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.

СФ 734-01

Альбом I Коп. А Берн

Типовое проектное решение

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.

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

Введен в действие
„Гипронефтетрансом"
Приказ № 123 от 1.04.85 г.

Разработан
проектным институтом
„Гипронефтетранс"

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

СФ 734-01

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 прожекторного освещения	16
Схема прожекторного освещения. Спецификация оборудования	17
Схема автоматизации принципиальная. Вариант с пароподогревом	18
Схема автоматизации и электрическая принципиальная. Вариант с электроподогревом	19

Копия верна

Альбом I

Инв. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. №

Типовой проектный институт

Привязан:

Инв. №:

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 (МИО) масел и смесей отработанных нефтепродуктов (СНО) в соответствии с ГОСТ 21046-81, хранения их и отгрузки в железнодорожные вагоно-цистерны для отправки на регенерацию на нефтеперерабатывающие заводы и маслорегенерационные 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°С, -30°С, -40°С.

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 - типовой проект №

площадка налива отработанных нефтепродуктов - типовой проект №

площадка приема отработанных нефтепродуктов - типовой проект №

Остальные сооружения приняты по типовым проектам.

резервуары для отработанных нефтепродуктов по типовым проектам №№ 704-1-49, 704-1-50, 704-1-51;

котельная по типовому проекту № 903-1-167;

дымовая труба по типовому проекту № 907-2-221;

комплекс механической очистки нефтесодержащих стоков по типовому проекту № 902-2-222;

резервуары для воды емкостью 250 м³ каждый по типовому проекту № 901-4-58.83;

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 грузопотока и противопожарного обслуживания нефтебазы

С этой целью предусматривается круговой проезд и места стоянки транспорта у рамп 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 также 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 высаживается кустарник.

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 МИО в резервуарах проект выполнен в двух вариантах с пароподогревом и электроподогревом.

Поступающие в бочкотаре масла групп ММО и МИО перед сливом в приемные резервуары подогреваются острым паром. Нефтепродукты группы СНО сливаются без подогрева.

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

Нач.сект.	Рыбаков		09.85	ТП 402-012-63.86		ПЗ
Нач.техн.п.	Бунтин		09.85			
Нач.эл.техн.п.	Дорогородцев		09.85			
Нач.сектор.	Забулонов		09.85	Общая пояснительная записка	Стадия	Лист	Листов
Н.контр.	Александрова		09.85			1	8
Гл.спец.пр.					Госкомнефтепродукт СССР ГИПРОНЕФТЕТРАНС г. Волгоград	
Гл.инж.пр.	Растрыгин		09.85			
Гл.инж.пр.	Новиков		09.85			

Типовое проектное решение

Альбом I

Копия верна

Инв. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. №

Режим работы пунктов односменный.

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 принято по восемь резервуаров емкостью, соответственно, по 100, 200 и 300 м³ каждый. Объем емкости принят из расчета годовой её оборачиваемости равной 7; количество резервуаров для каждой группы принято с учетом проведения отстоя нефтепродуктов от воды и механических примесей и последующей зачистки.

Оборудование к резервуарам принять 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 её 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 автомобилей на площадку или обратно.

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

Каждый из стендов представляет собой сварную металлическую конструкцию рамного типа на одновременный 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 горизонтали и при нижнем положении горловины, обеспечивается полное истечение нефтепродукта из неё.

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 радиально просверленными отверстиями для выхода пара. Патрубок соединен с пароораспределительным устройством гибким резино-тканевым рукавом и проходным краном.

Грелку погружают в бочку при верхнем положении горловины и, зафиксировав её, поворачивают бочку на опорах так, чтобы горловина оказалась в нижнем положении. После этого пар подают 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 стенда имеют отражатели.

На стенды бочки укладываются с помощью грузозахватных устройств и электроталей, перемещаемых по монорельсам. На первую секцию стендов бочки укладываются с помощью электропогрузчика с захватным устройством, позволяющим бочки из вертикального положения ставить в горизонтальное.

Грузозахватное устройство представляет собой конструкцию из двух щек, соединенных между собой одним шарниром с роликоблоком и канатом. Захват бочки осуществляется при натяжении каната, отпуск - при ослаблении каната в момент установки бочки на стенд. 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 днищ отведены патрубки к насосам. Приемная горловина резервуаров перекрыта съемной рамкой с сеткой № 02 по ГОСТ 3584-73*, предназначенной для фильтрации принимаемых нефтепродуктов. Для предохранения фильтрующей сетки от механических повреждений поверх неё укладывается съемная металлическая решетка.

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

Для слива нефтепродуктов из автоцистерн самотеком или при помощи насосов 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 вагоно-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 ШВО-6-36/2,5, предназначенные для налива нефтепродуктов в вагоно-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 создать взрывоопасные концентрации с воздухом, электродвигатели к насосам приняты во взрывобезопасном исполнении.

Типовой

Инв. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. №

Копия 62 экз

Альбом I

Типовое проектное решение

3.5 Отгрузка нефтепродуктов

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

Конструкция устройства для верхнего налива представляет собой стояк Ду 100мм с резино-тканевым рукавом и подъемно-поворотным устройством все сборочные узлы стояка закрепляются на монтажной колонне посредством кронштейнов и хомутов. Подъемно-поворотное устройства 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 густой 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 густой 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 наборные элементы груза весом по 10кг. Посредством 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 с площадку, а верхним приваривается к настилу площадки обслуживания эстакады посредством кронштейна. Для предотвращения искрообразования при трении направляющие башмаки рамы контргруза выполнены из алюминия.

Укосина представляет собой сварную конструкцию из трубы с оголовком, шарнирно соединенную с поворотным шарниром посредством оси и втулки. К свободному концу траверсы посредством приварной петли закрепляется подвеска с полухомутом, к которому подсоединяется ложе для рукава. 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 ф 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 Ду 100, закрепленную к монтажной колонне посредством приварных кронштейнов. К верхнему концу стояка посредством штуцера подсоединяется резино-тканевый рукав Ду 100 с наконечником. Для отключения подачи нефтепродукта на стояке устанавливается задвижка с ручным управлением. Для отвода статического электричества от наконечника и рукава предусматривается спиральная навивка из медной проволоки.

3.6 Технологические трубопроводы.

Проектируемая сеть трубопроводов предусматривает выполнение следующих операций:

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

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

налив нефтепродуктов в железнодорожные вагоны-цистерны.

Каждая группа отработанных нефтепродуктов перекачивается по индивидуальным трубопроводам.

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

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

Трубы приняты по ГОСТу 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 изоляцией согласно ГОСТ 9.019-74,* в каналах и надземной - масляной краской за два раза (до монтажа гибких нагревательных элементов).

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

Компенсация температурных удлинений осуществляется за счет углов 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 21046-81: 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:

Инв. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. №

сигнализация о достижении аварийного уровня и автоматическое регулирование температуры масла в приемных резервуарах;

защита калориферов от замораживания;

(приборы поз. 1, 3, 4, 6, 7, 9 заказываются при привязке типового проекта резервуара, поз. 3 - для варианта с электроподогревом, поз. 7 - для варианта с пароподогревом.)

для разгрузки бочек с автомобилей 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 стендов предусмотрен при помощи электроталей, подвешенных к монорельсам.

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 производст процесса	Примечание
	Административно-хозяйственный персонал			
1	Начальник приемного пункта	1	I а	
2	Старший бухгалтер	1	I а	
3	Механик	1	I б	
4	Завхоз - кладовщик	1	I б	
	Итого	4	-	
	Производственный персонал			
1	Машинист-оператор IV р	2	III а	
2	Слесарь-рабочий III р	1	III а	
3	Водитель эл погрузчика	1	I б	
4	Электрослесарь IV р	1	I б	
	Итого:	5	-	
	Лаборатория			
1	Лаборант	1	I б	
	Охрана			
1	Вахтер-стрелок	4	I а	
	Всего:	14	-	

Примечание. Штатное расписание котельной принимается в соответствии с типовым проектом котельной, входящим в состав данного проекта а 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, -40°С

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

Теплоносителями являются

а) перегретая вода с параметрами. 130-70°С;

б) пар давлением Рраб-0,7 кгс/см²,

в) пар давлением Рраб =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 Рраб = 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 Рраб = 5 кгс/см 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 IV категории

Монтаж трубопроводов горячей воды, пара и конденсата производить в соответствии с требованием СНиП III-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-56 по трем слоям шпатлевки марки Э-0010.

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 матами минераловатными прошивными в обкладке из стеклоткани по ГОСТ 21880-76.

В качестве покровного слоя применить:

при прокладке трубопроводов в непроходных каналах стеклопластик 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-1/9ж.

При подаче тепла на площадку пункта от стороннего источника тепла, размещаемая на плане котельная аннулируется, 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 паропроводы 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, слив площадок налива и слива отработанных нефтепродуктов.

Копия верна

Альбом I

Типовой проектное решение

Инв. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. №

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 проектам 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 ф 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-3АИ, 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 ЖСО) на м² площади горения резервуара емкостью 300 м³ и составляет соответственно 5,64 л/с и 0,38 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. 901-4-58.83. 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 ф 200. Перед водоразборным колодцем устанавливается колодец с задвижкой, штурвал которой вывести под крышку люка.

Запас пенообразователя принимается трехкратным и составляет 1,30 м³. Для хранения пенообразователя предусматривается металлический горизонтальный резервуар емкостью 5 м³ тип. пр. 704-1-159.83. Резервуар установлен подземно и оборудован устройством для забора пенообразователя, вентиляционным патрубком, штуцерами 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 ф 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.

