


2015r.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Согласовано				Согласовано			
			ЭТО	Федярина	<i>[подпись]</i>	09.11.15	ОВИК	Брюханов	<i>[подпись]</i>	09.11.15
			ОАСУП	Викулина	<i>[подпись]</i>	09.11.15	СТО	Сяпуров	<i>[подпись]</i>	09.11.15

						0468-П-ПНГ.ТТ15			
2	-	Зам	3360-15	<i>Васильев</i>	09.11.15	Обустройство Куюмбинского месторождения. Центральный пункт сбора (1й и 2й этапы строительства)			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп	Дата				
Разраб.	Викторов		<i>Васильев</i>	09.11.15			Стадия	Лист	Листов
Проверил	Лисовская		<i>С.П.</i>	09.11.15			П	1	58
Гл. спец.	Скородумов		<i>Шаргул</i>	09.11.15					
Н. контр.	Филатова		<i>Филатова</i>	09.11.15	Технические требования на разработку и поставку системы электрообогрева.		 ОАО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
ГИП	Яценко		<i>Яценко</i>	09.11.15					

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
2 НОРМЫ И СТАНДАРТЫ	3
3 ОБЪЕМ ПОСТАВКИ, ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПОСТАВЩИКА	3
4 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ.....	4
5 ПРОЕКТ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРООБОГРЕВА	6
ПРИЛОЖЕНИЕ А УСЛОВИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	9
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ АКТОВ РФ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ.....	11
ПРИЛОЖЕНИЕ В БАЗОВЫЙ РАСЧЕТ ЭЛЕКТРООБОГРЕВА	13

1 Общие положения

Настоящие Технические требования содержат информацию об объеме поставки, объему проектных, шеф-монтажных, пусконаладочных работ, требования к оборудованию и материалам поставляемых участником закупки по настоящим техническим требованиям на поставку системы электрообогрева трубопроводов и оборудования ЦПС/ПСП месторождения Куюмба.

Поставщик должен запроектировать, изготовить, поставить до указанного Заказчиком базиса поставки, системы электрообогрева трубопроводов и оборудования ЦПС/ПСП месторождения Куюмба, а также предусмотреть объем сопутствующих услуг:

- шефмонтаж - объем работ определяется Производителем, дата начала и сроки проведения работ согласовывается с Заказчиком.
- пусконаладочные работы - объем работ определяется Производителем, дата начала и сроки проведения работ согласовывается с Заказчиком.

Поставщик системы электрообогрева в обязательном порядке согласовывает номенклатуру, тип и изготовителя системы электрообогрева с Заказчиком.

Рабочая документация должна быть согласована с Генеральной проектной организацией ОАО «Гипровостокнефть».

2 Нормы и стандарты

Материалы поставляются в соответствии с техническими условиями на оборудование систем электрообогрева, а также в соответствии с настоящими Техническими требованиями, чертежами, применяемыми в проекте, и перечнем последних редакций нормативных документов, перечисленных ниже, включая документацию, на которую в них даны ссылки. При наличии соответствующих российских нормативных документов и стандартов, всегда должны использоваться их рекомендации.

Перечень нормативно – технических документов для использования при выполнении рабочей документации представлен в Приложении Б.

3 Объем поставки, ответственность поставщика

В соответствии с настоящими техническими требованиями Поставщик обязан запроектировать, изготовить, поставить систему электрообогрева в полном объеме. В рамках вышеуказанных работ поставщик выполняет поставку следующего оборудования, материалов и услуг:

- разработка рабочей документации на систему электрообогрева трубопроводов и оборудования площадки ЦПС/ПСП месторождения Куюмба;
- разработка сметной документации на выполнение СМР системы электрообогрева;
- разработка сметной документации на выполнение ПНР системы электрообогрева;
- согласование с Заказчиком и генеральной проектной организацией ПСД на поставляемую систему электрообогрева.
- поставка в полном объеме оборудования и материалов системы электрообогрева запроектированной по настоящим техническим требованиям, включая шкафы управления системой электрообогрева;
- оригинал документации должен быть направлен в офис ООО "СН-КНГ", копия поставляется совместно с оборудованием;
- выполнение шеф-монтажных работ;
- выполнение пусконаладочных работ.

Поставщик гарантирует соответствие объема поставки, технических характеристик, надежности работы поставляемой системы электрообогрева настоящим техническим требованиям, требованиям нормативной документации указанной в приложении Б, другим действующим нормативным документам и правилам Российской Федерации.

Расчетный срок эксплуатации системы электрообогрева – 30 лет.

Поставляемое оборудование и материалы системы электрообогрева должны иметь гарантийный срок эксплуатации не менее 24 месяцев.

Поставляемые материалы и оборудование должны иметь сертификат соответствия и разрешение на применение в Российской Федерации.

4 Общие требования

Кабели электрообогрева не протяженных участков должны быть саморегулирующимися, протяженных участков – кабели постоянной мощности. Электрообогрев подземных резервуаров и емкостей предусматривается погружными нагревателями.

Система электрообогрева предназначена для компенсации тепловых потерь, а не для разогрева трубопроводов и оборудования.

Кабели должны быть выбраны в соответствии с техническими заданиями Генпроектировщика и Поставщиков блочно-комплектных установок.

Кабели электрообогрева, предназначенные для поддержания технологической температуры в аппаратах и трубопроводах ЦПС/ПСП месторождения Куюмба, подлежащих пропарке, должны быть рассчитаны на поддержание температуры не ниже плюс 10 °С.

Кабели электрообогрева, предназначенные для защиты от замерзания в трубопроводах ЦПС/ПСП месторождения Куюмба, должны быть рассчитаны на поддержание температуры не ниже плюс 5 °С.

Кабели должны выпускаться на напряжение 380/220 В, 50 Гц, переменного тока.

Работоспособность греющих кабелей должна быть обеспечена при минимальной температуре окружающего воздуха минус 57 °С (приложение А) и максимальной расчетной температуре оборудования или трубы, к которым будут крепиться кабели.

Всё оборудование системы электрообогрева (в том числе и нагревательные секции), устанавливаемое во взрывоопасных зонах, должно быть сертифицировано по взрывозащите и соответствовать классу взрывоопасной зоны со взрывоопасными смесями газов и паров с воздухом категории ПА, группы ТЗ.

Кабель, выбранный для электрообогрева, должен выдерживать максимальную температуру плюс 120 °С в случае пропарки трубопроводов.

Для размещения пускорегулирующей и защитной аппаратуры в проекте и поставке должны быть предусмотрены шкафы управления нагревом и распределения электроэнергии (ШУ), которые обеспечивают подачу питания к нагревательным секциям и управление нагревом трубопроводов и оборудования (устанавливаются вне взрывоопасной зоны).

В шкафах управления предусмотреть резервные группы для подключения дополнительных нагрузок электрообогрева в размере 20 % от общего количества отходящих групп.

Комплект поставки системы электрообогрева:

- греющие кабели;
- шкафы управления и распределения электроэнергии (ШУЭ);
- устройства защитного отключения (УЗО) с уставкой максимального тока утечки от 30 мА до 300 мА.
- соединительные (монтажные) коробки системы обогрева;
- датчики температуры окружающего воздуха и продукта в контролируемом трубопроводе;

- соединительные провода для подвода питания к саморегулирующимся нагревательным лентам от монтажных коробок (в зависимости от особенностей конструкции системы обогрева);
- разъемные устройства для соединения отдельных длин саморегулирующихся кабелей;
- разъемные устройства для подключения к ним кабелей питания;
- концевые заделки со светодиодами;
- разъемные устройства для концевой заделки.

В комплект поставки и в проект системы электрообогрева отдельных технологических площадок и сооружений должно входить вспомогательное оборудование для монтажа, нагревательные секции, силовые кабели от распределительной коробки до монтажных коробок питания нагревательных секций (включая коробки). Распределительная коробка силового питания должна устанавливаться в месте входа основной трассы силовых кабелей на данную площадку или сооружение в соответствии с рабочей документацией Генпроектировщика.

Поставщик обязан определить тип, жилность, сечение жил необходимых для подключения контрольных кабелей и указать его в своей документации.

Поставщик должен запросить места расположения точек контроля у Заказчика и Генпроектировщика. На щите управления предусмотреть входы для датчиков температуры, от которых будет работать система обогрева. Предоставить схему подключения датчиков температуры и клемных полей шкафа.

Силовые кабели от щитов управления электрообогревом до монтажных коробок питания нагревательных секций на обогреваемых трубопроводах в комплект поставки не входят, и будут учитываться отдельным проектом 0468-01-40016 «Инженерные сети. Электрообогрев трубопроводов».

Система управления электрообогревом должна предусматривать:

- управление системой по температуре окружающего воздуха или по температуре продукта в трубопроводе в соответствии с технологией;
- сухие контакты на напряжение 24 В в систему верхнего уровня заказчика о работе систем обогрева и неисправности.
- предусмотреть интерфейс RS-485 (протокол согласовать с ОАО «Гипровостокнефть» и Заказчиком) для мониторинга системы электрообогрева и возможности дистанционного управления.

Для реализации управления системы электрообогрева необходимо предусмотреть в однолинейных схемах шкафов электрообогрева магнитные пускатели на питание обогреваемых участков трубопроводов, управляемых по температуре стенки трубопровода от датчика температуры. На питание обогреваемых участков трубопроводов по температуре окружающего воздуха предусмотреть общий магнитный пускатель.

Для участков трубопроводов с электрообогревом, управляемых по температуре стенки трубопровода, в случае, если электрические нагрузки допускают, следует использовать подходящие термостаты, устанавливаемые на контролируемом трубопроводе и коммутирующие силовые цепи для греющего кабеля.

Также для реализации сигнализации и контроля работы системы электрообогрева просим предусмотреть в однолинейных схемах шкафа электрообогрева дифференциальный автоматический выключатель на каждый участок линии электрообогрева, а также предусмотреть дополнительный контакт для контроля состояния устройства защиты (Откл./Вкл.) и сигнальный контакт для индикации об автоматическом выключении устройства защиты и перегрузки, КЗ или утечки на землю.

В системе обогрева должны быть предусмотрены меры основной и дополнительной защиты от поражения электрическим током при прямом и косвенном прикосновениях и защита от токов короткого замыкания. По надежности электроснабжения система

электрообогрева относится к 1 категории. Обеспечение электроэнергией шкафов управления электрообогревом по первой категории надежности электроснабжения предусматривается от разных секций РУНН-0,4 кВ КТП Заказчика.

Система заземления должна быть в сети низкого напряжения - TN-C-S.

Устройства защитного отключения (УЗО) должны иметь уставку максимального тока утечки от 30 мА до 300 мА.

Все панели управления и распределительные щиты должны иметь следующее:

- основную табличку, отображающую название панели, обозначение, частоту напряжения, номер распределительного щита и расположение для подачи электроэнергии;
- стандартную сертифицированную маркировку;
- маркировку всех компонентов, расположенных на панели управления или видимых через панель управления.
- световую сигнализацию для контроля работы системы электрообогрева.

Таблички должны закрепляться нержавеющими шурупами или заклепками без повреждения надписи. Исходящие цепи должны иметь опознавательные бирки. Все внутренние компоненты, включая клеммы, должны идентифицироваться при помощи собственной системы маркировки.

Габаритные размеры и вес шкафов управления нагревом и распределения электроэнергии системы электрообогрева согласовать с ОАО «Гипровостокнефть». ШУЭ разместить в отсеке шкафов управления системой электрообогрева комплектной трансформаторной подстанции Заказчика.

Окончательная схема размещения шкафов управления и силового оборудования согласовывается с ОАО «Гипровостокнефть».

На трубопроводах, имеющих электрообогрев, должны быть установлены предупредительные знаки. Расстояние между предупредительными знаками на трубах не должны превышать 6 м. Таблички опасности и предупредительные таблички должны быть выполнены черными буквами на желтом фоне. Остальные таблички должны иметь черные буквы на белом фоне.

Цветовая окраска оборудования должна соответствовать методическим указаниям по оформлению производственных объектов ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

5 Проект системы электрообогрева

Поставщик, в соответствии с настоящими техническими требованиями разрабатывает рабочую и сметную документацию на строительство системы электрообогрева, выполнение пусконаладочных работ, которая должна быть безопасной, надежной в работе, без риска перегрева или сгорания.

Проект системы электрообогрева должен содержать следующие элементы:

- систему электрообогрева;
- электроснабжение системы электрообогрева (шкафы управления нагревом, распределительные и промежуточные клемные коробки);
- обеспечение системы электробезопасности (защита от токов короткого замыкания, перегрузки и от токов утечки на землю, присоединение всех элементов системы электрообогрева к нулевому защитному проводнику);
- подсистему управления обогревом;
- подсистему защиты от достижения на трубопроводах, за счет системы обогрева, температуры превышающей предельно допустимую.

