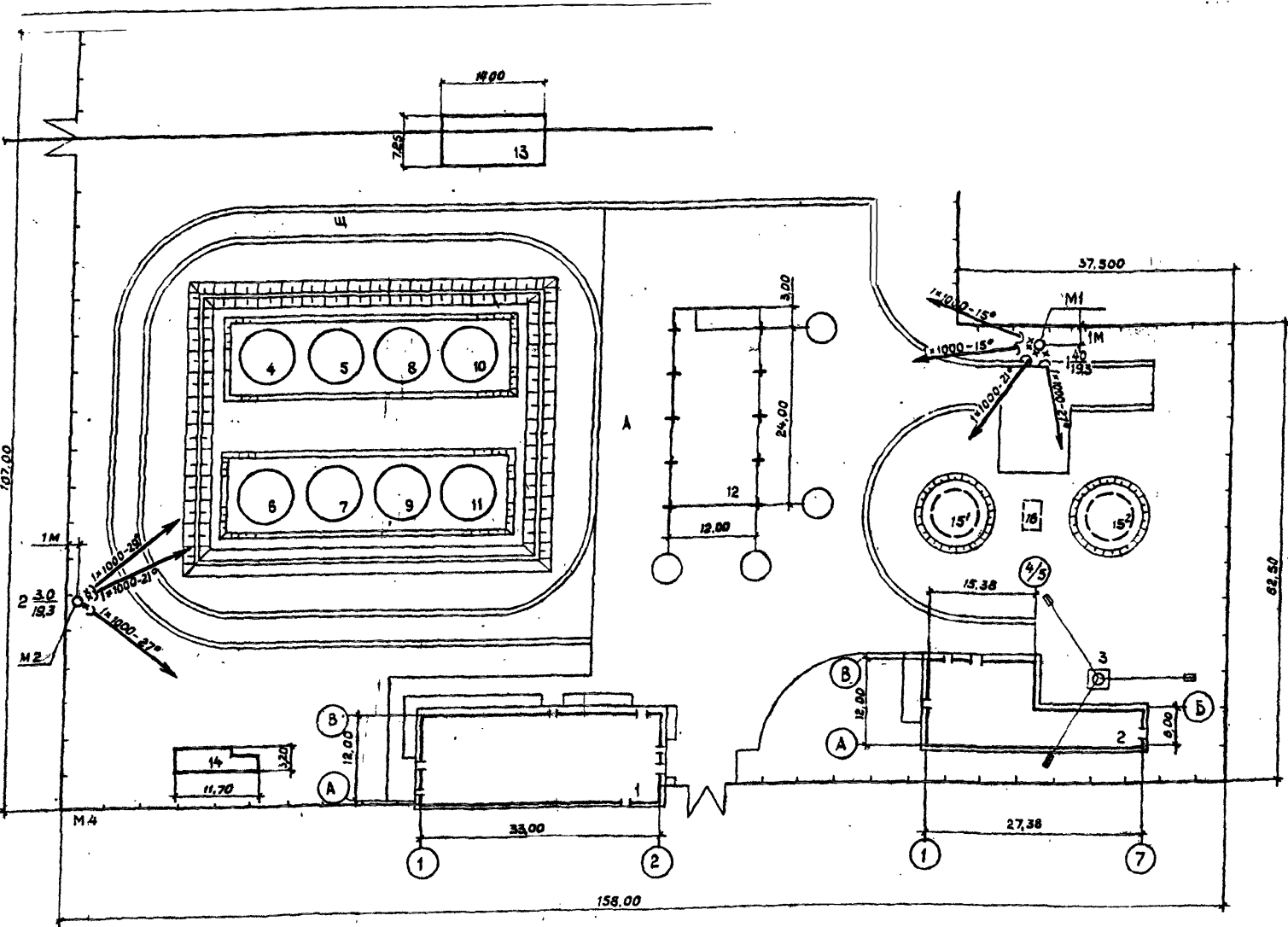
Распределение трубчатых нагревателей по участкам

