УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

ООО ПРОЕКТНЫЙ ЦЕНТР УФИМСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО НЕФТЯНОГО ТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА
НЕФТЕГАЗИНЖИНИРИНГ

Подпорная насосная станция «Галяновская»

Основные технические решения

Докладчик
Ильясов Артур Минуллович

2023г.

Заказчик и исполнитель

- Заказчик: ООО «НК «Югранефтепром»

- Генеральная проектная организация:
  ООО ПЦ УГНТУ «Нефтегазинжиниринг»

- Вид строительства: Новое строительство

- Стадия проектирования: ОТР

Исходные данные для проектирования

Основанием для разработки проектной документации по объекту являются:

- Протокол ЦКР от 17.11.2022 №8645;
- Задание на проектирование объекта «Подпорная насосная станция «Галяновская»;
- технические условия к заданию на проектирование;
- материалов инженерных изысканий;
- технические условия на электроснабжение объекта;
- технические условия №06-3 для разработки раздела «Сети связи» по объекту;
- технические условия на разработку проектной документации по объекту «ПНС «Галяновская» в части автоматизации и телемеханизации;
- технические условия в части обеспечения требований промышленной и пожарной безопасности, охраны труда и окружающей среды, гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций.

Расположение проектируемого объекта

В административном отношении исследуемый участок находится в Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югра, Ханты-Мансийский район, Галяновский лицензионный участок. Землепользователем территории, на которой расположен объект изыскания, является ООО «РИТЭК».

Ближайшая железнодорожная станция, Ж/д станция «г. Сургут», Ханты-Мансийский автономный округ – Югра.

Краткая климатическая характеристика

Место строительства относится к I климатическому району, подрайону 1Д климатического районирования согласно СП 20.13330.2016 «Строительная климатология».
Согласно СП 20.13330.2016 (СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия». Актуализированная редакция):

- по весу снегового покрова V район;
- по ветровому давлению I район;
- по гололедным образованиям II район.

Сейсмичность района работ для данных грунтовых условий, по степени сейсмичности 5% в течении 50 лет (карта А, В) оценивается менее 5 баллов и 1% в течении 50 лет (карта С) оценивается в менее 5 баллов (СП 14.13330.2018).

Предварительное местоположение проектируемого объекта

Расположение и подключение объекта

Размещение оборудования ПНС осуществлено в границах земельного отвода законсервированного объекта УПН «Галяновская Средне-Назымского ЛУ» с учетом текущего состояния. Окончательное размещение проектируемого объекта будет принято по результатам предпроектного обследования.

Предусмотрено проектирование нефтегазосборных трубопроводов с обвязкой на проектируемое УДР ПНС, далее с УДР ПНС на подпорную насосную станцию Галяновского месторождения.

Расчет оборудования рассчитан на полное развитие с поэтапным вводом по годам, с возможностью расширения ПНС до 8,0 млн.тн/год с резервом по мощности оборудования не менее 20%.

Динамика добычи нефти по годам

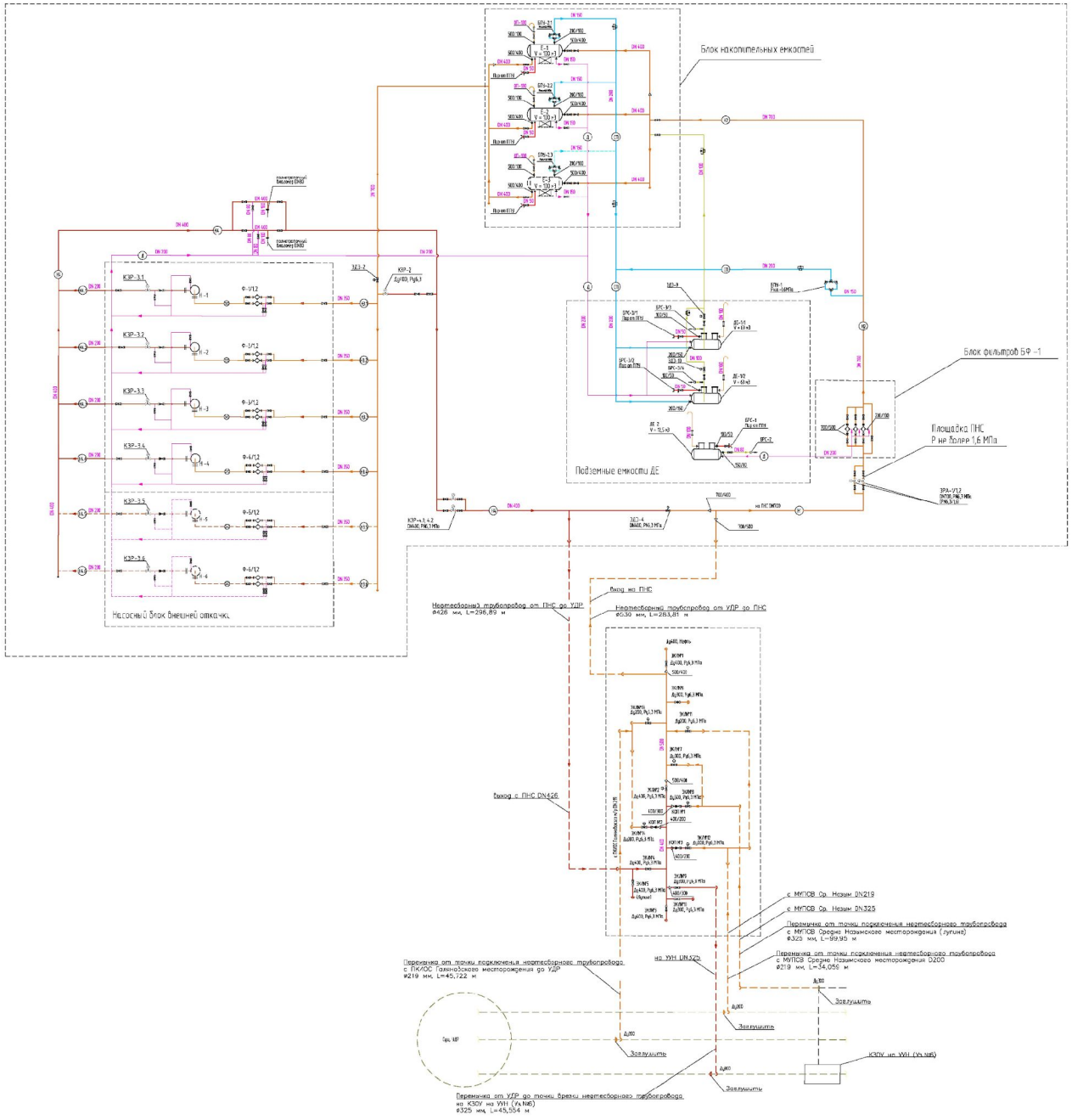
Ед. измерения	ГОДЫ	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	**2033**	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	max
тыс.тонн/год	Объем перекачиваемой жидкости	2 811,2	3 472,1	3 847,3	4 014,6	4 384,3	4 923,5	5 396,8	5 880,0	5 989,9	5 993,8	5 980,1	5 570,6	4 968,8	4 306,0	3 826,3	3 468,5	3 186,0	2 949,8	2 748,1	2 574,3	8 000,0
тонн/сут		7 702	9 513	10 541	10 999	12 012	13 489	14 786	16 110	16 411	16 421	16 384	15 262	13 613	11 797	10 483	9 503	8 729	8 082	7 529	7 053	21 918
м3/час		**389**	**480**	**532**	**556**	**607**	**681**	**747**	**814**	**829**	**829**	**827**	**771**	**688**	**596**	**529**	**480**	**441**	**408**	**380**	**356**	**1 107**
м3/час +20%		**467**	**577**	**639**	**667**	**728**	**818**	**896**	**976**	**995**	**995**	**993**	**925**	**825**	**715**	**635**	**576**	**529**	**490**	**456**	**427**	**1 328**
МПа	Требумое давление на выходе ПНС-1	1,9	2,5	2,9	3,1	2,0	2,3	2,6	2,9	3,0	3,0	3,0	2,7	2,3	1,9	2,8	2,5	2,2	2,0	1,8	1,6	3,0
МПа + 10%		2,0	2,7	3,1	3,4	2,2	2,5	2,9	3,2	3,3	3,3	**3,3**	3,0	2,5	2,1	3,1	2,7	2,4	2,2	2,0	1,8	3,3
кг/м3	Плотность жидкости	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825

Основные сооружения объекта

На проектируемой ПНС «Галяновская» размещено следующее технологическое оборудование:

- УДР;
- Емкости накопительные НГС (V=100 м3, Ррасч.=1,6 МПа);
- Насосный блок внешней откачки нефти с насосами типа ЦНСНт 300/400 (3 рабочих+1 резервный+ 1 перспективный);
- Дренажная емкость для сбора с НГС ЕП (V=63 м3), 2 шт.;
- Дренажная емкость для сбора дренажа с фильтров, ЕП (V=12,5 м3), 1 шт;
- Блок фильтров.

Принципиальная технологическая схема



ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

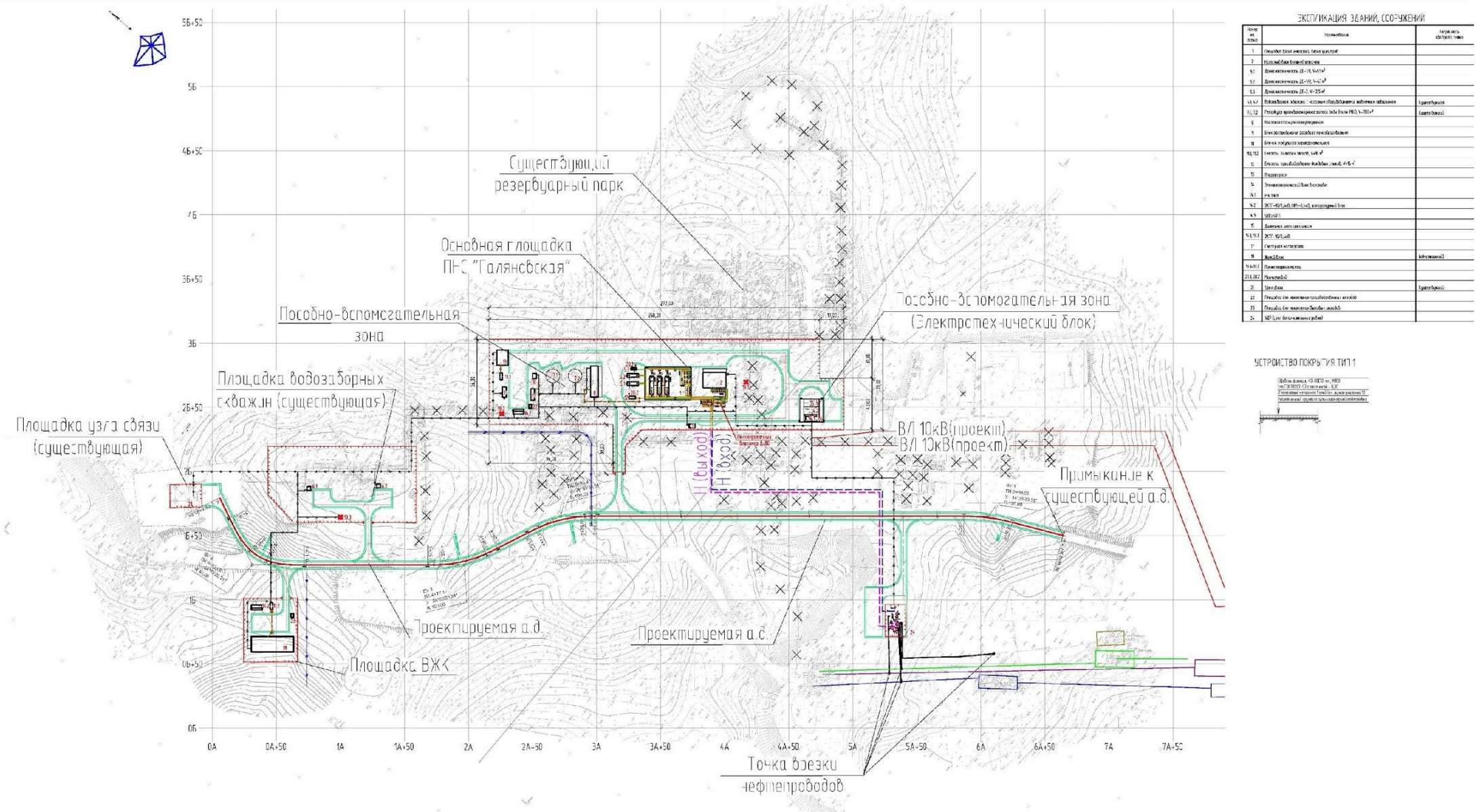
Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
Проектируемое оборудование				
Н-1...6	Насосный блок внешней откачки с насосами внешней перекачки	1	Q=300м3/ч, H=400 м (5 раб+1 резерв)	
БФ-1	Блок фильтров	1	Qф=Qн, Pраб=1,5 МПа	
Е	Емкость накопительная (Е-1,2)	3	V=100 м³, D=3,0м Pраб=1,5 МПа	
ДЕ-1/1, ДЕ-1/2	Дренажная емкость	2	V=63 м³, D=3,0м Pраб=0,25 МПа	НВЕ 50/50
ГР-2	Дренажная емкость	1	V=12,5 м3 Pраб=0,25 МПа	

ЭКСПЛИКАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

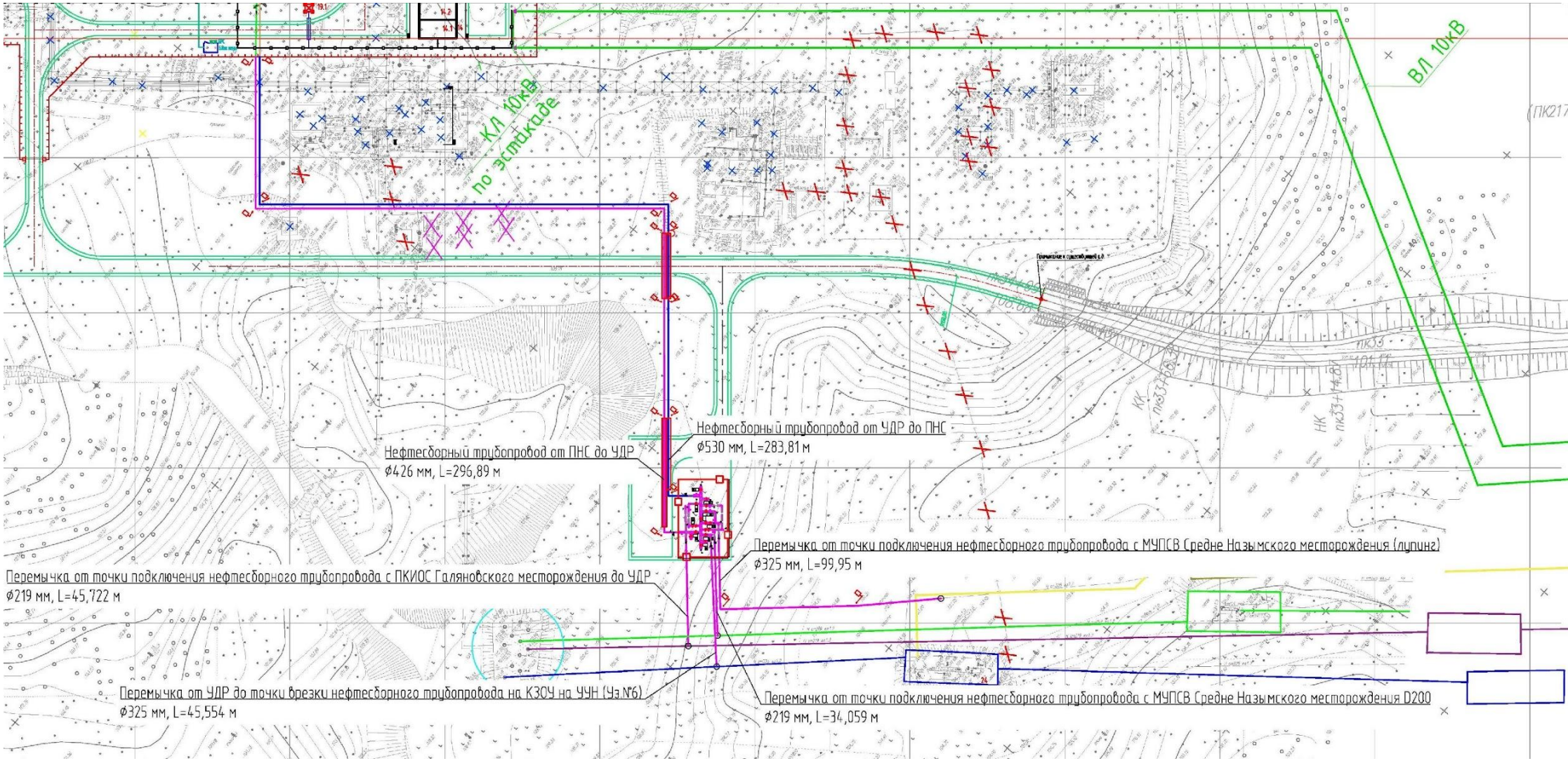
Позиция	Наименование трубопровода Условные обозначения	Параметры Dуб, мм / Pраб, МПа	Марка и номер стандарта, по которому изготовлен по ГОСТ 32.1.004	Класс герметичности по методике ГОСТ 12.1.007	Группа и способ проверки	Способ проверки
Н1	Трубопровод нефти на площадку ПНС	5.40 / 0,6	ПЕХ	3	II(б) I	неразмо
Н2	трубопровод нефти на площадку накопительных емкостей	5.40 / 1,5	ПЕХ	3	II(б) I	неразмо
Н3	Трубопровод нефти в насосный блок внешней откачки	5.40 / 1,6	ПЕХ	3	II(б) I	неразмо
Н3.1, Н3.6	Трубопровод нефти на грязи насосов	4.40/0-8 / 1,6	ПЕХ	3	II(б) I	неразмо
Н4	Трубопровод нефти с емкости (ПНС -резервуар)	5.40 / 4,0 / 5,0	ПЕХ	3	II(б) I	неразмо
Н4.1, Н4.6	Трубопровод нефти с выхода насосов	4.40/0-8 / 4,0	ПЕХ	3	II(б) I	поремо
Сп	трубопровод сброса с предохранительных клапанов	5.40 / 1,2 / 0,05	ПЕХ	3	II(б) I	неразмо
Д	Трубопровод дренажа	5.40 / 0,07	ПЕХ	3	II(б) II	поремо

Нефть
Трубопровод дренажа
Фильтр
Электрорадиатор
Клапан запорно-регулирующий прямого действия
Арматура с электроприводом
Задвижка клиновая фланцевая
Обратный клапан
Трубопровод с антикоррозионным покрытием
Сброс СТПК
Фонтанная СТП
Клапан запорно - регулирующий
Клапан - регулирующий клапан
Оборудование технологического назначения
Трубопроводы технологического назначения
Трубопроводы существующие
Трубопроводы с расходомером
Технологический дренажи

Схема генплана ПНС «Галяновская» (1:1000)



План подключения проектируемой УДР к системе существующих трубопроводов



Результаты гидравлического расчета

РЕЗУЛЬТАТЫ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ПО ОБЪЕКТУ

«Подпорная насосная станция в районе УПН Галяновская»

Физико-химические свойства, принятые в расчете:

Месторождение	ЦПС Средне-Назымское	ПКИОС Галяновское
Плотность нефти, кг/м^3	819,4	820,7
Обводненность, %	0,21	0,90
Плотность воды, кг/м^3	1020	1020
Газовый фактор, м^3/м^3	0	0
Плотность газа, кг/м^3	-	-
Вязкость (сП) при		
50 °С	1,6	1,6
20 °С	4,06	4,59
Температура смеси на выходе ЦПС/ПКИОС, °С	20	20
Температура грунта, °С	0	0

Шероховатость труб – 0,2.
Давление на входе в ПНС – 6 кгс/см^2.
Существующие трубопроводов приняты согласно схеме месторождения, предоставленной заказчиком.

1. Результаты расчета напорных трубопроводов поступления нефти на УДР ПНС по трубопроводам DN200 и DN300 от ЦПС Средне-Назымского м/р, согласно планируемой загрузке ПНС Галяновская, представленной заказчиком.
Максимальное значение достигается в 2033 году и составляет 5 993,8 тыс. т/год.

5993,8 тыс. т/год + 20% = 7 192 560 т/год = 19 705,64 т/сут = 24 061,0 м^3/сут.

Участок трубопровода	Расход, м^3/сут	Т смеси в условиях транспорта, град. С		Длина, м	Дн трубы, мм	Толщина, мм	Скорость, м/с	Давление, кгс/см^2 (изб)		Перепад давления, кгс/см^2
		нач.	кон.					нач.	кон.	
ЦПС сред наз -УДР ПНС лупинг	15 498,0	20,0	20,3	27000	325	8	2,40	48,51	6,09	42,42
ЦПС сред наз -УДР ПНС	5 063,1	20,0	18,1	27000	219	8	1,81	48,51	6,09	42,42
ПКИОС Галяновское - УДР ПНС	3 499,9	20,0	16,3	21500	219	8	1,26	23,38	6,09	17,29
УДР ПНС – до ЗРА-1/1,2 на ПНС	**24 061,0**	**19,2**	**19,2**	**300**	**530**	**10**	**1,37**	**6,09**	**6,00**	**0,09**

24 061,0 м^3/сут, в том числе 3 499,9 м^3/сут с ПКИОС Галяновское – УДР ПНС (согласно приложению №1).

Полужирным текстом выделены проектируемый участки

Вывод: система трубопроводов ЦПС Сред.Назымског м/р. – УДР ПНС (DN200) и ЦПС Сред.Назымского м/р. – УДР ПНС (DN300) подходит для перекачки планируемой добычи, представленной заказчиком (Приложение №2).

2. Результаты расчета напорных трубопроводов при поступлении нефти на УДР ПНС по трубопроводам DN200 и DN300 согласно необходимому объему перекачки (8,0 млн.т/год с учетом 20%-го запаса, указанного в задании на проектирование п.11.2.

8,0 млн.т/год + 20% = 9,6 т/год = 26 301,37 т/сут = 32 114,0 м^3/сут.

Участок трубопровода	Расход, м^3/сут	Т смеси в условиях транспорта, град. С		Длина, м	Дн трубы, мм	Толщина, мм	Скорость, м/с	Давление, кгс/см^2 (изб)		Перепад давления, кгс/см^2
		нач.	кон.					нач.	кон.	
ЦПС сред наз -УДР ПНС	21 549,0	20,0	23,0	27000	325	8	3,35	86,23	6,15	80,08
ЦПС сред наз -УДР ПНС	7 064,3	20,1	21,3	27000	219	8	2,54	86,18	6,15	80,03
ПКИОС Галяновское - УДР ПНС	3 499,9	20,0	16,3	21500	219	8	1,26	23,44	6,15	17,29
УДР ПНС – до ЗРА-1/1,2 на ПНС	**32 114,0**	**21,9**	**21,9**	**300**	**530**	**10**	**1,83**	**6,15**	**6,00**	**0,15**

32 114,0 м^3/сут, в том числе 3 499,9 м^3/сут с ПКИОС Галяновское – УДР ПНС (согласно приложению №1).

Полужирным текстом выделены проектируемый участки

Вывод: при перекачке через систему трубопроводов ЦПС Сред.Наз. – УДР ПНС (DN200) и ЦПС Сред.Наз. – УДР ПНС (DN300) объема 8,0 млн.т/год с 20%-ым запасом давление на участках достигает 80 кгс/см^2 при допустимых 63 кгс/см^2. Требуется строительство дополнительного трубопровода для транспорта ожидаемого расчетного прироста до УДР ПНС диаметром не менее DN300.

3. Результаты расчета напорных трубопроводов при поступлении нефти на УДР ПНС по трубопроводам DN200 и DN300 согласно необходимому объему перекачки (8,0 млн.т/год с учетом 20%-го запаса) по заданию на проектирование п.11.2 с планируемым трубопроводом от места ожидаемого расчетного прироста с DN300.

8,0 млн.т/год + 20% = 9,6 т/год = 26 301,37 т/сут = 32 114,0 м^3/сут.

Участок трубопровода	Расход, м^3/сут	Т смеси в условиях транспорта, град. С		Длина, м	Дн трубы, мм	Толщина, мм	Скорость, м/с	Давление, кгс/см^2 (изб)		Перепад давления, кгс/см^2
		нач.	кон.					нач.	кон.	
ЦПС Сред Наз -УДР ПНС лупинг	15 498,0	20,0	20,3	27000	325	8	2,40	48,58	6,16	42,42
Доп. трубопровод от места прироста	8 053,3	20,0	16,9	27000	325	8	1,25	20,97	6,16	14,81
ЦПС сред наз -УДР ПНС	5 063,1	20,0	18,1	27000	219	8	1,81	48,58	6,16	42,42
ПКИОС Галяновское - УДР ПНС	3 499,9	20,0	16,3	21500	219	8	1,26	23,45	6,16	17,29
УДР ПНС – до ЗРА-1/1,2 на ПНС	**32 114.0**	**18,7**	**18,7**	**300**	**530**	**10**	**1,82**	**6,16**	**6,00**	**0,16**

32 114,0 м^3/сут, в том числе 3 499,9 м^3/сут с ПКИОС Галяновское – УДР ПНС (согласно приложению №1).

Полужирным текстом выделены проектируемый участки

Вывод: при строительстве дополнительного трубопровода от места ожидаемого расчетного прироста с диаметром DN300 обеспечивается объем ожидаемой прокачки 8,0 млн.т/год с учетом 20%-го запаса по требованиям задания на проектирование п.11.2.