Разработчик-изготовитель блочно-комплектного оборудования полностью оснащает поставляемое оборудование средствами КИП и А в соответствии «Техническими требованиями на поставку "Интегрированной автоматизированной системы управления и

безопасности (ИСУБ) объекта «Обустройство Куюмбинского месторождения» ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», шифр 0523-П-АСУ-0001 с учетом интеграции в РСУ, СПАЗ, АСПСиПТ ЦПС.

Размещение шкафов управления (ШУЭ) должно быть согласовано с институтом ОАО «Гипровостокнефть».

Параметры (длина, диаметр, температура среды и т.д.) обогреваемых трубопроводов приводятся в заданиях выдаваемых ОАО «Гипровостокнефть» на этапе разработки рабочей документации поставщиком.

Техническая документация разработчика-изготовителя по электротехнической части, включаемой в комплект документации для системы электрообогрева должна содержать:

- компоновочные чертежи расположения коробок системы электрообогрева;
- компоновочные чертежи шкафов управления системы электрообогрева (с габаритными размерами);
- монтажные чертежи электрических греющих кабелей с креплениями их на трубопроводах;
- чертежи заземления оборудования системы электрообогрева с указанием узлов подсоединения к внешним заземляющим устройствам;
- перечень электрооборудования с указанием номинальных и пусковых характеристик силовых электроприемников (мощность, номинальное напряжение, номинальный и пусковой ток);
- принципиальные электрические схемы силовых шкафов управления электрообогрева с указанием расчетной электрической нагрузки на вводах и на каждой отходящей линии;
- спецификацию оборудования изделий и материалов;
- техническое задание на прокладку кабельной продукции от щитов управления электрообогревом до соединительных коробок. В задании должно быть указано: номера и место расположения соединительных коробок, мощность и напряжение питания каждой коробки; схема электрическая принципиальная с указанием токов уставок отключающих аппаратов линий и УЗО, общей нагрузки на линию. На схемах должно быть показано объединение соединительных коробок на общую линию питания в зависимости от взаимного расположения, температуры поддержания, способе управления (по температуре продукта или температуре окружающего воздуха).

На планах необходимо указать привязки мест установки электрооборудования, распределительных и клеммных коробок, высотные отметки, расположение и координаты кабельных и трубных проводок, расположение и координаты кабельных вводов, расположение и координаты распределительных щитов.

Поставщик должен предоставить:

- разрешительную документацию;
- исполнительную документацию;
- эксплуатационную документацию.

Разрешительная документация должна содержать:

- разрешение федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (нотариально заверенная копия);
- Российский сертификат соответствия на соответствие требованиям технического регламента о безопасности машин и оборудования (копия);
- сертификат происхождения поставляемого оборудования (копия).

В состав обязательной документации, предоставляемой Поставщиком, должны быть включены ведомости объемов работ и МТР требующих досборки на площадке строительства.

Рабочая документация должна быть согласована с ОАО «Гипровостокнефть» и Заказчиком.

Приложение А

Условия окружающей среды

В административном отношении район работ расположен в Байkitском районе Эвенкинского автономного округа Красноярского края. В физико-географическом отношении месторождение входит в Центральную часть Красноярского края.

В геоморфологическом отношении данный район расположен в юго-восточной части Средне-Сибирского плоскогорья и представляет собой холмистое, холмисто-грядовое густорасчлененное плато с абсолютными отметками 225-500 м. Глубина расчленения (относительное превышение водоразделов над днищами долин) составляет от 100 до 300 м.

Речная сеть района принадлежит бассейну реки Подкаменная Тунгуска (правобережье, среднее течение). Берега реки (Подкаменная Тунгуска) скальные, высокие, до 150 м, порой обрывистые, ширина реки сужается до 210-320 м, а глубины колеблются от 0,60 м на перекатах до 4,20 м на плесах, т. н. «омутах», составляя в среднем 1,60 м.

Центральную часть Куюмбинского месторождения разделяет река Подкаменная Тунгуска и ее притоки – р. Юктэмэжит, Левая и Правая Колчера, Колобок, Кода с их многочисленными притоками. Озера и болота отсутствуют.

В ландшафтном отношении район работ относится к зоне средней тайги. Характерны хвойно-лиственные леса с примесью березы, осины, в подлеске преобладает ольховник. Леса на территории месторождения сплошные.

Ближайший населенный пункт – пос. Куюмба, расположенный в 30 км к северо-западу от существующего куста К-211. Районный центр – пос. Байкит, расположенный в 130 км от участка работ. Условия окружающей среды представлены в таблице А.1.

Таблица А.1 – Условия окружающей среды

Наименование параметра	Значение	Единица измерения
Абсолютная минимальная температура воздуха	-57	°С
Абсолютная максимальная температура воздуха	39	°С
Климатический район (ГОСТ 16350-80)	I ₂ (очень холодный)	
Климатический район (СП 131.13330.2012 Строительная климатология Актуализированная версия СНиП 23-01-99*)	1Д	
Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98	-55	°С
Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92 Строительная климатология	-53	°С
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98	-52	°С
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92	-50	°С
Расчетный вес снегового покрова для V снегового района (СП 20.13330.2011 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*)	3,2	к Па
Нормативное значение ветрового давления для I ветрового района (СП 20.13330.2011 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*)	0,23	кПа
Толщина стенки гололеда для V гололедного района (СП 20.13330.2011 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*)	15	мм

Наименование параметра	Значение	Единица измерения
Зона влажности (приложение В СП 50.13330.2012)	3 (сухая)	-
Сейсмичность района (по карте ОСР-97-В)	5 баллов	-

Данные взяты по метеостанции Байкит.

Приложение Б

ПЕРЕЧЕНЬ законодательных актов РФ и нормативных документов.

Электротехническая часть

1. ПУЭ, шестое издание, 2000 г. (доп.) Правила устройства электроустановок.
2. ПУЭ, седьмое издание, 2002 г. Правила устройства электроустановок.
3. СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.
4. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение (Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*).
5. СНиП 3.05.06-85. Электротехнические устройства.
6. ВСН 34-91. Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной и газовой промышленности.
7. Инструкция по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон.
8. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору 12 марта 2013 г., № 101.
9. ГОСТ 30852.0-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0 Общие требования.
10. ГОСТ 30852.9-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон.
11. ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).
12. ГОСТ 30331.1-2013 Электроустановки низковольтные. Часть 1. Основные положения, оценка общих характеристик, термины и определения.

Контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации

13. ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. С изм. №1.
14. ГОСТ 12.2.007.0-75. ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности. С изм. № 1, 2, 3, 4.
15. ГОСТ 24.104-85. Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования.
16. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств", утв. Ростехнадзором 11.03.2013, № 96.
17. ПУЭ, шестое издание, доп. с испр. 2000 г. и седьмое издание, 2002 г. Правила устройства электроустановок.
18. ППБО-85. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. Утв. МНП СССР 25.11.85.
19. ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. Утв. приказом Миннефтепрома СССР 10.1.1986, № 32. С изм. № 1.

20. ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995). Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон.
21. ГОСТ 30852.10-2002 (МЭК 60079-11:1999). Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь i.
22. ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды (с изм. № 1-5)
23. ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89). Степени защиты, обеспечиваемые оболочкой (Код IP).
24. ГОСТ 21.208-2013. СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.
25. Стандарт ОАО «НК «Роснефть» «Автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам» № ПЗ-04 С-0038 ВЕРСИЯ 2.00
26. ГОСТ 31565-2012. Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности

Приложение В

Базовый расчет электрообогрева

Таблица В.1 - Базовый расчет электрообогрева ЦПС Куюмбинского месторождения. Электро-технический расчет

Обозначение линии	Диаметр трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности λ , Вт/(м*град)	Температура поддержания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Допустимый пусковой ток на одну фазу, А
101. Входной манифолд															
Нефтяная эмульсия от манифолда на УПП-1	500	101	100	5	7	0,036	+5	-57	120	50	127,4	1	220	8,41	46,3
102. Установка подготовки нефти															
Входная ступень сепарации и охлаждения нефти															
Эмульсия нефтяная от системы распределения ЦПС на УПП-1	500	21	100	-	4	0,036	+5	-57	120	50	27,3	1	220	1,81	10
Эмульсия нефтяная от системы распределения ЦПС на УПП-1	400	28	100	4	8	0,036	+5	-57	120	41,49	69,6	1	220	3,41	21,1
Эмульсия нефтяная от системы распределения ЦПС на УПП-1	300	70	100	4	10	0,036	+5	-57	120	32,93	103,7	1	220	4,03	24,2
Нефть, некондиционная от 02-ГФС-1-1.2 на	700	30	100	1	5	0,036	+5	-57	120	66,93	60,1	2	220	2,94	18,3

Обозначение линии	Диаметр трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности (Вт/м²·град)	Температура поддержания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Дополнительный пусковой ток на одну фазу, А
02-БЕ-1-1.2															
Конденсат газовый от 02-ГС-1-1.2 на 02-БЕ-1-1.2	50	55	100	12	18	0,036	+5	-57	120	10,46	75,7	1	220	1,45	11,2
02-БЕ-1-1.2															
Сброс нефти от ПК после 02-ТО-1-1.2.3 в 02-БЕ-1-1.2	80	53	100	6	28	0,036	+5	-57	120	13,43	74,6	1	220	1,43	11
Газ высокого давления от 02-ГС-1-1.2 на КСВД	700	22	100	1	3	0,036	+5	-57	120	66,93	62,5	2	220	3,06	19
Газ высокого давления от 02-ГС-1-1.2 на КСВД	500	136	100	16	28	0,036	+5	-57	120	50	338,5	1	220	22,3	122,9
Сброс газа от ПК 02-СП-1-1.2, 02-ТФС-1-1.2, 02-ГС-1-1.2 на ФВД	700	46	100	1	3	0,036	+5	-57	120	66,93	110,5	2	220	5,41	33,5
Сброс газа от ПК 02-СП-1-1.2, 02-ТФС-1-1.2, 02-ГС-1-1.2 на ФВД	300	76	100	4	15	0,036	+5	-57	120	24,27	95,2	1	220	2,76	18,1
Сброс газа от ПК 02-СП-1-1.2, 02-ТФС-1-1.2, 02-ГС-1-1.2 на ФВД	80	99	100	10	28	0,036	+5	-57	120	13,43	129,1	1	220	2,48	19
Дренаж закрытый от аппаратов в 02-БД-1-1.2.3	300	12	100	-	1	0,036	+5	-57	120	32,93	39,8	1	220	1,55	9,3
Дренаж закрытый от аппаратов в 02-БД-1-1.2.3	250	40	100	2	4	0,036	+5	-57	120	28,62	40,1	1	220	1,56	9,4

Обозначение линии	Ду трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Аппаратура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности, Вт/(м*град)	Температура поддержания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Дополнительный пусковой ток на одну фазу, А
Вода пластовая от 02-ТФС-1-1.2 на очистные сооружения	300	66	100	-	6	0,036	+5	-57	120	32,93	72,9	1	220	2,83	17
Вода пластовая от 02-ТФС-1-1.2 на очистные сооружения	200	45	100	10	15	0,036	+5	-57	120	24,27	90,9	1	220	2,64	17,3
Нефть неконденсирующая от 02-СП-1-1.2 на 02-ТФС-1-1.2	400	110	100	12	20	0,036	+5	-57	120	41,49	144,3	1	220	7,06	43,8
Вода пластовая от 02-О-1-1.2 и 02-ЭДГ-1-1.2 на 02-ТФС-1-1.2	200	45	100	4	8	0,036	+5	-57	120	24,27	49,2	1	220	1,43	9,4
Газ высокого давления от 02-СП-1-1.2 и 02-ТФС-1-1.2 в 02-ТС-1-1.2	600	72	100	7	14	0,036	+5	-57	120	58,47	116,3	1	220	7,67	42,3
Газ высокого давления от 02-СП-1-1.2 и 02-ТФС-1-1.2 в 02-ТС-1-1.2	400	34	100	2	12	0,036	+5	-57	120	41,49	116,6	1	220	5,71	35,4
Нефть неконденсирующая от 02-ТФС-1-1.2 на теплообменники 02-ТО-1-1.2.3	500	87	100	2	15	0,036	+5	-57	120	50	126,6	1	220	8,35	46
Нефть неконденсирующая от 02-ТФС-1-1.2 на	400	64	100	10	18	0,036	+5	-57	120	41,49	93,0	1	220	4,55	28,2

