

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
„Гипронефтьтранс“

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

СФ 734-01

Утвержден
Госкомнефтепродуктом СССР
Решение № 24-5/24 от 12.09.84г.

Введен в действие
„Гипронефтьтранс“
Приказ № 123 от 1.04.85г.

Типовое проектное решение

Маслон I

Коп. в СЕАХ

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 3 тысячи 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:			
Или №:			

Копия верна

Лист 1

Тулотов А.И. И.И. И.И. И.И. И.И.

И.И. И.И. И.И. И.И. И.И.

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 (ММО) масел и смесей отработанных нефтепродуктов (СМО) в соответствии с ГОСТ 21046-81, хранения их и отгрузки в железнодорожные вагоны-цистерны для отправки на регенерацию на нефтеперерабатывающие заводы и масло-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°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 - 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 № 301-4-58, 83;

резервуар для пенообразователя по типовому проекту № 704-1-153-83.

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 приняты условные 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 газопотока и противопожарного обслуживания нефтебазы

С этой целью предусматривается круговой проезд и места стоянки транспорта у рам 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 предусматриваются так же к подсобно-производственному блоку и котельной

Территория пункта приема отработанных нефтепродуктов ограждается сетчатой оградой по железобетонным столбам. Свободная от застройки территория озеленяется посевами 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 ММО в резервуарах проект выполнен в двух вариантах с пароподогревом и электроподогревом.

Поступающие в объеме масла групп ММО и ММО 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.

Исполн.	Рыбаков	Инж.	03.81
Маш. проект.	Бунтин	Инж.	03.81
Маш. проект.	Иванов	Инж.	03.81
Маш. проект.	Забитов	Инж.	03.81
М. проект.	Александров	Инж.	03.81
М. проект.			
М. проект.			
М. проект.			
М. проект.			

ТЛ 402-012-63.86

13

Общая пояснительная записка

Страниц	Лист	Листов
	1	8
Госконструкторский ЦСР ГИПРОНЕФТЕТРАНС г. Волгоград		

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 адтоцистернах (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 её оборачиваемости завной 7; количество резервуаров для каждой группы принято с учетом проведения отстоя нефтепродуктов от воды и незначительных примесей и последующей зачистки.

Оборудование резервуаров 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 автомобиля 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 односменный 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 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 её, поворачивают бочку на опорах 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 стенда имеют отразжатели.

На стенды бочки укладываются с помощью грузо захватных устройств и электроталей, перемещаемых по мачорельсам. На первую секцию стендов бочки укладываются с помощью электроподъемника 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 стенд. В процессе захвата следует строго следить за тем, чтобы щęki 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 резервуара перекрыта съемной рамкой с сеткой № 02 по ГОСТ 3384-73, 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 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 вагоноцистерны, 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-5-36/2,5, предназначенные для налива нефтепродуктов в вагоноцистерны. 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.

Борис С. С. 21.11.74
Альбом
Милославское проектное решение
Имя, № тех. Подпись и дата
Ван. инд. №

3.5 Отгрузка нефтепродуктов

Отгрузка отработанных нефтепродуктов на ре-генерацию предусмотрена на фронте налива, рассчитанно-го на одновременный налив одной вагоно-цистерны. Для налива установлено два наливных устройства с техно-логическим швом 2м.

Конструкция устройства для верхнего налива представляет собой стоек Δ 100мм с резино-тканевым рукавом и подъемно-поворотным устройством все сборные узлы стойки закрепляются на монтажной колон-не посредством кронштейнов и хомутов. Подъемно-поворот-ное 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 крон-штейна из швеллера на сварке. Корпус приваривается к кронштейну. Корпус блока соединяется с корпусом по-средством 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 едтой смазкой.

Поворотный шарнир устанавливается на мон-тажной 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, впрессовыва-ются латунные втулки. В рабочем состоянии поворот-ный шарнир должен периодически смазываться едтой 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 закрепля-ются к траверсе укосины и к противовесу.

Противовес подъемного устройства служит для бе-зопасности поднимаемой укосины и резино-тканевого ру-кава. Конструкция противовеса состоит из рамы контр-груза и направляющих. В раме контргруза устанавливаю-тся бетонные набортные элементы груза весом по 10кг. Пос-

редством направляющих башмаков рама контргруза сво-бодно скользит до верхнего упора, фиксирующего горизон-тальное положение укосины. Для фиксации горизонталь-ного положения укосины в направляющих предусматривается ряд отверстий для вставки болтов, ограничивающих сколь-жение направляющих башмаков. Одна из направляющих (полегающая) приваривается к монтажной колонне, другая (отстоящая) - нижним концом бетонируется в площадку, а верхним приваривается к настилу площадки обслужи-вания эстакады посредством кронштейна. Для предотвраще-ния искрообразования при трении направляющих башмаки 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 под-веска с полухомутом, к которому подсоединяется кожаная ре-жура. Канат к траверсе закрепляется посредством при-жимного хомута и коуша. Для предотвращения искрообра-зования оголовки подвески при изготовлении оцинковываются.

Для пропускания каната в настиле площадки эстакады предусматривается отверстие ϕ 30 мм, края которого обра-мляются алюминиевой или медной пластиной, во избе-жание искрообразования от трения каната.

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

Наливной стоек представляет собой вертикальную трубу Δ 100, закрепленную к монтажной колонне посред-ством приварных кронштейнов. К верхнему концу стойки посредством штыря подсоединяется резино-тканевый рукав Δ 100 с наконечником. Для отключения подачи нефте-продукта на стойке 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 5м³ каждый;

перекачку отработанных нефтепродуктов из бетон-ных резервуаров в вертикальные стальные резервуары хранения;

налив нефтепродуктов в железнодорожные вагоно-цистерны.

Каждая группа отработанных нефтепродуктов перекачи-вается по индивидуальным трубопроводам.

Прокладка трубопроводов предусматривается подземной в негодных лотковых каналах с параспутниками 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 соответ-ствии с гидравлическими расчетами.

Монтаж и испытание трубопроводов производить соглас-но 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 излобов поворота трубопроводов.

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

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-опе-ратором.

Лаборатория оборудована современным лабораторным оборудованием разработанным ГИПРОНИИ АН СССР.

Работы связанные с выделением вредных веществ, преду-смотрено проводить в вытяжных шкафах.

3.8 Механизация и автоматизация работы прием-ных пунктов.

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

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

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

защита calorиферов 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 автомобиль 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 производств. процесса	Примечание
Административный 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 I ^р	2	II ^а	
2	Слесарь-рабочий III ^р	1	III ^а	
3	Водитель эл. погрузчика	1	I ^б	
4	Электрослесарь I ^р	1	I ^б	
	Итого:	5		
Лаборатория				
1	Лаборант	1	I ^б	
Охрана				
1	Взлетер-стрелок	4	I ^а	
	Всего:	14		

Примечание. Штатное расписание котельной принимается 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 оснований 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: P_{раб} = 0,7 кгс/см²;
- в) пар давлением: P_{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 P_{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 P_{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 термобработанные, 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 эмалью ЭП-58 по трем слоям шпательки марки Э-0010.

Скользкие опоры установить для труб.

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

- φ 80 через 3,5 м
- φ 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 обложке из стеклоткани по ГОСТ 21860-76.

В качестве покрывного слоя применить:

при прокладке трубопроводов в непроходных каналах стеклоткань рулонная 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 903-1-167 на два котла Е-1/3ж.

При подаче тепла на площадку пункта от стороннего источника тепла, размещаемая на плане котельная амбулуруется. 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 подсобного производственного назначения, насосной, пополнение противопожарного запаса воды, смыв площадок налива и слива отработанных нефтепродуктов.

Копия
 Альбом I
 Типовое проектное решение
 100 м³/ч
 100 м³/ч
 100 м³/ч

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.

Научная 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. по 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 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. по 704-1-158.83. Резервуар установлен подземно 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 2 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:

$$M_{сут} = M_{шт} \cdot F \cdot F,$$
 где $M_{шт}$ - 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;

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 выпускной трубе в трап-колодце устанавливается запорный клапан.
 Расчетный расход ливневых вод с площадки налива отработанных нефтепродуктов определен в типовом проекте альбом 1 и составляет 0,66 м³/сут; 0,12 л/с.
 Расход воды от охлаждения резервуаров при пожаре составляет 360 м³. В канализацию принимается 342 м³/с (с учетом коэффициента стока 0,95). Выпуск этих вод из обвалованной территории 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	2,0	СНиП 28.02-83
2. Производственные нужды	22,8	7,5	4,0	Согласно технологическим условиям
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	принимается в течение 52 часов

Копия
Листов
Типовое проектное решение
И.И. Резниченко и А.А. Александрович

Разница в расходах воды на производственные нужды и производственных стоков объясняется за счет потерь воды на полив зеленых насаждений в объеме 20 м³/сут, 0,5 м³/ч, 0,4 л/с и безвозвратных потерь в тепловой сети и котельной в объеме 9,6 м³/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 м³/сут.