Планируемая загрузка ПНС Галяновская с учетом развития Назымской группы месторождений и ЛУ Фроловской мегавпадины (тыс.тн./год)

Планируемая загрузка **ПНС Галяновская**
с учетом развития Назымской группы месторождений
и ЛУ Фроловской мегавпадины
(тыс.тн./ год)

2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
2811,2	3472,1	3847,3	4014,6	4384,3	4923,5	5396,8	5880,0	5989,9	5993,8

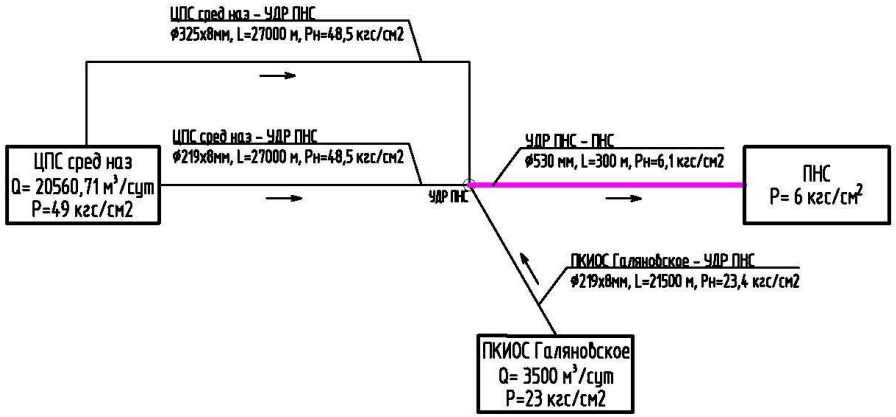
2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
5980,1	5570,6	4968,8	4306,0	3826,3	3468,5	3186,0	2949,8	2748,1	2574,3

2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
2417,4	2276,9	2149,4	2033,3	1926,5	1827,8	1740,3	1659,3	1582,3

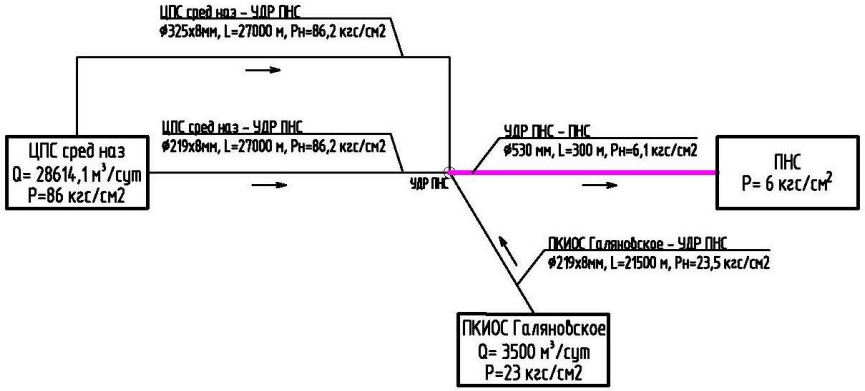
Схема гидравлического расчета

Результаты расчета напорных трубопроводов поступления нефти на УДР ПНС по трубопроводам DN200 и DN300 от ЦПС Средне-Назымского м/р, согласно планируемой загрузке ПНС Галяновская, представленной заказчиком.

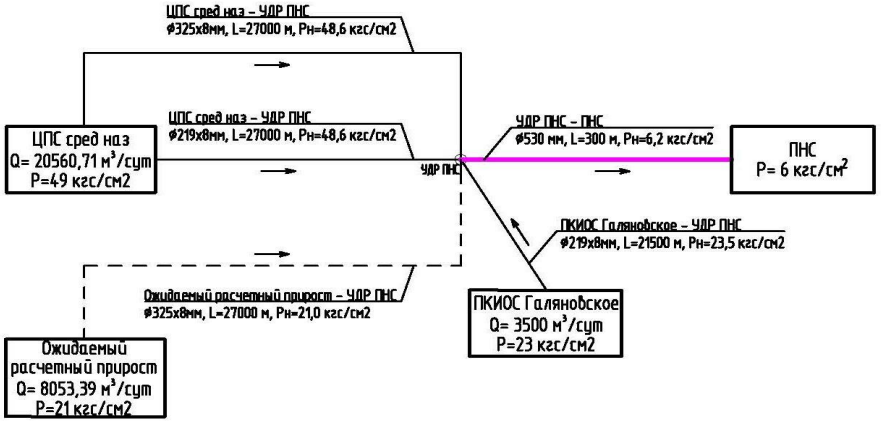
Максимальное значение достигается в 2033 году и составляет 5 993,8 тыс. т/год.



Результаты расчета напорных трубопроводов при поступлении нефти на УДР ПНС по трубопроводам DN200 и DN300 согласно необходимому объему перекачки (8,0 млн.т/год с учетом 20%-го запаса, указанного в задании на проектирование п.11.2.

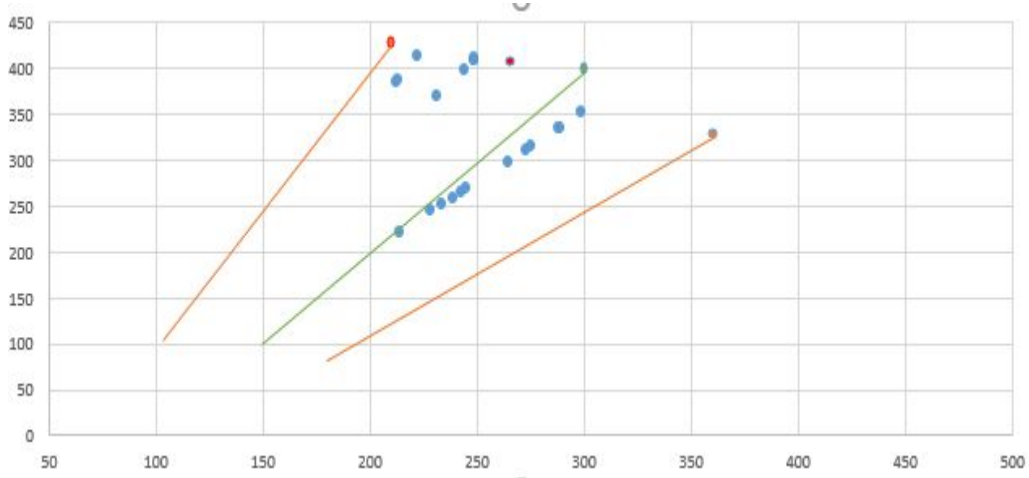


Результаты расчета напорных трубопроводов при поступлении нефти на УДР ПНС по трубопроводам DN200 и DN300 согласно необходимому объему перекачки (8,0 млн.т/год с учетом 20%-го запаса) по заданию на проектирование п.11.2 с планируемым трубопроводом от места ожидаемого расчетного прироста с DN300.



Подбор основных насосов

Ед. измерения	ГОДЫ			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	max
тыс.тонн/год	Объем перекачиваемой жидкости			2 811,2	3 472,1	3 847,3	4 014,6	4 384,3	4 923,5	5 396,8	5 880,0	5 989,9	5 993,8	5 980,1	5 570,6	4 968,8	4 306,0	3 826,3	3 468,5	3 186,0	2 949,8	2 748,1	2 574,3	8 000,0
м3/час +20%				**467**	**577**	**639**	**667**	**728**	**818**	**896**	**976**	**995**	**995**	**993**	**925**	**825**	**715**	**635**	**576**	**529**	**490**	**456**	**427**	**1 328**
м	Требумый создаваемый насосным агрегатом напор			251	336	389	415	266	311	353	400	410	411	**410**	370	315	259	386	336	298	269	245	222	408
м3/час	Q одного НА, м3/час			**234**	**289**	**213**	**223**	**243**	**273**	**299**	**245**	**249**	**249**	**249**	**232**	**276**	**239**	**212**	**288**	**265**	**245**	**229**	**214**	**266**
шт.	Общее количество насосных агрегатов в ПНС-1			6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
шт.	Количество перспективных насосных агрегатов в ПНС-1			2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3	3	3	1
шт.	Количество резервных насосных агрегатов в ПНС-1			2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
шт.	Количество рабочих насосных агрегатов в ПНС-1			**2**	**2**	**3**	**3**	**3**	**3**	**3**	**4**	**4**	**4**	**4**	**4**	**3**	**3**	**3**	**2**	**2**	**2**	**2**	**2**	**5**
Частота (Гц)	**50**																							
Характеристики	**min**	**nom**	**max**	**2**	**2**	**3**	**3**	**3**	**3**	**3**	**4**	**4**	**4**	**4**	**4**	**3**	**3**	**3**	**2**	**2**	**2**	**2**	**2**	**5**
Q, м3/час	210	**300**	360	233	288	213	222	243	273	299	244	249	249	248	231	275	238	212	288	265	245	228	214	266
H, м	428	**400**	329	251	336	389	415	266	311	353	400	410	411	410	370	315	259	386	336	298	269	245	222	408



Насосный блок внешней откачки

Насосы блока внешней откачки и линейная часть нефтепровода до ЦПС «Каменная» составляют единую гидродинамическую систему.

Разработаны ТТ на насосный блок внешней откачки ПНС Галяновского месторождения, в котором предусмотрена насосная станция из блоков максимальной заводской готовности с включением трубной обвязки, изоляционной конструкции, оборудования КИП (в том числе систем жизнеобеспечения и вспомогательных) и локальной системы управления (ЛСУ).

Ввод в работу НА будет производиться по мере увеличения объема перекачиваемой нефти. Производительность каждого агрегата 300 м3/час, предусмотрен ЧРП.

В насосном блоке предусмотрено – 4 насосных агрегата и резервное место для возможности монтажа 2-х насосных блоков на период максимальной расчетной производительности.

На входе в каждый насос предусмотрены фильтр Y-типа с крышкой с байонетным затвором, счетчик расходомер.

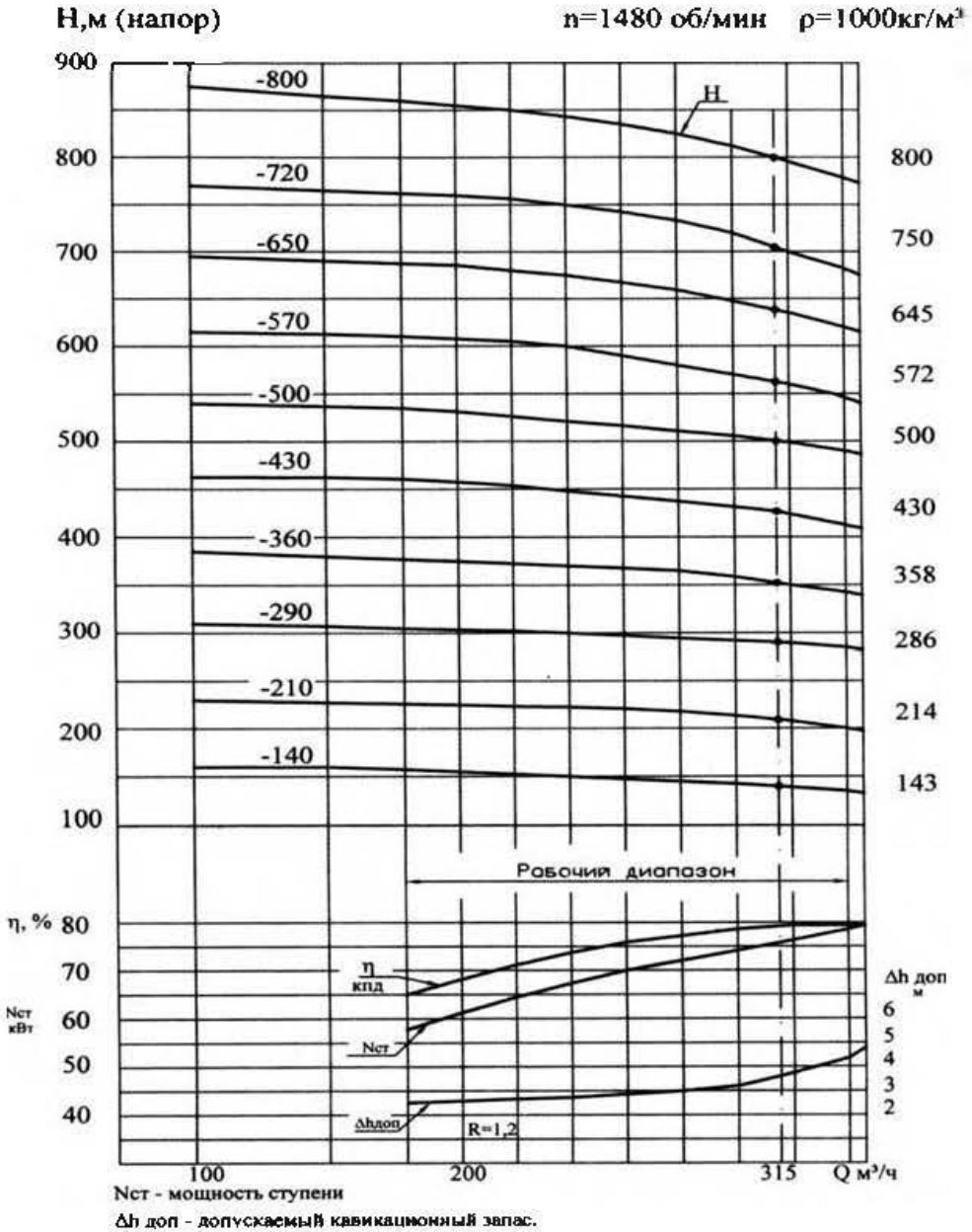
На выкидной линии для каждого насоса предусмотрены:

- обратный клапан;
- клапан запорнорегулирующий КЗР-3.1- КЗР -3.6 с электроприводом;
- задвижка клиновая с ручным управлением;

На выкидном коллекторе:

- задвижка клиновая с электроприводом;
- клапан запорнорегулирующий КЗР-4.1- КЗР -4.2 с электроприводом;
- влагомер полнопоточный 1 раб.+1рез.