Обозначение линии	Ду трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Аппаратура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности теплоизоляции, Вт/(м*град)	Температура поддержания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Дополнительный пусковой ток на одну фазу, А
теплообменники 02-ТО-1-1.2.3															
Нефть некондиционная от 02-ТФС-1-1.2 на теплообменники 02-ТО-1-1.2.3	300	21	100	3	12	0,036	+5	-57	120	32,93	46,4	1	220	1,8	10,9
Нефть некондиционная от 02-ТФС-1-1.2 на теплообменники 02-ТО-1-1.2.3	200	6	100	3	3	0,036	+5	-57	120	24,27	20,1	1	220	0,59	3,9
Нефть некондиционная от 02-ТФС-1-1.2 на теплообменники 02-ТО-1-1.2.3	500	24	100	4	6	0,036	+5	-57	120	50	37,3	1	220	2,46	13,6
Газ высокого давления от 02-ТС-1-1.2 на БПГ	300	40	100	2	4	0,036	+5	-57	120	32,93	55,2	1	220	2,15	12,9
Газ высокого давления от 02-ТС-1-1.2 на БПГ	400	24	100	-	2	0,036	+5	-57	120	50	37,3	1	220	2,46	13,6
Нефть некондиционная от 02-ТО-1-1.2.3 на 02-П-1-1.2.3	500	47	100	2	7	0,036	+5	-57	120	50	88,0	1	220	5,81	32
Нефть некондиционная от 02-ТО-1-1.2.3 на 02-П-1-1.2.3	300	21	100	3	9	0,036	+5	-57	120	32,93	31,0	1	220	1,21	7,3
Нефть некондиционная от 02-ТО-1-1.2.3 на 02-П-1-1.2.3	200	6	100	-	3	0,036	+5	-57	120	24,27	16,8	1	220	0,49	3,2

Обозначение линии	Диаметр трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности λ , Вт/(м ² ·град)	Температура подогревания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Допустимый пусковой ток на одну фазу, А
02-ГО-1-1,2,3 на 02-П-1-1,2,3															
Нефть, товарная от 02-ГО-1-1,2,3 на 03-Р-1,2,3,4	500	43	100	2	7	0,036	+5	-57	120	50	86,8	1	220	5,73	31,6
Нефть, товарная от 02-ГО-1-1,2,3 на 03-Р-1,2,3,4	300	23	100	3	9	0,036	+5	-57	120	32,93	50,0	1	220	1,94	11,7
Нефть, товарная от 02-ГО-1-1,2,3 на 03-Р-1,2,3,4	200	5	100	3	3	0,036	+5	-57	120	24,27	9,5	1	220	0,28	1,9
Нефть, товарная от 02-ЭДГ-1-1,2 на 02-ГО-1-1,2	500	54	100	1	9	0,036	+5	-57	120	24	61,4	1	220	4,21	22,4
Нефть, товарная от 02-ЭДГ-1-1,2 на 02-ГО-1-1,2	300	22	100	3	9	0,036	+5	-57	120	33,93	46,4	1	220	1,8	12,9
Нефть, товарная от 02-ЭДГ-1-1,2 на 02-ГО-1-1,2	200	3	100	-	-	0,036	+5	-57	120	12,14	8,4	1	220	0,22	1,6
103. Блок нагрева нефти															
Вода пластовая от 02-О-1,2 и 02-ЭДГ-1-1,2 на 02-П-1,2,3	200	28	100	-	5	0,036	+5	-57	120	24,27	32,8	1	220	0,95	6,3
Вода пластовая от 02-О-1,2 и 02-ЭДГ-1-1,2 на 02-П-1,2,3	150	162	100	18	45	0,036	+5	-57	120	19,86	245,2	1	220	7,1	46,6
Газ от 02-ЕД-3 в	50	42	100	1	14	0,036	+5	-57	120	10,46	50,7	1	220	0,98	7,5

Обозначение линии	Ду трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Аппаратура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности $\text{Вт/(м}^2\text{град)}$	Температура подогревания, $^{\circ}\text{C}$	Минимальная температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	Максимальная технологическая температура, $^{\circ}\text{C}$	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Длительный пусковой ток на одну фазу, А
коллектор на продувочную свечу															
Вода техническая от УППВ на 02-П-2	100	78	100	14	20	0,036	+5	-57	120	15,32	116,5	1	220	2,23	17,2
Газ от 02-ЕД-3 в коллектор на факел ПД	80	42	100	-	14	0,036	+5	-57	120	13,43	50,6	1	220	0,97	7,5
Откачка нефти от 02-ЕД-3 в коллектор на 03-Р-1,2,3,4	100	44	100	4	15	0,036	+5	-57	120	15,32	61,2	1	220	1,18	9
Газ на коллектора БПРГ на ГРПП 02-П-1,2,3, 02-П-2	80	149	100	8	68	0,036	+5	-57	120	13,43	198,8	1	220	3,81	29,3
Нефть от 02-ТО-1,2,3 на 02-П-1,2,3	600	50	100	-	5	0,036	+5	-57	120	58,47	58,7	1	220	3,88	21,4
Нефть от 02-ТО-1,2,3 на 02-П-1,2,3	500	6	100	-	1	0,036	+5	-57	120	50	8,1	1	220	0,54	3
Нефть от 02-ТО-1,2,3 на 02-П-1,2,3	400	177	100	19	35	0,036	+5	-57	120	41,49	368,2	1	220	18,01	111,6
Нефть от 02-П-1,2,3 на 02-ТФС-2-1,2,3	600	28	100	-	3	0,036	+5	-57	120	58,47	33,5	1	220	2,21	12,2
Нефть от 02-П-1,2,3 на 02-ТФС-2-1,2,3	500	42	100	1	6	0,036	+5	-57	120	50	61,3	1	220	4,05	22,3

Обозначение линии	Диаметр трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности, Вт/(м ² град)	Температура поддержания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Длительный пусковой ток на одну фазу, А
Нефть от 02-П-1-1.2.3 на 02-ТФС-2-1.2.3	400	114	100	2	14	0,036	+5	-57	120	41,49	147,1	1	220	7,2	44,6
Нефть от 02-П-1-3 и 02-П-2 в 02-БЕ-1-1.2	500	117	100	2	16	0,036	+5	-57	120	50	160,5	1	220	10,5 ₉	58,3
Нефть от 02-ТФС-2-1.2.3 на 02-П-2 и 02-П-1-3	500	194	100	19	34	0,036	+5	-57	120	50	435,4	1	220	28,7 ₂	158,1
104. Первая ступень обезжелезивания.															
Нефть с 02-П-1-1.2.3 на 02-ТФС-2-1.2.3	600	50	100	-	6	0,036	+5	-57	120	58,47	60,3	1	220	3,98	21,9
Нефть с 02-П-1-1.2.3 на 02-ТФС-2-1.2.3	400	27	100	4	4	0,036	+5	-57	120	41,49	63,8	1	220	3,12	19,4
Нефть с 02-ТФС-2-1.2.3 на 02-СМ-2-1.2	500	27	100	-	3	0,036	+5	-57	120	50	31,9	1	220	2,11	11,6
Нефть с 02-ТФС-2-1.2.3 на 02-СМ-2-1.2	300	163	100	15	21	0,036	+5	-57	120	32,93	270,3	1	220	10,4 ₈	63
Дренаж от 02-ТФС-2-1.2.3 и 02-БД-1-1.2.3	300	35	100	-	6	0,036	+5	-57	120	32,93	41,9	1	220	1,63	9,8
Дренаж от 02-ТФС-2-1.2.3 и 02-БД-1-1.2.3	250	114	100	3	12	0,036	+5	-57	120	28,62	140,3	1	220	5,44	32,7
Вода подпиточная с 02-ТФС-2-1.2.3 на очистные	400	18	100	-	2	0,036	+5	-57	120	41,49	21,1	1	220	1,04	6,4

Обозначение линии	Диаметр трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности (Вт/м²град)	Температура поддержания, °С	Минимальная температура окружающей среды, °С	Максимальная технологическая температура, °С	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Длительный пусковой ток на одну фазу, А
сооружения															
Вода пластовая с 02-ТФС-2-1,2,3 на очистные сооружения	300	150	100	15	19	0,036	+5	-57	120	32,93	255,2	1	220	9,9	59,5
Газ от 02-ТФС-2-1,2,3 на БПРГ	150	28	100	-	3	0,036	+5	-57	120	19,86	30,9	1	220	0,9	5,9
Газ от 02-ТФС-2-1,2,3 на БПРГ	100	100	100		39	0,036	+5	-57	120	15,32	124,5	1	220	2,39	18,4
Газ от 02-ТФС-2-1,2,3; 02-БЕ-1-1,2; 02-БЕ-2 в систему ВД	150	31	100	-	4	0,036	+5	-57	120	19,86	34,6	1	220	1,01	6,6
Газ от 02-ТФС-2-1,2,3; 02-БЕ-1-1,2; 02-БЕ-2 в систему ВД	80	71	100	6	24	0,036	+5	-57	120	13,43	93,4	1	220	1,79	13,8
105. Блок электрообессоливания.															
Дренаж закрытый из 02-ЭДГ-1-1,2; 02-О-1-1,2; 02-ТФС-1-1,2,3 в 02-БД-1-1,2,3	300	52	100	2	11	0,036	+5	-57	120	32,93	75,4	1	220	2,93	17,6
Нефть от 02-О-1-1,2 на 02-ЭДГ-1-1,2 (коллектор)	500	15	100	1	3	0,036	+5	-57	120	50	30,1	1	220	1,99	11
Нефть от 02-О-1-1,2 на 02-ЭДГ-1-1,2	400	82	100	7	22	0,036	+5	-57	120	41,49	163,7	1	220	8,01	49,7
Вода обратная от 02-ТО-2-1,2 02-	100	80	100	26	20	0,036	+5	-57	120	15,32	140,4	1	220	2,69	20,7

Обозначение линии	Ду трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности теплоизоляции, Вт/(м*град)	Температура подогревания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Допустимый пусковой ток на одну фазу, А
СМ-3, 1,2															
Вода техническая от УПНВ на 02-Ф-3-1,2	150	48	100	4	7	0,036	+5	-57	120	19,86	64,9	1	220	1,88	12,4
Вода пластовая от 02-ЭДП-1-1,2 и 02-О-1-1,2 к 02-СМ-1-1,2,3	150	21	100	20	31	0,036	+5	-57	120	19,86	99,7	1	220	2,89	19
Вода пластовая от 02-ЭДП-1-1,2 и 02-О-1-1,2 к 02-СМ-1-1,2,3	100	97	100	20	3	0,036	+5	-57	120	15,32	136,1	1	220	2,61	20,1
Вода обратная от 02-ТО-2-1,2 на котельную	150	68	100	6	7	0,036	+5	-57	120	19,86	90,5	1	220	2,62	17,2
Вода от котельной прямая на 02-ТО-2-1,2	150	67	100	2	11	0,036	+5	-57	120	19,86	81,2	1	220	2,35	15,5
Сброс нефти от 02-ЭДП-1-1,2; 02-О-1-1,2 и 02-СФ-1	80	73	100	2	14	0,036	+5	-57	120	13,43	84,3	1	220	1,62	12,4
Нефть от 02-ЭДП-1-1,2 на 02-ТО-1-1,2,3(коллектор)	500	21	100	-	3	0,036	+5	-57	120	50	25,9	1	220	1,71	9,5
Нефть от 02-ЭДП-1-1,2 на 02-ТО-1-1,2,3	300	128	100	22	28	0,036	+5	-57	120	32,93	282,1	1	220	10,94	65,8
106. Вторая ступень обезвоживания.															
Дренаж	300	17	100	-	5	0,036	+5	-57	120	32,93	22,9	1	220	0,89	5,4

Обозначение линии	Диу трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности (Вт/(м*град))	Температура поддержания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Длительный пусковой ток на одну фазу, А
закрытый из 02-ЭДГ-1-1.2; 02-О-1-1.2; 02-ТФС-1-1.2; 02-БД-1.2,3 в 02-БД-1.2,3															
Дренаж	250	76	100	2	10	0,036	+5	-57	120	28,62	95,7	1	220	3,72	22,3
закрытый из 02-ЭДГ-1-1.2; 02-О-1-1.2; 02-ТФС-1-1.2,3 в 02-БД-1.2															
Дренаж	50	2	100	-	-	0,036	+5	-57	120	10,46	2,7	1	220	0,06	0,4
закрытый из 02-ЭДГ-1-1.2; 02-О-1-1.2; 02-ТФС-1-1.2,3 в 02-БД-1.2															
Нефть от 02-О-1-1.2 к 02-ЭДГ-1-1.2	500	17	100	1	3	0,036	+5	-57	120	50	32,1	1	220	2,12	11,7
Нефть от 02-О-1-1.2 к 02-ЭДГ-1-1.2	300	80	100	2	8	0,036	+5	-57	120	32,93	100,3	1	220	3,89	23,4
Вода пластовая от 02-О-1-1.2 и 02-ЭДГ-1-1.2 на 02-СМ-1-1.2,3	150	22	100	-	4	0,036	+5	-57	120	19,86	25,6	1	220	0,75	4,9
Вода пластовая от 02-О-1-1.2 и 02-ЭДГ-1-1.2 на 02-СМ-1-1.2,3	100	94	100	12	26	0,036	+5	-57	120	15,32	132,5	1	220	2,54	19,5