Комплекс механической очистки принят типовой по тип. пр. 302-2-222 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 колодеце-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 предприятия с качественной характеристикой:

- нефтепродукты - 4±6 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 9583-75 ф 150, 200 мм. На выпусках из парка зданий на сети устраиваются колодцы с гидрозатвором. В резервуарном парке предусматривается трап-колодец 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°С, 100, 120°С.

Степень огнестойкости зданий и сооружений (по табл.1 СНиП II-2-89) категории производств по взрывопожароопасности (табл.1 СНиП II-90-81 и «Классификация производств предприятий Госгемнефтепродукта СССР по взрывопожарной и пожарной опасности утвержденная Госгемнефтепродуктом 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-2-89)	Категория производств по взрывопожароопасности (табл.1 СНиП II-90-81)	Класс взрыво и пожароопасности (зона) по ПУЭ
1	2	3	4
1. Резервуары для хранения отработанных нефтепродуктов с 6° вспышки до 28°С	II	A	B-Iг (в пределах обвалования)
2. Площадка приема отработанных нефтепродуктов	II	A	B-Iа
3. Площадка налива отработанных нефтепродуктов	II	A	B-Iг
4. Комната анализов	I	Г	норм.
5. Котельная	I	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 3л-до зданий и сооружений с пожаро-взрывоопасными производствами должно быть не менее 1,5 высоты зоры.

На территории приемного пункта предусмотрен 1 взезд. 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 подошвы обвалования принято не менее 3 м.

Через обвалование предусмотрены лестницы-переходы. Вокруг территории приемного пункта должна быть предусмотрена оградная зона шириной 10 м. Расстояние ограждения до зданий и сооружений приемного пункта (кроме административного здания) принято 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 таблице 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.

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 автоматами АЕ 2050 установленными в щитовой подобно-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°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

Элементы электроснабжения	Радионагрев				Электроподогрев				cos φ	tg φ	Коэффициент использования	Коэффициент мощности	Максимальная нагрузка					Общий расход электрической энергии		Тип пункта распределителя	
	1ПР		2ПР		1ПР		2ПР						Счет кВА	Рт, кВт	Реактивная Qт, кВт	Полная Sт, кВт	с резервуаров	с трубопроводов	1ПР	2ПР	
	Рy	Рр	Рy	Рр	Рy	Рр	Рy	Рр													
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	ПР11-7124-2193	
2	—	—	—	—	—	65.375	38.9	21.62	57.25	0.92	0.426	0.7	1.1	59	22.8	63.3	—	108.3	—	ПР11-7124-2193	
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	—	—	ПР11-7120-2193	
4	—	—	—	—	—	65.375	38.9	149.82	62.9	0.92	0.426	0.7	1.1	63.4	24.5	68.3	—	116.3	—	ПР11-7124-2193	
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	149.82	62.9	0.92	0.426	0.7	1.1	63.4	24.5	68.3	—	116.3	—	ПР11-7124-2193	

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) относится 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 предусмотрено 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 17.

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 подобно-производственном блоке (см. т.п. "Подобно-производственный блок приемного пункта по сбору отработанных нефтепродуктов на 5,10,15 тыс. т. в год").

8.10 Слаботочные устройства

8.1. Пожарная сигнализация

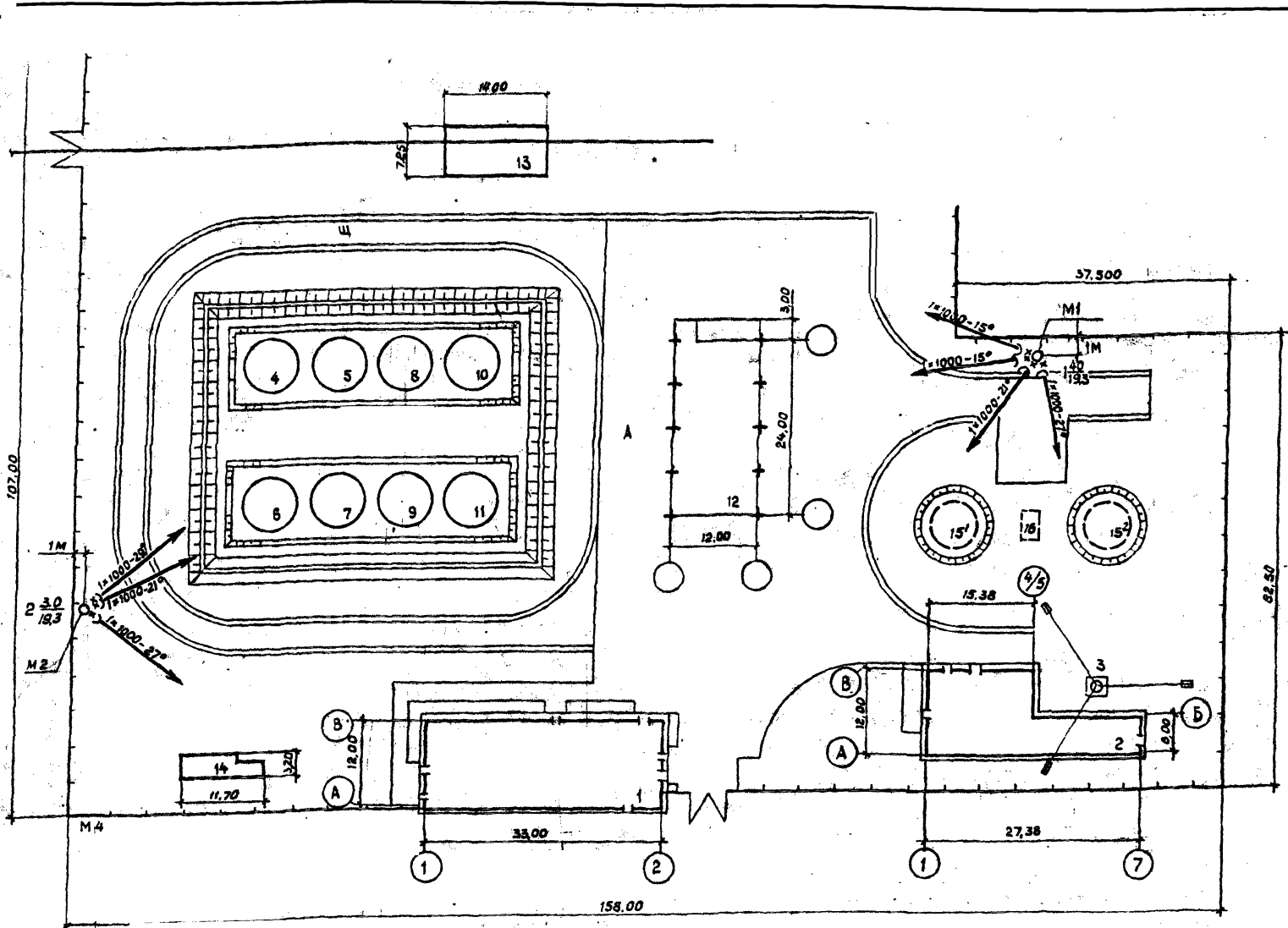
Для сигнализации о пожаре в котельном зале проектом предусмотрена прокладка кабеля ПРППМ 2*0.8 от щита пожарной сигнализации ППС-1, установленного в караульном помещении подобно-производственного блока до здания котельной с установкой тепловых извещателей типа УТМ в котельном зале.