Номер участка трубопровода	Диаметр трубопровода	Длина трубопровода	Способ прокладки	Количество нагревателей	Условное обозначение нагревателей	Мощность на участке трубопровода
1	108	27.12	ПЗ	2	ЭНГЛ 180-1.63/220- U27.12 TУ63 РСФСР-76	3.26
2	108	13.52	ПЗ	2	ЭНГЛ 180-0.82/220- U13.52 TУ63 РСФСР-76	1.64
3	108	3.32	ПЗ	2	ЭНГЛ 180-0.82/220- U3.32 TУ63 РСФСР-76	0.4
4	108	27.12	ПЗ	2	ЭНГЛ 180-1.63/220- U27.12 TУ63 РСФСР-76	3.26
5	108	13.52	ПЗ	2	ЭНГЛ 180-0.82/220- U13.52 TУ63 РСФСР-76	1.64
6	108	9.36	С-330	2	ЭНГЛ 180-0.82/220- U13.52 TУ63 РСФСР-76	1.1
7	108	22	С-430	2	ЭНГЛ 180-1.63/220- U27.12 TУ63 РСФСР-76	2.64
8	108	22	С-430	2	ЭНГЛ 180-1.63/220- U27.12 TУ63 РСФСР-76	2.64
9	108	22	С-430	2	ЭНГЛ 180-1.63/220- U27.12 TУ63 РСФСР-76	2.64
10	108	22	С-430	2	ЭНГЛ 180-1.63/220- U27.12 TУ63 РСФСР-76	2.64

1. Монтаж ЭНГЛ выполнять в соответствии с ТЭО, 052.801
2. Обобщение и систематизация типовых схем размещения и терморегулирования с нагревателями, каталогом средств комплексного электрообогрева
3. Место установки шкафов 1ШУ, 2ШУ, определять при разработке проекта
4. При выборе электронагревателей рассматривать параметры, приведенные в таблице исходных данных по трубопроводам.
5. Способы прокладки - ПЗ, С-т указаны на чертежах

Разработчик	М.Р.С.	10.10	10.10
Проверен	Х.Р.С.	10.10	10.10
Руч.пр.	В.Р.С.	10.10	10.10
Н.Р.С.	К.Р.С.	10.10	10.10
ТНР 402-012-67.86			
Исполнитель	И.Р.С.	10.10	10.10
Проверен	Х.Р.С.	10.10	10.10
Руч.пр.	В.Р.С.	10.10	10.10
Н.Р.С.	К.Р.С.	10.10	10.10
Схема установки электронагревательного оборудования			
ГипроНФТетранс			

Типовое проектное решение
 № 903-1-187
 Форма
 Версия



Экспликация зданий и сооружений

№ по ген-плану	Наименование	Примечание
1	Подсобно-производственный блок	
2	Котельная	т.п. 903-1-187
3	Дымовая труба	т.п. 907-2-221
4-11	Стальной вертикальный резервуар	т.п. 704-1-51
12	Площадка приема отработанных нефтепродуктов	
13	Площадка налива отработанных нефтепродуктов	
14	Комплекс механической очистки н/отходов	т.п. 902-2-222
15/2	Резервуар для воды емк. 250 м³	т.п. 901-4-88.83

Экспликация зданий и сооружений (продолжение)

№ по ген-плану	Наименование	Примечание
16	Подземный стальной резервуар для пенаос-розавателя	т.п. 704-1-159.83