Обозначение линии	Диаметр трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности λ , Вт/(м ² ·град)	Температура подогревания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Длительный пусковой ток на одну фазу, А
Сброс газонефтяной смеси от 02-О-1-1,2 и 02-ЭДГ-1-1,2 в 02-СФ-1	80	82	100	4	21	0,036	+5	-57	120	13,43	100,0	1	220	1,92	14,7
Нефть от 02-Н-1-1,2,3 на 02-О-1-1,2	400	79	100	12	18	0,036	+5	-57	120	41,49	195,1	1	220	9,55	59,2
Вода от 02-ТО-2-1,2 в 02-СМ-4-1,2	100	19	100	-	3	0,036	+5	-57	120	15,32	21,6	1	220	0,42	3,2
Вода от 02-ТО-2-1,2 в 02-СМ-4-1,2	80	46	100	20	10	0,036	+5	-57	120	13,43	79,7	1	220	1,53	11,8
Вода техническая от УППВ на 02-Ф-3-1,2	150	22	100	-	5	0,036	+5	-57	120	19,86	26,3	1	220	0,77	5
Вода обратная от 02-ТО-2-1,2 на котельную	150	22	100	-	5	0,036	+5	-57	120	19,86	26,3	1	220	0,77	5
Вода от котельной котельной прямая на 02-ТО-2-1,2	150	22	100	-	5	0,036	+5	-57	120	19,86	26,3	1	220	0,77	5
107. Концевая ступень сепарации.															
Нефть от печей 02-П-2-1 к буферным емкостям 02-БЕ-1/1,2	500	71	100	-	6	0,036	+5	-57	120	50	80,1	1	220	5,29	29,1

Обозначение линии	Ду трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности λ Вт/(м*град)	Температура поддержания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Длительный пусковой ток на одну фазу, А
Нефть от печей 02-П-2-1 к буферным емкостям 02-БЕ-1/1,2	400	28	100	2	6	0,036	+5	-57	120	41,49	51,5	1	220	2,52	15,7
Нефть от 02-С-1,2 к 02-БЕ-1/1,2 (аварийная сепарация)	700	46	100	-	3	0,036	+5	-57	120	66,93	98,1	2	220	4,8	29,8
Нефть от 02-С-1,2 к 02-БЕ-1/1,2 (аварийная сепарация)	500	69	100	4	8	0,036	+5	-57	120	50	121,6	1	220	8,02	44,2
Нефть от 02-БЕ-1/1,2 на 02-БЕ-2	500	96	100	1	1	0,036	+5	-57	120	50	108,3	1	220	7,15	39,4
Нефть от 02-БЕ-1/1,2 в резервуарный парк	700	18	100	1	3	0,036	+5	-57	120	66,93	54,5	2	220	2,67	16,6
Нефть от 02-БЕ-2 на 02-Н-1/1,2	500	40	100	5	5	0,036	+5	-57	120	50	98,5	1	220	6,5	35,8
Нефть от 02-Н-	400	28,5	100	-	5	0,036	+5	-57	120	41,49	35,2	1	220	1,73	10,7

Обозначение линии	Диаметр трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности теплоизоляции, Вт/(м*град)	Температура поддержания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Допустимый пусковой ток на одну фазу, А
1,2 на 02-О-1/1,2															
Нефть от 02-БЕ-1/1,2 на 02-Н-1/1,2,3	500	9	100	1	2	0,036	+5	-57	120	50	22,7	1	220	1,5	8,3
Газ от 02-БЕ-1/1,2; БЕ-2 на ФНД	600	42	100	-	6	0,036	+5	-57	120	58,47	52,3	1	220	3,45	19
Газ от 02-БЕ-1/1,2; БЕ-2 на ФНД	400	17	100	4	-	0,036	+5	-57	120	41,49	49,1	1	220	2,41	14,9
Газ от 02-БЕ-1/1,2; БЕ-2 на ФНД	80	30	100	-	-	0,036	+5	-57	120	13,43	30,7	1	220	0,59	4,6
Дренаж закрытый от аппаратов в 02-ЕД-1-1,2,3	250	31	100	1	5	0,036	+5	-57	120	28,62	41,2	1	220	1,6	9,6
Дренаж закрытый от аппаратов в 02-ЕД-1-1,2,3	200	42	100	2	6	0,036	+5	-57	120	24,27	55,2	1	220	1,6	10,5
Вода пластовая от 02-О-1-1,2 и 02-ЭДГ-1-1,2 в	200	23	100	-	4	0,036	+5	-57	120	24,27	27,0	1	220	0,79	5,2

Обозначение линии	Ду трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности $\text{Вт/(м}^2\text{град)}$	Температура поддержания, $^{\circ}\text{C}$	Минимальная температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	Максимальная технологическая температура, $^{\circ}\text{C}$	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Дополнительный пусковой ток на одну фазу, А
02-СМ-1-1,2,3															
Вода техническая с УППВ на 02-ТО-2/1,2	100	24	100	-	4	0,036	+5	-57	120	15,32	27,2	1	220	0,53	4
Откачка нефти от 02-ЕД-2 в коллектор на 02-П-1-1,2,3	150	6	100	-	1	0,036	+5	-57	120	19,86	7,5	1	220	0,22	1,5
Газ от дренажной емкости 02-ДЕ-2 на факел низкого давления	80	57	100	2	10	0,036	+5	-57	120	13,43	66,1	1	220	1,27	9,8
108. Насосная станция подпорных насосов															
Нефть от 02-БЕ-1-1,2 и 02-БЕ-2 к 02-Н-1-1,2,3	500	32	100	3	8	0,036	+5	-57	120	50	74,4	1	220	4,91	27,1
Нефть от 02-БЕ-1-1,2 и 02-БЕ-2 к 02-Н-1-1,2	250	1	100	-	-	0,036	+5	-57	120	28,62	1,7	1	220	0,07	0,4
Нефть от 02-Н-1-1,2,3 к 02-О-1-1,2	400	42	100	5	8	0,036	+5	-57	120	41,49	91,4	1	220	4,47	27,7
Дренаж от 02-Н-1-1,2 в 02-ДЕ-2	80	22	100	1	5	0,036	+5	-57	120	13,43	26,9	1	220	0,52	4
Дренаж от 02-Н-1-1,2 в 02-ДЕ-2	50	18	100	2	8	0,036	+5	-57	120	10,46	24,6	1	220	0,48	3,7
Дренаж от 02-Н-1-1,2 в 02-ДЕ-2	30	16	100	4	-	0,036	+5	-57	120	8,5	19,8	1	220	0,2	2
Откачка из 02-	150	4	100	1	3	0,036	+5	-57	120	19,86	9,7	1	220	0,29	1,9

Обозначение линии	Ду трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности $\text{Вт/(м}^2\text{град)}$	Температура подогревания, $^{\circ}\text{C}$	Максимальная температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	Максимальная технологическая температура, $^{\circ}\text{C}$	Удельная весовая тепловая потеря, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Допустимый пусковой ток на одну фазу, А
ДЕ-2 к 02-П-1-1...3															
Газ от 02-ДЕ-2 на факел низкого давления	80	6	100	-	3	0,036	+5	-57	120	13,43	8,4	1	220	0,17	1,3
109. Площадка дренажных емкостей															
Газ (дыхание) от 02-ЕФ-1, 02-ЕД-1-1...3 в коллектор на ФНД	300	25	100	-	5	0,036	+5	-57	120	32,93	30,9	1	220	1,2	7,2
Газ (дыхание) от 02-ЕФ-1 в коллектор на ФНД	200	24	100	-	5	0,036	+5	-57	120	24,27	28,8	1	220	0,84	5,5
Газ (дыхание) от 02-ЕД-1-1...3 в коллектор на ФНД	100	71	100	-	15	0,036	+5	-57	120	15,32	80,9	1	220	1,55	11,9
Газ от 02-ЕФ-1, 02-ЕД-1-1...3 на продувочную свечу (коллектор)	100	23	100	-	5	0,036	+5	-57	120	15,32	26,8	1	220	0,52	4
Газ от 02-ЕД-1-1...3 на продувочную свечу (коллектор)	80	66	100	3	12	0,036	+5	-57	120	13,43	77,6	1	220	1,49	11,5

Обозначение линии	Ду трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Аппаратура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности (Вт/м²·град)	Температура поддержания, (°С)	Минимальная температура окружающей среды, °С	Максимальная технологическая температура, (°С)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор поправки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Дополнительный пусковой ток на одну фазу, А
Газ от 02-ЕФ-1 на продувочную свечу (коллектор)	50	22	100	1	4	0,036	+5	-57	120	10,46	25,7	1	220	0,5	3,8
Откачка от 02-ЕФ-1, 02-ЕД-1-1...3 в коллектор на 03-Р-1...4, 53-Р-1...4	250	28	100	1	6	0,036	+5	-57	120	28,62	39,1	1	220	1,52	9,2
Откачка от 02-ЕД-1-1...3 в коллектор на 03-Р-1...4, 53-Р-1...4	150	52	100	10	14	0,036	+5	-57	120	19,86	90,6	1	220	2,63	17,3
Откачка от 02-ЕФ-1 коллектор на 02-П-1,2,3	200	8	100	1	2	0,036	+5	-57	120	24,27	14,2	1	220	0,42	2,7
Дренаж закрытый к 02-ЕД-1-1...3	300	41	100	3	10	0,036	+5	-57	120	32,93	69,0	1	220	2,68	16,1
110. Резервуарный парк															
Нефть от 02-БЕ-1-1,2 в 03-Р-4 (режим аварийной сепарации-коллектор)	700	200	100	2	20	0,036	+5	-57	120	66,93	461,5	2	220	22,57	139,9
Нефть от 02-БЕ-1-1,2 на 03-Р-3	700	150	100	2	15	0,036	+5	-57	120	66,93	352,5	2	220	17,24	106,9
Нефть от 02-БЕ-1-1,2 на 03-Р-1	700	150	100	2	13	0,036	+5	-57	120	66,93	348,9	2	220	17,07	105,8

Обозначение линии	Диаметр трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности Вт/(м·град)	Температура поддержания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Дополнительный пусковой ток на одну фазу, А
Нефть от 02-БЕ-1-1,2 на 03-Р-2	700	140	100	2	13	0,036	+5	-57	120	66,93	328,9	2	220	16,09	99,7
Нефть от 07-11-1-1,2 в 03-Р-4 (коллектор)	200	80	100	1	9	0,036	+5	-57	120	24,27	91,9	1	220	2,66	17,5
Нефть от 07-11-1-1,2 в 03-Р-3	200	20	100	1	2	0,036	+5	-57	120	24,27	26,2	1	220	0,76	5
Нефть от 07-11-1-1,2 в 03-Р-1	200	20	100	1	2	0,036	+5	-57	120	24,27	26,2	1	220	0,76	5
Нефть от 07-11-1-1,2 в 03-Р-2	200	20	100	1	2	0,036	+5	-57	120	24,27	26,2	1	220	0,76	5
Нефть неконденсирующая от 03-Р-2 на насосы 07-11-1-1,2 (коллектор)	300	200	100	3	21	0,036	+5	-57	120	32,93	239,4	1	220	9,29	55,8
Нефть неконденсирующая от 03-Р-1 на насосы 07-11-1-1,2	300	150	100	3	16	0,036	+5	-57	120	32,93	184,2	1	220	7,15	43
Нефть неконденсирующая от 03-Р-3 на насосы 07-11-1-1,2	300	150	100	3	17	0,036	+5	-57	120	32,93	185,2	1	220	7,19	43,2
Нефть неконденсирующая от 03-Р-4 на насосы 07-11-1-1,2	300	120	100	3	15	0,036	+5	-57	120	32,93	153,2	1	220	5,94	35,7
Нефть товарная от 02-ТО-1-1,2,3 в 03-Р-4 (коллектор)	700	80	100	1	9	0,036	+5	-57	120	66,93	189,3	2	220	9,26	57,4