Суточные расходы ливневых стоков подсчитаны по формуле:

$$W_{сут} = H_{сут} \cdot \varphi \cdot F,$$

где $H_{сут}$ - 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 средней полосы составляет 7 мм;

φ - 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 выпускной трубе в трап-колодце устанавливается хлопушка.

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 2.04.02-84
2. Производственные нужды	22.8	7.5	4.0	согласно технологической части проекта
3. Пополнение противопожарного запаса воды	92.50	3.85	1.07	СНиП II-106-79
II Канализация				
4. Бытовые стоки	2.6	1.7	2.5	СНиП II-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

Копия верна

Альбом I

Типовое проектное решение

Инв. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. №

Разница в расходах воды на производственные нужды и производственных стоков объясняется за счет потерь воды на полив зеленых насаждений в объеме 2,0 м³/сут; 0,5 м³/ч; 0,4 л/с и безвозвратных потерь в тепловой сети и котельной в объеме 9,6 м/сут.

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

нефтепродукты (масла) - до 1000 мг/л;
взвешенные вещества - до 600 мг/л
БПК₂₀ - до 200 мг

Для очистки производственно-ливневых стоков предусматриваются очистные сооружения в составе комплекса механической очистки производительностью 3 л/с или 259 м³/сут.

Комплекс механической очистки принят типовой по тип. пр. 902-2-222 и, состоит из отстойника и 2-х ступенчатого фильтра. Для сбора уловленного нефтепродукта в составе типового проекта предусматривается колодец-сборник с отстойной частью. По мере накопления и отстаивания в колодце-сборнике нефтепродуктов, последние закачиваются в технологические резервуары. Для удаления осадка предусматривается передвижной насос НЦС-3 и емкость для осадка (бадья) W= 1,7 м³, 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 промпредприятия с качественной характеристикой:

нефтепродукты - 4÷6 мг/л;
взвешенные вещества - до 10 мг/л;
БПК₂₀ - 20 мг/л.

Сети производственно-ливневой канализации проектируются из керамических труб по ГОСТ 286-82 и чугунных труб по ГОСТ 9583-75 ф 150, 200 мм. На выпусках из парка зданий на сети устраиваются колодцы с гидрозатвором. В резервуарном парке предусматривается трап-колодец с хлопушкой.

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, МИО и ММО соответственно с температурой вспышки паров до 28°С, 100, 120°С.

Степень огнестойкости зданий и сооружений (по табл. 1 СНиП II-2-80) категории производств по взрывопожароопасности (табл. 1 СНиП II-90-81 и „Классификация производств предприятий Госкомнефтепродукта СССР по взрывопожарной и пожарной опасности, утвержденная Госкомнефтепродуктом СССР 29 июля 1983г) и классификация взрыво и пожароопасных установок (помещений) по ПУЭ приведены в таблице.

Здания и сооружения	Степень огнестойкости (табл. 1 СНиП II-2-80)	Категория производств по взрывопожароопасности (табл. 1 СНиП 2-90-81)	Класс взрыво и пожароопасности (зона) по ПУЭ
1	2	3	4
1. Резервуары для хранения отработанных нефтепродуктов с t° вспышки: до 28°С	II	А	В-Iг (в пределах обвалования)
2. Площадка приема отработанных нефтепродуктов	II	А	В-Iа
3. Площадка налива отработанных нефтепродуктов	II	А	В-Iг
4. Комната анализов	I	Г	норм.
5. Котельная	II	Г	норм.
6. Комплекс механической очистки	II	А	В-I

Расстояния от зданий и сооружений приемного пункта с взрыво и пожароопасными производствами до зданий и сооружений соседних промпредприятий 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 ЗЛ-до зданий и сооружений с пожаровзрывоопасными производствами должно быть не менее 1,5 высоты опоры.

На территории приемного пункта предусмотрен 1 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-106-76, 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. Расстояние от стенок резервуаров до подошвы обвалования принято не менее 3 м.

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

Здания и сооружения приняты не ниже II степени огнестойкости.

В соответствии со степенью огнестойкости подобраны по пределу огнестойкости конструкции.

Для тушения пожара принята передвижная установка.

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

Пожаровзрывобезопасность электроустановок обеспечивается:

выбором кабелей, аппаратов и другого электрооборудования в исполнении соответствующие условиям среды;

выполнение молниезащиты II категории по СН 305-77 для резервуарного парка, площадок налива и приема отработанных нефтепродуктов.

выполнение молниезащиты III категории по СН 305-77 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.

Копия верна
Альбом I
Типовое проектное решение
Инв. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. №

Копия верна

Альбом I

Типовое проектное решение

6. Электротехническая часть.

6.1. 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 автоматами АЕ 2050 установленными в щитовой подсобно-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 ШУ, которые поступают комплектно, а электронагревателей трубопроводов из операторной по мере необходимости.

Расчет нагрузок для всех вариантов приведен в таблице.

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

6.2. 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.

6.3. Электрический обогрев резервуаров и трубопроводов

В настоящем типовом проекте система электрического подогрева нефтепродуктов в резервуарах и технологических трубопроводов выполнена на основании „Рекомендаций по комплексному электроподогреву вязких нефтепродуктов на нефтебазах ТАО.052.800 и дополнения к ним ТАО.052.801, разработанных СКБ „Транснефтеавтоматика".

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

В проекте предусмотрен режим разогрева до предельной температуры 35°С ÷ 45°С и характеризуется периодическим включением нагревателей, разогревом технологического оборудования от температуры окружающей среды до t 35°С ÷ 45°С.

Расчет нагрузок приведен в таблице ниже.

Схема установки электронагревательного оборудования приведена на странице 15.

Расчет нагрузок

Заметки	Мощность прием. пункта т/год	Пароподогрев 1ПР $P_у$	Пароподогрев 1ПР $P_р$	Пароподогрев 2ПР $P_у$	Пароподогрев 2ПР $P_р$	Электроподогрев 1ПР $P_у$	Электроподогрев 1ПР $P_р$	Электроподогрев 2ПР $P_у$	Электроподогрев 2ПР $P_р$	$\cos\varphi$	$tg\,\varphi$	Коэффициент использования $K_и$	Коэффициент максимума $K_м$	Максимальная нагрузка Активная $P_м$ кВт	Максимальная нагрузка Реактивная $Q_м$ кВар	Максимальная нагрузка Полная $S_м$ кВ.А	Годовой расход электроэнергии тыс. кВт час с пароподогревом	Годовой расход электроэнергии тыс. кВт час с электроподогревом	Тип пункта распределительного 1ПР	Тип пункта распределительного 2ПР
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	—	ПР11-7124-2143	ПР11-7120-2143
2		—	—	—	—	65.375	38.9	27.62	57.25	0.92	0.426	0.7	1.1	59	22.8	63.3	—	108.3	— » —	ПР11-7124-2143
3	10	65.375	38.9	57.78	34.7	—	—	—	—	0.86	0.593	0.7	1.11	42	22.4	47.6	77.1	—	— » —	ПР11-7120-2143
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	— » —	ПР11-7124-2143
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	—	— » —	ПР11-7120-2143
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	— » —	ПР11-7124-2143

6.4. 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 Б-1Г) относится ко II категории, все остальные сооружения к третьей категории.

Защитное заземление выполняется для каждого проекта самостоятельно 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 масел: вариант с пароподогревом и вариант с электроподогревом.

Проектом предусматривается:

1. Вариант с пароподогревом:
- местный контроль уровня и температуры в резервуарах;
- местный полуавтоматический 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 полуавтоматический 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 подсобно-производственном блоке (см. т.п. „Подсобно-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 пульта пожарной сигнализации ППС-1, установленного в караульном помещении подсобно-производственного блока до здания котельной с установкой тепловых извещателей типа УТМ в котельном зале.