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

8.2. Телефонизация

Для телефонизации объектов приемного пункта проектом предусмотрена прокладка двух кабелей ПРППМ 2*0.8 от АК-10 и одного кабеля от телефонной коробки в здании подобно-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 ТЛ-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 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. 704-1-31
12	Площадка приема отработанных негидропродуктов	
13	Площадка налива отработанных негидропродуктов	
14	Комплексы механической очистки м/стоков	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 пенообразователя	т.п. 704-1-159.83

Источники питания		Сеть освещения территории	
Маркировка-расчетная нагрузка, кВт - коэфф-циент мощности-расчетный ток, А Длина участка, м - марка и сечение провода	Питающий пункт; м/п	Установленная мощность, кВт Назначение линии	40
	Аппарат ввода		30
	Тул-ток		
Выключатель автоматический Тул-ток нагревателем рассчитанного элемента	ТУ-ток нагревателем рассчитанного элемента	1-40-10-6.8 2-30-10-5.1	Проекторное освещение
Маркировка-расчетная нагрузка, кВт - коэфф-циент мощности-расчетный ток, А Длина участка, м - марка и сечение провода	Пр-пр-1-714 (уст. в/погл.) Трасса 7 АЕ 2053 16		
	Трасса 8 АЕ 2053 16		
Старый участок благоустройства выполнен при выполнении проекта			

Разработчик	Исполнитель	Дата	Лист	Листов
М.П. упр.	В.И. упр.	09.85		
Руководитель	В.И. упр.	09.85		
Исполнитель	В.И. упр.	09.85		
Над. от.	В.И. упр.	09.85		
Инженер	В.И. упр.	09.85		

ТПР 402-012-67-86 30

Проектные пункты по сбору отработанных негидропродуктов на 5, 10, 15 тысяч тонн в год

Схема проектного освещения

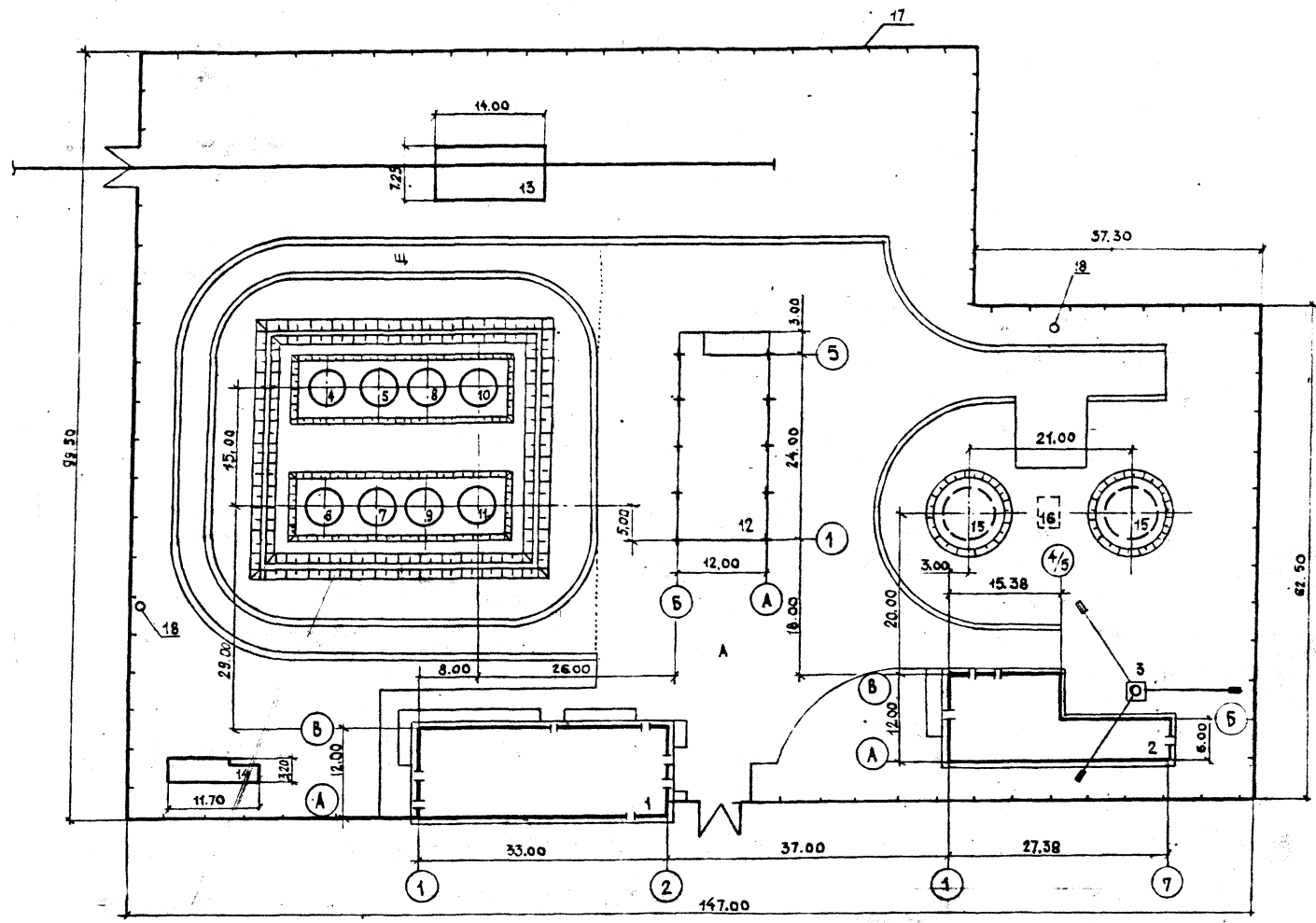
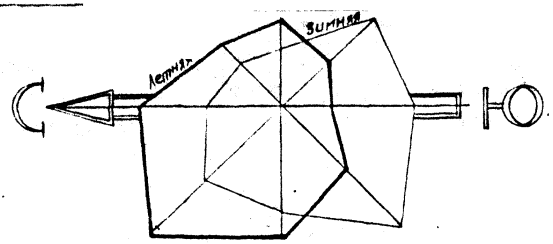
ГИПРОНЕФТЕТРАНС
г. Волгоград

Копия В.В.М.Р.

Альбом I

Типовое проектное решение

Лист 1 из 1



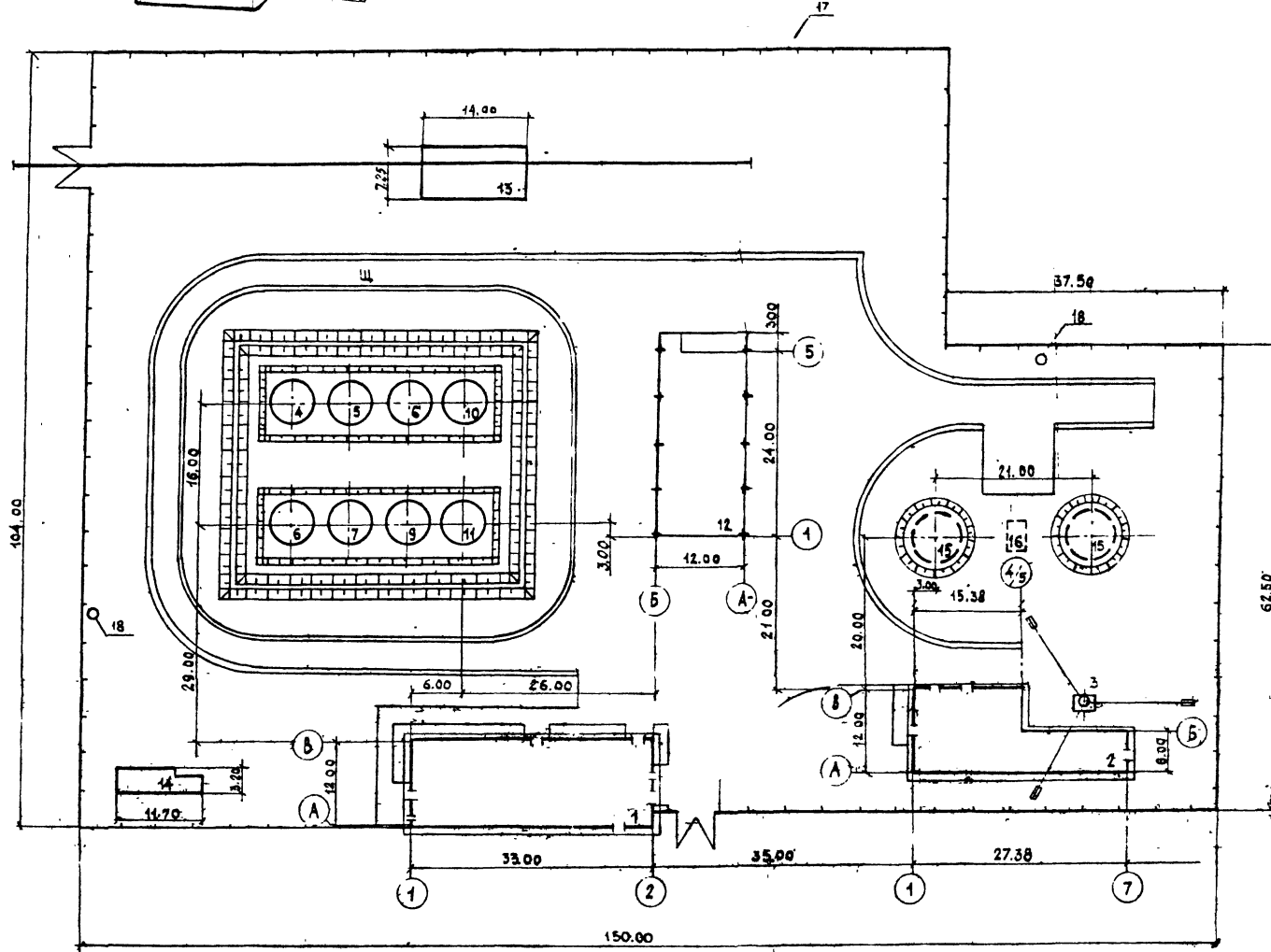
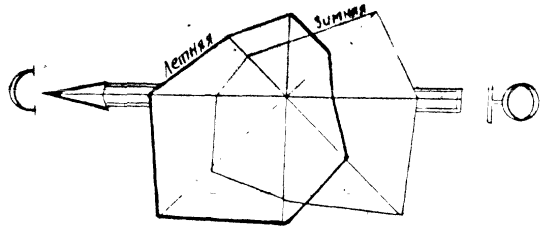
Экспликация зданий и сооружений