Обозначение линии	Диаметр трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности теплоизоляции, Вт/(м ² град)	Температура поддержания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Длительный пусковой ток на одну фазу, А
Нефть товарная от 02-ТО-1-1,2,3 в 03-Р-3	700	20	100	1	2	0,036	+5	-57	120	66,93	56,7	2	220	2,78	17,2
Нефть товарная от 02-ТО-1-1,2,3 в 03-Р-1	700	20	100	1	2	0,036	+5	-57	120	66,93	56,7	2	220	2,78	17,2
Нефть товарная от 02-ТО-1-1,2,3 в 03-Р-2	700	20	100	1	2	0,036	+5	-57	120	66,93	56,7	2	220	2,78	17,2
Нефть из резервуара 03-Р-2 на насосы внешнего транспорта 07-Н-2/1,2,3 (коллектор)	600	130	100	4	21	0,036	+5	-57	120	58,47	213,1	1	220	14,06	77,4
Нефть из резервуара 03-Р-1 на насосы внешнего транспорта 07-Н-2/1,2,3	600	150	100	4	18	0,036	+5	-57	120	58,47	228,3	1	220	15,06	82,9
Нефть из резервуара 03-Р-3 на насосы внешнего транспорта 07-Н-2/1,2,3	600	150	100	4	18	0,036	+5	-57	120	58,47	228,3	1	220	15,06	82,9
Нефть из резервуара 03-Р-4 на насосы внешнего транспорта 07-Н-2/1,2,3	600	150	100	4	18	0,036	+5	-57	120	58,47	228,3	1	220	15,06	82,9

Обозначение линии	Ду трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности Вт/(м*град)	Температура поддержания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при работе температуры, кВт	Дополнительный пусковой ток на одну фазу, А
2/1,2,3															
Газ от 03-ЕД-1 на ФНД	150	50	100	1	9	0,036	+5	-57	120	19,86	60,0	1	220	1,74	11,4
Дренаж закрытый из 03-Р-1,2,3,4 в 03-ЕД-1	150	300	100	5	37	0,036	+5	-57	120	19,86	341,3	1	220	9,88	64,9
Откачка нефти от 02-ЕД-1-1,2,3 и 02-ЕФ-1 в 03-Р-4 (коллектор)	250	100	100	1	9	0,036	+5	-57	120	28,62	113,9	1	220	4,42	26,6
Откачка нефти от 02-ЕД-1-1,2,3 и 02-ЕФ-1 в 03-Р-3	250	20	100	1	2	0,036	+5	-57	120	28,62	27,4	1	220	1,07	6,4
Откачка нефти от 02-ЕД-1-1,2,3 и 02-ЕФ-1 в 03-Р-1	250	20	100	1	2	0,036	+5	-57	120	28,62	27,4	1	220	1,07	6,4
Откачка нефти от 02-ЕД-1-1,2,3 и 02-ЕФ-1 в 03-Р-2	250	20	100	1	2	0,036	+5	-57	120	28,62	27,4	1	220	1,07	6,4
Откачка нефти от 03-ЕД-1 в коллектор к печам 02-П-1-1,2,3	150	60	100	4	12	0,036	+5	-57	120	19,86	80,5	1	220	2,33	15,3
Азот от коллектора на площадку дренажной емкости 03-ЕД-1	50	50	100	2	10	0,036	+5	-57	120	10,46	57,6	1	220	1,11	8,5
Газоулавливающая линия на свечу от 03-Р-1 на 03-СВ-1	400	220	100	1	15	0,036	+5	-57	120	41,49	246,4	1	220	12,05	74,7
Газоулавливающая	400	150	100	1	16	0,036	+5	-57	120	41,49	177,6	1	220	8,69	53,9

Обозначение линии	Ду трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{град})$	Температура поддержания, $^{\circ}\text{C}$	Максимальная окружающая среда, $^{\circ}\text{C}$	Максимальная технологическая температура, $^{\circ}\text{C}$	Удельная величина тепловых потерь, $\text{Вт}/\text{м}$	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Длительный пусковой ток на одну фазу, А
112. Площадка измерения количества газа															
линия на свечу от 03-Р-2 на 03-СВ-1															
Газоуравнительная линия на свечу от 03-Р-3 на 03-СВ-1	400	180	100	1	13	0,036	+5	-57	120	41,49	204,0	1	220	9,98	61,9
Газоуравнительная линия на свечу от 03-Р-4 на 03-СВ-1	400	180	100	1	11	0,036	+5	-57	120	41,49	201,7	1	220	9,87	61,2
113. Блок подготовки и распределения газа															
Газ от СИКГ на ГТС	500	39	100	5	6	0,036	+5	-57	120	50	98,9	1	220	6,53	36
Кулобинского месторождения															
Газ от 02-ГС-1-1,2 на СИКГ	500	20	100	-	3	0,036	+5	-57	120	50	24,9	1	220	1,65	9,1
Конденат от площадки СИКГ в 09-БФ-2	50	18	100	-	7	0,036	+5	-57	120	10,46	22,2	1	220	0,43	3,3
Газ нефтяной попутный от 02-ГС-1-1/2	250	41	100	8	12	0,036	+5	-57	120	28,62	91,4	1	220	3,55	21,3
Газ нефтяной попутный от 02-ТФС-2-1,2,3	250	30	100	5	10	0,036	+5	-57	120	28,62	64,1	1	220	2,49	15
Газ природный от куста на БРГ ППС	150	40	100	1	8	0,036	+5	-57	120	19,86	49,3	1	220	1,43	9,4
Газ на УПН-1,2 (пени)	200	40	100	1	5	0,036	+5	-57	120	24,27	48,6	1	220	1,41	9,3
Газ на котельную (ППС)	100	40	100	1	9	0,036	+5	-57	120	15,32	48,1	1	220	0,93	7,1

Обозначение линии	Ду трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности λ , Вт/(м ² град)	Температура подогревания, °С	Минимальная температура окружающей среды, °С	Максимальная технологическая температура, °С	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Дополнительный пусковой ток на одну фазу, А
Газ на котельную ВЖК и полигон захоронения	200	50	100	1	9	0,036	+5	-57	120	24,27	61,9	1	220	1,8	11,8
Газ на ФНД (запор)	50	40	100	3	20	0,036	+5	-57	120	10,46	53,5	1	220	1,03	7,9
Газ на ФНД (запор)	50	40	100	3	21	0,036	+5	-57	120	10,46	54,0	1	220	1,04	8
Газ на загал ФНД	50	40	100	3	14	0,036	+5	-57	120	10,46	50,5	1	220	0,97	7,5
Газ на загал ФНД	50	40	100	3	14	0,036	+5	-57	120	10,46	50,5	1	220	0,97	7,5
Газ на ФВД	250	70	100	5	17	0,036	+5	-57	120	28,62	110,6	1	220	4,29	25,8
Газ на продувочную станцию	50	60	100	2	9	0,036	+5	-57	120	10,46	67,1	1	220	1,29	9,9
Конденсат в 09-ЕФ-2	100	45	100	-	10	0,036	+5	-57	120	15,32	51,8	1	220	1	7,7
Конденсат в 09-ЕФ-2	80	6	100	4	-	0,036	+5	-57	120	13,43	12,2	1	220	0,24	1,8
114. Насосная внешнего транспорта и внутрипарковой перекачки															
Нефть товарная от насосов 07-Н-2-1...3 на коммерческий учет учета нефти	400	40	100	1	7	0,036	+5	-57	120	41,49	56,9	1	220	2,79	17,3
Нефть товарная от насосов 07-Н-2-1...3 на коммерческий учет учета нефти	250	60	100	6	12	0,036	+5	-57	120	28,62	100,8	1	220	3,91	23,5
Нефть товарная из резервуаров на насосы 07-Н-2-1...3 (коллектор)	600	40	100	1	7	0,036	+5	-57	120	58,47	64,1	1	220	4,23	23,3
Нефть товарная из	400	41	100			0,036	+5	-57	120	41,49	79,5	1	220	3,89	24,1

Обозначение линии	Диаметр трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности, Вт/(м*град)	Температура поддержания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Дополнительный пусковой ток на одну фазу, А
резервуаров на насосы 07-Н-2-1...3 (коллектор)				3	12										
Пластовая вода от насосов 07-Н-1-1...2 на сооружения ВНК	200	15	100	1	3	0,036	+5	-57	120	41,49	27,1	1	220	1,33	8,3
Внутриарканная перекачка некондиционной нефти из резервуара в резервуар	200	15	100	1	3	0,036	+5	-57	120	24,27	22,0	1	220	0,64	4,2
Нефть некондиционная от насосов 07-Н-1-1...2 на вход перед печами 02-Н-1-1...3	200	30	100	5	13	0,036	+5	-57	120	24,27	60,4	1	220	1,75	11,5
Нефть некондиционная из резервуаров на насосы 07-Н-1-1...2	300	35	100	5	12	0,036	+5	-57	120	24,27	64,5	1	220	1,87	12,3
Нефть от 07-ЕД-1 на УПП	80	10	100	2	3	0,036	+5	-57	120	32,93	25,2	1	220	0,98	5,9
115. Система измерения количества нефти															
Нефть товарная от насосов 07-Н-2-1,2,3 на 08-СНКП-1	500	8	100	1	3	0,036	+5	-57	120	6,32	11,2	1	220	0,11	1,2
Нефть товарная от 08-СНКП-1 на внешний транспорт	500	21	100	3	5	0,036	+5	-57	120	6,32	11,2	1	220	0,11	1,2

Обозначение линии	Диаметр трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности λ Вт/(м*град)	Температура поддержания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при работе $P_{\text{раб}}$, кВт	Длительный пусковой ток на одну фазу, А
Откачка дренажной емкости 08-ЕД-2 во внешний транспорт	80	22	100	2	4	0,036	+5	-57	120	6,32	6,2	1	220	0,06	0,7
Дренаж закрытый от 08-СИКН-1 в 08-ЕД-1	80	9	100	-	3	0,036	+5	-57	120	6,32	6,2	1	220	0,06	0,7
Дренаж закрытый от 08-СИКН-1 в 08-ЕД-2	80	14	100	1	6	0,036	+5	-57	120	6,32	6,2	1	220	0,06	0,7
Откачка дренажной емкости 08-ЕД-1 на УПН-1	80	22	100	1	4	0,036	+5	-57	120	6,32	6,2	1	220	0,06	0,7
Газ от 08-ЕД-1,2	50	21	100	2	10	0,036	+5	-57	120	6,32	16,2	1	220	0,16	1,7
Газ от 08-ЕД-1 и 08-ЕД-2 на смену рассейвания	80	1	100	1	1	0,036	+5	-57	120	6,32	6,2	1	220	0,06	0,7
118. Установка налива нефти.															
Линейный сток от ПН-ПН-1 на очистные сооружения Вис	80	21	100	1	2	0,036	+5	-57	120	13,43	24,2	1	220	0,47	3,6
Нефть на УПН-1 от УПН	80	25	100	4	4	0,036	+5	-57	120	13,43	33,5	1	220	0,65	5
Товарная нефть от 03-Р-1,2,3,4 на УПН	250	15	100	1	5	0,036	+5	-57	120	28,62	25,2	1	220	0,98	5,9
Товарная нефть от 03-Р-1,2,3,4 УПН	150	22	100	2	2	0,036	+5	-57	120	19,86	29,7	1	220	0,86	5,7

Обозначение линии	Ду трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Аппаратура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности $\text{Вт/(м}^2\text{град)}$	Температура поддержания, $^{\circ}\text{C}$	Минимальная температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	Максимальная технологическая температура, $^{\circ}\text{C}$	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Длительный пусковой ток на одну фазу, А
120. Напорный нефтепровод.															
Нефть товарная от ПСП до точки подключения на ГПС №1 МП "Куомба-тайшет" ООО "Востокнефтепроект"	500	26	100	4	7	0,036	+5	-57	120	50	77,2	1	220	5,1	28,1
116. Факельное хозяйство															
Коллектор на ФВД от СДУ-1 до СДУ-2	100	800	100	1	75	0,036	+5	-57	120	92,26	1796,3	2	220	118,47	652,1
Газ от коллектора ФВД на 09-С-1-1/2	800	30	100	2	4	0,036	+5	-57	120	75,38	97,6	2	220	4,78	29,6
Коллектор на ФВД от СДУ-1 до СДУ-2	120	800	100	4	80	0,036	+5	-57	120	109,1	1852,9	2	220	122,2	672,7
Коллектор от СДУ-2 на ФВД	100	450	100	2	45	0,036	+5	-57	120	92,26	1038,9	2	220	68,52	377,2
Газ от 09-СФ-1-1/2 на ФВД	800	45	100	2	3	0,036	+5	-57	120	75,38	125,6	2	220	6,15	38,1
Коллектор от СДУ-2 на ФВД	120	450	100	2	70	0,036	+5	-57	120	109,1	1099,1	2	220	72,49	399
Газ от 09-ЕФ-1 и коллектор ВД	100	16	100	1	5	0,036	+5	-57	120	15,32	21,6	1	220	0,42	3,2
Газ от 09-ЕФ-2 и коллектор ИД	100	35	100	1	8	0,036	+5	-57	120	15,32	42,5	1	220	0,82	6,3
Газ из сетей на продувочную свечу (коллектор)	150	75	100		15	0,036	+5	-57	120	19,86	86,5	1	220	2,51	16,5

