РОССИЯ
Краснодарский край г. Краснодар
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«НК «РОСНЕФТЬ» - НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР»
СРО Союз «РН-Проектирование», СРО-П-124-25012010, р.н. 044-2009

Заказчик - ООО «РН-Уватнефтегаз»

КУУН В РАЙОНЕ ЛПДС "ДЕМЬЯНСКАЯ". РЕКОНСТРУКЦИЯ

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений

Подраздел 7. Технологические решения

Часть 1. Площадочные объекты

1750619/1377Д-П-028.001.000-ИОС7-01

Том 5.7.1

Изм.	№ докум.	Подп.	Дата
2	13034-20		17.11.2020

2020

РОССИЯ
Краснодарский край г. Краснодар
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«НК «РОСНЕФТЬ» - НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР»
СРО Союз «РН-Проектирование», СРО-П-124-25012010, р.н. 044-2009

Заказчик - ООО «РН-Уватнефтегаз»

КУУН В РАЙОНЕ ЛПДС "ДЕМЬЯНСКАЯ". РЕКОНСТРУКЦИЯ

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений

Подраздел 7. Технологические решения

Часть 1. Площадочные объекты

1750619/1377Д-П-028.001.000-ИОС7-01

Том 5.7.1

Главный инженер **А.А. Попов**

Главный инженер проекта **М.Н. Глумов**

Начальник отдела ТнО **А.Н. Дергунов**

Изм.	№ докум.	Подп.	Дата
2	13034-20		17.11.2020

2020

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл. 23122/П

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение	Наименование	Примечание (страница)
1750619/1377Д-П-028.001.000-ИОС7-01-С	Содержание тома 5.7.1	2 Изм.2
1750619/1377Д-П-028.001.000-ИОС7-01	Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений Технологические решения Площадочные объекты	3 Изм.2
1750619/1377Д-П-028.001.000-ТХ-01-Ч-001	Технологические решения. Принципиальная технологическая схема КУУН. Демонтаж трубопроводов и оборудования	37 Изм.2 (Зам.)
1750619/1377Д-П-028.001.000-ТХ-01-Ч-002	Технологические решения. Принципиальная технологическая схема КУУН. Монтаж трубопроводов и оборудования	38 Изм.2 (Зам.)
1750619/1377Д-П-028.001.000-ТХ-01-Ч-003	КУУН Кальчинского месторождения. Демонтаж технологических трубопроводов и арматуры. Ситуационный план	39 Изм.2 (Зам.)
1750619/1377Д-П-028.001.000-ТХ-01-Ч-004	КУУН Кальчинского месторождения. План расстановки технологических заглушек и площадок обслуживания. Ситуационные планы	40 Изм.2 (Зам.)
1750619/1377Д-П-028.001.000-АТХ-01-Ч-001	Технологические решения. Структурная схема АСУ ТП	41 Изм.2 (Зам.)
1750619/1377Д-П-028.001.000-АТХ-01-Ч-002	Технологические решения. Схема автоматизации	42 Изм.2 (Зам.)
1750619/1377Д-П-028.001.000-АТХ-01-Ч-003	План расположения оборудования в блоке местной автоматики	43 Изм.2 (Зам.)
1750619/1377Д-П-028.001.000-АС-01-Ч-001	КУУН в районе ЛПДС "Демьянская". Вагон-дом для вахтового персонала (поз.409 по ПЗУ). План на отм.+0,000. Разрез	44 Изм.2 (Зам.)
1750619/1377Д-П-028.001.000-АС-01-Ч-002	КУУН в районе ЛПДС "Демьянская". Контейнер-рефрижератор (поз.405 по ПЗУ). План на отм.+0,170. Разрез	45 Изм.2 (Зам.)
1750619/1377Д-П-028.001.000-АС-01-Ч-003	КУУН в районе ЛПДС "Демьянская". Продуктовый склад (поз.406 по ПЗУ). План на отм.+0,200. Разрез	46 Изм.2 (Зам.)