№ 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.100м ³	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 МЧО	"	2 шт.
12	Площадка приема отработанных нефтепродуктов		
13	Площадка налива отработанных нефтепродуктов		
14	Комплекс механической очистки нефтеков	т.п.902-2-222	
15	Резервуар для воды емк. 250м ³	т.п.901-4-58.83	2 шт.
16	Подземный стальной резервуар для	т.п.704-1-159.83	
	левообразователя		
17	Сараи	3.017-1	
18	Пржекторные мачты	т.п.3.107-108	

Показатели по генплану

Площадь участка	- 1,32 га
Площадь застройки	- 2591,4 м ²
Плотность застройки	- 20,0%
Площадь озеленения	- 1985,85 м ²

Разраб.	Нестерова	ФФод	09.85	ТПР 402-012-63.86	ГП		
Провер.	Наливайко	КШ	09.85				
Рук.гр.	Закаров	ВС	09.85				
Н.контр.	Фраймодич	КШ	09.85				
Нач.сек.	Наливайко	КШ	09.85				
Нач.отд.	Сивалов	КШ	09.85	Приемные пункты по сбору отработанных нефтепродуктов 5,19,15 тысяч тонн в год	Стандия	Лист	Листов
Инж.пр.	Новиков	КШ	09.85				
Канва генплана приемного пункта по сбору отработанных нефтепродуктов 5 тысяч тонн в год.				Иоскомнефтепродукт СССР ГИПРОНЕФТЕТРАНС г. Волгоград			



Экспликация зданий и сооружений

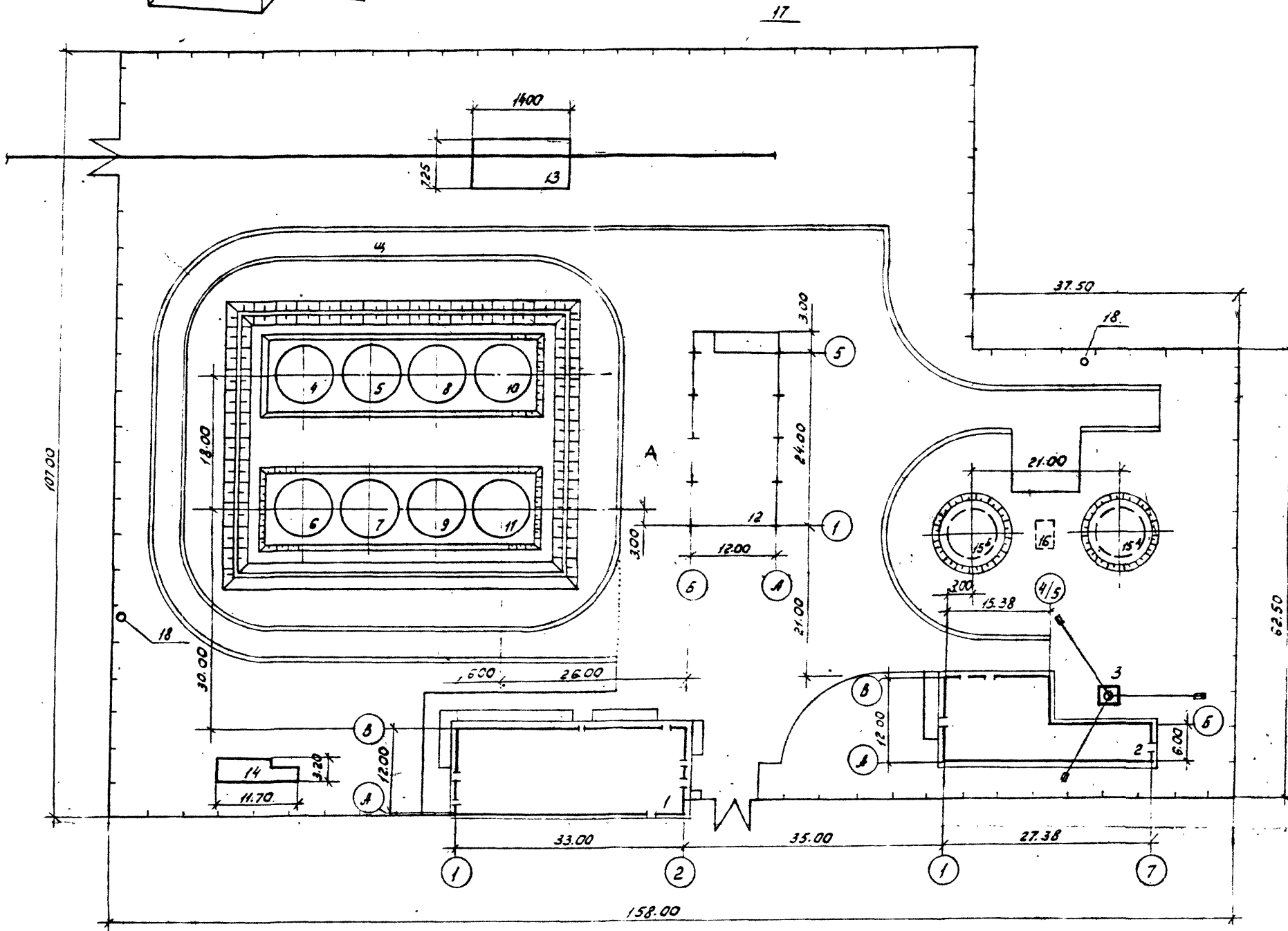
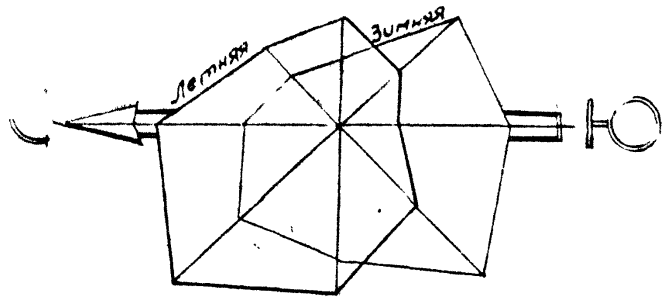
№ по ген-плану	Наименование	Шифр проекта	Примечание
1	Подсобно-производственный блок		
2	Котельная	т.п.903-1-187	
3	Выходная труба	т.п.907-2-221	
4-7	Стальной вертикальный резервуар емк. 200 м³ для хранения СНО	т.п.704-1-60	4 шт.
8,9	то же для хранения ММО	то же	2 шт.
10,11	то же для хранения МУО	то же	2 шт.
12	Площадка приема отработанных нефтепродуктов		
13	Площадка налива отработанных нефтепродуктов		
14	Комплекс механической очистки и 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	3.017-1	
18	Проектные маяки	т.п.3.107-108	

Показатели по генплану

Площадь участка	- 1,40 га
Площадь застройки	- 283,65 м²
Плотность застройки	- 20,03%
Площадь озеленения	- 2108,56 м²

Разраб.	Нестерова	В.А.	09.85	ТПР 402-012-63.86	ГП	
Провер.	Наливайко	В.И.	09.85			
Рек. 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	Приветные пункты по сбору отработанных нефтепродуктов - по 5, 10, 15 тысяч тонн в год.	Страниц Лист	
П.инж.л.	Наливайко	В.И.	09.85			2
Схема генплана. Приемного пункта по сбору отработанных нефтепродуктов 10 тысяч тонн в год.						Иоскоминметропродукт ССР ГИПРОНЕФТЕТРАНС г. Волгоград