Обозначение линии	Ду трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности $\text{Вт}/(\text{м}^2\text{град})$	Температура поддержания, $^{\circ}\text{C}$	Минимальная температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	Максимальная технологическая температура, $^{\circ}\text{C}$	Удельная величина тепловых потерь, $\text{Вт}/\text{м}$	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Длительный пусковой ток на одну фазу, А
Газ (дыхание) от 09-Еф-1,2 в коллектор на свечу	100	60	100	10	10	0,036	+5	-57	120	15,32	85,1	1	220	1,63	12,6
Дренаж закрытый от 09-КС-1 в 09-Еф-1	100	20	100	2	5	0,036	+5	-57	120	15,32	27,4	1	220	0,53	4,1
Дренаж закрытый от 09-КС-2 в 09-Еф-2	100	30	100	2	7	0,036	+5	-57	120	15,32	38,7	1	220	0,75	5,7
Дренаж закрытый от 09-Сф-1-1,2; 09-Сф-3 в 09-Еф-3	100	70	100	4	11	0,036	+5	-57	120	15,32	84,8	1	220	1,63	12,5
Дренаж закрытый от 09-Сф-3,4 в 09-Еф-4	100	70	100	6	13	0,036	+5	-57	120	15,32	89,6	1	220	1,72	13,2
Конденат от БПРГ в 09-Еф-2	100	30	100	1	7	0,036	+5	-57	120	15,32	36,8	1	220	0,71	5,5
Откачка 09-Еф-1,2 в коллектор на УПН	300	780	100	4	3	0,036	+5	-57	120	32,93	806,5	1	220	31,27	188
Откачка 09-Еф-3,4 в коллектор на УПН	100	50	100	4	3	0,036	+5	-57	120	15,32	59,9	1	220	1,15	8,9
Откачка 09-Еф-1,2 в коллектор на УПН	150	25	100	4	3	0,036	+5	-57	120	19,86	39,0	1	220	1,13	7,5
Откачка 09-Еф-3,4 в коллектор на УПН	150	25	100	4	3	0,036	+5	-57	120	19,86	39,0	1	220	1,13	7,5
Газ от БПРГ на запал ФВД	50	1250	100	-	420	0,036	+5	-57	120	10,46	1460,7	1	220	27,95	214,8
Газ от БПРГ на	50	1250	100	-	42	0,036	+5	-57	120	10,46	1460,7	1	220	27,9	214,8

Обозначение линии	Ду трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности теплоизоляции, Вт/(м²град)	Температура поддержания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Длительный пусковой ток на одну фазу, А
заказ ФВД					0						7			5	
016. Инженерные сети															
Эксплуатация нефтяная от manifold на УПП-1	500	285	100	-	23	0,036	+5	-57	120	50	317,9	1	220	20,9 7	115,4
Нефть некондиционная от 02-ТФС-1-1,2 на 02-БЕ-1-1,2	700	265	100	-	12	0,036	+5	-57	120	66,93	552,3	2	220	27,0 1	167,4
Сбор с ПК линии нефти УПП-1 в 02- БФ-1	80	180	100	-	15	0,036	+5	-57	120	13,43	189,1	1	220	3,62	27,8
Дренаж закрытый от аппаратов в 02- БД-1-1,2,3	300	210	100	-	15	0,036	+5	-57	120	32,93	226,2	1	220	8,77	52,8
Вода пластовая от 02-О-1-1,2 и 02- ОД-1-1,2 на 02- СМ-1-1,2,3	200	184	100	-	2	0,036	+5	-57	120	24,27	186,4	1	220	5,4	35,5
Нефть некондиционная от 02-ТФС-1-1,2,3 и 02-ТО-1-1,2,3 на 02-П-1-1,2,3	600	265	100	-	8	0,036	+5	-57	120	58,47	265,7	1	220	17,5 3	96,5
Вода техническая от ТО-2-1,2 на СМ- 2-1,2	100	80	100	-	2	0,036	+5	-57	120	15,32	85,6	1	220	1,64	12,6
Нефть от 02-П-1- 1,2,3 на 02-ТФС- 2-1,2,3	600	92	100	-	2	0,036	+5	-57	120	58,47	95,9	1	220	6,33	34,9

Обозначение линии	Диаметр трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности (Вт/м²·град)	Температура поддержания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Дополнительный пусковой ток на одну фазу, А
Нефть от 02-П-1-3 и 02-П-2 в 02-БЕ-1-1,2	500	181	100	-	11	0,036	+5	-57	120	50	184,5	1	220	12,17	67
Нефть от 02-1ФС-2-1,2,3 на 02-П-2 и 02-П-1-3	500	80	100	-	2	0,036	+5	-57	120	50	96,1	1	220	6,34	34,9
Нефть от 02-ЭДГ-1-1,2 на 02-ГО-1-1,2,3	500	161	100	-	10	0,036	+5	-57	120	50	164,5	1	220	10,85	59,8
Конденсат газовый от СДУ-2 на 02-БЕ-1-1,2	300	1053	100	2	10	0,036	+5	-57	120	32,93	1075,4	1	220	41,7	250,6
Конденсат газовый от ЭЦ на 02-БЕ-1-1,2	300	107	100	-	12	0,036	+5	-57	120	32,93	211,8	1	220	8,22	49,4
Откачка нефть из 02-ЕД-2 в коллектор на вход в 02-П-1-1,2,3	80	178	100	-	11	0,036	+5	-57	120	13,43	185,5	1	220	3,55	27,3
Нефть товарная от 02-ГО-1-1,2,3 в 03-Р-1-1,2,3	700	466	100	-	51	0,036	+5	-57	120	66,93	952,5	2	220	46,58	288,7
Нефть от насосов 07-Н-1-1, в коллектор на 02-П-1-1,2,3	250	812	100	-	75	0,036	+5	-57	120	28,62	860,2	1	220	33,35	200,5
Откачка от 02-ЕД-1-1,2,3, 02-	250	610	100	4	58	0,036	+5	-57	120	28,62	699,7	1	220	27,13	163,1

Обозначение линии	Ду трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности Вт/(м*град)	Температура поддержания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Длительный пусковой ток на одну фазу, А
ЕФ-1 на 03-Р-1, 2, 3, 4 и 02-П-1-1, 2, 3															
Нефть некондиционная от 02-БЕ-1-1, 2 на 03-Р-1, 2, 3, 4	700	350	100	-	33	0,036	+5	-57	120	66,93	700,7	2	220	34,27	212,4
Топливный газ из коллектора БПРГ на печи 02-П-1, 2, 3, 02-П-2	200	237	100	-	21	0,036	+5	-57	120	24,27	285,5	1	220	8,26	54,3
Газ от аппаратов УПН-1, БПРГ в коллектор на продувочную свечу	150	570	100	-	34	0,036	+5	-57	120	19,86	594,5	1	220	17,21	113
Газ от 02-ГС-1, 2 на БПРГ	400	133	100	-	11	0,036	+5	-57	120	41,49	158,7	1	220	7,77	48,1
Газ от аппаратов УПН-1 до факельного хозяйства	700	376	100	-	28	0,036	+5	-57	120	66,93	813,9	2	220	39,8	246,7
Газ от БПРГ до коллектора ФВД	250	25	100	-	4	0,036	+5	-57	120	28,62	36,0	1	220	1,4	8,4
Газ из коллектора БПРГ в коллектор ФВД до затвора	80	250	100	2	23	0,036	+5	-57	120	13,43	269,2	1	220	5,16	39,6

Обозначение линии	Ду трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности λ Вт/(м*град)	Температура подогревания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Дополнительный пусковой ток на одну фазу, А
Газ от аппаратов УПИ-1 на факельную систему НД	700	496	100	-	38	0,036	+5	-57	120	66,93	999,9	2	220	48,9	303
Газ из коллектора БПРГ в коллектор ФНД до затвора	80	389	100	2	32	0,036	+5	-57	120	13,43	405,4	1	220	7,76	59,6
Газ от 08-ЕД-1,2 (УУН) и 03-ЕД-1 на факельную систему НД до затвора	100	710	100	-	23 7	0,036	+5	-57	120	15,32	733,9	1	220	14,0 5	107,9
Газ от 02-ГФС-2-1,2,3 на БПРГ до коллектора	150	190	100	-	63	0,036	+5	-57	120	19,86	213,8	1	220	6,19	40,7
Газ от 02-ГФС-2-1,2,3 на БПРГ (коллектор)	250	50	100	-	8	0,036	+5	-57	120	28,62	271,2	1	220	10,5 2	63,2
Газ от 02-ГС-1-1,2 на КСВД	700	110	100	-	9	0,036	+5	-57	120	66,93	334,1	2	220	16,3 4	101,3
Газ от 02-ГС-1-1,2 на КСВД	100 0	471	100	-	39	0,036	+5	-57	120	92,26	962,0	2	220	63,4 5	349,3
Нефть товарная от 03-Р-1,2,3,4 на НВП	600	400	100	-	33	0,036	+5	-57	120	58,47	415,1	1	220	27,3 8	150,7
Нефть некондиционная от 03-Р-1,2,3,4 на	300	400	100	-	33	0,036	+5	-57	120	32,93	440,9	1	220	17,1	102,8

Обозначение линии	Диу трубопровода, мм	Длину трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности $\text{Вт}/(\text{м}^2\text{град})$	Температура поддержания, $^{\circ}\text{C}$	Минимальная температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	Максимальная технологическая температура, $^{\circ}\text{C}$	Удельная величина тепловых потерь, $\text{Вт}/\text{м}$	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Длительный пусковой ток на одну фазу, А
НВПП															
Нефть товарная от 03-Р-1,2,3,4 на установку налива нефти	250	200	100	-	22	0,036	+5	-57	120	28,62	231,4	1	220	8,98	54
Нефть товарная от 07-Н-2-1,2,3 на КУУП	500	127	100	-	11	0,036	+5	-57	120	50	173,9	1	220	11,47	63,2
Нефть некондиционная от насосов 07-Н-1,2 на 03-Р-1,2,3,4 (перкачка из резервуара в резервуар)	200	400	100	-	44	0,036	+5	-57	120	24,27	418,8	1	220	12,12	79,6
Газ из коллектора БПРГ на котельную ЦПС	100	745	100	-	248	0,036	+5	-57	120	15,32	752,5	1	220	14,4	110,7
Газ природный на котельную ЦПС	100	30	100	6	10	0,036	+5	-57	120	15,32	68,5	1	220	1,32	10,1
Газ из коллектора БПРГ на загал факельной установки НД	50	1265	100	-	422	0,036	+5	-57	120	10,46	1389,7	1	220	26,59	204,3

Обозначение линии	Ду трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности, Вт/(м²·град)	Температура поддержания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Длинные пусковой ток на одну фазу, А
Газовый конденсат (дренаж от БПРГ) в 09-ЕФ-2 (СДУ-1)	100	227	100	-	76	0,036	+5	-57	120	15,32	233,8	1	220	4,48	34,4
Газ природный от БПРГ на ЦПС	250	74	100	-	8	0,036	+5	-57	120	28,62	467,2	1	220	18,12	108,9
Газ из коллектора БПРГ на полигон захоронения твердых бытовых отходов и котельную ВЖК	200	74	100	-	8	0,036	+5	-57	120	24,27	137,1	1	220	3,97	26,1
Газ от узла учета газа на ЭЦ	500	76	100	-	6	0,036	+5	-57	120	50	87,9	1	220	5,8	32
Откачка нефти от 08-ЕД-2 (УУН) в коллектор на 02-П-1.2.3	80	142	100	-	4 7	0,036	+5	-57	120	13,43	147,2	1	220	2,82	21,7
Нефть от 11-ЕД-1 (УУН) на прием в 02-П-1-1.2.3	80	345	100	-	1 5	0,036	+5	-57	120	13,43	349,1	1	220	6,68	51,4
Нефть от УУН на ГНПС	500	49	100	-	4	0,036	+5	-57	120	50	115,5	1	220	7,62	42
Неочищенная пластовая вода	150	120	100	2	4	0,037	10	-57	120	20,41	129,2	1	220	3,74	24,6