Характеристика насоса



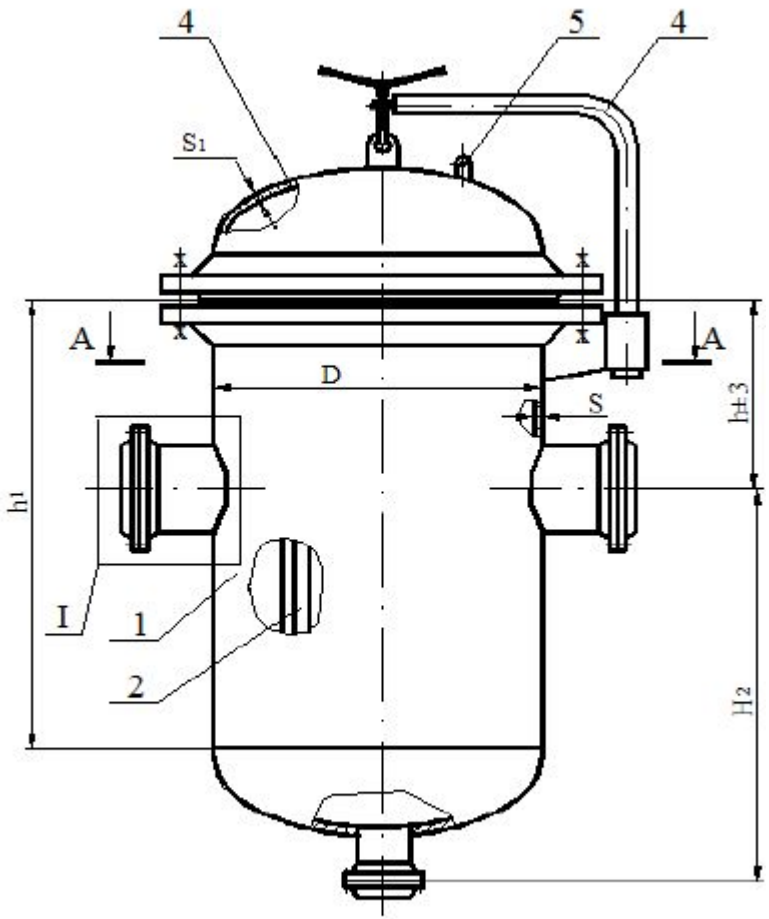
Блок фильтров БФ-1

Фильтры сетчатые дренажные жидкостные (СДЖ), оснащены быстросъемными крышками, фильтры устанавливаются на трубопроводе входа на установку.

Принят фильтр СДЖ-500-16 в количестве 3 шт=1 раб.+ 1 рез.+1 перспективный (ГОСТ 34737 п. 7.6.1).

Qmax = 1500 м3/ч, Ду 500, внутренний диаметр аппарата, 1000 мм, площадь поверхности фильтрации 1,44 м3, масса не более 2100 кг.

Фильтр



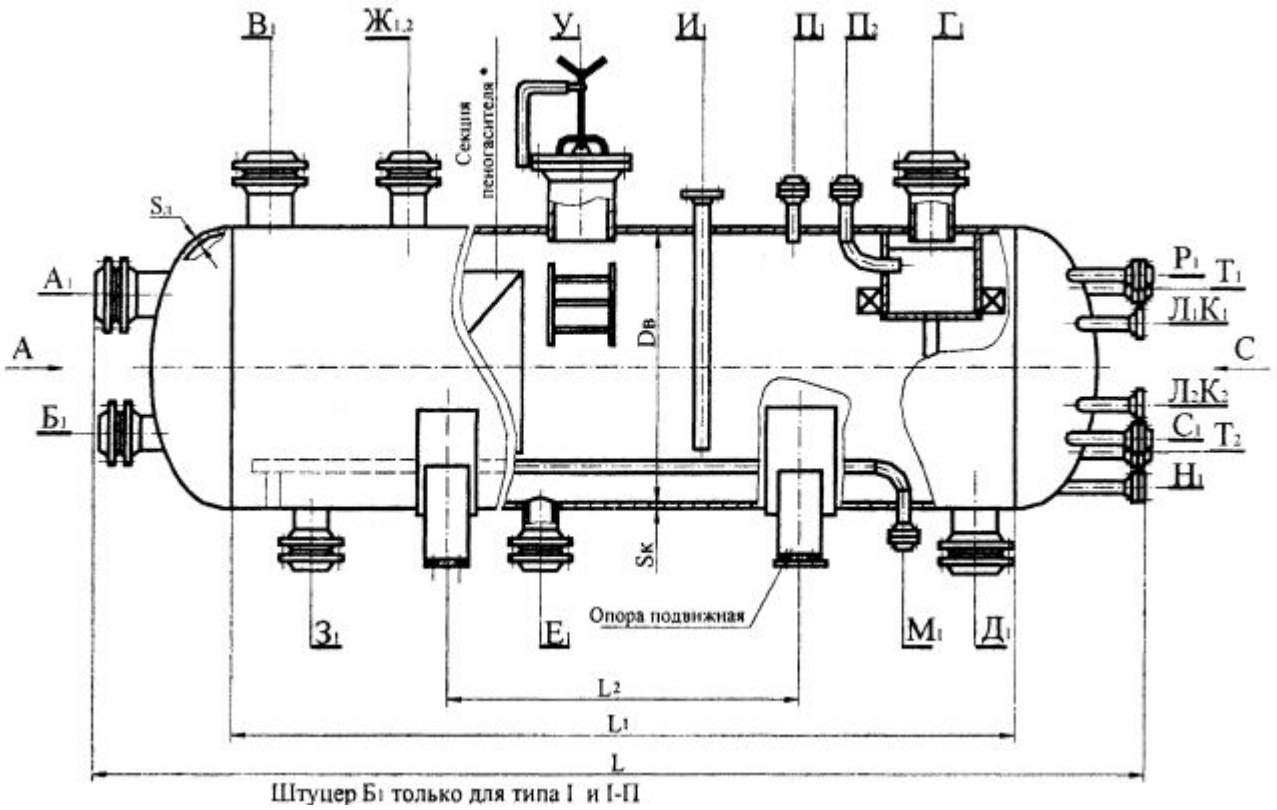
1 - корпус ; 2 - фильтрующий элемент ; 3 - крышка ;
4 - подъемно-поворотное устройство ; 5 - серьга .

Емкость накопительная Е-1,Е-2, Е-3, V=100 м3, Р=1,6 МПа

Сепараторы предназначены для исключения явления барботажа, выравнивания скоростей потоков. Оснащен патрубками, штуцерами с фланцами, стандартными бобышками, штуцерами.

НГС-II-1,6-3000-2, V=100 м3, Р=1,6 МПа.

Рабочий объем аппарата 75% от номинального объема. Сигнализация и блокировка по нижнему и верхнему уровню 15% и 90%.



Дренажная емкость, типа ЕП

ЕП-63-3000-2-3-Т-К

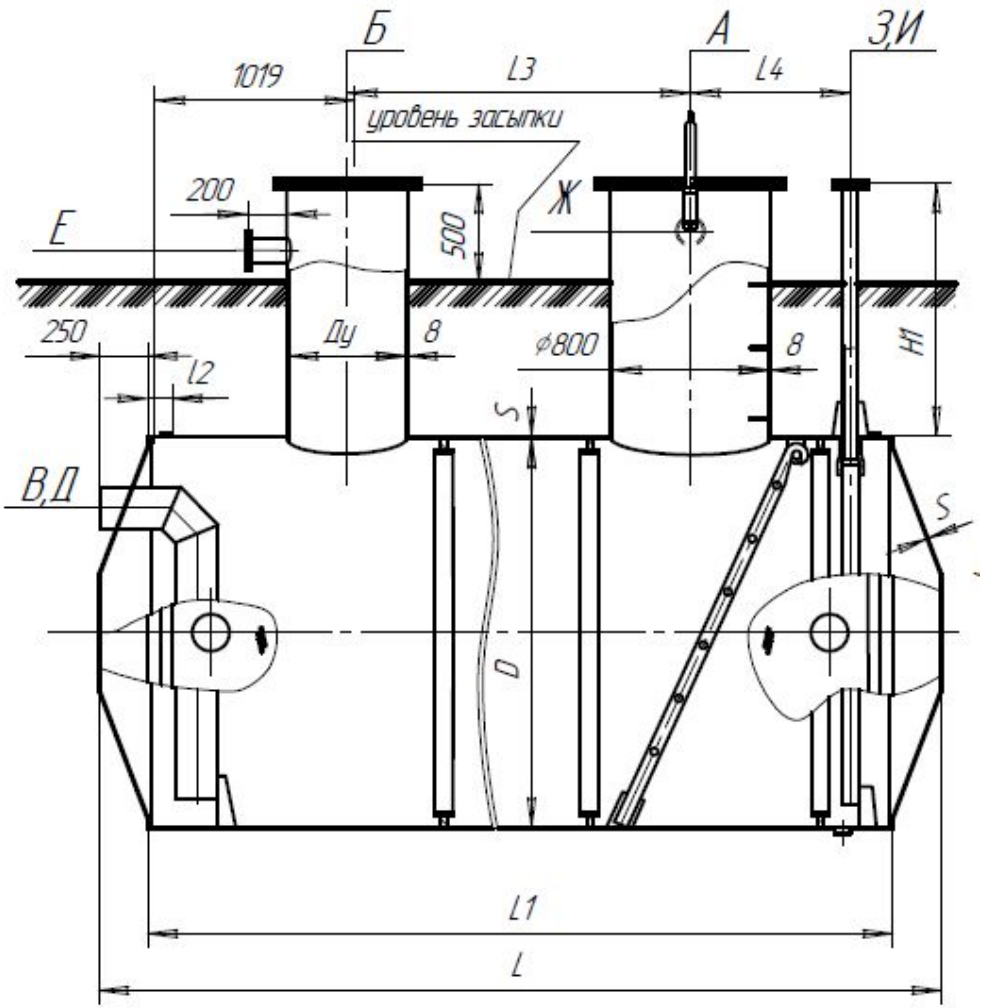
Емкости дренажные ДЕ-1/1, ДЕ-1/2 объемом V=63 м3, предназначены для сброса жидкости из емкостей накопительных Е-1…3, сброса с блоков СППК и сброса с насосного блока внешней откачки.

Откачка производится погружным насосным агрегатом НВЕ-50/50, подача 50 м3/ч, Н=50 м, N=18,5 кВт.

Опорожнение дренажных емкостей, по мере заполнения, осуществляется на вход в накопительные емкости, либо самовсасывающим передвижным насосным агрегатом.

ЕП-12,5-2000-3-Т-К

Дренажная емкость ДЕ-2 объемом V=12,5 м3, без подогревателя предназначена для сбора продуктов очистки фильтров сетчатых СДЖ, расположенных в блоке фильтров БФ-1.



Влагомер поточный

Влагомер установлен на напорном нефтепроводе DN400 после насосов, рабочий и резервный. Исполнение датчика влагомера - полнопоточное. Датчик содержит фланец DN100, PN63, на котором закреплена измерительная часть - труба и расположенный внутри нее зонд (диэлькометр).

Диапазон измерений объёмного влагосодержания, % от 0 до 100;

Пределы абсолютной погрешности измерения влагосодержания, %

- при измерении в диапазоне от 0 до 2% ±0,06
- при измерении в диапазоне от 2 до 10% ±0,15
- при измерении в диапазоне от 10 до 20% ±0,4
- при измерении в диапазоне от 20 до 50% ±1,0*
- при измерении в диапазоне от 50 до 100% ±2,5*