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

Согласовано: Зав. гр. — Белов 17.11.20

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл. 23122/П

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750619/1377Д-П-028.001.000-ИОС7-01-С
2	-	Зам.	13034-20		17.11.20	

				Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Овчаренко		17.11.20	П	1	1
Н. контр.	Кудря		17.11.20	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»		
ГИП	Глумов		17.11.20			

Содержание тома 5.7.1

СОДЕРЖАНИЕ

1 Общая часть 5

2 Техологические решения 6

2.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции 6

2.1.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции 6

2.1.2 Характеристика принятой технологической схемы и отдельных параметров технологического процесса 8

2.1.3 Данные о трудоемкости изготовления продукции 14

2.2 Потребность в основных видах ресурсов для технологических нужд 14

2.3 Источники поступления сырья и материалов 14

2.4 Требования к параметрам и качественным характеристикам продукции 14

2.5 Показатели и характеристики принятых технологических процессов и оборудования 15

2.5.1 Запорная арматура 15

2.5.2 Технологическое оборудование 15

2.6 Количество и типы вспомогательного оборудования 15

2.7 Технологические трубопроводы 15

2.8 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах 17

2.9 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого технологического оборудования и технических устройств 17

2.10 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов 18

2.11 Перечень мероприятий по обеспечению требований энергетической эффективности 18

2.12 Описание проектных решений требований транспортной безопасности 18

2.13 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов 18

3 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе 19

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

Согласовано: Зав. гр. — Белов — 17.11.20

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл. 23122/П

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
2	-	Зам.	13034-20		17.11.20

1750619/1377Д-П-028.001.000-ИОС7-01

Разраб.	Овчаренко		17.11.20
Гл. спец.	Еремина		17.11.20
Нач. отд.	Дергунов		17.11.20
Н. контр.	Кудря		17.11.20
ГИП	Глумов		17.11.20

Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений Технологические решения Площадочные объекты

Стадия	Лист	Листов
П	1	34

ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»

3.1 Общие положения 19

3.2 Объем автоматизации 19

3.3 Средства автоматизации 20

3.4 Размещение и монтаж средств автоматизации 21

3.5 Электропитание средств автоматизации 22

3.6 Обеспечение единства измерений 22

3.7 Информационная безопасность 25

4 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности. Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства 26

5 Проектные решения, направленные на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов 27

6 Охрана окружающей среды 30

6.1 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники 30

6.2 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду 30

6.3 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению 30

7 Ссылочные нормативные документы 31

Список исполнителей 34

Таблица регистрации изменений 36

*Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком*

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

Данный раздел проекта разработан на основании:

- Технических условий на проектирование «КУУН в районе ЛПДС «Демьянская». Реконструкция», утвержденных первым заместителем генерального директора - по производству – главным инженером ООО «РН-Уватнефтегаз» Д.Г. Седовым 15.05.2020г;
- Исходных данных, предоставленных ООО «РН-Уватнефтегаз»;
- Инженерных изысканий.

В административном отношении район строительства расположен в Тюменской области Уватском районе. Территория коммерческого узла учета нефти в районе ЛПДС «Демьяновское» расположенного в пределах земельного участка ООО «РН Уватнефтегаз». Ближайшими населенными пунктами являются с. Демьянское (удалено от объекта на расстояние 0,25 км в западном направлении), ст. Демьянка (37 км на восток), с. Тугалово (30 км на северо-восток), с. Солянка (27 км на юго-запад). Дорожная сеть представлена федеральной дорогой Тюмень - Тобольск – Ханты-Мансийск, асфальтированными дорогами для подъездов к жилым поселкам, а так же полевыми дорогами и зимниками. Транспортная связь с Сургутом осуществляется по федеральной трассе Р-404.

Климат данного района резко континентальный. Зима суровая, холодная, продолжительная. Лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны - осень и весна. Поздние весенние и ранние осенние заморозки. Безморозный период очень короткий. Резкие колебания температуры в течение года и даже суток. Среднегодовая температура воздуха - минус 0,7 ºС, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца января – минус 19,2 ºС, а самого жаркого июля плюс 17,6 ºС. Абсолютный минимум температуры – минус 51 ºС, абсолютный максимум - плюс 35 ºС. Температура воздуха наиболее холодной пятидневки 0,98 обеспеченности минус 44 ºС; 0,92 обеспеченности - минус 40 ºС. Температура воздуха наиболее холодных суток 0,98 обеспеченности минус 47 ºС; 0,92 обеспеченности - минус 45 ºС. Дата первого заморозка осенью - 20.09, последнего – 23.05. Продолжительность безморозного периода 119 дней. Осадков в районе выпадает много, особенно в теплый период с апреля по октябрь – 386 мм, в холодное время с ноября по март – 115 мм, годовая сумма осадков – 501 мм. Соответственно держится высокая влажность воздуха, средняя относительная влажность меняется от 63 до 83%. Средняя дата образования снежного покрова 24.10, дата схода 6.05. Сохраняется снежный покров 191 день. Средняя годовая скорость ветра – 3,7 м/с, средняя за январь - 3,6 м/с и средняя в июле – 3,1 м/с. В течение года преобладают ветры южного и юго-западного направлений. В январе южного, а в июле северного направлений.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

2 ТЕХОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

2.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции

2.1.1 *Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции*

Коммерческий узел учета нефти КУУН введен в эксплуатацию в 2008 г.