Обозначение линии	Ду трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности, Вт/(м*град)	Температура поддержания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Длительный пусковой ток на одну фазу, А
(К9)															
Неочищенная пластовая вода (К9)	250	100	100	17	16	0,037	10	-57	120	29,42	197,4	1	220	7,66	46
Неочищенная пластовая вода (К9)	300	50	100	2	6	0,037	10	-57	120	33,85	68,2	1	220	2,65	15,9
Неочищенная пластовая вода (К9)	400	100	100	1	8	0,037	10	-57	120	42,64	118,1	1	220	5,78	35,8
Очищенная пластовая вода (К9')	200	80	100	8	10	0,037	10	-57	120	24,95	119,3	1	220	3,46	22,7
Очищенная пластовая вода (К9)	250	30	100	2	8	0,037	10	-57	120	29,42	47,8	1	220	1,86	11,2
Очищенная пластовая вода (К9')	400	50	100	5	8	0,037	10	-57	120	42,64	99,4	1	220	4,87	30,2
Вода на промыслу (ПР)	100	40	100	2	16	0,037	10	-57	120	15,74	54,2	1	220	1,04	8
Поглотитель хлорода (Р1)	50	40	100	-	12	0,037	10	-57	120	10,75	46,7	1	220	0,9	6,9
Удвоенная нефть (УП)	50	50	100	5	20	0,037	10	-57	120	10,75	65,3	1	220	1,25	9,6
Удвоенная нефть (УП)	80	50	100	18	8	0,037	10	-57	120	13,8	79,9	1	220	1,53	11,8
Удвоенная нефть (УП)	150	50	100	5	10	0,037	10	-57	120	20,41	71,8	1	220	2,08	13,7
Газ	50	50	100	11	20	0,037	10	-57	120	10,75	70,8	1	220	1,36	10,5
Газ	80	40	100	5	10	0,037	10	-57	120	13,8	53,2	1	220	1,02	7,9

Обозначение линии	Ду трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности теплоизоляции, Вт/(м²·град)	Температура подержания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Длительный пусковой ток на одну фазу, А
Дренаж (I)	150	120	100	9	10	0,037	10	-57	120	20,41	153,0	1	220	4,43	29,1
Шлам (III)	300	100	100	4	10	0,037	10	-57	120	33,85	133,7	1	220	5,19	31,2
Пропарка	50	50	100	4	-	0,037	10	-57	120	10,75	54,4	1	220	1,05	8
Неочищенные производственно-дождевые стоки (K2K3)	150	100	100	2	6	0,037	10	-57	120	20,41	110,6	1	220	3,21	21,1
Неочищенные производственно-дождевые стоки (K2K3)	200	80	100	1	7	0,037	10	-57	120	24,95	90,3	1	220	2,62	17,2
Неочищенные производственно-дождевые стоки (напорные) (K2K3II)	100	30	100	10	8	0,037	10	-57	120	15,74	53,9	1	220	1,04	8
022. Сооружения заправки воды в пласт															
Трубопровод подачи бактерицида и ингибитора коррозии И	25	18,5	100	4	8	0,035	5	-57	120	7,45	25,2	1	220	0,25	2,6
Трубопровод сброса аварийного масла М	80	24	100	-	6	0,035	5	-57	120	13,06	28,1	1	220	0,54	4,2
Трубопровод напорный от емкости сбора утечек КЭП	80	41	100	4	10	0,035	5	-57	120	13,06	52,8	1	220	1,02	7,8
Трубопровод подачи очищенной	500	120	100	3	14	0,035	5	-57	120	48,61	170,8	1	220	11,27	62,1

Обозначение линии	Ду трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Аппаратура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности (Вт/м²·град)	Температура поддержания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при работе температура, кВт	Дополнительный пусковой ток на одну фазу, А
пластовой воды к насосам БКНС К9'															
Трубопровод подачи очищенной пластовой воды к насосам БКНС К9'	300	12	100	5	4	0,035	5	-57	120	32,02	45,2	1	220	1,76	10,6
Трубопровод подачи очищенной пластовой воды к насосам БКНС К9'	200	6	100	-	4	0,035	5	-57	120	23,6	10,0	1	220	0,29	1,9
Высоконапорный трубопровод подачи пластовой воды в систему заводнения К9'	300	45	100	7	6	0,035	5	-57	120	32,02	91,5	1	220	3,55	21,4
Высоконапорный трубопровод подачи пластовой воды в систему заводнения К9'	250	60	100	-	8	0,035	5	-57	120	27,83	68,2	1	220	2,65	15,9
Высоконапорный трубопровод подачи пластовой воды в систему заводнения К9'	150	16	100	-	4	0,035	5	-57	120	19,31	19,6	1	220	0,57	3,8
Трубопровод заводнения К9'	100	32	100	1	8	0,035	5	-57	120	14,89	39,5	1	220	0,76	5,9
Трубопровод промысловый ПР															
023. Сооружения пожаротушения															
Обязочные и вспомогательные трубопроводы резервуаров	250	25		2	4	0,035	5	-57	120	27,83	39,1	1	220	1,52	9,2

Обозначение линии	Диу трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности теплоизоляции, Вт/(м²град)	Температура поддержания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Длительный пусковой ток на одну фазу, А
противопожарного запаса воды РВС-3000															
Обязочные и вспомогательные трубопроводы резервуаров противопожарного запаса воды РВС-3000	100	10		4	3	0,035	5	-57	120	14,89	19,9	1	220	0,39	3
Обязочные и вспомогательные трубопроводы резервуаров противопожарного запаса воды РВС-3000	80	8		2	3	0,035	5	-57	120	13,06	13,2	1	220	0,26	2
Обязочные и вспомогательные трубопроводы пожарных водоемов РВС-300	150	18		3	5	0,035	5	-57	120	19,31	30,7	1	220	0,89	5,9
Обязочные и вспомогательные трубопроводы пожарных водоемов РВС-300	100	6		3	4	0,035	5	-57	120	14,89	14,7	1	220	0,29	2,2
Обязочные и вспомогательные трубопроводы пожарных водоемов РВС-300	80	6		6	3	0,035	5	-57	120	13,06	16,6	1	220	0,32	2,5

Обозначение линии	Диаметр трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Аппаратура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности (Вт/м*град)	Температура поддержания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при работе теплоснабжения, кВт	Длительный пусковой ток на одну фазу, А
024. Сооружения подготовки технической воды															
Трубопровод реагента Р4	50	75	100	2	30	0,037	5	-57	120	10,75	92,6	1	220	1,78	13,7
Трубопровод реагента Р5	50	25	100	2	10	0,037	5	-57	120	10,75	32,6	1	220	0,63	4,8
Волокнопровод производственный В3	200	12	100	2	2	0,037	5	-57	120	24,95	22,0	1	220	0,64	4,2
Волокнопровод производственный В3	100	15	100	-	3	0,037	5	-57	120	15,74	17,6	1	220	0,34	2,6
Дренаж	100	2	100	1	1	0,037	5	-57	120	15,74	5,2	1	220	0,1	0,8
025. Сооружения производственно – дождевой канализации															
Канализация производственно-дождевая (напорная) (К2К3Н)	50	12	100	-	5	0,037	5	-57	120	10,75	15,2	1	220	0,3	2,3
Канализация производственно-дождевая (напорная) (К2К3Н)	100	40	100	32	8	0,037	5	-57	120	15,74	104,0	1	220	1,99	15,3
Канализация производственно-дождевая (напорная) (К2К3Н)	200	25	100	6	4	0,037	5	-57	120	24,95	51,8	1	220	1,5	9,9
Канализация производственно-дождевая (К2К3)	150	25	100	3	5	0,037	5	-57	120	20,41	37,7	1	220	1,1	7,2

Обозначение линии	Диаметр трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности λ Вт/(м*град)	Температура поддержания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Длительный пусковой ток на одну фазу, А
Канализация производственно-дождевая (К2К3)	200	30	100	1	4	0,037	5	-57	120	24,95	37,8	1	220	1,1	7,2
Трубопровод уловленной нефти (П)	150	80	100	1	6	0,037	10	-57	120	20,41	87,8	1	220	2,55	16,7
Трубопровод подачи нефти (В10)	100	12	100	-	16	0,037	5	-57	120	15,74	22,5	1	220	0,44	3,4
026. Сооружения бытовой канализации															
Канализация бытовых сточных вод (напорная) (К1П)	80	9,0	100	-	2	0,037	5	-57	120	13,8	10,9	1	220	0,21	1,7
Канализация бытовых сточных вод (напорная) (К1П)	100	8	100	3	2	0,037	5	-57	120	15,74	15,4	1	220	0,3	2,3
Трубопровод очищенных и обеззараженных сточных вод (напорный) (КОП)	80	8	100	2	2	0,037	5	-57	120	13,8	12,6	1	220	0,25	1,9
Волокнопровод В1	32	9,0	100	-	4	0,037	5	-57	120	8,73	11,6	1	220	0,12	1,2
016. Инженерные сети															
Трубопровод исходной воды В0	200	641	100	1	72	0,035	5	-57	120	23,6	704,6	1	220	20,39	133,9
Трубопровод исходной воды В0	100	258	100	3	52	0,035	5	-57	120	14,89	295,9	1	220	5,67	43,5
Трубопровод питьевой воды В1	100	2032	100	4	40	0,035	5	-57	120	14,89	2287,7	1	220	43,78	336,3

Обозначение линии	Диу трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности, Вт/(м²·град)	Температура поддержания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Длительный пусковой ток на одну фазу, А
Трубопровод питьевой воды В1	50	1124	100	9	37	0.035	5	-57	120	10,17	1320,9	1	220	25,28	194,2
Трубопровод пожаротушения В2	400	80	100	-	10	0.035	5	-57	120	40,34	92,6	1	220	4,53	28,1
Трубопровод пожаротушения В2	350	127	100	2	18	0.035	5	-57	120	36,19	160,7	1	220	6,24	37,5
Трубопровод пожаротушения В2	300	3501	100	35	46	0.035	5	-57	120	32,02	4181,9	1	220	162,14	974,4
Трубопровод пожаротушения В2	250	224	100	4	26	0.035	5	-57	120	27,83	268,2	1	220	10,4	62,5
Трубопровод пожаротушения В2	200	541	100	5	72	0.035	5	-57	120	23,6	619,7	1	220	17,94	117,8
Трубопровод пожаротушения В2*	150	1684	100	24	33	0.035	5	-57	120	19,31	1989,1	1	220	57,56	378
Трубопровод пожаротушения В2*	100	492	100	-	98	0.035	5	-57	120	14,89	552,5	1	220	10,58	81,3
Трубопровод пожаротушения В2	80	223	100	4	56	0.035	5	-57	120	13,06	260,6	1	220	4,99	38,4
Трубопровод пожаротушения В2	50	153	100	4	62	0.035	5	-57	120	10,17	188,4	1	220	3,61	27,7
Трубопровод технической воды В3	200	352	100	2	48	0.035	5	-57	120	23,6	399,7	1	220	11,57	76
Трубопровод раствора пенообразователя (сухотруб) В10*	200	709	100	-	94	0.035	5	-57	120	23,6	786,8	1	220	22,77	149,5
Трубопровод раствора	150	442	100	-	88	0.035	5	-57	120	19,31	506,1	1	220	14,65	96,2

Обозначение линии	Диаметр трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности теплоизоляции, Вт/(м²·град)	Температура поддержания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Допустимый пусковой ток на одну фазу, А
необогреватели (сухотруб) В10*															
Канализация бытовая напорная КНП	100	18	100	3	6	0.035	5	-57	120	14,89	27,9	1	220	0,54	4,2
Канализация бытовая напорная КНП	80	993	100	-	19	0.035	5	-57	120	13,06	1104,6	1	220	21,14	162,4
Трубопровод очищенных сточных вод (напорный) КОП	100	324	100	2	64	0.035	5	-57	120	14,89	367,4	1	220	7,03	54,1
Канализация производственно-дождевая напорная К2К3Н	200	1245	100	4	16	0.035	5	-57	120	23,6	1397,0	1	220	40,43	265,5
Канализация производственно-дождевая напорная К2К3Н	150	849	100	10	17	0.035	5	-57	120	19,31	999,9	1	220	28,94	190
Канализация производственно-дождевая напорная К2К3Н	100	136	100	2	32	0.035	5	-57	120	14,89	159,9	1	220	3,06	23,6
Канализация производственно-дождевая К2К3	200	90	100	-	12	0.035	5	-57	120	23,6	100,6	1	220	2,92	19,2
Трубопровод углеводной нефти УН	150	442	100	1	88	0.035	5	-57	120	19,31	508,9	1	220	14,73	96,7
Трубопровод отвода газа Г	50	273	100	-	11	0.035	5	-57	120	10,17	329,7	1	220	6,31	48,5