Алгоритм
 Туповое проектное решение



Экспликация зданий и сооружений

№ по плану	наименование	шифр проекта	Примечание
1	Подсобно-производственный блок		
2	Бертевая	Т.П. 903-1-167	
3	Дымовая труба	Т.П. 907-2-221	
4-7	Стальной бездемпферный резервуар емкостью 300 м³	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 ММО	"	2 шт
12	Площадка приема отработанных нефтепродуктов		
13	Площадка хранения отработанных нефтепродуктов		
14	Комплекс механической очистки и/или сорбции	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	Грабля	3.017-1	
18	Проекторные чакры	Т.П. 3.407-108	

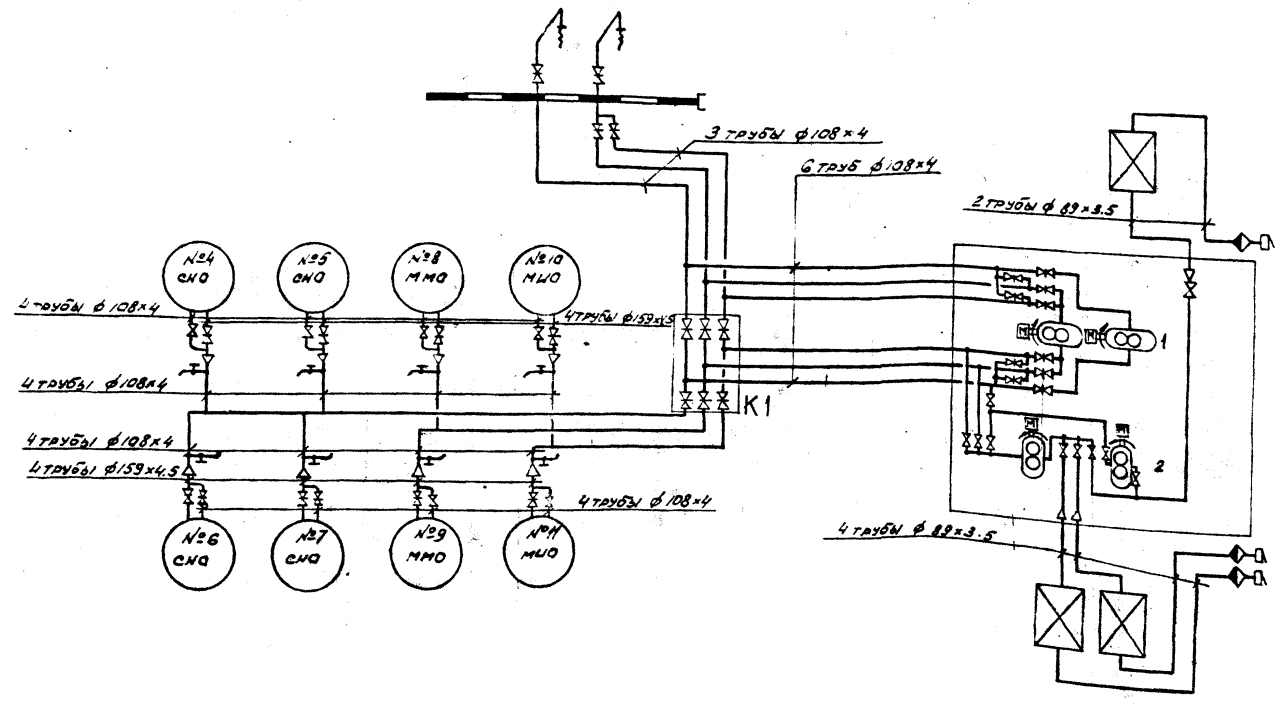
Показатели по генплану

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		
Пробер.	Калибайко	Т.П. 09.85		
Рук. пр.	Захаров	Т.П. 09.85	ТПР 402-012-63-86	ГП
Инж.пр.	Фролов	Т.П. 09.85		
Инж.сет.	Калибайко	Т.П. 09.85		
Инж.отв.	Сивалов	Т.П. 09.85		
Инж.пр.	Чобуков	Т.П. 09.85		
Основные пункты по сбору отработанных нефтепродуктов: 5, 10, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100.				Стр. 3 Лист 3
Схема генплана привязки пунктов по сбору отработанных нефтепродуктов к 15 тыс. тонн в год.				Госкомитет по продуктам СССР ГИПРОНЕФТЕТРАНС Т. Валютаров

Типовое проектное решение
 Институт «Водоканал»
 г. Санкт-Петербург

Принципиальная схема технологических трубопроводов



Условные обозначения:

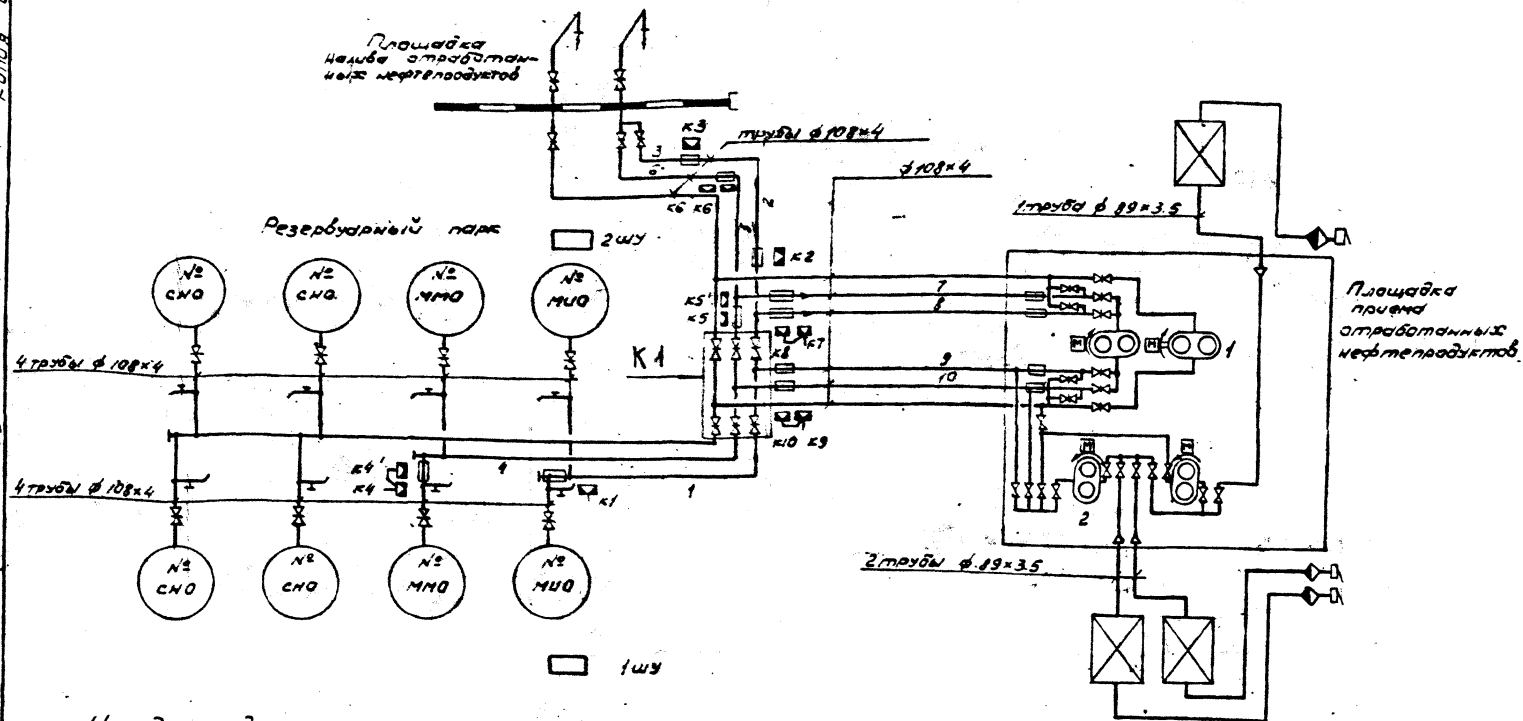
-  Сливная быстроразъемная муфта МС-1.
-  Фильтр сетчатый
-  Железнодорожный калибровый стоек
-  Резервуар вертикальный подземный
-  Резервуар бетонный подземный