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

8.2. Телефонизация

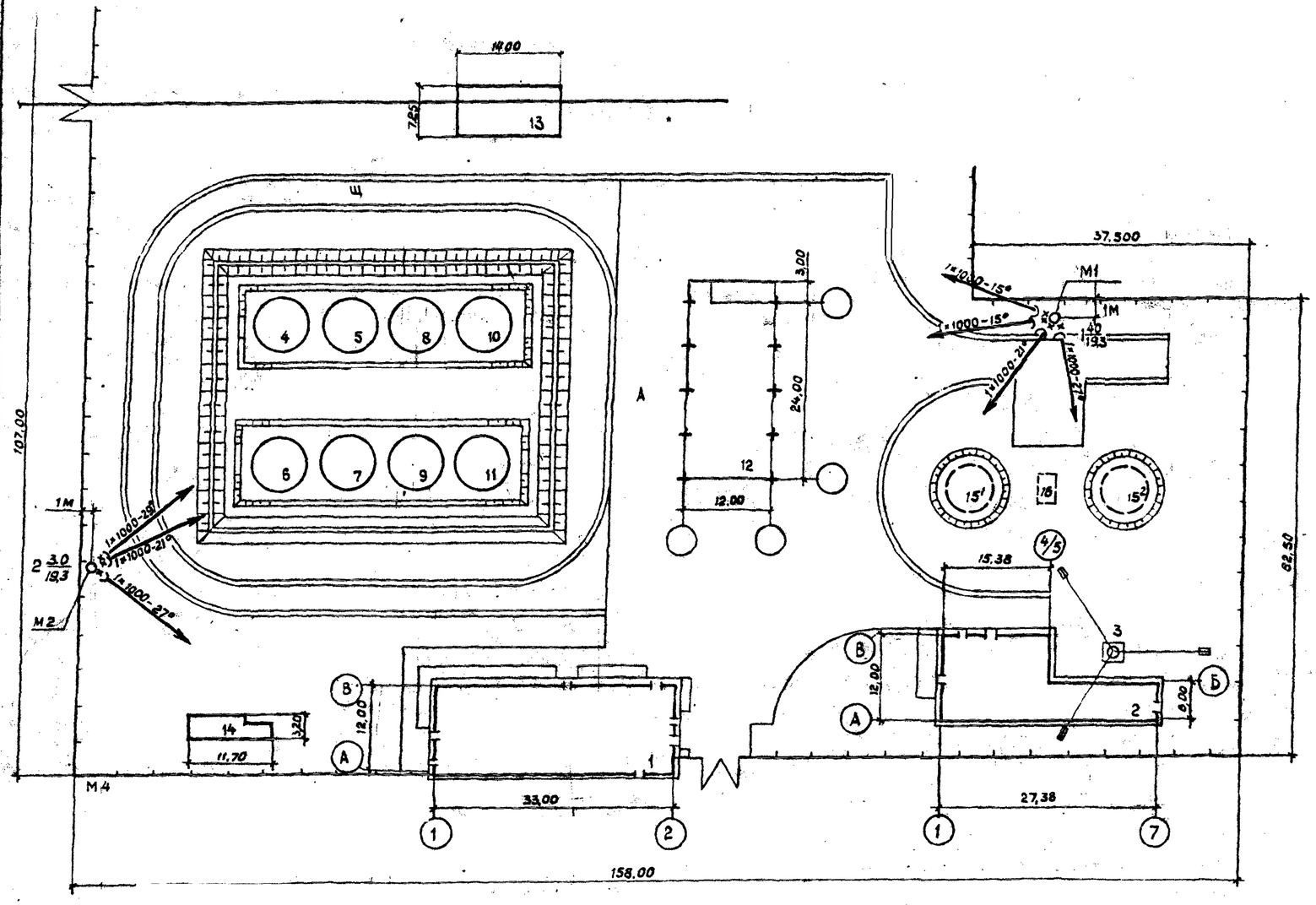
Для телефонизации объектов приемного пункта проектом предусмотрена прокладка двух кабелей ПРППМ 2×0.8 от АТС-10 и одного кабеля от телефонной коробки в здании подсобно-производственного блока. Два кабеля проложить до здания котельной с установкой в котельном зале двух телефонных аппаратов системы АТС 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 20м от места открытого налива.

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

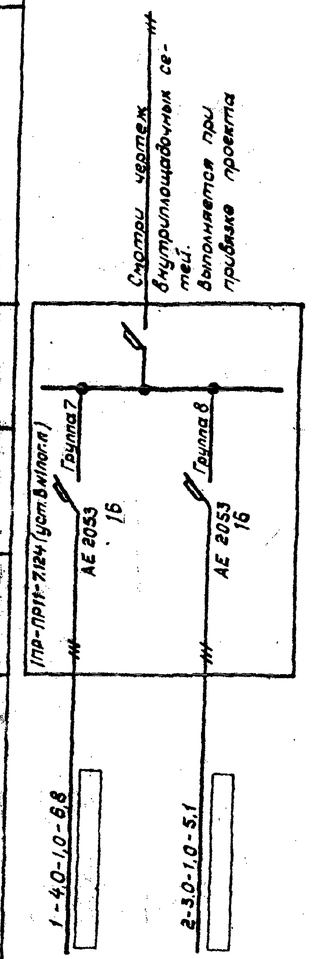
Копия верна

Альбом I

Типовые проектные решения



Источник питания			
Маркировка-расчетная нагрузка, квт-коэффициент мощности-расчетный ток, А		Длина участка, м - марка и сечение проводника	
Питающий пункт; номер на плану; тип	Аппарат защиты	Тип-ток расцепителя, А	
	Выключатель автоматический	Тип-ток расцепителя, А	
	Пускатель магнитный	Тип-ток нагревателя, А	
Сеть освещения территории	Маркировка-расчетная нагрузка квт-коэффициент мощности-расчетный ток А	Длина участка м - марка и сечение проводника	
	Установленная мощность, квт	4,0	3,0
	Назначение линии	Прожекторное освещение	



Экспликация зданий и сооружений

N по генплану	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 нефтепро-	
	дуктов	
13	Площадка налива отработанных нефтепро-	
	дуктов	
14	Комплекс механической очистки н/стоков	т.п.902-2-222
15¹·²	Резервуар для воды емк. 250 м³	т.п.901-4-68.83

Экспликация зданий и сооружений (продолжение)

N по генплану	Наименование	Примечание
16	Подземный стальной резервуар для пенообразователя	т.п.704-1-159.83

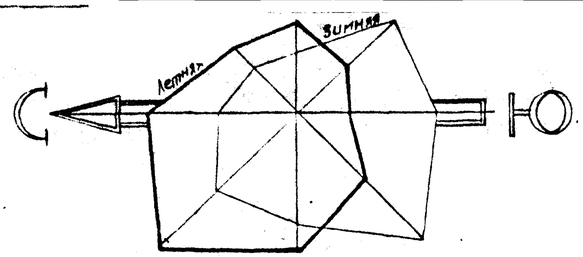
Разраб.	Маркова		09.85	ТПР 402-012-67.86			30
Провер.	Хорошилин		09.85				
Рук.гр.	Волков		09.85				
Н.контр.	Куканова		09.85				
Нач.отд.	Шрекендорф		09.85				
Гл.инж.пр.	Новиков		09.85	Приемные пункты по сбору отработанных нефтепродуктов на 5, 10, 15 тысяч тонн в год	Стадия	Лист	Листов
						1	1
				Схема прожекторного освещения	Госкомнефтепродукт СССР ГИПРОНЕФТЕТРАНС г. Волгоград		

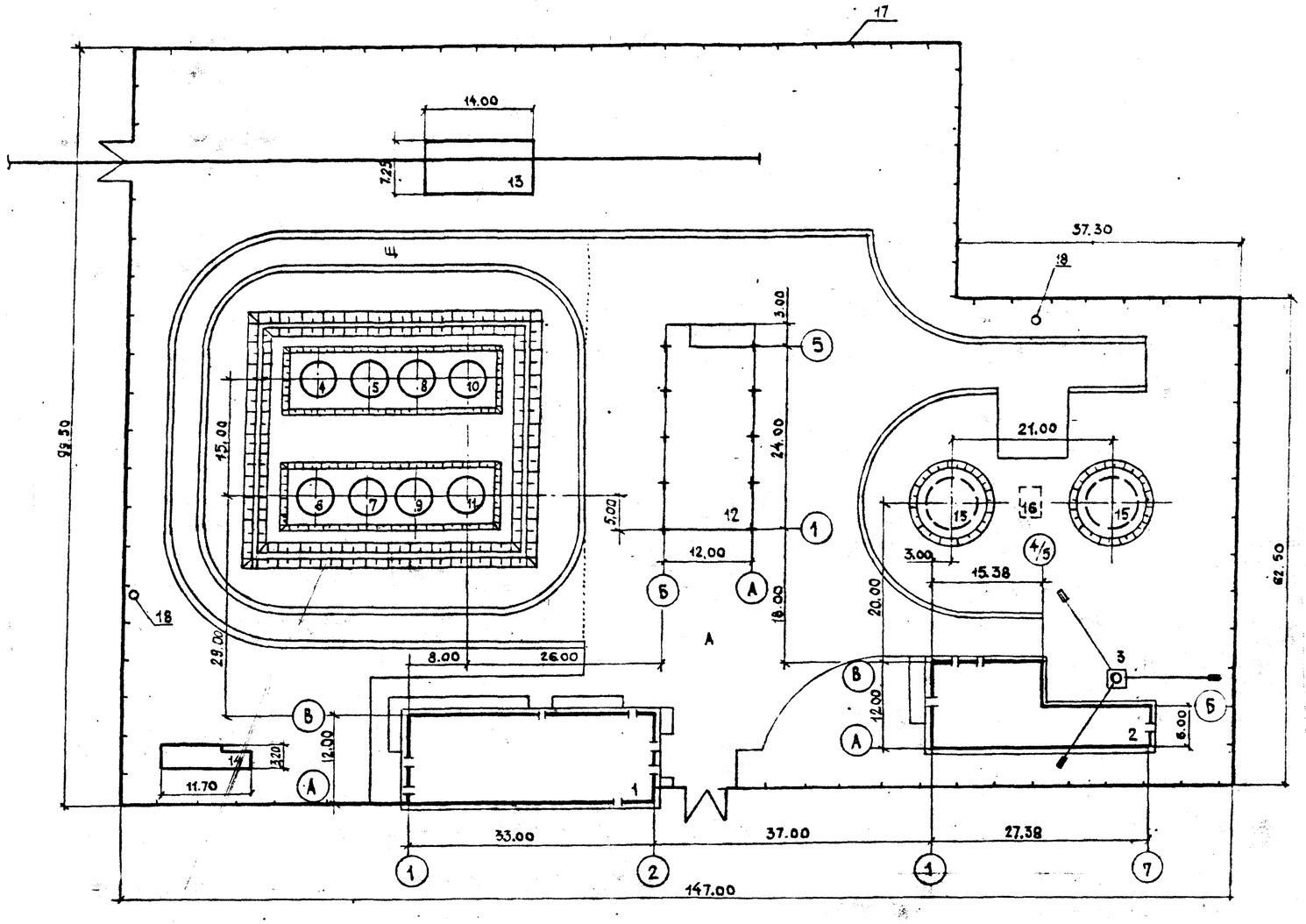
Инв.№ подл. | Подпись и дата | Взам.инв.№