Обозначение линии	Ду трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Арматура, шт	Опоры, шт	Коэффициент теплопроводности, Вт/(м²град)	Температура поддержания, (°C)	Минимальная температура окружающей среды, °C	Максимальная технологическая температура, (°C)	Удельная величина тепловых потерь, Вт/м	Длина нагревателя, м	Фактор прокладки	Напряжение, В	Мощность при рабочей температуре, кВт	Длительный пусковой ток на одну фазу, А
Трубопровод неочищенной пластовой воды К9	400	609	100	-	48	0,035	5	-57	120	40,34	666,9	1	220	32,6 ₂	202,1
Трубопровод очищенной пластовой воды К9'	400	572	100	6	46	0,035	5	-57	120	40,34	674,5	1	220	32,9 ₉	204,4
Трубопровод промывочный ПР	100	224	100	1	44	0,035	5	-57	120	14,89	253,4	1	220	4,85	37,3
Трубопроводы СТО															
Химико-аналитическая лаборатория	100	89	100	-	-	0,036	5	-57	120	15,32	98,9	1	220	1,9	14,6
Склад реактивов	100	6	100	-	-	0,036	5	-57	120	15,32	7,4	1	220	0,15	1,1
Склад реактивов	50	12	100	-	-	0,036	5	-57	120	10,46	14,7	1	220	0,29	2,2
Административно-бытовое здание с операторной и узлом связи	100	70	100	-	-	0,036	5	-57	120	15,32	81,1	1	220	1,56	12
Пожарное депо	100	63	100	-	-	0,036	5	-57	120	15,32	69,8	1	220	1,34	10,3
Пожарное депо	50	52	100	-	-	0,036	5	-57	120	10,46	61,2	1	220	1,18	9
КНП (41.1)	100	12	100	-	-	0,036	5	-57	120	15,32	14,0	1	220	0,27	2,1
Операторная системы измерения количества нефти	50	10	100	-	-	0,036	5	-57	120	10,46	12,2	1	220	0,24	1,8
Операторная системы измерения количества нефти	100	8	100	-	-	0,036	5	-57	120	15,32	9,4	1	220	0,18	1,4

2801,6

Таблица В.2 - Предварительная ведомость материалов по трубопроводам

Описание	Ед.	Кол-во	Кол-во +ЗНП 10%
Саморегулирующийся параллельный кабель с оболочкой из фторополимера, max t° поддержания 121 $^{\circ}$ C, 9 Вт/м при t° +10 $^{\circ}$ C	м	240	264
Саморегулирующийся параллельный кабель с оболочкой из фторополимера, max t° поддержания 121 $^{\circ}$ C, 18 Вт/м при t° +10 $^{\circ}$ C	м	19800	21780
Саморегулирующийся параллельный кабель с оболочкой из фторополимера, max t° поддержания 121 $^{\circ}$ C, 27 Вт/м при t° +10 $^{\circ}$ C	м	16100	17710
Саморегулирующийся параллельный кабель с оболочкой из фторополимера, max t° поддержания 121 $^{\circ}$ C, 37 Вт/м при t° +10 $^{\circ}$ C	м	15100	16610
Саморегулирующийся параллельный кабель с оболочкой из фторополимера, max t° поддержания 121 $^{\circ}$ C, 48 Вт/м при t° +10 $^{\circ}$ C	м	11390	12529
Саморегулирующийся параллельный кабель с оболочкой из фторополимера, max t° поддержания 121 $^{\circ}$ C, 64 Вт/м при t° +10 $^{\circ}$ C	м	12500	13750
Коробка ввода питания, t° от - 60 $^{\circ}$ C до +232 $^{\circ}$ C, для 3-х кабелей, с монтажной колонкой, взрывозащищенная	шт	724	797
Термостат для измерения температуры трубопровода, во взрывозащищенном исполнении, с металлической монтажной колонкой. Для использования при температурах трубопровода до 232 $^{\circ}$ C.	шт	247	272
Соединительная металлическая коробка с комплектом для стенокрепления	шт	14	16
Температурный датчик	шт	14	16
Металлический взрывозащищенный салыник.	шт	985	1084
Набор взрывозащищенный для монтажа кабеля	шт	1194	1314
Концевая заделка со светодiodной индикацией наличия напряжения.	шт	1194	1314
Крепежная лента 33м x 12мм, t° до +260 $^{\circ}$ C	рул	21910	24101
Хомут для крепления к трубе до 21" (500мм)	шт	758	834

Описание	Ед.	Кол-во	Кол-во +ЗИП 10%
Шкаф управления нагревом	шт	25	25
Шкаф управления и сигнализации	шт	5	5
Набор для соединения/ремонта кабеля. Взрывозащищенный.	шт	100	100
Монтажный ключ для колонки	шт	10	11
Корпус для контроллера.	шт	5	5
Модуль питания	шт	5	5
Центральный модуль обработки данных	шт	5	5
Модуль контроля температуры	шт	10	10
Заглушка	шт	5	5
Модуль управления пускателями	шт	5	5
Панель контроля обогрева	шт	5	5

Таблица В.3 - Базовый расчет электрообогрева аппаратов и емкостей

Наименование аппарата	Диаметр резервуара, мм	Длина резервуара, мм	Толщина теплоизоляции, мм	Коэффициент теплопроводности теплоизоляции, Вт/(м*град)	Температура подогревания, °С	Минимальная температура окружающей среды, °С	Максимальная технологическая температура, °С	Суммарная величина тепловых потерь, кВт	Длина нагревателя, м*	Мощность при рабочей температуре, кВт	Дополнительный пусковой ток, А
02-СП-1-1	3000	13000	100	0,036	5	-57	0	4,885	89	5,73	33,29
02-СП-1-2	3000	13000	100	0,036	5	-57	0	4,885	89	5,73	33,29
02-ТФС-1-1	3400	21000	100	0,036	5	-57	2,5	8,49	111	9,25	50,02
02-ТФС-1-2	3400	21000	100	0,036	5	-57	2,5	8,49	111	9,25	50,02
02-О-1-1	3400	21000	100	0,036	5	-57	4,5	8,49	111	9,25	50,02
02-О-1-2	3400	21000	100	0,036	5	-57	4,5	8,49	111	9,25	50,02
02-ЭДГ-1-1	3400	21000	100	0,036	5	-57	4,5	8,49	111	9,25	50,02
02-ЭДГ-1-2	3400	21000	100	0,036	5	-57	4,5	8,49	111	9,25	50,02
02-БЕ-1-1	3400	17400	100	0,036	5	-57	4,5	7,18	95	7,79	41,96
02-БЕ-1-2	3400	17400	100	0,036	5	-57	4,5	7,18	95	7,79	41,96
06-ГС-1-1	1800	4500	100	0,036	5	-57	0	2,49	46	2,94	17,06
06-ГС-1-2	1800	4500	100	0,036	5	-57	0	2,49	46	2,94	17,06
02-ГС-1-1	1800	4500	100	0,036	5	-57	0	2,49	46	2,94	17,06
02-ГС-1-2	1800	4500	100	0,036	5	-57	0	2,49	46	2,94	17,06
02-ТФС-2-1	3400	21000	100	0,036	5	-57	3,5	8,49	111	9,25	50,02
02-ТФС-2-2	3400	21000	100	0,036	5	-57	3,5	8,49	111	9,25	50,02
02-ТФС-2-3	3400	21000	100	0,036	5	-57	3,5	8,49	111	9,25	50,02
02-БЕ-2	3400	20000	100	0,036	5	-57	4,5	8,49	111	9,25	50,02
52-ТФС-1-1	3400	21000	100	0,036	5	-57	2,5	8,49	111	9,25	50,02
52-ТФС-1-2	3400	21000	100	0,036	5	-57	2,5	8,49	111	9,25	50,02
52-ТФС-2-1	3400	21000	100	0,036	5	-57	3,5	8,49	111	9,25	50,02
52-ТФС-2-2	3400	21000	100	0,036	5	-57	3,5	8,49	111	9,25	50,02

Наименование аппарата	Диаметр резервуара, мм	Длина резервуара, мм	Толщина теплоизоляции, мм	Коэффициент теплопроводности теплоизоляции, Вт/(м ² град)	Температура подогревания, °С	Минимальная температура окружающей среды, °С	Максимальная технологическая температура, °С	Суммарная величина тепловых потерь кВт	Длина нагревателя, м*	Мощность при рабочей температуре, кВт	Дополнительный пусковой ток, А
52-ТФС-2-3	3400	21000	100	0,036	5	-57	35	8,49	111	9,25	50,02
52-БЕ-2	3400	20000	100	0,036	5	-57	45	8,49	111	9,25	50,02
52-О-1-1	3400	21000	100	0,036	5	-57	45	8,49	111	9,25	50,02
52-О-1-2	3400	21000	100	0,036	5	-57	45	8,49	111	9,25	50,02
52-ЭДГ-1-1	3400	21000	100	0,036	5	-57	45	8,49	111	9,25	50,02
52-ЭДГ-1-2	3400	21000	100	0,036	5	-57	45	8,49	111	9,25	50,02
52-БЕ-1-1	3400	17400	100	0,036	5	-57	45	7,18	95	7,79	41,96
52-БЕ-1-2	3400	17400	100	0,036	5	-57	45	7,18	95	7,79	41,96
52-ГС-1-1	1800	4500	100	0,036	5	-57	0	2,49	46	2,94	17,06
52-ГС-1-2	1800	4500	100	0,036	5	-57	0	2,49	46	2,94	17,06
Напорный отстойник V=100 м ³ - 2 шт.	3300	14300	100	0,037	10	-57	110	9,573	126	7,65	44,93
Буфер-дегазатор V=100 м ³ - 2 шт.	3150	17060	100	0,037	10	-57	110	9,573	137	8,58	50,85
Емкость для сбора шлама V=32 м ³ - 1 шт.	3000	4000	100	0,037	10	-57	110	9,573	41	2,59	15,39
Напорный отстойник V=100 м ³ - 2 шт.	3300	14300	100	0,037	10	-57	110	9,573	126	7,65	44,93
Буфер-дегазатор V=100 м ³ - 2 шт.	3150	17060	100	0,037	10	-57	110	9,573	137	8,58	50,85
Напорный отстойник V=100 м ³ - 2 шт.	3300	14300	100	0,037	10	-57	110	9,573	126	7,65	44,93

Наименование аппарата	3150	Диаметр резервуара, мм	17060	Толщина теплоизоляции, мм	Коэффициент теплопроводности теплоизоляции, Вт/(м*град)	Температура погрузки, °С	-57	Максимальная технологическая температура, °С	Суммарная величина тепловых потерь кВт	Длина нагревателя, м*	Мощность при рабочей температуре, кВт	50,85	Длительный пусковой ток, А
												296,518	
Буфер-дегазатор V=100 м3 — 2 шт.													

Таблица В.4 - Предварительная ведомость материалов по аппаратам и емкостям

Описание	Ед.	Кол-во	Кол-во + ЗИП 10%
Саморегулирующийся параллельный кабель с оболочкой из фторополимера, max 1° поддержания 121°С, 48 Вт/м при 1° +10°С	м	1284	1413
Саморегулирующийся параллельный кабель с оболочкой из фторополимера, max 1° поддержания 121°С, 64 Вт/м при 1° +10°С	м	2600	2860
Коробка ввода питания, 1° от - 60 °С до +232°С, для 3-х кабелей, с комплектом для стенокрепления, взрывозащищенная	шт	38	43
Термостат для измерения температуры трубопровода, во взрывозащищенном исполнении, с комплектом для стенокрепления. Для использования при температурах трубопровода до 232°С.	шт	39	44
Набор взрывозащищенный для монтажа кабеля	шт	115	127
Концевая заделка со светодиодной индикацией наличия напряжения.	шт	147	162
Набор для соединения/ремонта кабеля. Взрывозащищенный.	шт	97	107
Комплект для прохода кабеля через изоляцию.	шт	60	60
Предупреждающая табличка на русском языке.	шт	115	127
Монтажный ключ для колонки.	шт	234	259
	шт	4	4
Сальниковые вводы для бронированного кабеля. С возможностью осуществления заземления с внешней стороны соединительной коробки	шт	77	86
Итого сумма с НДС в рублях			