Узел учета обустроен по следующим проектам:

1) 49203/ТНГ-6636 «КУУН на ЛПДС «Демьянское». Положительное заключение государственной экспертизы № 336-08/ЕГЭ-0433/03 от 30.09.2008;
2) 49204/ТНГ-7816 «Расширение КУУН в районе ЛПДС «Демьянское» с увеличением пропускной способности с 4,5 до 11 млн. т/год». Положительное заключение государственной экспертизы № 054-10/ЕГЭ-1070/01 от 25.02.2010;
3) 1750614/0921Д «КУУН в районе ЛПДС Демьянское. Резервуарный парк 20000 м³». Положительное заключение государственной экспертизы № 012-17/ЕГЭ-3858/02 от 25.01.2017 г.;
4) 1750617/0755Д005 «КУУН в районе ЛПДС Демьянского. Техническое перевооружение». Положительное заключение экспертизы промышленной безопасности №274-ЭП/18.

Технологическая схема КУУН в регламентном режиме обеспечивает 5 технологических потоков:

- прием товарной нефти из нефтепровода DN 700 с объектов подготовки нефти БВК (блок входного контроля) → РВС-1,2 → насосная внешней/внутренней перекачки НВП (ЦНС 105-147, ЦНС 180-128) → узел учета СИКН (№562, коммерческий учет нефти - автоматический замер количества и определение качества перекачиваемой нефти) → МН (магистральный нефтепровод) DN 700 товарной нефти на ЛПДС «Демьянское» - данный поток предназначен для хранения нефти в резервуарах парка;

- прием товарной нефти из нефтепровода DN 700 с объектов подготовки Кальчинского месторождения БВК (блок входного контроля) → насосная внешней/внутренней перекачки НВП (ЦНС 105-147, ЦНС 180-128) → узел учета СИКН (№562, коммерческий учет нефти - автоматический замер количества и определение качества перекачиваемой нефти) → МН (магистральный нефтепровод) DN 700 товарной нефти на ЛПДС «Демьянское» - данный поток служит для перекачки минуя резервуарные парки объекта;

- прием товарной нефти из нефтепровода DN 700 с объектов подготовки нефти БВК (блок входного контроля) → РВС-3,4,5,6 → насосная внешней перекачки НВО-2 (ЦНС 300-120) → подогреватели нефти П3..П5 (ПТ-4-64Ж) → узел учета СИКН (№562, коммерческий учет нефти - автоматический замер количества и определение качества перекачиваемой нефти) – МН (магистральный нефтепровод) DN 700 товарной нефти на ЛПДС «Демьянское» - данный поток служит для перекачки, хранения нефти, а так же для подогрева нефти с целью приведения параметров вязкости продукта до нормативных значений (не более 40 сСт);

- прием товарной нефти из нефтепровода DN 700 с объектов подготовки нефти БВК (блок входного контроля) → насосная внешней перекачки НВО-2 (ЦНС 300-120) → подогреватели нефти П3..П5 (ПТ-4-64Ж) → узел учета СИКН (№562, коммерческий учет нефти - автоматический замер количества и определение качества перекачиваемой нефти) – МН DN 700 товарной нефти на ЛПДС «Демьянское» - данный поток служит для перекачки, а также для подогрева нефти с целью приведения параметров вязкости продукта до нормативных значений (не более 40 сСт) минуя резервуарные парки объекта.

- внутрипарковая перекачка нефти насосами ЦНС 105-147, ЦНС 180-128, ЦНС 300-120 предназначена для подготовки некондиционной нефти, посредством нагрева продукта печами П3…П5 (ПТ-4-64Ж), для перераспределения объемов нефти между товарными парками.

Нефть, поступающая в резервуарный парк, является подготовленной к поставке потребителю (товарной нефтью) в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов, принятых в установленном порядке.

Объемы приема, хранения и отгрузки товарной нефти определяются производственными программами и технологическими регламентами ООО «РН-Уватнефтегаз».

Коммерческий узел учета нефти КУУН с резервуарным парком предназначен для выполнения комплекса операций, необходимых для приема нефти с месторождений и перекачки ее в резервуарный парк ЛПДС Демьянское системы магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть».

Единый комплекс обеспечивает качественный коммерческий учет и откачку нефти в систему магистральных нефтепроводов.

В соответствии с заданными объемами, величина общего потока нефти, сдаваемого на ЛПДС Демьянское после узла коммерческого узла учета нефти КУУН, составляет 11 млн. т/год.