Копия верна

Альбом I

Типовое проектное решение





Экспликация зданий и сооружений

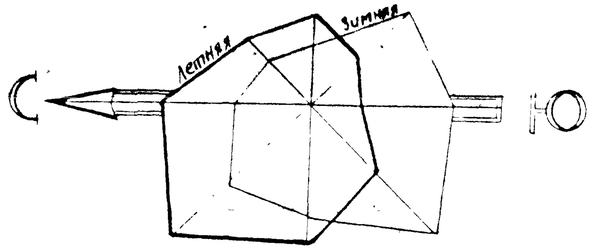
№ по генплану	Наименование	Шифр проекта	Примечание
1	Подсобно-производственный блок		
2	Котельная	т.п. 903-1-167	
3	Дымовая труба	т.п. 901-2-221	
4÷7	Стальной вертикальный резервуар емк. 100 м³	т.п. 704-1-49	
	для хранения СНО	то же	4 шт.
8,9	то же для хранения ММО	"	2 шт.
10,11	" для хранения МИО	"	2 шт.
12	Площадка приема отработанных нефтепродуктов		
13	Площадка налива отработанных нефтепродуктов		
14	Комплекс механической очистки нефтестоков	т.п. 902-2-222	
15	Резервуар для воды емк. 250 м³	т.п. 901-4-58.83	2 шт.
16	Подземный стальный резервуар для	т.п. 704-1-159.83	
/	пенообразователя		
17	Ограда	3.017-1	
18	Прожекторные мачты	т.п. 3.407-108	

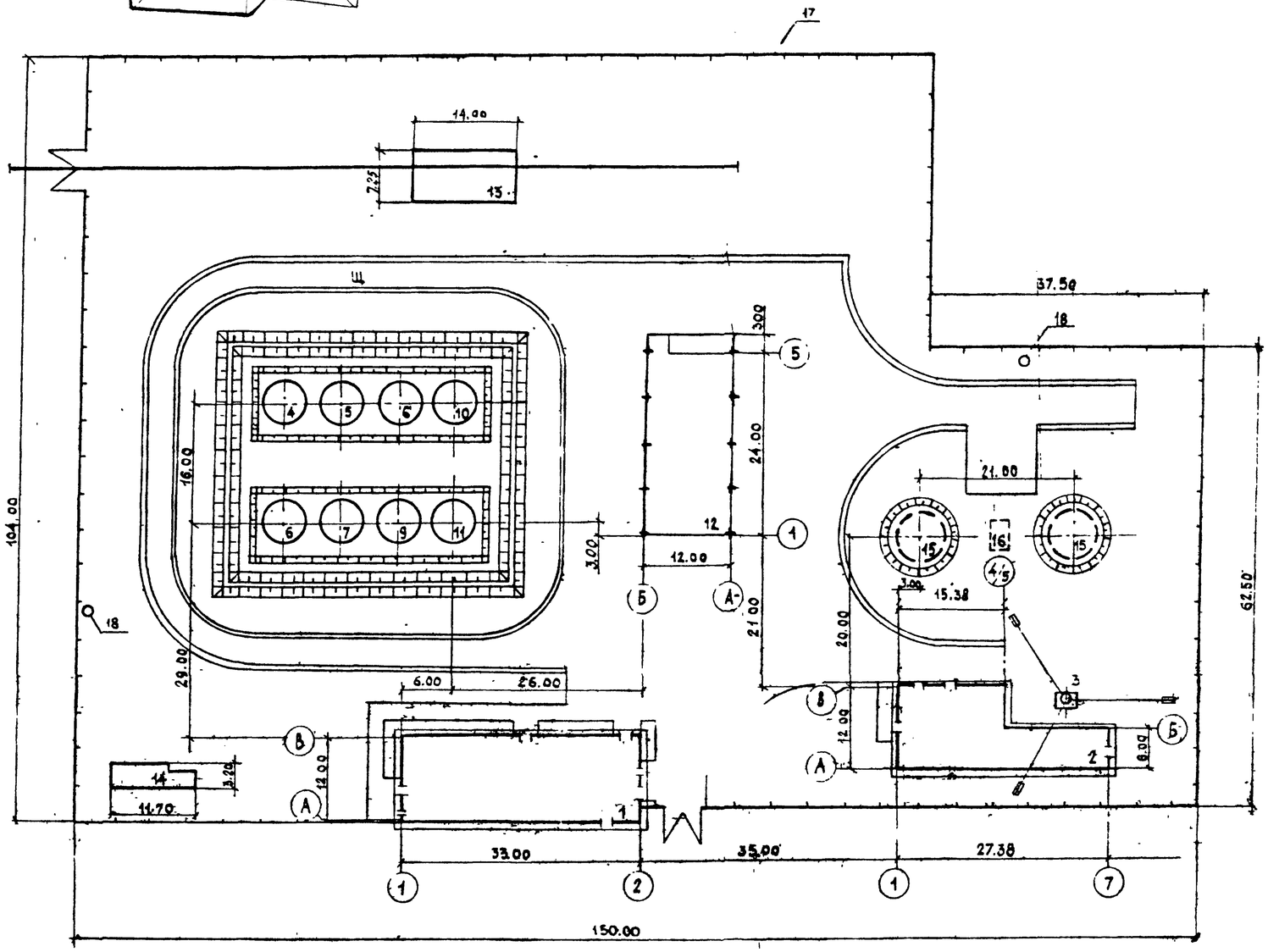
Показатели по генплану

Площадь участка	–	1,32 га
Площадь застройки	–	2591.4 м²
Плотность застройки	–	20,0%
Площадь озеленения	–	1985,85 м²

Разраб.	Нестерова		09.85	ТПР 402-012-63.86 ГП			
Провер.	Наливайко		09.85				
Рук. гр.	Захаров		09.85				
Н. контр.	Фрайтович		09.85				
Нач. сект.	Наливайко		09.85				
Нач. отд.	Сивалов		09.85	Приемные пункты по сбору отработанных нефтепродуктов 5, 10, 15 тысяч тонн в год	Стадия	Лист	Листов
Гл. инж. пр.	Новикова		09.85			1	3
				Схема генплана приемного пункта по сбору отработанных нефтепродуктов 5 тысяч тонн в год.	Госкомнефтепродукт СССР ГИПРОНЕФТЕТРАНС г. Волгоград		

Инв. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. №





Экспликация зданий и сооружений

№ по ген-плану	Наименование	Шифр проекта	Примечание
1	Подсобно-производственный блок		
2	Котельная	т.п.903-1-187	
3	Дымовая труба	т.п.907-2-221	
4÷7	Стальной вертикальный резервуар емк. 200 м³	т.п.704-1-60	
	для хранения СНО	то же	4 шт
8,9	то же для хранения ММО	"	2 шт.
10,11	" для хранения МИО	"	2 шт.
12	Площадка приема отработанных нефтепродуктов		
13	Площадка налива отработанных нефтепродуктов		
14	Комплекс механической очистки ливнестоков	т.п.902-2-222	
15	Резервуар для воды емк. 250 м³	т.п.901-4-58.83	2 шт.
16	Подземный стальной резервуар для		
	пенообразователя	т.п.704-1-159.83	
17	Ограда	3.017-1	
18	Прожекторные мачты	т.п. 3.407-108	

Показатели по генплану

Площадь участка	–	1,40 га
Площадь застройки	–	2813,65 м²
Плотность застройки	–	20,03%
Площадь озеленения	–	2106,56 м²

Разраб.	Нестерова		09.85
Провер.	Наливайко		09.85
Рук. гр.	Захаров		09.85
Н.контр.	Фаизтдинов		09.85
Нач.сект.	Наливайко		09.85
Нач.отд.	Сивалов		09.85
Гл.инж.пр.	Новиков		09.85

ТПР 402-012-63.86 ГП

Приемные пункты по сбору отработанных нефтепродуктов 5,10,15 тысяч тонн в год.

Схема генплана приемного пункта по сбору отработанных нефтепродуктов 10 тыс. тонн в год.

Стадия	Лист	Листов
	2	

Госкомнефтепродукт СССР
ГИПРОНЕФТЕТРАНС
г. Волгоград

Типовое проектное решение

Альбом I

Копия верна

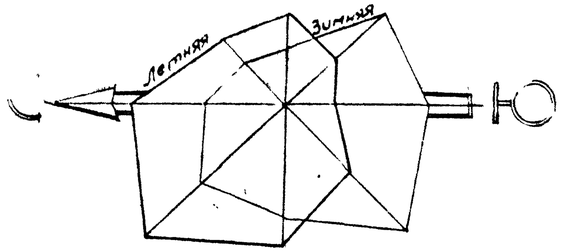
Инв. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. №