Источник питания		Сеть освещения территории		Сеть освещения	
Маркировка расчетная нагрузка, кВт - коэффициент мощности - расчетный ток, А	Длина участка, м - марка и сечение проводника	Маркировка расчетная нагрузка кВт - коэффициент мощности - расчетный ток, А	Длина участка м - марка и сечение проводника	Установленная мощность, кВт	Назначение линии
Литературный пункт, номер по плану; тип	Аппарат защиты	Пункты установки осветительных приборов	Тип - ток нагрузки, расчетный ток, А	4,0	Проекторное освещение
Тип - ток нагрузки, расчетный ток, А	Тип - ток нагрузки, расчетный ток, А	Тип - ток нагрузки, расчетный ток, А	Тип - ток нагрузки, расчетный ток, А	3,0	
Старый чертеж в музее		Старый чертеж в музее		Старый чертеж в музее	

Разработчик	Морозова	Дата	09.05
Проектировщик	Харламов	Дата	08.11
Руч. эр.	Васков	Дата	08.11
Н.контр.	Куликова	Дата	08.11
Нач. отд.	Цирков	Дата	08.11
Л.инж.пр.	Новиков	Дата	09.08
ТНР 402-012-67.86			
30			
Примечание: пункты по сбору отработанных нефтепродуктов на 5, 10, 15 тысяч тонн в год			
Схема проектного освещения			
ГИПРОНЕФТЕТРАНС			
г. Волгоград			

Спецификация оборудования

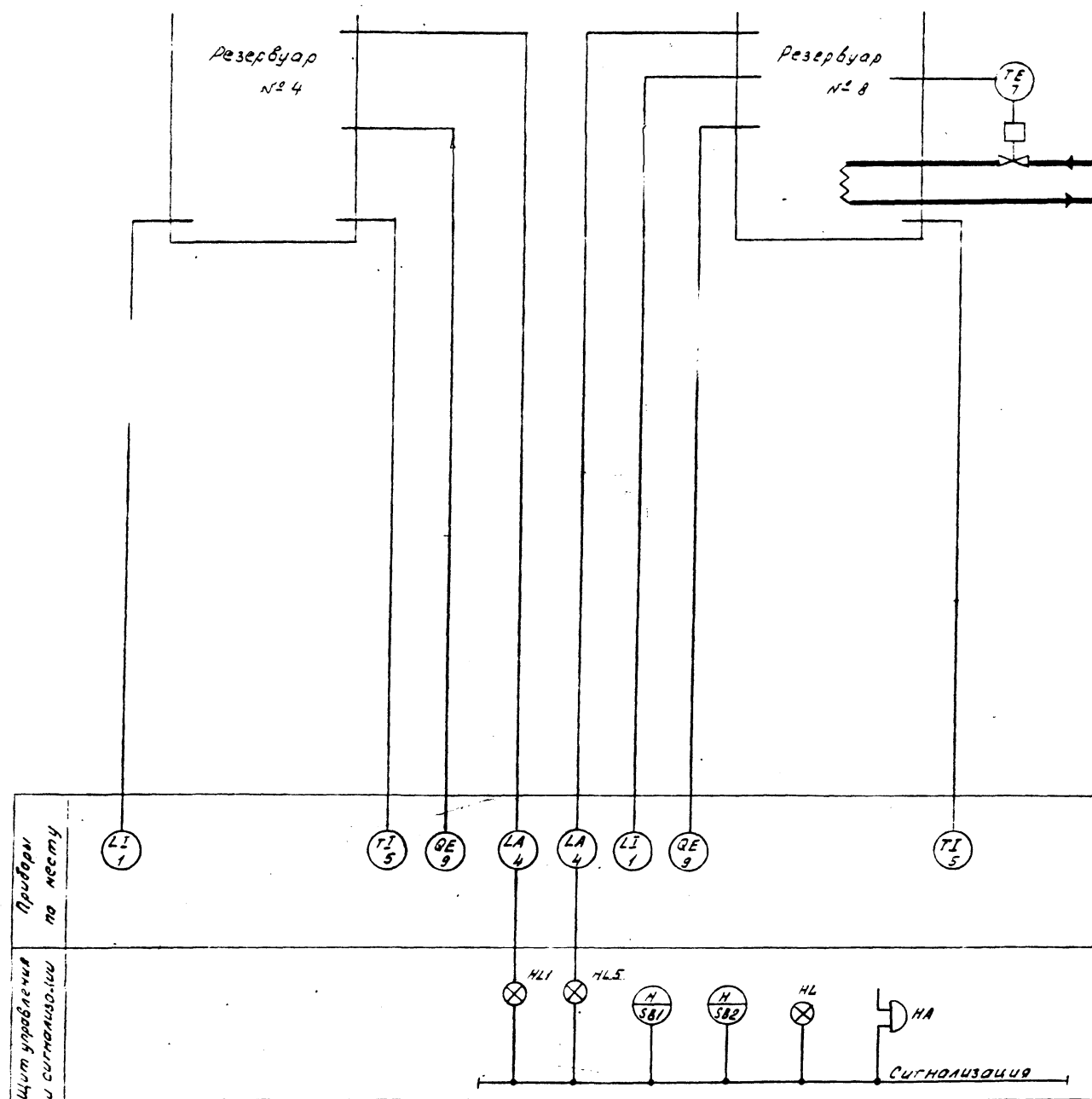
Материал, поз.	Обозначение	Наименование	Кол	Масса, кг	Примечание
		Проекционная			
		ПКН-1000-2	7	9.0	
		Ящик ЯОУ-8501-Р54	2	15	
		Коробок наемный			
		УБ14	2	2.6	
		Лампа накаливания			
		Г-220-1000-2	7	0.18	
г.п. 3.407-108		Мачта проекционная			
выпуск 2 1.3		ПКН-19.3	2		
		Коробок контрольный			
		РФ80Г сечение			
		10x2.5 мм ²	44	0.338	м
		Узелок ГОСТ 8509-72			
		180x50x4	60	3.05	м