Гарантийный срок эксплуатации, мес. 24

Средний срок службы, лет 10

Межповерочный интервал 1 год

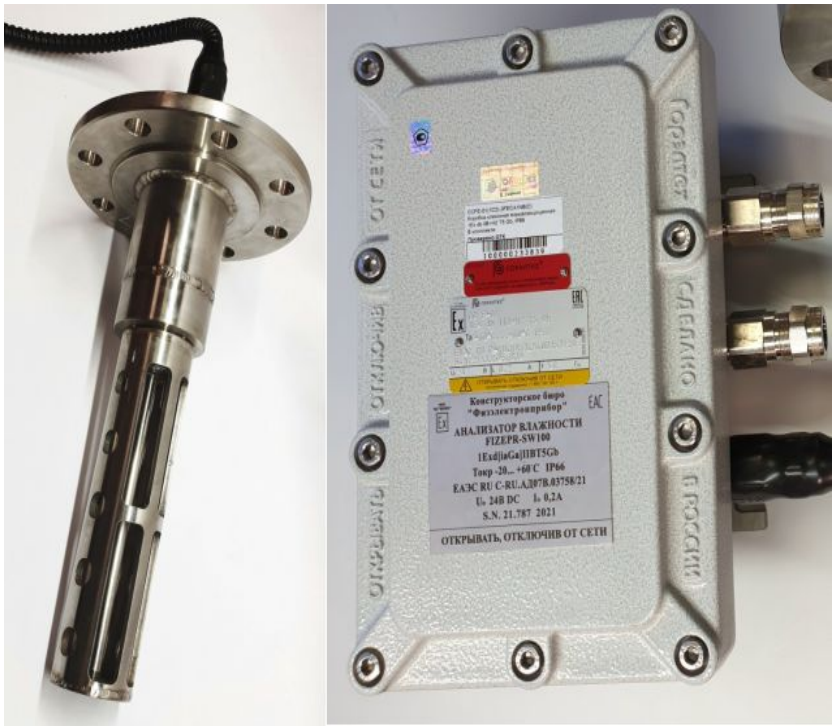
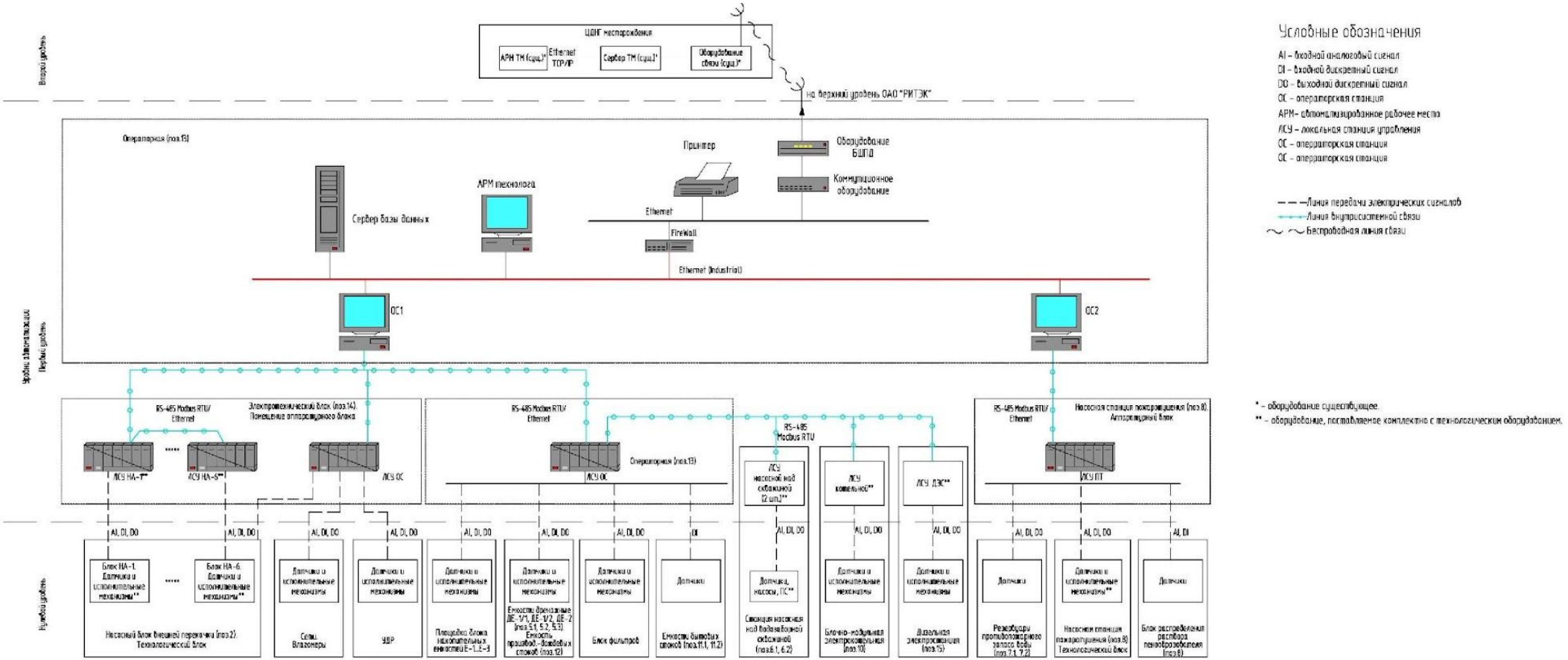


Схема структурная КТС системы телемеханики ПНС «Галяновская»



Основные решения по АСУТП

АСУ ТП выполняется на базе программно-технического комплекса, включающего в себя технические средства контроля и автоматизации нулевого и первого уровня:

- локальные станции управления насосными агрегатами Н-1…Н-6 ПНС-1 (ЛСУ-1…ЛСУ-6), установленные в блоке аппаратурном электротехнического модуля ПНС-1;
- локальная станции управления системой пожаротушения (ЛСУ-7), установленная в блоке аппаратурном насосной пожаротушения;
- локальная станция управления площадочными объектами (ЛСУ-8),установленная в операторной;
- локальная станция управления площадочными объектами (ЛСУ-9),установленная в блоке аппаратурном электротехнического модуля ПНС-1.

ЛСУ насосными агрегатами обеспечивают:

- запуск, останов, работу установки в автоматическом режиме;
- предупредительную сигнализацию о предаварийных режимах;
- визуальный контроль параметров, характеризующих работу насосного агрегата;
- автоматическое и ручное управление насосным агрегатом и вспомогательными механизмами;
- выбор режимов работы технологического оборудования и управления в ручном режиме;
- визуализацию технологических параметров, состояния ЗРА и технологического оборудования;
- ввод и редактирование уставок технологических параметров и параметров настройки контуров регулирования, уставок предупредительной сигнализации и аварийных блокировок;
- вывод на экран информационных сообщений (журнал событий, предупредительную сигнализацию, причин аварий и останова/неготовности к пуску и пр.);
- архивирование аварийных событий, информационных сообщений, технологических параметров.

Полный перечень контролируемых параметров для насосной станции определяется заводом-изготовителем данного блочного оборудования.

Система электроснабжения

Согласно ТУ на электроснабжение основным источником электроснабжения потребителей площадки ПНС «Галяновская» является существующая ГПЭС-7,7 МВт (Aggreko).

Электроснабжение площадки ПНС «Галяновская» осуществляется ВЛ-10 кВ (линия №1, №2)
- по двухцепной линии 10кВ в габаритах 35кВ на участке от точки отпайки от сущ. ВЛ 10кВ ф.2, ф.4 в районе ГТЭС-24 до поворота на Галяновское месторождение.
- по двум одноцепным линиям в габаритах 10кВ на участке от поворота на Галяновское месторождение до площадки ПНС «Галяновская» (переход с габарита 35кВ на габарит 10кВ).

Протяженность ВЛ составляет:
двухцепная ВЛ 10кВ линия 1, линия 2 в габаритах 35кВ от совместной опоры до поворота автодороги на Галяновское м/р – 24,7км;
ВЛ 10кВ линия 1, линия 2 одноцепные в габаритах 10кВ от поворота на Галяновское м/р до ПНС «Галяновская» - по 3,7 км;
Для проектируемой ВЛ 10кВ в габаритах 35кВ приняты двухцепные металлические свободностоящие опоры 35кВ 1У35-2т и 1П35-2т по типовой серии №3.407.2-170 «Унифицированные стальные конструкции промежуточных и анкерно-угловых опор ВЛ 35-110 кВ для нормальных условий».

Для проектируемой трассы ВЛ 10кВ согласно указаниям письма ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» №41-23/721К от 08.04.2021 «Об оптимизации проекта» приняты опоры по типовой серии 4.0639 «Конструкции опор ВЛ 6-10кВ из отработанных бурильных и отбракованных обсадных труб для районов Западной Сибири».

Система электроснабжения

Источником питания и распределительным устройством потребителей 0,4 кВ ПНС являются:
-комплектная двухтрансформаторная подстанция 2КТПН-400/10/0,4кВ №1 с масляными силовыми трансформаторами мощностью 400 кВА типа ТМГ, в блочном исполнении полной заводской готовности и комплектации;
-комплектная однотрансформаторная подстанция 2КТПН-630/10/0,4кВ №2 с масляным силовым трансформатором мощностью 630 кВА типа ТМГ, в блочном исполнении полной заводской готовности и комплектации.

Источником питания потребителей 0,4 кВ особой группы 1 категории надежности электроснабжения ПНС «Галяновская» является дизельная электростанция мощностью 313 кВА/250 кВт, в контейнерном исполнении полной заводской готовности и комплектации.

Электроснабжение проектируемых трансформаторных подстанций ПНС предусматривается по двум взаиморезервируемым кабельным линиям от проектируемой РУ-10кВ электротехнического модуля.

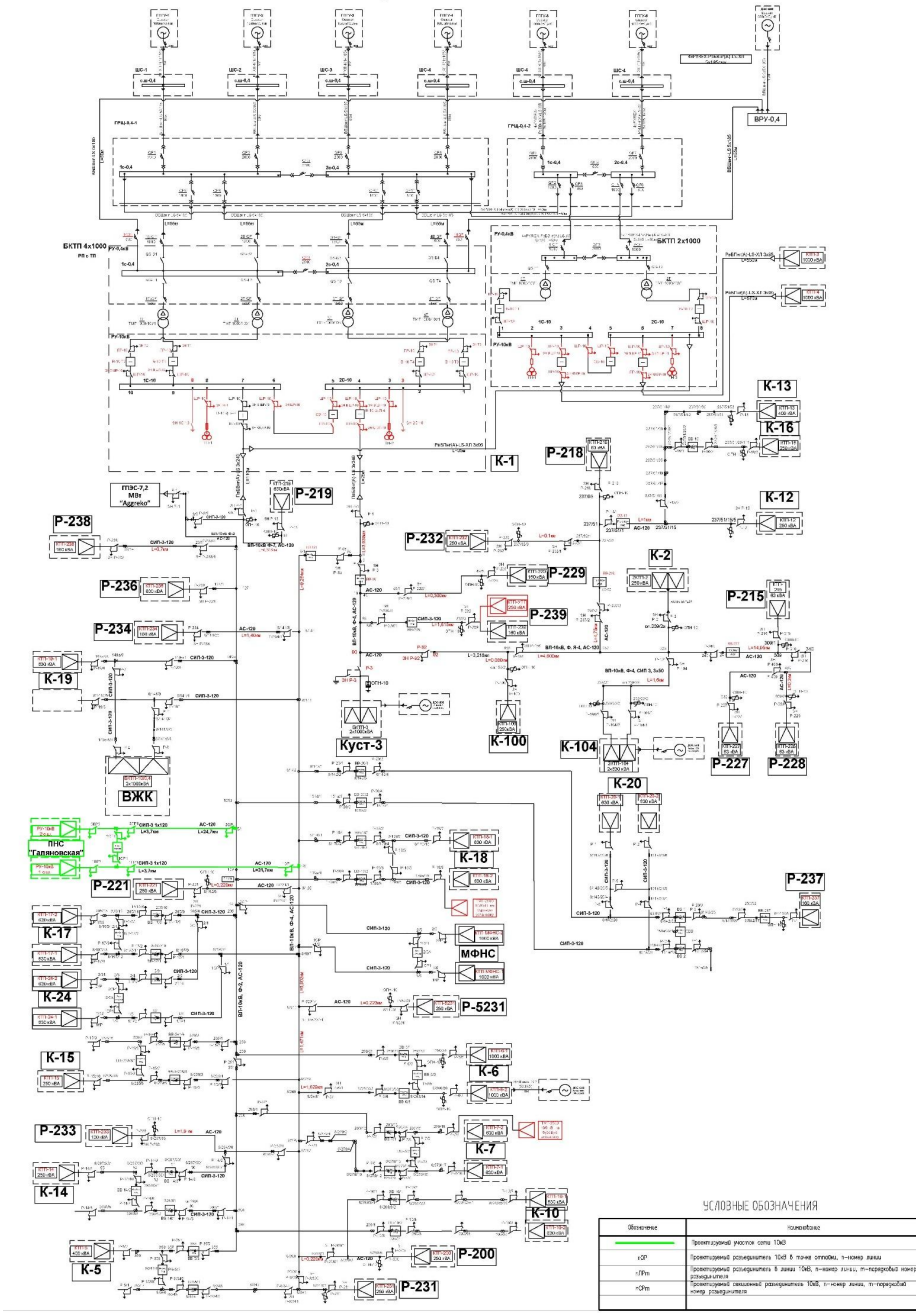
Прокладка кабелей по территории площадки предусматривается в закрытых коробах (для защиты от механических повреждений и солнечного излучения) по проектируемым кабельным эстакадам, а также частично в траншее.

Электроосвещение блочно-комплектных установок выполнено заводами изготовителями блоков и поставляется комплектно.

В качестве источников света принимаются светильники со светодиодными лампами.

Наружное освещение территории площадки предусмотрено светодиодными прожекторами, установленными на стальных прожекторных мачтах типа ПМС-28.