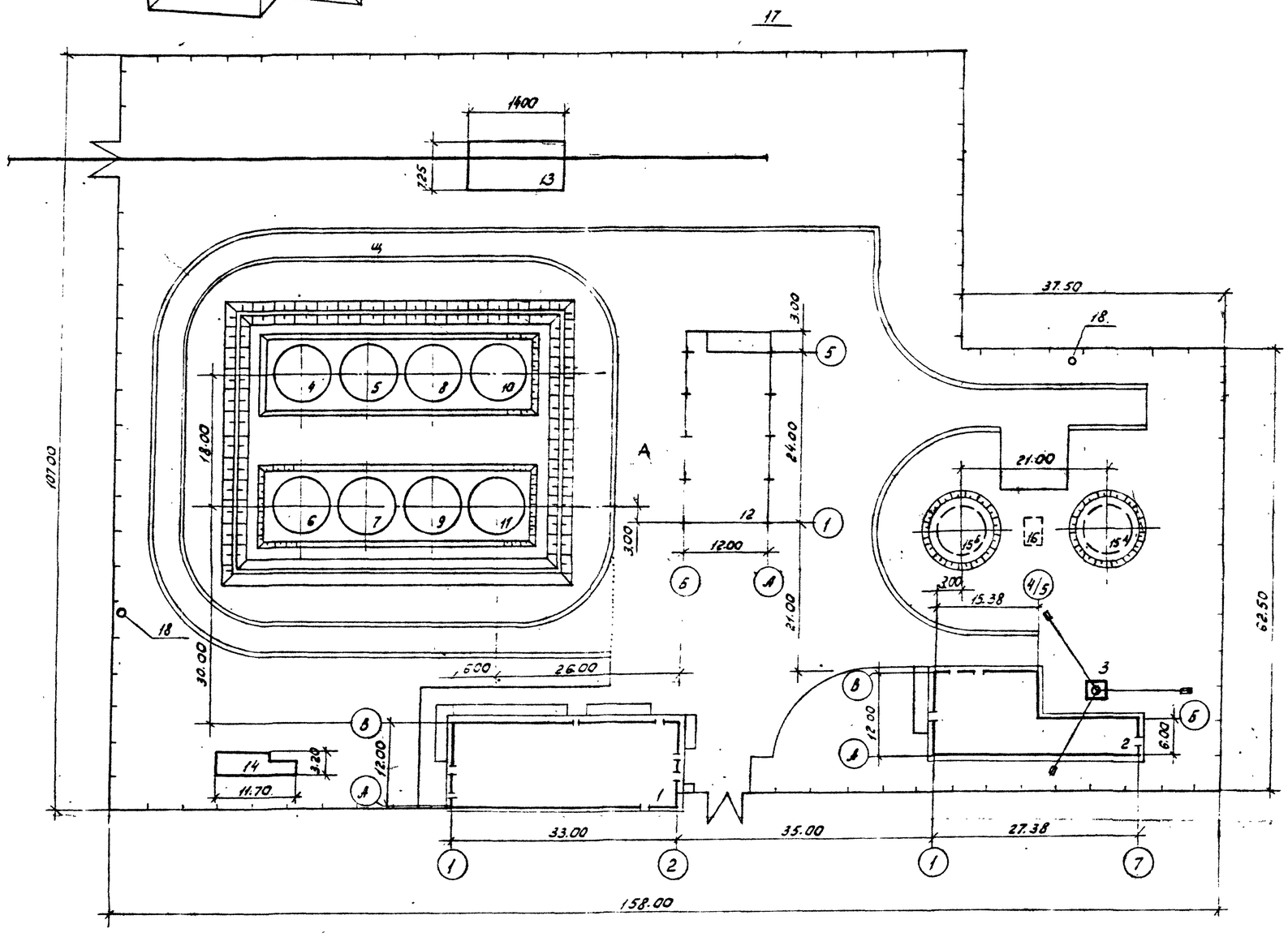
Альбом I

Копия

Инв. № подл. | Подп. и дата

Типовое проектное решение





Экспликация зданий и сооружений

№ по ген-плану	Наименование	Шифр проекта	Примечание
1	Подсобно-производственный блок		
2	Котельная	т.п.903-1-167	
3	Дымовая труба	т.п. 907-2-221	
4÷7	Стальной вертикальный резервуар емк.200м³	т.п. 704-1-51	
5	для хранения СНО	то же	4 шт
8,9	то же для хранения ММО	"	2 шт
10,11	для хранения МНО	"	2 шт
12	Площадка приема отработанных нефтепродуктов		
13	Площадка налива отработанных нефтепродуктов		
14	Комплекс механической очистки м/стоков	т.п. 902-2-222	
15	Резервуар для воды емк. 250м³	т.п. 901-4-58.83	2 шт
16	Подземный стальной резервуар для пенообразователя	т.п. 704-1-159-83	
17	Ограда	3.017-1.	
18	Прожекторные мачты	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		09.85
Провер.	Малобойко		09.85
Рук. гр.	Захарев		09.85
Н.контр.	Фрайнович		09.85
Нач. сект.	Малобойко		09.85
Нач.отд.	Соболев		09.85
Главн.пр.	Новиков		09.85

ТПР 402-012-63.86 ГП

Приемные пункты по сбору отработанных нефтепродуктов 5, 10, 15 тысяч тонн в год. Схема генпланов.

Стадия	Лист	Листов
	3	

Схема генплана приемного пункта по сбору отработанных нефтепродуктов 15 тыс. тонн в год.

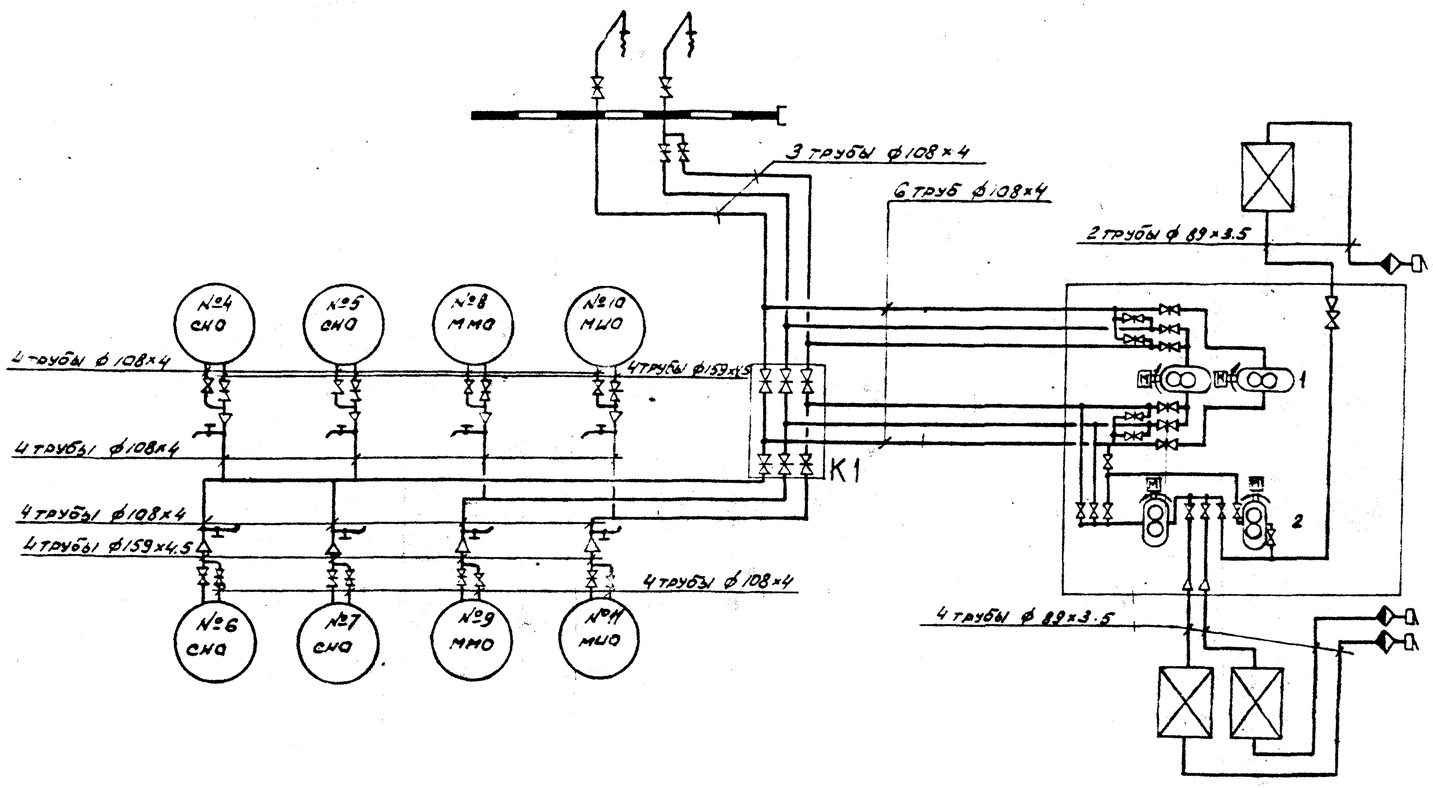
Госсанэнефтепродукт СССР
ГИПРОНЕФТЕТРАНС
г. Волгоград

СФ 774-01

Альбом I Копия без

Типовое проектное решение

Принципиальная схема технологических трубопроводов



Спецификация насосного оборудования

Марка поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг	Примечание
1	Ш 80-6-36/6-1	Насос шестеренный			
		Q=36 м³/ч P=0.6 МПа			
	ВАО-71-6	с электродвигателем			
		N=17 кВт; n=980 об/мин	2	427	
2	Ш 8-25-58/2.5-1	Насос шестеренный			
		Q=58 м³/ч H=0.25 МПа			
	390L4	с электродвигателем			
		N=2.2 кВт n=1450 об/мин	2	92	