1. Непосредственный контакт служит для установки проекционных мачт на территории наемного пункта. 2. Зарядка шнуров облучения на проекционные мачты выполняется при помощи проводов от пункта распределительного (при наличии принципиальной одной-единственной схемы питания) при-вешивается к оборудованию производственного блока).

Ведомость опор и проекционных мачт с установкой на них осветительных приборов

Поз	Обозначение	Наименование	Кол	Примечание
1	3.407-108	Мачта проекционная	1	м ¹
	выпуск 2	мачта высотой 19.3 м		
		с площадью П-1		
		с 4-мя проекторами		
		мч ПКН-1000-2 и		
		ящиком ЯОУ 8501		
2	3.407-108	Мачта проекционная	1	м ²
	выпуск 2	мачта высотой 19.3 м		
		с площадью П-1		
		с 3-мя проекторами		
		мч ПКН-1000-2		
		и ящиком ЯОУ 8501		

Автомобиль	Модель	ГРП	09.05	ГРП 402-012-0380	30
Проект	Характеристика	С/с	09.05		
Рисунки	Замечания	И/с	09.05		
И.контр	Курсовод	И/с	09.05		
Мачта	Модель	ГРП	09.05	Примечание: мачта на 5,10, 75 мачт по 1-му варианту.	
Мачта	Модель	ГРП	09.05	Схема проекционного освещения.	
Мачта	Модель	ГРП	09.05	Спецификация оборудования.	
Мачта	Модель	ГРП	09.05	Спецификация оборудования.	



1. Схема составлена на основании технологической части проекта.
2. Схема автоматизации дана для резервуара №4 и №8 и аналогична для резервуаров №5-7 и №9-11.