Спецификация насосного оборудования

№ п/п	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, кг	Примечание
1	Ш 80-6-36/6-1	Насос шестеренный Q=36 м³/ч P=0.6 МПа			
	ВА0-71-6	с электродвигателем N=17 кВт; n=980 об/мин	2	427	
2	Ш 8-25-58/25-1	Насос шестеренный Q=58 м³/ч n=0.25 МПа			
	39044	с электродвигателем N=2.2 кВт n=1450 об/мин	2	92	

Разработ.	Курьяков	18.85	ТПР 402-012-63.80	ТХ	
Провер.	Витторин	19.85			
Рук.пр.	Витторин	09.85			
Н.инж.пр.	Витторин	15.85			
Инж.пр.	Витторин	11.85			
Инж.пр.	Витторин	19.85	Починные пункты по сбору отработанных нефтепродуктов: 5, 10, 15 тыс. л/ч. ПТМН 6 т/об.	Стр. 1	
Принципиальная схема технологических трубопроводов				ГИПРОНЕФТЕТРАНС г. Волгоград	

Схема установки электронагревательного оборудования



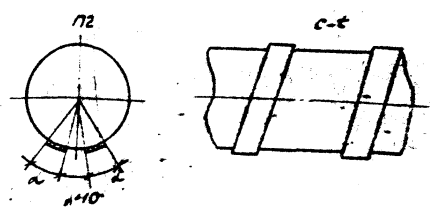
Исходные данные по трубопроводам

Спецификация оборудования

Расчетные данные	Участки						
	1-2-3	4-5-6	7	8	9	10	
Диаметр Д, мм	108	108	108	108	108	108	
Температура воздуха t _в , °C	40	40	40	40	40	40	
Температура охлаждающего воздуха t _о , °C	-10	-10	-10	-10	-10	-10	
Расчетная удельная мощность Р _{уд} , Вт/м	130	130	130	130	130	130	
Длина трубопровода L, м	53	60	22	22	22	22	

Марка, поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, кг	Примечание
		Электронагреватель			
		ЭНГЛ-180-1.63/220-У 27.12 ТУ 63 РСФСР-76	12	5.56	
		ЭНГЛ-180-0.82/220-У 13.52 ТУ 63 РСФСР-76	6	2.29	
		ЭНГЛ-180-0.82/220-У 3.32 ТУ 63 РСФСР-76	2	0.68	
		Коробка клеммная У 614	13	2.6	
		Профиль монтажный К 238У2	7	3.09	
		Ввод трубный К-108x4 У3	30	0.55	

Способы прокладки



Распределение веса нагрывателей по участкам трубопровода

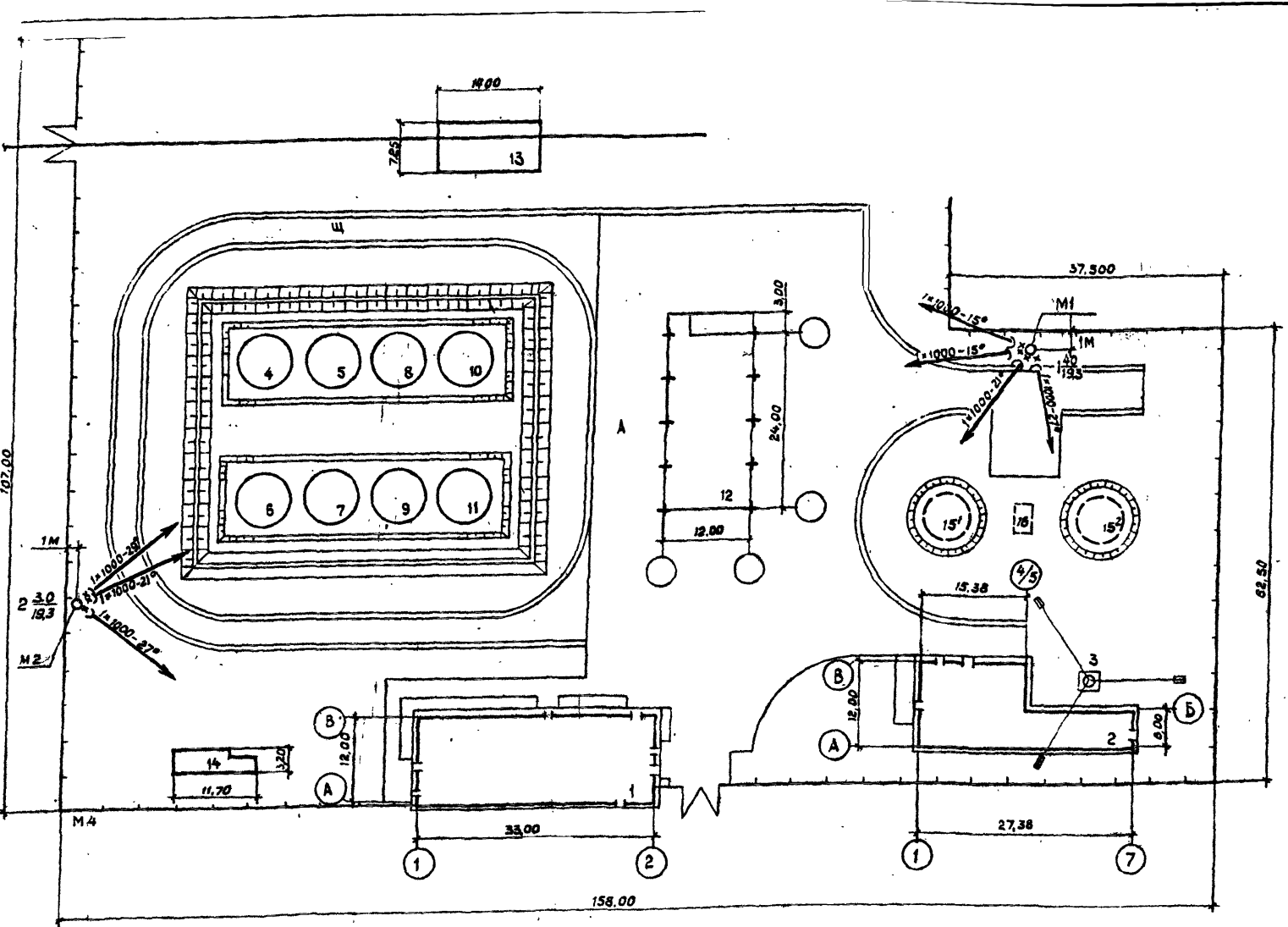
Номер участка трубопровода	Диаметр трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Способ прокладки	Количество нагрывателей	Удельное обозначение нагрывателей	Мощность на участке трубопровода, кВт
1	108	27.12	П2	2	ЭНГЛ 180-1.63/220-У 27.12 ТУ 63 РСФСР-76	3.26
2	108	13.52	П2	2	ЭНГЛ 180-0.82/220-У 13.52 ТУ 63 РСФСР-76	1.64
3	108	3.32	П2	2	ЭНГЛ 180-0.82/220-У 3.32 ТУ 63 РСФСР-76	0.4
4	108	27.12	П2	2	ЭНГЛ 180-1.63/220-У 27.12 ТУ 63 РСФСР-76	3.26
5	108	13.52	П2	2	ЭНГЛ 180-0.82/220-У 13.52 ТУ 63 РСФСР-76	1.64
6	108	9.36	С-330	2	ЭНГЛ 180-0.82/220-У 13.52 ТУ 63 РСФСР-76	1.1
7	108	22	С-430	2	ЭНГЛ 180-1.63/220-У 27.12 ТУ 63 РСФСР-76	2.64
8	108	22	С-430	2	ЭНГЛ 180-1.63/220-У 27.12 ТУ 63 РСФСР-76	2.64
9	108	22	С-430	2	ЭНГЛ 180-1.63/220-У 27.12 ТУ 63 РСФСР-76	2.64
10	108	22	С-430	2	ЭНГЛ 180-1.63/220-У 27.12 ТУ 63 РСФСР-76	2.64

1. Монтаж ЭНГЛ выполнять в соответствии с ТЭО, 052.801
2. Обозначение и систематизация типовых схем управления и терморегулирования с резервацией, каталога средств комплексного электрооборудования.
3. Место установки шкафов 1ШУ, 2ШУ, определить при выборе проекта.
4. При выборе электронагревателей рассмотрены параметры, приведенные в таблице исходных данных по трубопроводам.
5. Способы прокладки П2, С-т указаны на чертеже.