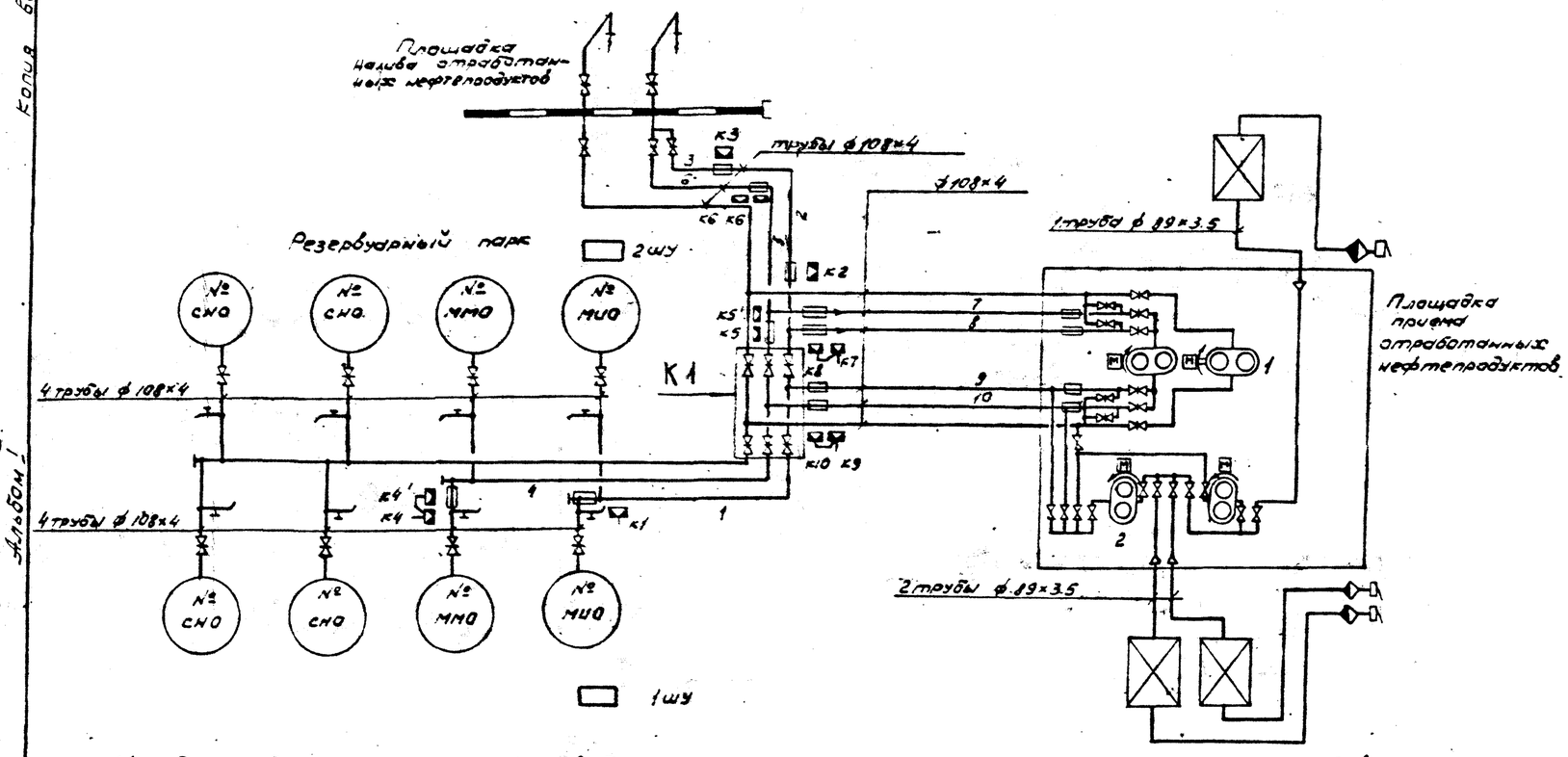
Условные обозначения:

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

Разраб.	Курылева		09.85	ТПР 402-012-63.86 ТХ			
Провер.	Втюрин		09.85				
Рук.гр.	Втюрин		09.85				
Н.контр.	Александрова		09.85				
Нач.отд.	Бутенко		09.85				
Гл.инж.пр.	Новиков		09.85	Приемные пункты по сбору отработанных нефтепродуктов 5,10,15 тысяч тонн в год.	Стадия	Лист	Листов
						1	1
				Принципиальная схема технологических трубопроводов	Госкомнефтепродукт СССР ГИПРОНЕФТЕТРАНС г. Волгоград		

Инв.№подл. | Подпись и дата | Взам.инв.№

Схема установки электронагревательного оборудования



Распределение гибких нагревателей по участкам трубопроводов

Номер участка трубопровода	Диаметр трубопровода	Длина трубопровода	Способ прокладки	Количество нагревателей	Условное обозначение нагревателей	Мощность на участке трубопровода
	мм	м		шт		квт
1	108	27.12	П2	2	ЭНГЛ 180-1.63/220-и 27.12 ТУ63 РСФСР3-76	3.26
2		13.52	П2	2	ЭНГЛ 180-0.82/220-и 13.52 ТУ 63 РСФСР-76	1.64
3		3.32	П2	2	ЭНГЛ 180-0.2/220-и 3.32 ТУ 63 РСФСР-76	0.4
4		27.12	П2	2	ЭНГЛ 180-1.63/220 и 27,12 ТУ63 РСФСР-76	3.26
5		13.52	П2	2	ЭНГЛ 180-0.82/220 и 13.52 ТУ63 РСФСР-76	1.64
6		9.36	С-330	2	ЭНГЛ 180-0.82/220 и 13.52 ТУ63 РСФСР-76	1.1
7		22	С-430	2	ЭНГЛ 180-1.63/220 и 27.12 ТУ63 РСФСР-76	2.64
8		22	С-430	2	ЭНГЛ 180-1.63/220 и 27.12 ТУ63 РСФСР-76	2.64
9		22	С-430	2	ЭНГЛ 180-1.63/220 и 27.12 ТУ63 РСФСР-76	2.64
10		22	С-430	2	ЭНГЛ 180-1.63/220 и 27.12 ТУ63 РСФСР-76	2.64

Исходные данные по трубопроводам

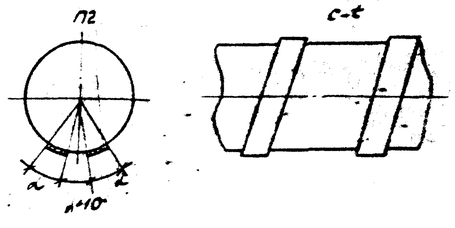
Расчетные данные	Участки 1-2-3	4-5-6	7	8	9	10
Диаметр D мм	108	108	108	108	108	108
Температура разогрева нефтепродукта $t°_н$	40	40	40	40	40	40
Температура окружающего воздуха $t°_в$	-10	-10	-10	-10	-10	-10
Расчетная удельная мощность $P_у$ вт/м	130	130	130	130	130	130
Длина трубопровода $L+10$ Lм	55	60	22	22	22	22

Спецификация оборудования

Марка, поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг	Примечание
		Электронагреватель ЭНГЛ-180-1.63/220-и 27.12 ТУ63 РСФСР-76	12	5.56	
		ЭНГЛ-180-0.82/220-и 13.52 ТУ63 РСФСР-76	6	2.29	
		ЭНГЛ-180-0.2/220-и 3.32 ТУ63 РСФСР-76	2	0.68	
		Коробка клеммная У614	13	2.6	
		Профиль монтажный К238УЗ	7	3.09	
		Ввод гибкий К-1082 У3	30	0.55	

1. Монтаж ЭНГЛ выполнить в соответствии с ТАО.052.801 „Обобщение и систематизация типовых схем управления и терморегулирования с разработкой каталога средств комплексного электроподогрева.
2. Место установки шкафов 1шу, 2шу определить при привязке проекта
3. При выборе электронагревателей рассмотрены параметры, приведенные в таблице исходных данных по трубопроводам.
4. Способы прокладки П2, С-t указаны на чертеже

Способы прокладки



Разраб.	Маркова		09.85	ТПР 402-012-67.86 ЭМ
Провер.	Харлашин		09.85	
Рук. гр.	Волков		09.85	
Н. контр.	Куканова		09.85	
Нач. отд.	Цуфетородзе		09.85	Приемные пункты по сбору отработанных нефтепродуктов на 5,10,15 тыс. тонн в год
Гл. инж. пр.	Новиков		09.85	