Схема электроснабжения 10кВ

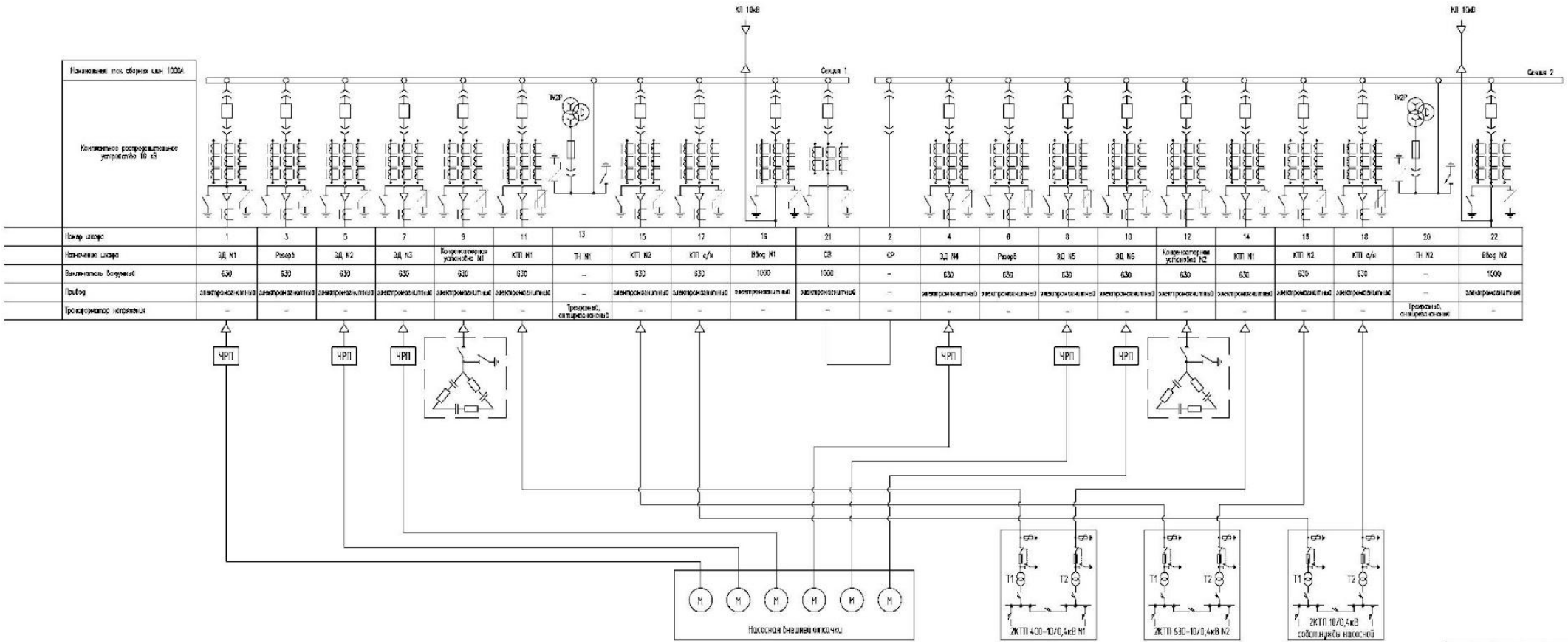


Расчет электрических нагрузок РУ-10кВ

Исходные данные							Расчетные величины			Эффективное число ЭП	Коэфф. расчетной нагрузки Кр	Расчетная мощность			Расчетный ток, А Ip=Sp/(√3 . Uн)
По заданию технологов				По справочным данным											
Наименование характерных категорий ЭП, подключаемых к узлу питания	Количество ЭП, шт. раб/рез n	Номинальная (установленная) мощность, кВт		Коэфф. использования Ки	Коэфф. реактивной мощности		кВт Pc=Ки · Pн	квар Qc=Pc · tgφ	n · p^2н	nэ=(∑Pн)²/∑n · p^2н		активная, кВт Pp=Pc · Kp	реактивная, квар Qp=1,1 . Qc (nэ<10,Kp≥1) Qp=Qc (nэ>10,Kp≥1) Qp=Qc . Kp (Kp<1);	полная, кВ.А Sp=√(Pp²+Qp²)	
		Одного ЭП	Общая раб/рез Pн		cosφ	tgφ									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
РУ-10кВ															
2КТПН 400/10/0,4	2	400,00	800,00	0,28	0,96	0,29	231,70	68,20							
2КТПН 630/10/0,4	2	630,00	1260,00	0,37	0,96	0,29	562,70	179,70							
2КТПН 160/10/0,4 собств.нужды	2	160,00	320,00	0,45	0,9	0,48	144,00	69,74							
Насос внешней перекачки	6/1	630,00	3780/3150	0,70	0,85	0,62	2205,00	1366,54							
Итого по РУ-10кВ	11		5530,00	0,57	0,88	0,54	3143,40	1684,18			0,9	2829,1	1684,2	3292,4	190,1

1. Расчет электрических нагрузок выполнен по методике ОАО "Тяжпромэлектропроект" согласно РТМ. 36.18.32.4-92.

Схема электрическая РУ-10кВ

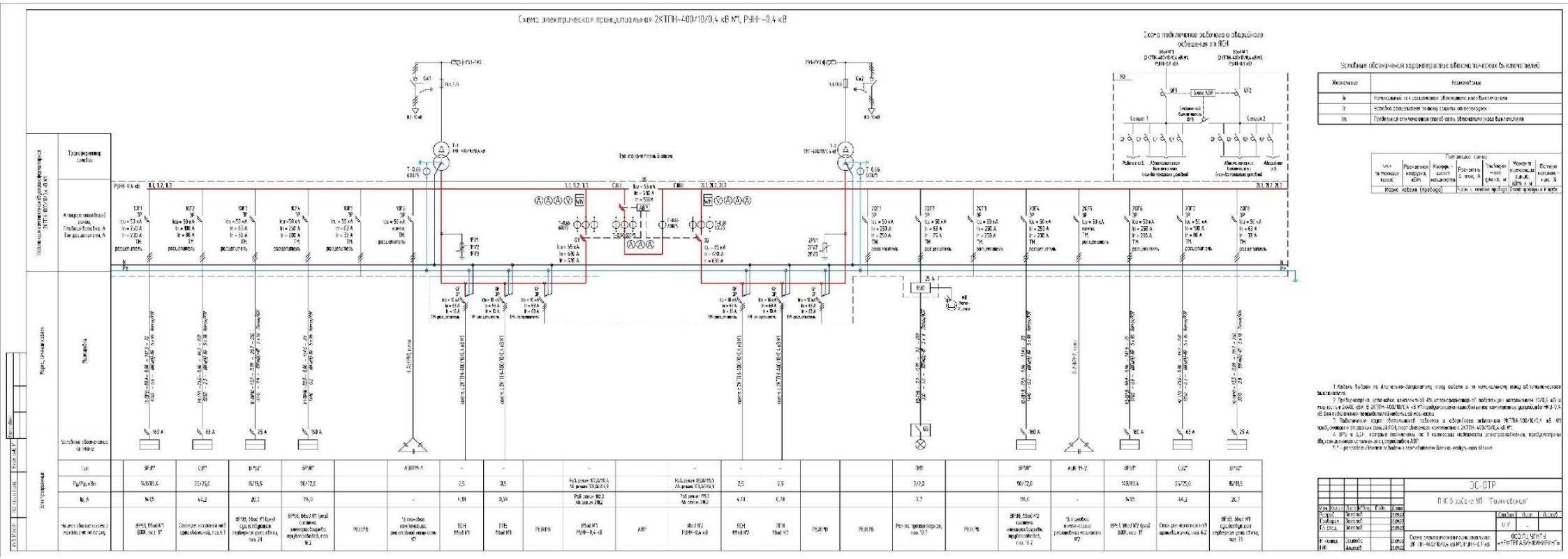


Расчет электрических нагрузок 2КТП 10/0,4кВ №1

Исходные данные							Расчетные величины			Эффективное число ЭП	Коэфф. расчетной нагрузки Кр	Расчетная мощность			Расчетный ток, А Ip=Sp/(√3 . Uн)
По заданию технологов				По справочным данным											
Наименование характерных категорий ЭП, подключаемых к узлу питания	Количество ЭП, шт. раб/рез n	Номинальная (установленная) мощность, кВт		Коэфф. использования Ки	Коэфф. реактивной мощности		кВт Pc=Ки . Pн	квар Qc=Pc . tgφ	n . p^2н	nэ=(∑Pн)²/∑n . p^2н		активная, кВт Pp=Pc . Кр	реактивная, квар Qp=1,1 . Qc (nэ<10,Кр≥1) Qp=Qc (nэ>10,Кр≥1) Qp=Qc . Кр (Кр<1);	полная, кВ·А Sp=√(Pp²+Qp²)	
		Одного ЭП	Общая раб/рез Pн		cosφ	tgφ									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2КТПК-400/10/0,4.															
Насосная станция над артскважиной	2	25,00	50,00	1,00	0,86	0,59	50,00	29,67	1250,0						
ВРУ1 – ВЖК	1	149,00	149,00	0,60	0,96	0,29	89,40	26,08	22201,0						
ВРУ2 – сущ.серверная узла связи	1	15,00	15,00	0,90	0,98	0,20	13,50	2,74	225,00						
Электрообогрев трубопроводов	1	90,00	90,00	0,80	0,96	0,29	72,00	21,00	8100,00						
ЩСН КТП	1	3,00	3,00	0,80	0,9	0,48	2,40	1,16	9,00						
Прожекторная мачта	1	2,00	2,00	0,51	1,00	0,00	1,02	0,00	4,00						
Запорная арматура по сетям	4	0,37	1,48	0,20	0,85	0,62	0,30	0,18	0,55						
Итого по КТП	7		309,00	0,74	0,94	0,35	228,32	80,65	31789,00	3	1	228,3	80,6	242,1	367,9
Итого по КТП с учетом потерь					0,92	0,42						231,7	98,2	251,7	382,4
Итого по КТП с учетом УКРМ					0,96	0,29						231,7	68,2	241,6	367,0
Выбор номинальной реактивной мощности УКРМ	Параметры силового трансформатора ТМГ-400/10/0,4						Расчеты								
	Мощность, кВ·А	Потери х.х., кВт	Потери к.з., кВт	Напряжение к.з., %	Ток х.х., %	tgφmax		Кол-во. трансф-ов		Расчетное значение потребляемой полной мощности на шинах НН, кВА	Коэф. загрузки тр-ра	Потери активной мощности в тр-ре, кВт	Потери реактивной мощности в тр-ре, квар	Расчетная мощность УКРМ, квар	Номинальная мощность УКРМ, квар
	400	0,65	4,60	4,50	1,8	0,35		2,0		309,0	0,30	3,40	17,58	17,13	30,0

1. Расчет электрических нагрузок выполнен по методике ОАО "Тяжпромэлектропроект" согласно РТМ 36.18.32.4-92.

Схема электрическая 2КТП 10/0,4кВ №1



Расчет электрических нагрузок 2КТП 10/0,4кВ №2

Исходные данные							Расчетные величины			Эффективное число ЭП	Коэфф. расчетной нагрузки Кр	Расчетная мощность			Расчетный ток, А Ip=Sp/(√3 · Uн)
По заданию технологов				По справочным данным											
Наименование характерных категорий ЭП, подключаемых к узлу питания	Количество ЭП, шт. раб/рез n	Номинальная (установленная) мощность, кВт		Коэфф. использования Ки	Коэфф. реактивной мощности		кВт Pc=Ки · Pн	квар Qc=Pc · tgφ	n · p²н	nэ=(∑Pн)²/∑n · p²н		активная, кВт Pp=Pc · Kp	реактивная, квар Qp=1,1 · Qc (nэ<10,Kp≥1) Qp=Qc (nэ>10,Kp≥1) Qp=Qc · Kp (Kp<1);	полная, кВ·А Sp=√(Pp²+Qp²)	
		Одного ЭП	Общая раб/рез Pн		cosφ	tgφ									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2КТПК-630/10/0,4.															
Насосная внутренней перекачки	1/1	75,00	150/75	0,50	0,86	0,59	75,00	44,50	11250,0						
ЩСН насосной внутренней перекачки	1	55,00	55,00	0,63	0,96	0,29	34,65	10,11	3025,0						
Насосная пожаротушения, гл.насосы	2/1	55,00	165/110	1,00	0,9	0,48	165,00	79,91	9075,0						
Насосная пожаротушения, техн. обор.	1	50,90	50,90	0,63	0,9	0,48	32,07	15,53	2590,8						
ЩСН насосной пожаротушения	1	22,00	22,00	1,00	0,96	0,29	22,00	6,42	484,0						
ЩСН ДЭС	1	7,00	7,00	1,00	0,98	0,20	7,00	1,42	49,0						
Блок распределения раствора пенообразователя	1	3,50	3,50	1,00	0,96	0,29	3,50	1,02	12,3						
Насосы дренажные ДЕ-1/1, ДЕ-1/2	2	18,50	37,00	0,60	0,87	0,57	22,20	12,58	684,5						
Запорная арматура по сетям ЗД-700	2	15,00	30,00	0,20	0,85	0,62	6,00	3,72	450,00						
Запорная арматура по сетям ЗД-300	6	6,30	37,80	0,20	0,85	0,62	7,56	4,69	238,14						
Запорная арматура по сетям ЗД-400	2	11,80	23,60	0,20	0,85	0,62	4,72	2,93	278,48						
Запорная арматура по сетям ЗД-200	1	1,50	1,50	0,20	0,85	0,62	0,30	0,19	2,25						
Запорная арматура по сетям ЗД-200	6	2,20	13,20	0,20	0,85	0,62	2,64	1,64	29,04						
Запорная арматура по сетям ЗД-100	2	1,10	2,20	0,20	0,85	0,62	0,44	0,27	2,42						
Электрокотельная	1	110,00	110,00	0,80	0,98	0,20	88,00	17,87	12100,00						
Операторная	1	20,00	20,00	0,90	0,95	0,33	18,00	5,92	400,00						
Слесарная мастерская	1	9,15	9,15	0,80	0,9	0,48	7,32	3,55	83,72						
Запорная арматура по сетям КР-400	1	14,00	14,00	0,20	0,85	0,62	2,80	1,74	196,00						
Запорная арматура по сетям КР-700	1	16,50	16,50	0,20	0,85	0,62	3,30	2,05	272,25						
Запорная арматура по сетям КР-200	6	2,20	13,20	0,20	0,85	0,62	2,64	1,64	29,04						
Электрообогрев трубопроводов	1	40,00	40,00	0,80	0,96	0,29	32,00	9,33	1600,00						
ЩСН КТП	1	7,00	7,00	0,80	0,95	0,33	5,60	1,84	49,00						
Прожекторная мачта	7	2,00	14,00	0,51	1,00	0,00	7,14	0,00	28,00						
Итого по КТП	51		842,55	0,65	0,92	0,42	549,88	228,84	42928,90	17	1	549,9	228,8	595,6	904,9
Итого по КТП с учетом потерь					0,88	0,53						562,7	299,7	637,6	968,7
Итого по КТП с учетом УКРМ					0,95	0,32						562,7	179,7	590,7	897,5
Выбор номинальной реактивной мощности УКРМ	Параметры силового трансформатора ТМГ-630/10/0,4						Расчеты								
	Мощность, кВ·А	Потери х.х., кВт	Потери к.з., кВт	Напряжение к.з., %	Ток х.х., %	tgφmax		Кол-во трансф-ов		Расчетное значение потребляемой полной мощности на шинах НН, кВ·А	Коэф. загрузки тр-ра	Потери активной мощности в тр-ре, кВт	Потери реактивной мощности в тр-ре, квар	Расчетная мощность УКРМ, квар	Номинальная мощность УКРМ, квар
	630	0,8	6,75	5,50	1,6	0,35		2,0		842,6	0,47	12,87	70,87	102,74	120,0