Спецификация аппаратуры

Поз. обознач.	Наименование	Кол.	Примечание
1	Уровнемер поплавковый УДУ-10-113	2	
9	Пробоотборник ПСР-3-123221	2	
4	Датчик уровня ДУЖЭ-200М-1212	2	
5	Термометр ртутный ТТУД1 240 441	2	
5а	Оправка к термометру 24265 400 100	2	
7	Терморегулятор РГПД-65-(12,5-110)-2,5	1	

Разработчик	Алтышев	Должность	Инж.	К.В.	Т.П.Р. 402-012-67.86			К.Я.		
Проверен	Дробков	Должность	Инж.	К.В.						
Рис. гр.	Канев	Должность	Инж.	К.В.	Приемные пункты по сбору отработанных нефтепродуктов 5, 10, 15 тыс. тонн в год.			Студия	Лист	Листов
Н. контр.	Васильев	Должность	Инж.	К.В.				РП	1	1
Нач. сек.	Шкаев	Должность	Инж.	К.В.	Схема автоматизации принципиальная. Вариант с пароподогревом.			Ленинградский институт нефти и газа ГИПРОНЕФТ СССР г. Волгоград		
Нач. отд.	Митюхов	Должность	Инж.	К.В.						
Главн. инж.	Набилов	Должность	Инж.	К.В.						

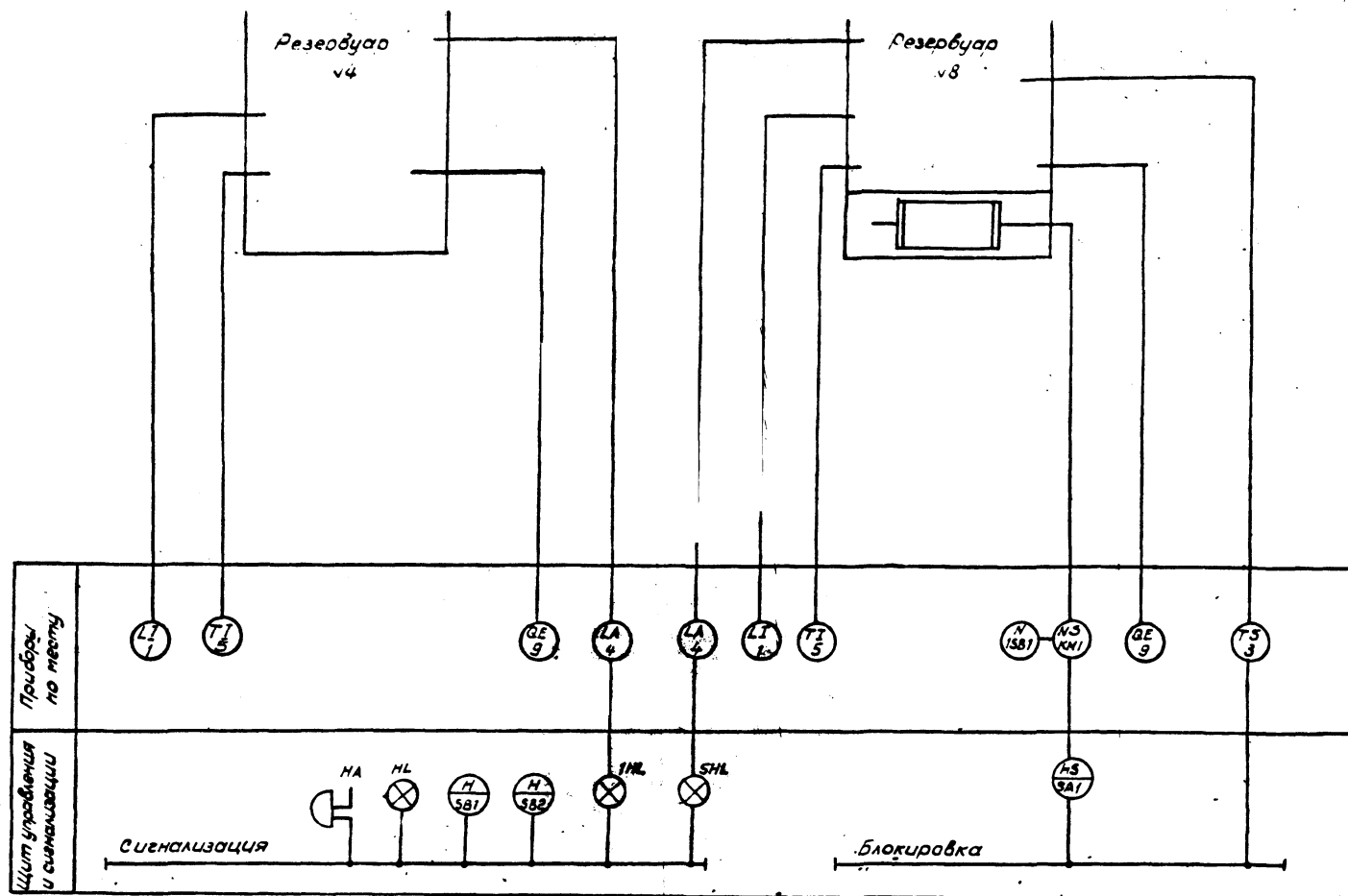
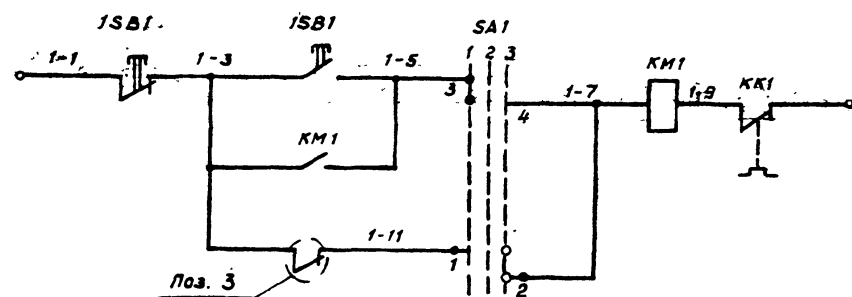