Стадия	Лист	Листов
	1	1

Схема установки электронагревательного оборудования

Госкомнефтепродукт СССР ГИПРОНЕФТЕТРАНС г. Волгоград

Копия верна

Альбом I

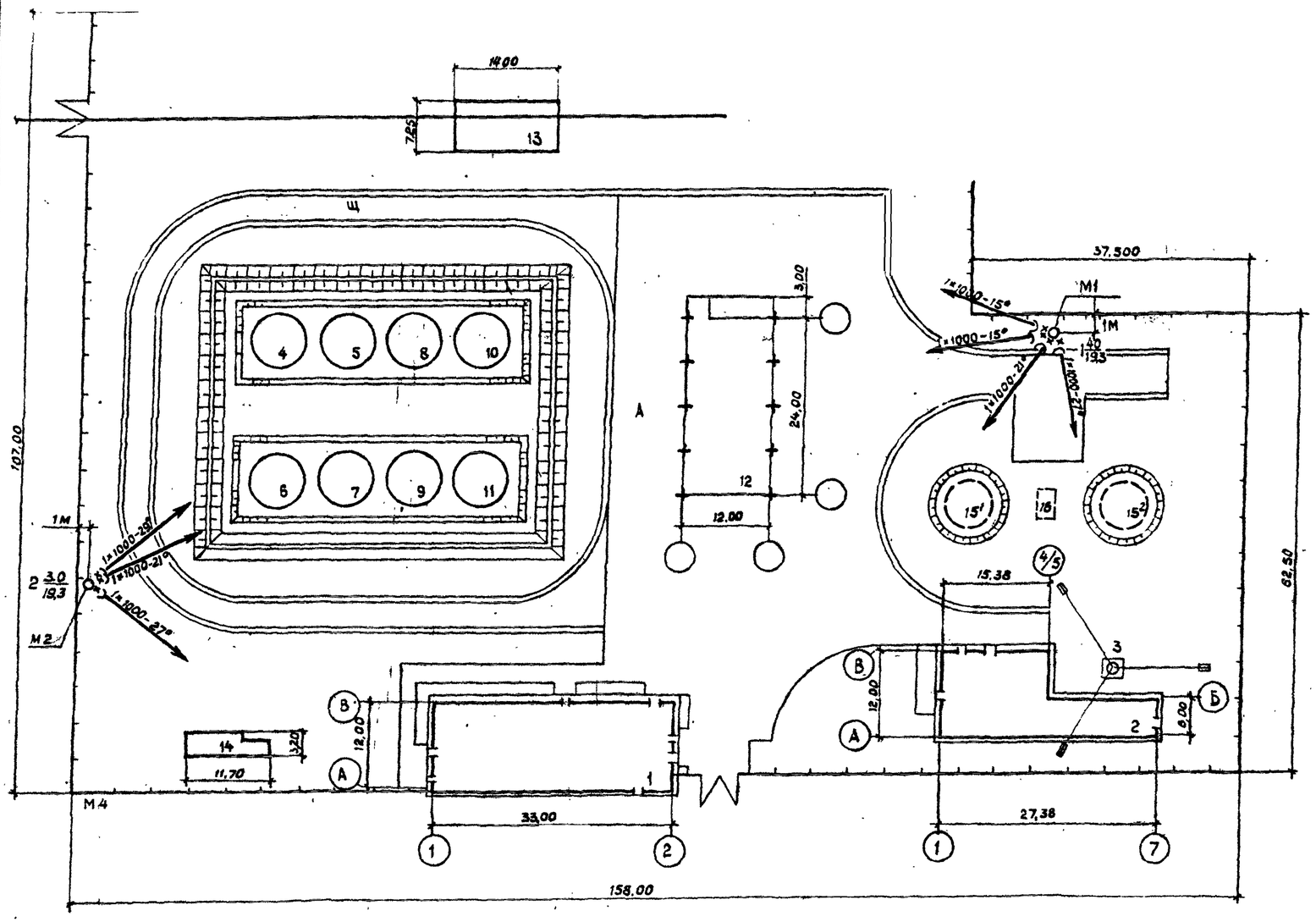
Типовое проектное решение

Инв. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. №

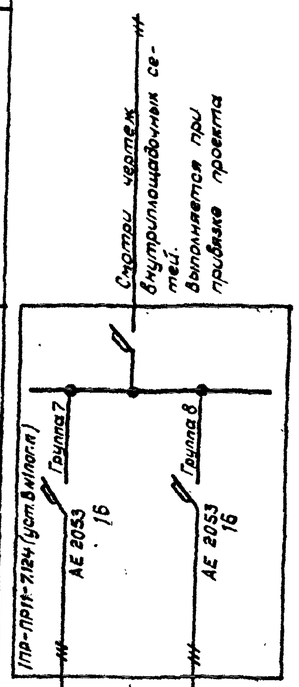
Копия верна

Альбом I

Типовые проектные решения



Источник питания				
Сеть освещения территории	Маркировка-расчетная нагрузка, квт-коэффициент мощности-расчетный ток, А / Длина участка, м - марка и сечение проводника			
	Установленная мощность, квт	4,0	3,0	
	Назначение линии	Прожекторное освещение		
	Питающий пункт; номер по плану; тип			
	Предохранитель магнитный	Выключатель автоматический	Аппарат обода	
	Тип-ток нагревательного элемента	Тип-ток расцепителей, А	Тип-ток расцепителя, А	
	1-4,0-1,0-6,8	2-3,0-1,0-5,1		



Экспликация зданий и сооружений

N по генплану	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 нефтепро-	
	дуктов	
13	Площадка налива отработанных нефтепро-	
	дуктов	
14	Комплекс механической очистки н/стоков	т.п.902-2-222
15¹,²	Резервуар для воды емк. 250 м³	т.п.901-4-68.83

Экспликация зданий и сооружений (продолжение)

N по генплану	Наименование	Примечание
16	Подземный стальной резервуар для пенообразователя	т.п.704-1-159.83

Разраб.	Маркова		09.85	ТПР 402-012-63.86 ЭО			
Провер.	Харлашин		09.85				
Рук. гр.	Волков		09.85				
Н. контр.	Куканова		09.85				
Нач. отд.	Прегородиев		09.85				
Гл. инж. пр.	Новиков		09.85	Приемные пункты по сбору отработанных нефтепродуктов на 5, 10, 15 тысяч тонн в год	Стадия	Лист	Листов
						1	1
				Схема прожекторного освещения	Госкомнефтепродукт СССР ГИПРОНЕФТЕТРАНС г. Волгоград		

Инв. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. №

Копия бер.

Альбом I

Типовое проектное решение

Спецификация оборудования.

Марка, поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед. кг	Примечание
		Прожектор			
		ПКН-1000-2	7	9.0	
		Ящик ЯОУ-8501-Р54	2	15	
		Коробка клеммная			
		У614	2	2.6	
		Лампа накаливания			
		Г-220-1000-2	7	0.18	
	т.п. 3.407-108	Мачта прожекторная			
	выпуск 2 л.3	ПМЖ-19.3	2		
		Кабель контрольный			
		АКВВГ сечением			
		10×2.5 мм²	44	0.338	м
		Уголок ГОСТ 8509-72			
		L50×50×4	60	3.05	м

1. Настоящий чертеж служит для установки прожекторных мачт на территории приемного пункта.
2. Запитку щитков освещения на прожекторных мачтах выполнить при привязке проекта от пункта распределительного 1пр (смотри принципиальную однолинейную схему пункта 1пр-чертежи подсобно-производственного блока).

Ведомость опор и прожекторных мачт с установленными на них осветительными приборами

Поз	Обозначение	Наименование	Кол	Примечание
1	3.407-108	Мачта прожекторная	1	м1
	выпуск 1,2	высотой 19.3 м		
		с площадкой П-1		
		с 4 мя прожекторами		
		ПКН-1000-2 и		
		ящиком ЯОУ 8501		
2	3.407-108	Мачта прожекторная	1	м²
	выпуск 1,2	высотой 19.3		
		с площадкой П-1		
		с 3мя прожекторами		
		ПКН-1000-2		
		и ящиком ЯОУ8501		

Разраб.	Маркова		09.85	ТПР 402-012-63.86 ЭО
Провер.	Харлашин		09.85	
Рук.гр.	Валков		09.85	
Н.контр.	Куканова		09.85	
Нач.отд.	Цветолодуев		09.85	Приемные пункты по сбору отработанных нефтепродуктов на 5, 10, 75 тыс тонн в год. Схема генпланов.
Гл.инж.пр.	Новиков		09.85	