Схема электрическая 2КТП 10/0,4кВ №2

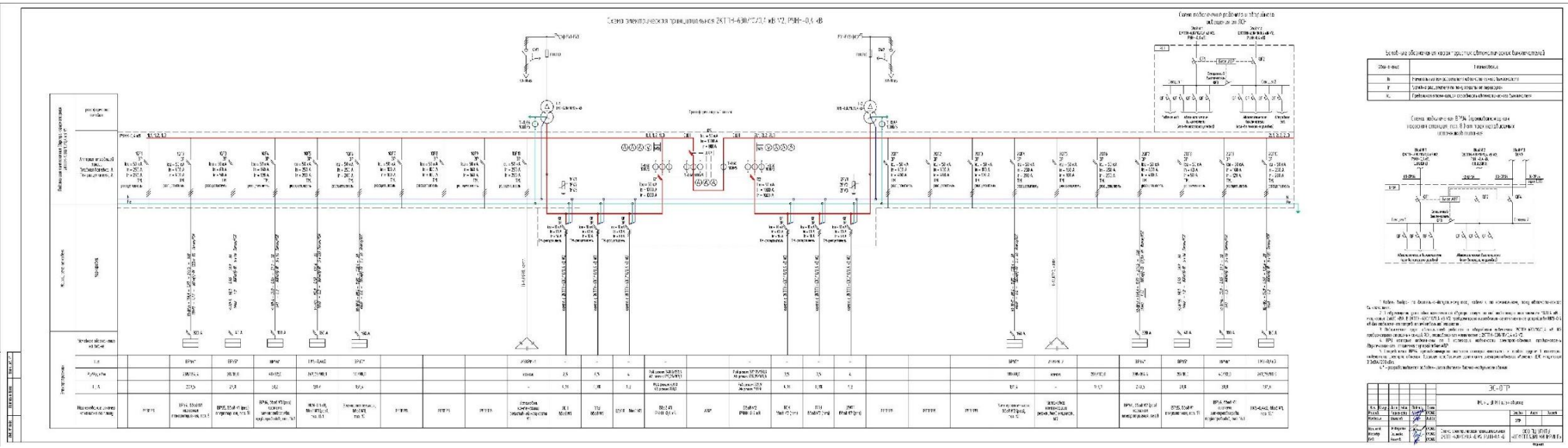
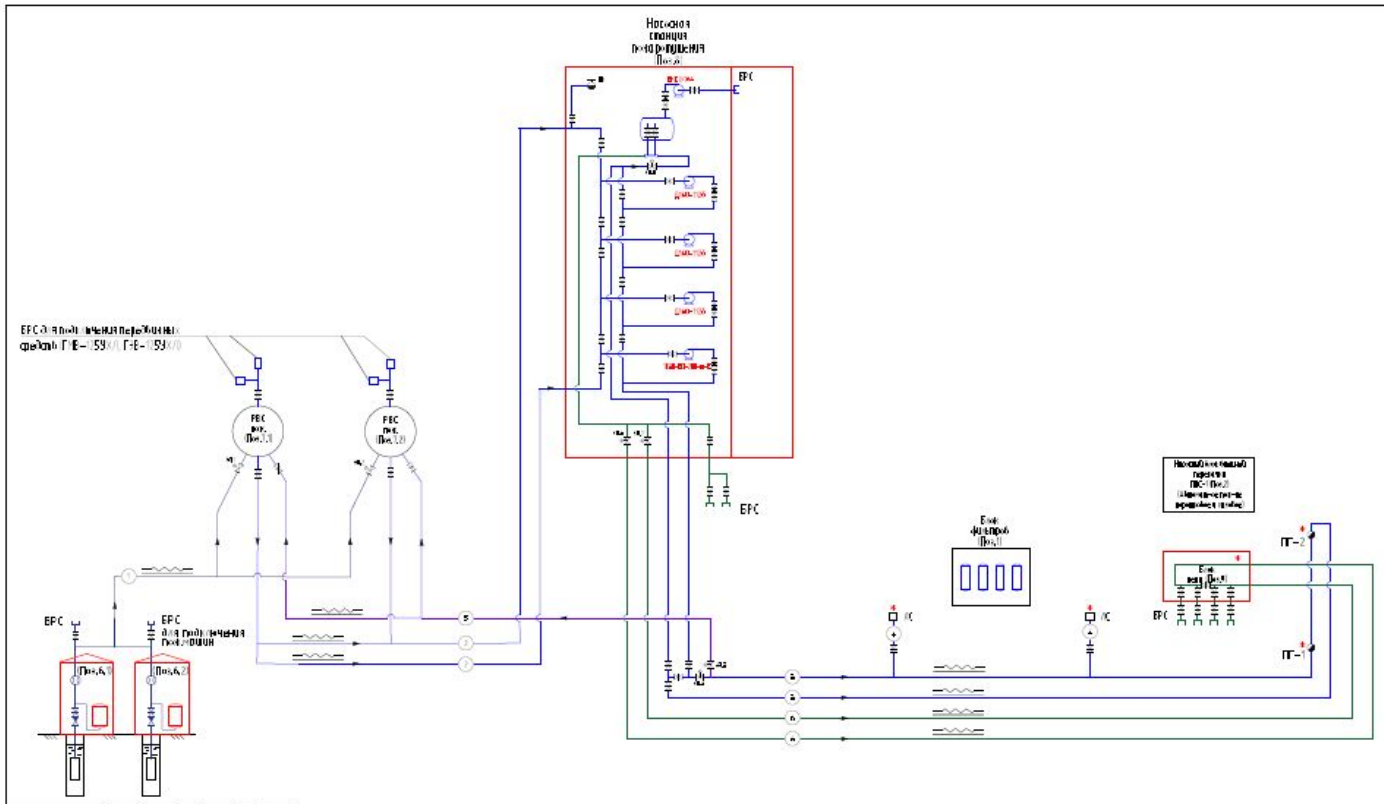


Схема системы противопожарного водоснабжения



ЭКСПЛИКАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Поз. обознач.	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
1	Площадка [illegible] фильтр	1		
2	Насосный блок внешней перекачки	1		
6.1, 6.2	Станция насосная ной орошаемой (одц.)	2	Q=40 л/сек H=100 м	ЭЦВ 6-40-120
7.1, 7.2	Резервуары противопожарного запаса воды (одц.) РВС-700	2		
8	Насосная станция пожаротушения	1	Q=60 л/сек, H=112 м	[illegible]
			Q=40 л/сек, H=50 м	[illegible]
			Q=12,2 л/сек, H=16 м	[illegible]
9	Блок распределения раствора пенообразователя	1		

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ (начало)

Обозначение	Наименование
	задвижка
	задвижка с электроприводом
	клапан обратный
	[illegible] управления противопожарного насоса
	Трубопровод с [illegible] пенообразователя
	Пожарный гидрант
	Центробежный насос
	Пенсгенератор
	Очистка воды
1	Техническая вода на питание противопожарного запаса воды
2	Вода на [illegible] противопожарный насос
3	Вода в противопожарное кольцо
4	Вода к [illegible]

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ (продолжение)

Обозначение	Наименование
5	Циркуляционный трубопровод
6	Раствор пенообразователя к блоку распределения раствора пенообразователя

Параметры рабочей среды	Техническая вода на [illegible]	Вода на [illegible] насосы	Вода [illegible]	Вода с [illegible]	Циркуляционный трубопровод	Раствор пенообразователя к блоку распределения
Обозначение потока	1	2	3	4	5	6
Диаметр, мм	80	150	200	150	100	150
Расход, л/с	40*	28.6*	44	44.0*	50.0	36.4*
Давление, МПа	1.2	0.1	1.2	0.9	0.5	1.2
Плотность, кг/м³	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Скорость, м/с	2.70	1.55	1.20	2.36	1.70	1.41

* при работе 1 трубопровода

21R.0425.67.002-ОТР-НВК-Ч1

Пайпинг насосной станции "Голяновская"

Нормоконтролер Порываева

Стадия ОТР | Лист 1 | Листов

ООО ПЦ УНГУ НЕФТЕГАЗИНЖИНИРИНГ

На ПНС «Галяновская» существующая котельная со вспомогательным оборудованием и существующие трубопроводы тепловой сети подлежат демонтажу.

В качестве энергоносителя для систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха зданий и сооружений предусмотрена электрическая энергия с непосредственной трансформацией ее в тепловую (СП 60.13330.2020 п. 6.1.13).

В качестве отопительных приборов используются конвекторы электрические промышленные. Отопительные приборы разместить в соответствии с требованиями СП 60.13330.2020 п. 6.4.2 и правилами монтажа, указанными в паспорте на изделия.

На объекте предусматривается вентиляция зданий и сооружений с учетом требуемой кратности воздухообмена. При расчете воздухообменов на все периоды года (теплый, переходный и холодный) учитываются все виды тепловыделений (от технологического оборудования, солнечной радиации и т.д.).

На объекте предусматривается кондиционирование воздуха в помещении:

– операторной;

– комнате приема пищи ВЖК;

– электротехнического блока.

На этапе обустройства здания технологического оборудования поставляются в блочно-модульном исполнении полной заводской готовности, с приборами и оборудованием систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха.

Для поддержания температуры воды не ниже +5 °С в двух резервуарах противопожарного запаса воды типа РВС-700 на ПНС «Галяновская» предусматривается блочно - модульная электрокотельная, мощностью 100 кВт.

Состав проектируемых объектов

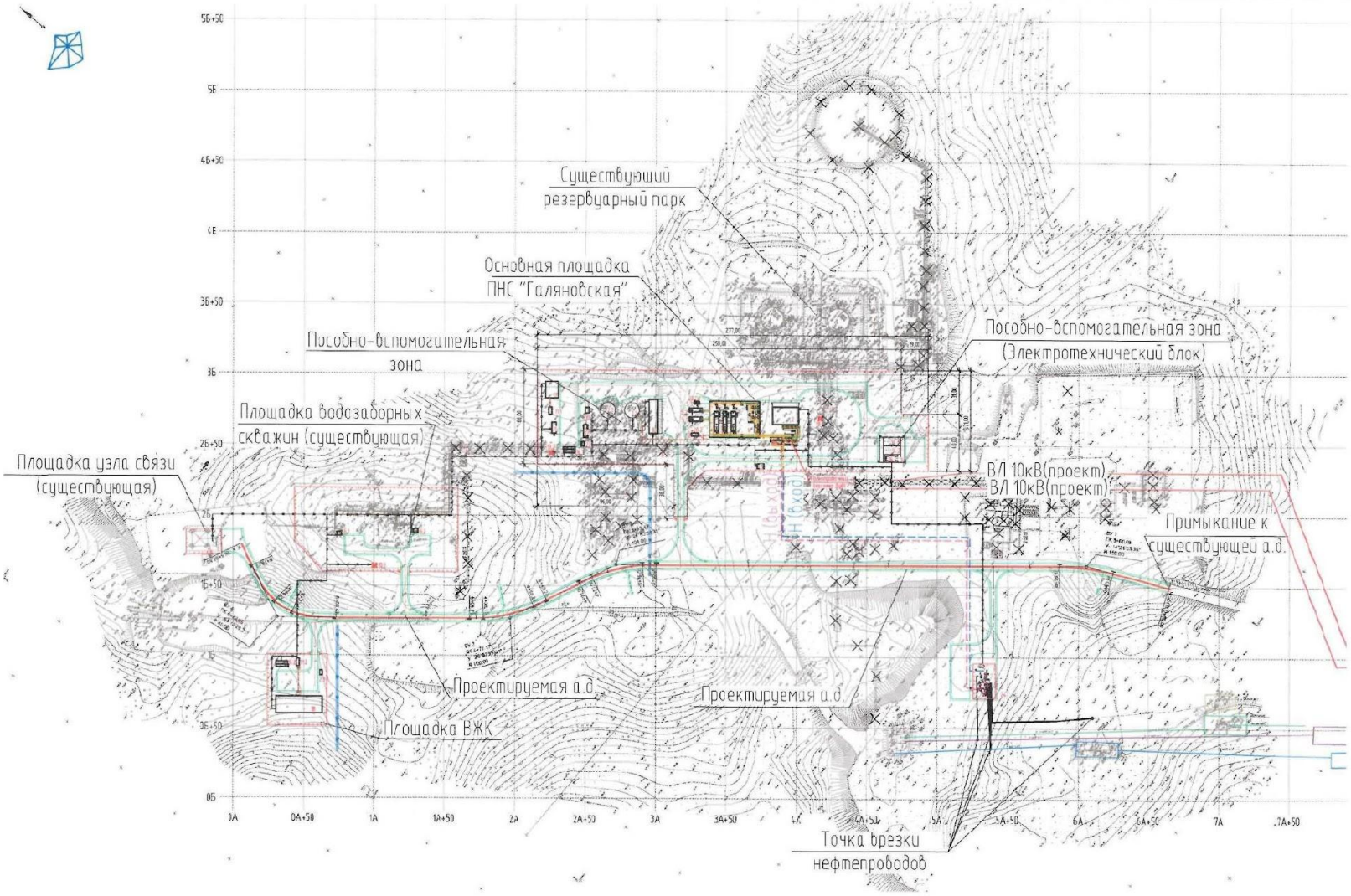
Наименование показателя, характеристика	Единица измерения	Показатель
Е-1, Е-2, Е-3 НГС-II-1,6-3000- 2 V=100 м3, P=1,6 МПа, на отбортованной площадке	шт.	3
ДЕ-1/1, ДЕ-1/2 ЕП 63-3000-2-3-Т-К; V= 63 м3, P=0,07 МПа; С насосами НВЕ-50/50 Q= 50 м3/ч, H=50 м, N=18,5 кВт.	шт.	2
ДЕ-2 ЕП 12,5-2000-3-Т-К V=12,5 м3, P=0,07 МПа	шт.	1
БФ-1 В составе СДЖ-500, 3 шт.; Qmax = 1500 м3/ч, Ду 500, диаметр корпуса фильтра 1000 мм, Н =2980мм	шт.	1
Насосный блок внешней откачки с насосами типа ЦНСНт 300/400, 4 рабочих+1 резервный+ 1 перспективный, блоки заводского изготовления Q= 300 м3/ч, H=400 м, в комплекте с блоком энергетики	шт.	1
Двухтрансформаторная подстанция 2КТП 10/0,4кВ	шт.	2
Прожекторная мачта ПМС-28	шт.	7
Двухцепная ВЛ 10кВ в габаритах 35кВ	км	24,7
Одноцепные ВЛ 10кВ (линия 1, линия 2) в габаритах 10кВ	км	3,7 (каждая