Схема управления электронагревателем



Управление электронагревателем	Местное
Управление электронагревателем	Автоматическое

Диаграмма переключателя управления SA1 (уп. 5311 с 23)

Положение	1	2	3
1-1	1	2	3
1-3	1	2	3
1-5	1	2	3
1-7	1	2	3
1-11	1	2	3

Поз. обознач.	Наименование	Кол.	Примечание
	Аппаратура, устанавливаемая по месту		
КМ1	Магнитный пускатель	1	Смотри электротехническую часть проекта
КК1	Тепловое реле	1	
ISB1	Кнопочный пост	1	
1	Уровнемер поплавковый УДЧ-10-113	2	
9	Проводотборник ПСР-3-123221	2	
4	Датчик уровня ДУМЗ-200М-1212	2	
5	Термометр ртутный ТТЧ41 240441	2	
5а	Оправа к термометру 24265 400 100	2	
3	Терморезистор ТУДЗ-9-45-В3Т4	1	
	Аппаратура, устанавливаемая в щите управления и сигнализации		
ЗА-1	Переключатель универсальный	1	
	УП 5311-С23	1	~ 500 В

1. Схема составлена на основании технологической части проекта.
2. Схема автоматизации дана для резервуаров №4 и №8 и аналогична для резервуаров №5-7 и №9-11.
3. Схема управления выполнена для электронагревателя №1 и аналогична для электронагревателей №2-4 с заменой первой цифры в маркировке цепей и аппаратуры на номер нагревателя.

Автор	Степанов	В.И.	Т.П.Р. 402-012-67.86	КА
Провер.	Степанов	В.И.		
Рис.	Степанов	В.И.		
И.контр.	Степанов	В.И.		
Нач.отд.	Степанов	В.И.		
Гл.инж.	Степанов	В.И.		
Приемные пункты по сбору отработанных нефтепродуктов	РП	1	1	
Схемы автоматизации и электрическая принципиальная	ГИПРОНЕФТЕТРАНС			
Варианты с электронагревателем				