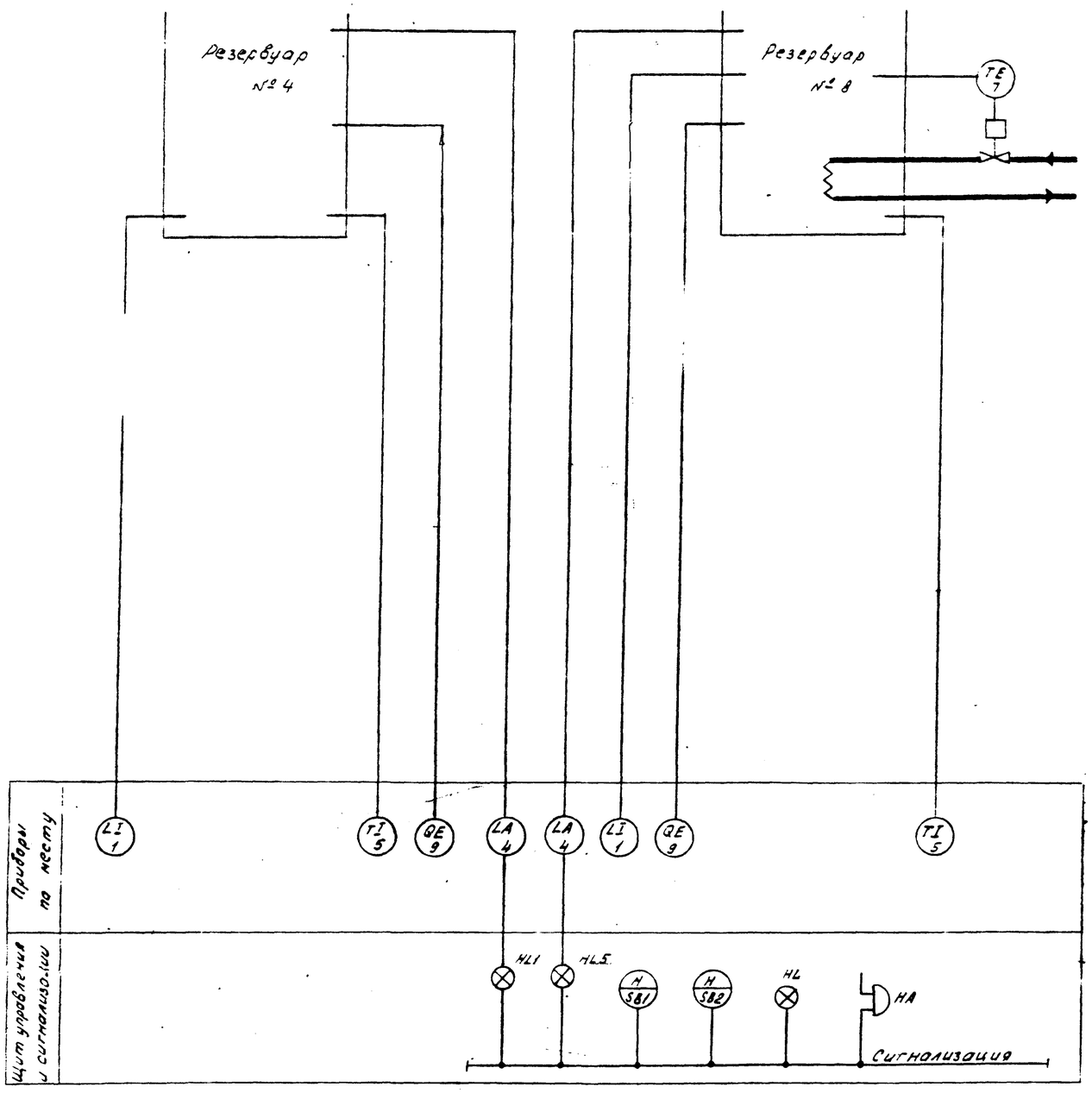
Стадия	Лист	Листов
-	1	1

Схема прожекторного освещения. Спецификация оборудования.

Госкомнефтепродукт СССР ГИПРОНЕФТЕТРАНС в Волгограде

Инв. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. №

СФ 734-01



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 ТТУ41 240 441	2	
5а	Оправа к термометру 2У265 400 100	2	
7	Терморегулятор РГПД-65-(18,5-110)-2.5	1	

1 Схема составлена на основании технологической части проекта.

2. Схема автоматизации дана для резервуара N4 и N8 и аналогична для резервуаров N5-7 и N9-11.

Разраб.	Долгирева		11.85	ТПР 402-012-63.86 КЛ			
Провер.	Дробкова		IX-85				
Рук. гр.	Конев		11-85				
Н. сектор	Лисоватова		11.85				
Нач. сек.	Шкаев		09.85				
Нач. отд.	Митрошов		09.85	Приемные пункты по сбору отработанных нефтепродуктов 5, 10, 15 тыс. тонн в год.	Стадия	Лист	Листов
Главн. пр.	Новиков		09.85		РП	1	1
				Схема автоматизации принципиальная. Вариант с пароподогревом	Госкомнефтепродукт СССР ГИПРОНЕФТЕТРАНС г. Волгоград		

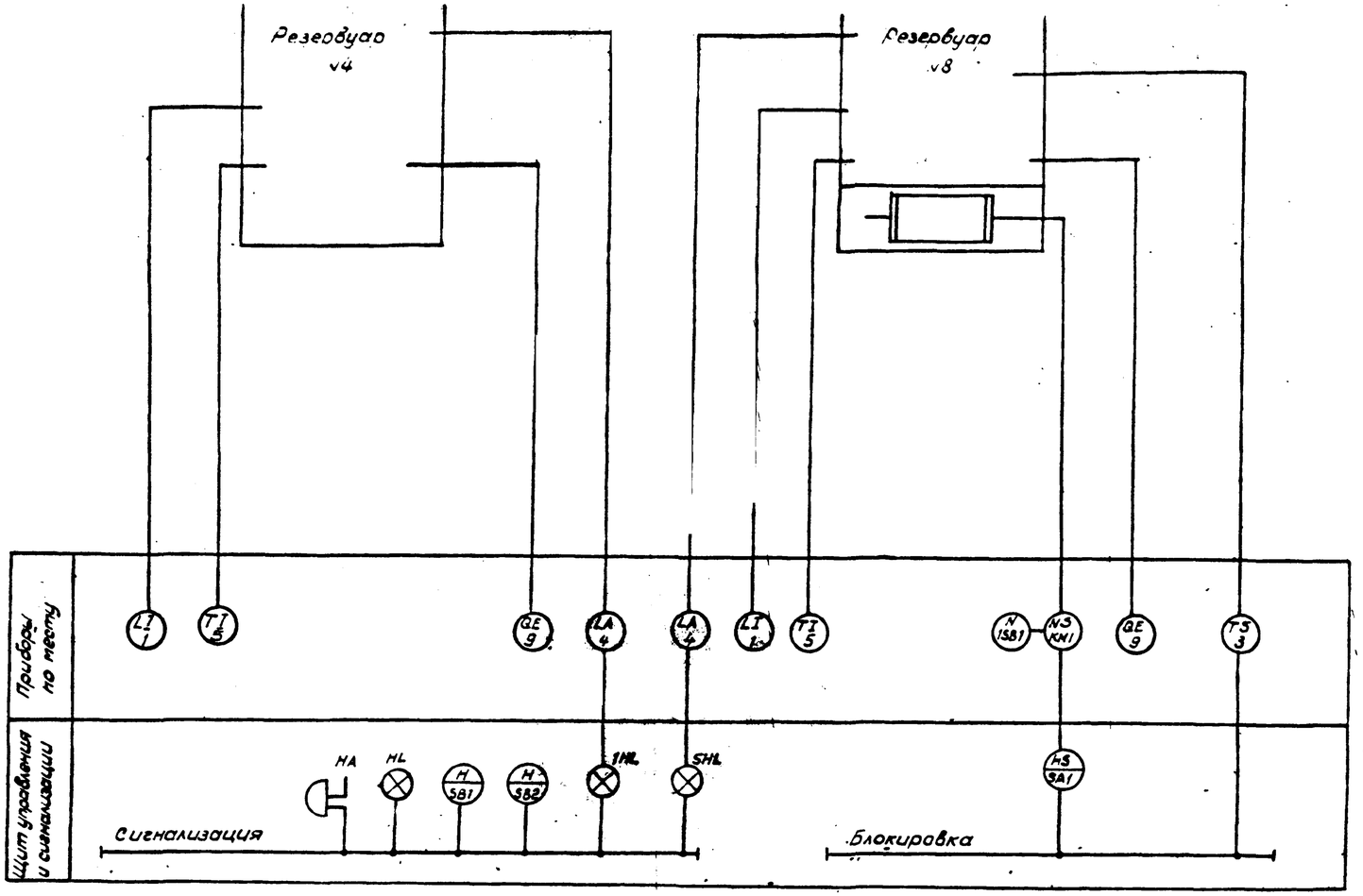
Копия

Альбом I

Типовое проектное решение

Технолог. часть | Охрана труда | Взам. инв. N | Подпись и дата | Инв. N подл.

СФ 734-01



Спецификация аппаратуры

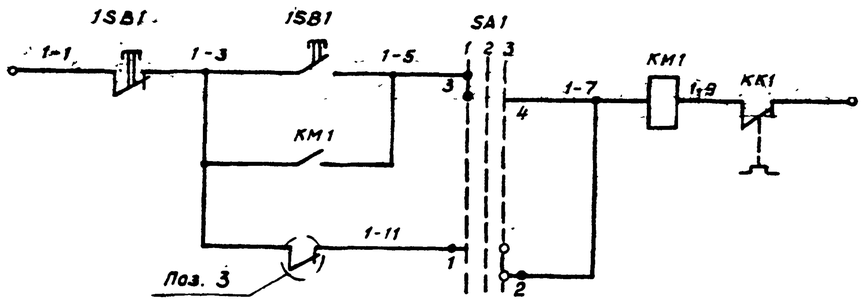
Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
	Аппаратура, устанавливаемая по месту		
KM1	Магнитный пускатель	1	Смотри электротехническую часть проекта
KK1	Тепловое реле	1	
1SB1	Кнопочный пост	1	
1	Уровнемер поплавковый УДУ-10-113	2	
9	Пробоотборник ПСР-3-123221	2	
4	Датчик уровня ДУЖЭ-200М-1212	2	
5	Термометр ртутный ТТУ41 240441	2	
5а	Оправа к термометру 2У265 400 100	2	
3	Терморегулятор ТУДЭ-9-4.5-83Т4	1	
	Аппаратура, устанавливаемая в		
	щите управления и сигнализации		
SA-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-ц аналогична для электронагревателей №2-4 с заменой первой цифры в маркировке цепей и аппаратуры на номер нагревателя.

Схема управления электронагревателем



Управление электронагревателем: Местное / Автоматическое

Диаграмма переключателя управления SA1 (УП5311-С23)

№ секции	Контакты	Положение рукоятки -45°		0		+45°	
		А	Я	А	Я	А	Я
I	1 2					X	X
II	3 4	X	X				
Выбор местного/на радиоты		1 Местн.		2 Отв.		3 Авт.	

Разраб.	Сенина			II-85	ТПР 402-012-63.86	КА	
Провер.	Дроблова			IX-85			
Рук.гр.	Хомев			X-85			
Н.сектора	Алексеенкова			09.85			
Нач.отд.	Шкоев			09.85			
Нач.отд.	Митошов			09.85	Приемные пункты по сбору отработанных нефтепродуктов 5, 10, 15 тыс. тонн в год	Стадия: РП	Лист: 1 / Листов: 1
Гл.инж.пр.	Новиков			09.85			
					Схемы автоматизации и электрическая принципиальная. Вариант с электроподогревом	Госкомнефтепродукт СССР ГИПРОНЕФТЕТРАНС г. Волгоград	

Копия верна

Альбом I

Типовое проектное решение

Инв. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. № | Инв. № дубл. | Подпись и дата

СФТ34 01