Удельные технико-экономические показатели

ПНС Галяновская

Наименование показателя, характеристика	Единица измерения	Количество	Удельный показатель ст-ти строительства для РИТЭК-Белоярскнефть млн.р без НДС/на ед.измерения	ИТОГО показатель ст-ти строительства, млн.руб. без НДС
Оборудование				
Е-1,Е-2, Е-3/НГС V=100м3 Р=1,6 Мпа	шт	3	17,171	51,512
ДЕ-1/1, ДЕ-1/2 с насосами НВЕ-50/50/Дренажная ёмкость V=63 м3	шт	2	9,552	19,103
ДЕ-2/ЕП 1,25-2000-3-Т-К V=12,5 м3 Р=0,07МПа	шт	1	2,304	2,304
БФ-1 Блок фильтров в составе СДЖ-500 3шт	шт	1	2,065	2,065
Насосный блок внешней откачки с насосами типа ЦНСНт 300/400, 4 рабочих+1резервный+1 перспективный, блоки заводского изготовления Q=300м3/ч, Н=400м, в комплекте с блоком энергетики	шт	1	12,475	12,475
Двухтранформаторная подстанция 2 КТП10/0,4 Кв	шт	2	32,675	65,350
Прожекторная мачта ПМС-28	шт	7	1,000	7,000
Двухцепная ВЛ 10кВ в габаритах 35кВ	км	24,7	3,901	96,355
Одноцепные ВЛ 10 Кв (линия 1, линия 2) в габаритах 10кВ (3,7 каждая линия)	км	3,7	3,901	14,434
Арматура с электроприводом	шт	15	0,700	10,500
Арматура с ручным управлением	шт	68	0,350	23,800
Технологический трубопровод Ду 700мм	км	0,2	28,607	5,721
Технологический трубопровод Ду 400мм	км	0,1	14,090	1,409
Технологический трубопровод Ду 300мм	км	0,627	13,539	8,489
Технологический трубопровод Ду 350мм	км	0,03	14,090	0,423
Технологический трубопровод Ду 200мм	км	0,4	10,840	3,794
Подъездная автомобильная дорога	км	0,673	8,225	5,535
			ИТОГО	**330,270**
			В том числе СМР	**198,162**
			Оборудование	**99,081**
			Прочие	**33,027**

Со знаком- *- стоимость уточнить при процедуре закупа



ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ, СООРУЖЕНИЙ

Номер на плане	Наименование	Координаты объекта (м.п.)
1	Емкость (резервуар) вертикальный стальной	
2	Насосная блок (резервуарный парк)	
5.1	Емкость дренажная подземная (ДЕ-5/1, V=10 м³)	
5.2	Емкость дренажная подземная (ДЕ-5/2, V=10 м³)	
5.3	Емкость дренажная подземная (ДЕ-2, V=20 м³)	
6.1, 6.2	Технологическая площадка с насосным оборудованием и подземным трубопроводом	Существующая
7.1, 7.2	Резервуар промежуточного хранения нефти (объем блока РВС), V=300 м³	Существующий
8	Насосная станция пожаротушения	
9	Блок распределения реагентов, электрохимзащиты	
10	Блочно-модульная канализационная	
11.1, 11.2	Емкость (резервуар) канализ., V=10 м³	
12	Емкость (резервуар) подземная (дизель), V=10 м³	
13	Отстойник	
14	Электрохимзащита (блок I ступени)	
№ 1	Трансформатор	
№ 2	ЯКТП-10/0,4 кВ, 400 кВА, 10 кВ, 0,4 кВ, блок-модуль (1 шт.)	
№ 3	КТП (ЧТП)	
15	Дизельная электростанция	
16.1, 16.2	ДГ-15-10/0,4 кВ	
17	Сигнальная мачта	
18	Молниевый (тросовый) разряд	Существующий
19.1-19.7	Прожекторная мачта	
20.1, 20.2	Молниеотвод	
21	Ограждение	Существующее
22	Площадка (резервуарный парк)	
23	Площадка (дизель)	
24	КЗП (для технологических трубопроводов)	

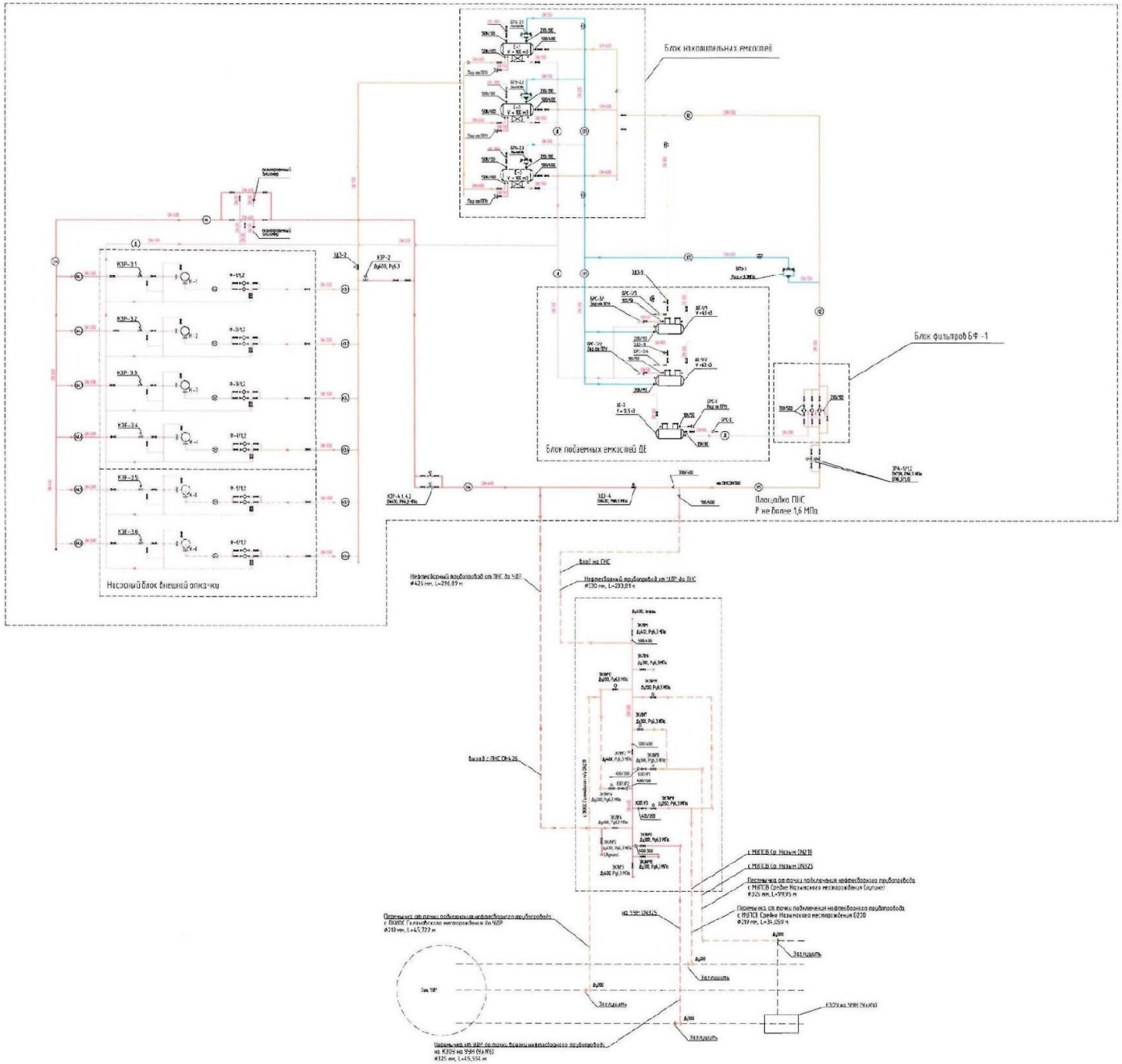
Согласовано
Главный инженер
ООО «НК «Югранефтепром»
_____ Н.Р. Галин
«21» 03 2023г.

Ведущий специалист ОАПД
ООО «НК «Югранефтепром»
_____ А.В. Рылов
«21» 03 2023г.

УСТРОЙСТВО ПОКРЫТИЯ ТИП 1

Изм.	Кол.уч.	Лист	Nдок.	Подпись	Дата	Габорини нефтепромысловая станция "Галяновская"	
Разработал			Обьект		23.2023	Схема планировочной организации земельного участка	Стадия / Лист / Листов: РП / / 1
Чер. инж.			Обьект		23.2023	Схема генплана М 1:1000	ООО ПЦ УГНТУ
Гл. инж.			Стадия		23.2023		

Принципиальная технологическая схема



ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ

Позиция	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
Технологическое оборудование				
1-16	Несгораемый блок внешней опасности с насосом внешнего перекачки	1	Q=350м³/ч, Н=40 м (5 раб.+1 резерв)	
БФ-1	Блок фильтров	1	Qф=96 – 240 (96÷120 м³/ч)	
Е	Емкость накопительная Е1-Е12	2	V=50 м³, Р=0,6÷1 МПа	
ДЕ-1, ДЕ-2	Дренажная емкость	2	V=63 м³, Р=0÷0,25 МПа	НВС 50/50
ДЕ-С	Дренажная емкость	1	V=25 м³, Р=0÷0,25 МПа	

ВЕДОМОСТЬ ТРУБОПРОВОДОВ

№ линии	Наименование трубопровода (условное обозначение)	Параметры Диа.	Параметры Рраб.	Материал	Класс герметичности трубопровода по ГОСТ 52164	Группа по категории	Способ прокладки
Н1	Трубопровод нефтяной емкости ПНС	1,40	1,5	Ст3	3	ВВ1	надземно
Н2	Трубопровод нефтяной емкости(Н) (нефтесборный)	1,40	0,1-0,5	Ст3	3	ВВ1	надземно
Н3	Трубопровод нефтяной в нефтяной блок внешней опасности	1,40	0,1-0,5	Ст3	3	ВВ1	надземно
Н3.1, Н3.2	трубопровод нефтяной на приеме насоса Н-1Н-4	1,40	0,1-0,5	Ст3	3	ВВ1	надземно
Н4	Трубопровод нефтяной с насосной ПНС (напорный)	0,40	1,5-1,5	Ст3	3	ВВ1	надземно
Н4.1, Н4.2	Трубопровод нефтяной выкиде насоса Н-1Н-6	1,40	1,5-1,5	Ст3	3	ВВ1	надземно
Сн	Трубопровод сброса промышленных загрязнений	1,40	0,05-0,5	Ст3	3	ВВ1	надземно
Д	Трубопровод дренажа	1,40	0,05-0,07	Ст3	3	ВВ1	надземно

Условные обозначения

- Нефть
- Технологический трубопровод
- Фильтр
- Электрорасходомер
- Клапан электромагнитный запорный
- Арматура с электроприводом
- Задвижка стальная фланцевая
- Обратный клапан
- Трубопровод с необходимостью в механизмами
- Сброс в ЛТК
- Отсечка из ЕП
- Клапан запорно - регулирующий
- Электро - исполнительный механизм
- Оборудование без постоянного условия
- Трубопроводы технологического назначения
- Трубопроводы транспортные
- Трубопроводы газовоздушные
- Технологический трубопровод

Согласовано
Главный инженер
ООО «НК «Югранефтепром»
_____ Н.Р. Галин
«21» 03 2023г.

Ведущий специалист ОАПД
ООО «НК «Югранефтепром»
_____ А.В. Рылов
«21» 03 2023г.

						2R3425.67002-ОТР-ТХ-М1			
Изм.	Кол.уч.	Лист	Nдок.	Подпись	Дата	Побережная насосная станция "Тельмановская"			
Разраб.		Исполнительная			22.03.23	Гидравлическая насосная станция "Тельмановская"	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Решкина			22.03.23		СТР	1	
Нач.отд.		Решкина			22.03.23	Технологическая механизированная	ООО ПЦ УГНТУ "НЕФТЕГАЗИНЖИНИРИНГ"		
Гл.спец.		Сулейманова			22.03.23				

УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

ООО ПРОЕКТНЫЙ ЦЕНТР УФИМСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО НЕФТЯНОГО ТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА
НЕФТЕГАЗИНЖИНИРИНГ

Спасибо за внимание!