Разработчик	Меркулов	И.И.	08.85
Проверка	Харламов	И.И.	09.85
Руч. зр.	Волков	И.И.	09.85
Н.контр.	Курочкин	И.И.	09.85
ТНР 402-012-67-86			
Исполнитель	Цифранов	В.В.	09.85
Лин. зр.	Новиков	В.В.	09.85
Проверенные пункты по сбору исходных данных нагрывателей № 5, 10, 13 тыс. тонн в год			
Схема установки электронагревательного оборудования			
Лист 1 из 1			
Гипронефтегаз			

Копия 08.85
 Албом I
 Топографическое решение
 Инв. № 002, 1000000 и 0000000

Типовое проектное решение
 № 903-1-187
 М.В. Берма

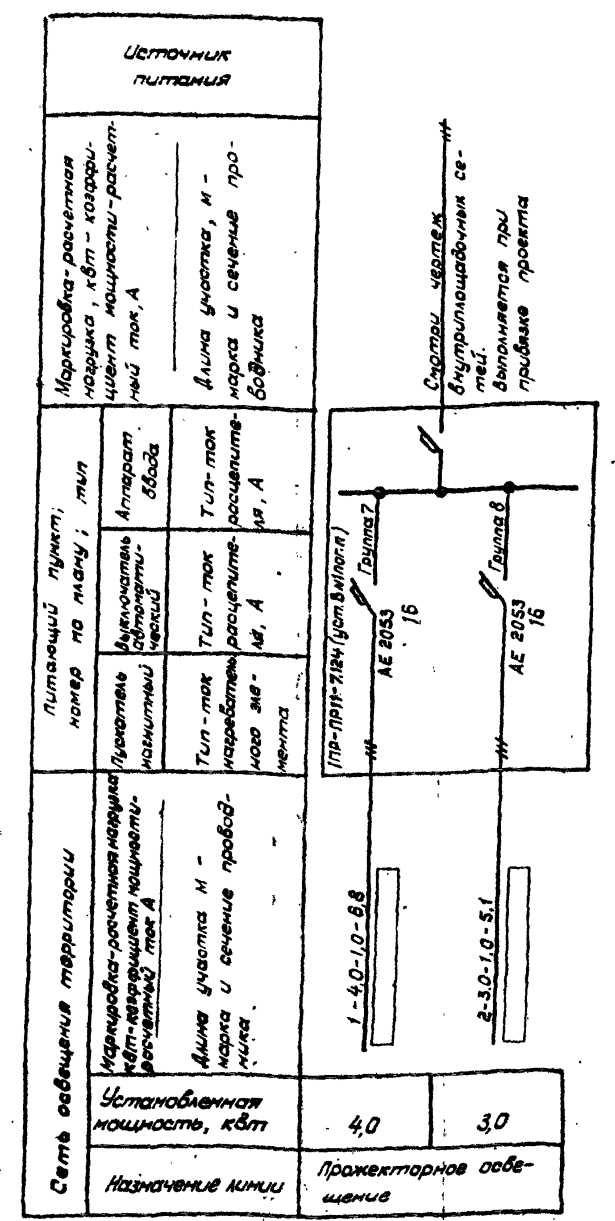


Экспликация зданий и сооружений

№ 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 неферро-дуктов	
13	Площадка налива отработанных неферро-дуктов	
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 пенаод-розавателя	т.п. 704-1-59.83



Разработ	Морозова	09.85	ТПР 402-012-63-86	30		
Проект	Харлашкин	08.85				
Рук. пр.	Валков	08.85				
Н. контр.	Куланова	09.85				
Нач. отд.	Шаргородцев	09.85				
Д. инж. пр.	Новиков	09.85	Примечание: пункты по сбору отработанных неферропродуктов на 5, 10, 15 тысяч тонн в год	Страница	Лист	Листов
Схема проектного освещения			1		1	
			Гипронефтетранс		г. Волгоград	

Спецификация оборудования.

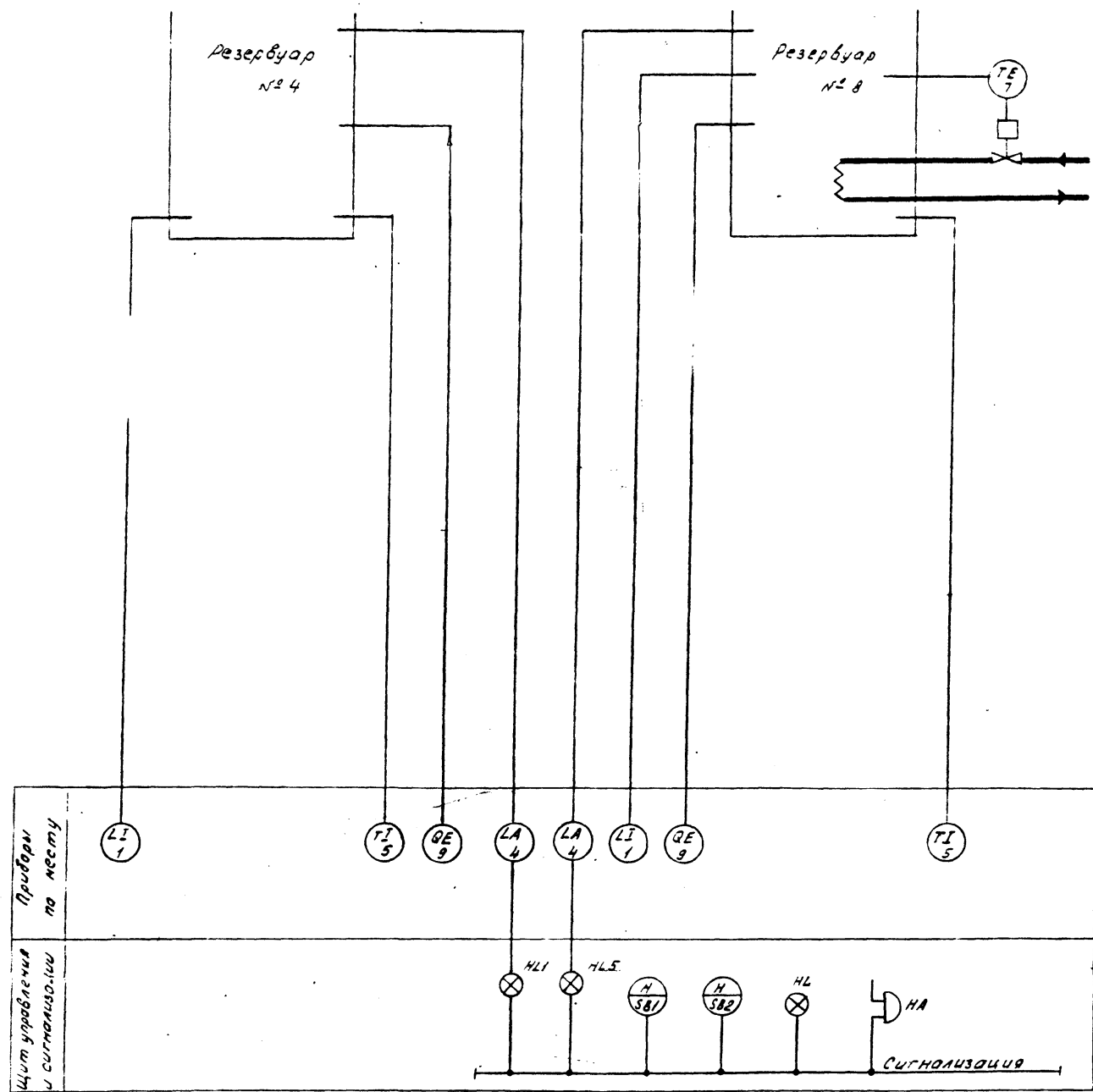
№ п/п	Обозначение	Наименование	кол	масса ед.м	Примечание
		Проектор			
		ПКН-1000-2	7	9.0	
		Ящик ЯОУ-8501-054	2	15	
		Коробок напольный			
		УБ14	2	2.6	
		Лампа накаливания			
		Г-220-1000-2	7	0.18	
	г.п. 3.407-108	Мачта проекторная			
	выпуск 2 1.3	ПКН-19.3	2		
		Коробок контрольный			
		АКВВГ сечением			
		10x2.5 мм ²	44	0.338	м
		Узелок ГОСТ 8509-72			
		180x50x4	60	3.05	м

1. Настоящий чертеж служит для установки проекторных мачт на территории павильона выставки. 2. Значения шифров обозначения на проекторных мачтах должны быть при заказе от пункта распределительного (принципиальную наименование шифра мачты при заказе оборудования производственного блока).

Ведомость опор и проекторных мачт с установленными на них осветительными приборами

№ п/п	Обозначение	Наименование	кол	Примечание
1	3.407-108	Мачта проекторная	1	м ³
	выпуск 2	высотой 19.3 м		
		с площадью П-1		
		с 4 м ² проекторной		
		м ² ПКН-1000-2 и		
		ящиком ЯОУ 8501		
2	3.407-108	Мачта проекторная	1	м ²
	выпуск 2	высотой 19.3 м		
		с площадью П-1		
		с 3 м ² проекторной		
		м ² ПКН-1000-2		
		и ящиком ЯОУ 8501		

Автом.	Мельникова	И.С.	09.85	ТПР 402-012-0380	30		
Проект.	Холодильник	С.С.	09.85				
Рис. и эл.	Зайнов	В.В.	09.85				
И. контр.	Кузнецова	Н.И.	09.85				
Мачта	Мачта	3 м	09.85	Полные планы по сбору оборудования мачты высотой на 5,10, 7,5 м с мачтой 10 м.	Стойка	Лист	Листов
Линейка	Мачта	09.85					
				Схема проекторного освещения			
				Спецификация оборудования			

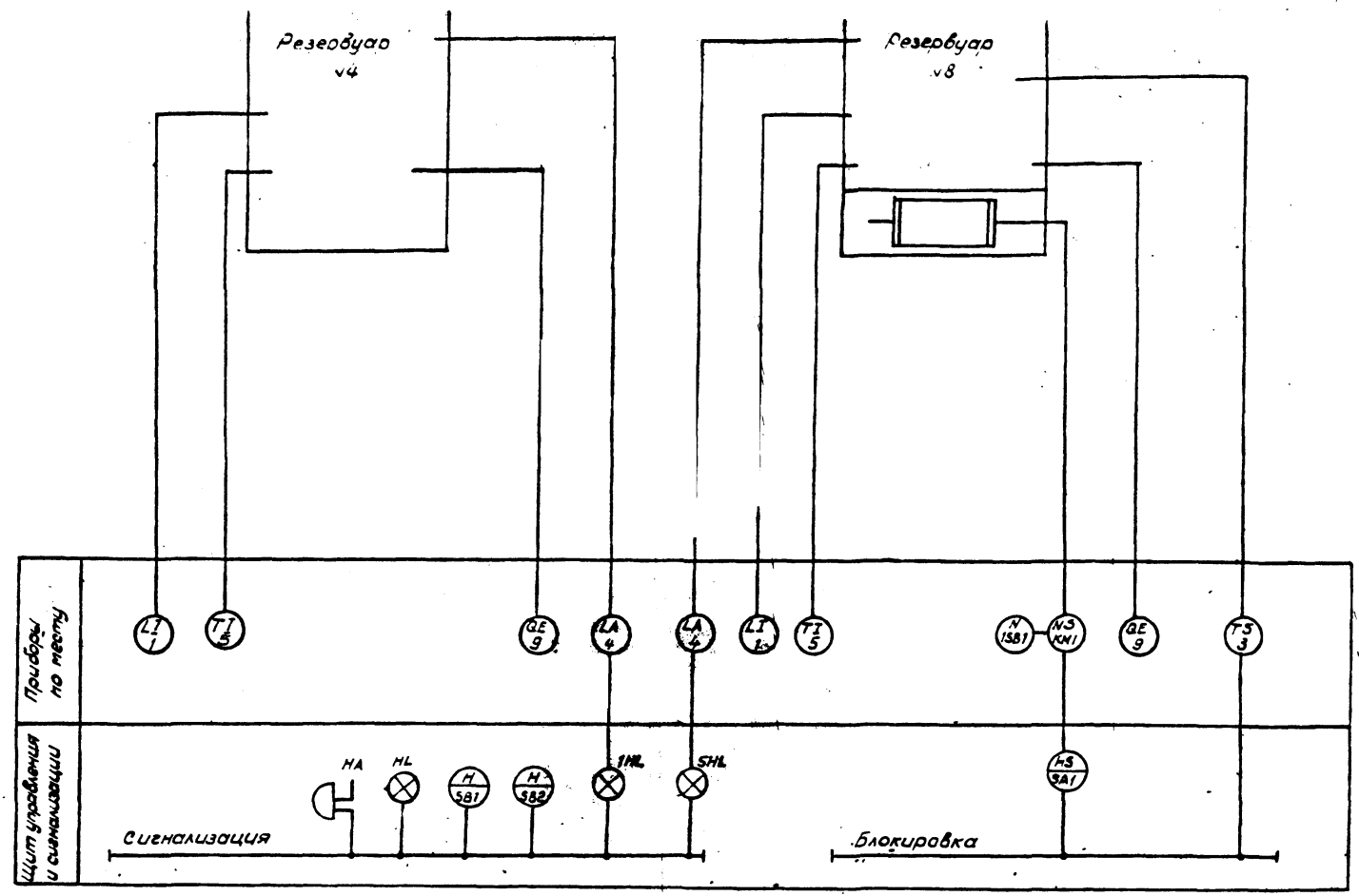


1. Схема составлена на основании технологической части проекта.
 2. Схема автоматизации дана для резервуара №4 и №8 и аналогична для резервуаров №5-7 и №9-11.

Спецификация аппаратуры

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

Разраб.	Аполтцева	Дет.	И.В.	ТПР 402-012-67.86	КЛ		
Провер.	Дробкова	Эксп.	И.В.				
Вик. гр.	Канев	Инж.	И.В.				
Н. контр.	Авдеев	Инж.	И.В.				
Нач. сек.	Шкаев	Инж.	И.В.	Приемные пункты по сбору отработанных теплопродуктов 5, 10, 15 тыс. тонн в год.	Степанов	Лист	Листов
Нач. отд.	Митюшов	Инж.	И.В.				
Гл. инж. по	Набикув	Инж.	И.В.				
Схема автоматизации принципиальная. Вариант с пароподогревом.				Гипронефтегаз СССР г. Волгоград			



Спецификация аппаратуры

Поз. Сбознач.	Наименование	Кол.	Примечание
	Аппаратура, устанавливаемая по месту		
КМ1	Магнитный пускатель	1	Смотри электротехническую часть проекта
КК1	Тепловое реле	1	
ISB1	Кнопочный пост	1	
1	Счетчик поплавокный УДЧ-10-113	2	
9	Проботоотборник ПСР-3-123221	2	
4	Датчик уровня ДУМЗ-200М-1212	2	
5	Термометр ртутный ТТ41 240441	2	
5а	Оправа к термометру 24265 400 100	2	
3	Терморегулятор ТУДЗ-9-4.5-ВЗТ4	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 электронагревателей №1-4 и аналогична для электронагревателей №2-4 с заменой первой цифры 6 маркировки цепей и аппаратуры на номер нагрева.

Схема управления электронагревателем

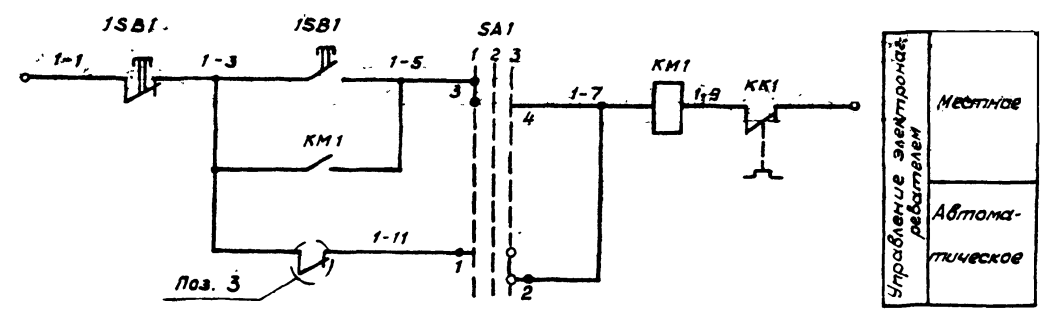


Диаграмма переключателя управления SA1 (уп 5311-С23)

Угол поворота	45°	0°	225°
А	1	2	3
В	4	5	6
Выбор режима работы	1	2	3
	Мест	Авт	Авт

Автор	Семин	Великий-65	ТРР 402-012-67.86	КА
Провер	Коробов	Великий-18.85		
Руковод	Кочев	Х-75		
И.контр.	Михайлов	Великий-8.85		
Нач. отд.	Школов	Великий-8.85		
Нач. отд.	Митколов	Великий-8.85	Принятые пункты по сбосу от-работанных магистралей	Старая
Гл.инж.	Навляков	Великий-09.85	5, 10, 13 пункт в год	лист
			Схемы автоматизации и электротехническая принципиальная схема с электроподогревом	лист
				ГИПРОНЕФТРАНС