По физико-химическим свойствам, степени подготовки, содержанию легких меркаптанов поступающая для хранения и отгрузки нефть относится к нефти класса 1, типа 3, группы 1, вида 1 по ГОСТ Р 51858-2002.

*Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком*

Данным проектом предусматривается реконструкция КУУН – демонтаж трубопроводов и оборудования, монтаж запорной арматуры, установка приборов контроля, монтаж контейнера рефрижератора, продуктового склада, вагон-дома для вахтового персонала.

2.1.2 *Характеристика принятой технологической схемы и отдельных параметров технологического процесса*

Для обеспечения работы по приему и перекачки нефти на площадке коммерческого КУУН ранее выполненными проектами предусмотрено следующее существующее основное технологическое оборудование:

1) резервуары нефти V=5000 м^3 РВС-1,2,3,4 – 4 шт.;
2) резервуары нефти V=10000 м^3 РВС-5,6 – 2 шт.;
3) насосы внешней перекачки ЦНСАнТ 300-120 Q=300 м^3/ч, Н=120 м Н-3/1..Н-3/7 – 7 шт. (5 рабочих, 2 резервных);
4) насосы внутренней/внешней перекачки ЦНСнА 180-128 Q=180 м^3/ч, Н=128 м, 5.Н2, 5.Н3- 2 шт. (1 рабочий, 1 резервный);
5) насос внутренней/внешней перекачки ЦНСнА 105-147 Q=105 м^3/ч, Н=147 м, 5.Н1 – 1 шт. (рабочий);
6) дозировочные насосы НД 1,0Р/1000 16 К14В Q=1000 л/ч, Н=16 м, Н1, Н2 – 2 шт. (1 рабочий, 1 резервный);
7) печи нефтенагревательные ПТ-4-64Ж Q=470 кг/ч, N=4,5 кВт П3..П5 – 3 шт. (2 рабочих, 1 резервная);
8) система измерений количества и показателей качества нефти СИКН Q= 100 .. 1510 т/ч;
9) емкость дренажная сбора утечек и дренажа насосной V=12,5 м^3 ЕА-1 с погружным насосом 12НА 9х4 Q=80 м^3/ч, Н=43 м, 7.Н1 – 1 шт.;
10) емкость дренажная сбора дренажа нефти резервуарного парка V=25 м^3 Е-1, Е-2 с погружным насосом 12НА 9х4 Q=80 м^3/ч, Н=43 м – 2 шт.;
11) емкость дренажная для дренажа неучтенной нефти СИКН V=16 м^3 Е-3 с погружным насосом 12НА 9х4 Q=80 м^3/ч, Н=43 м – 1 шт.;
12) емкость дренажная для дренажа учтенной нефти СИКН V=16 м^3 Е-4 с погружным насосом 12НА 9х4 Q=80 м^3/ч, Н=43 м – 1 шт.;
13) емкость дренажная сбора дренажа фильтров, СППК, насосов V=40 м^3 Е-5 с погружным насосом 12НА 9х4 Q=80 м^3/ч, Н=43 м – 1 шт.;
14) емкость дренажная сбора дренажа от площадок печей V=40 м^3 Е-6 с погружным насосом 12НА 9х4 Q=80 м^3/ч, Н=43 м – 1 шт.;
15) емкость сбора уловленной нефти V=5 м^3 Е-7 с погружным насосом НВД 50/50 3404-11 Q=50 м^3/ч, Н=50 м – 1 шт.;

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

16) емкость топливная V=5 м^3 ЕД-2 – 1 шт.;

17) емкость топливная V=25 м^3 ЕД-3 – 1 шт.;

18) емкость топливная V=25 м^3 ЕН-4..ЕН-6 – 3 шт.;

19) станция азототушения 2 с ресиверами азота Р-3, Р-4 V=10 м^3;

20) насосная станция пожаротушения с насосами типа 1Д200-90 Q=200 м^3/час, Н=90 м – 3 шт. (2 рабочих, 1 резервный)

2.1.2.1 Описание существующего технологического процесса КУУН

Принципиальная технологическая схема КУУН представлена на чертеже 1750619/1377Д-П-028.001.000-ТХ-01-Ч-002.

Технологическая схема коммерческого узла учета нефти позволяет осуществлять следующие основные технологические процессы:

- прием подготовленной товарной нефти в резервуарный парк КУУН;

- откачку нефти из резервуарного парка КУУН насосами внешней откачки в магистральный нефтепровод на ЛПДС Демьянское;

- разогрев нефти в резервуарах путем перекачки насосами внутренней перекачки через нагревательные печи (циркуляционный разогрев нефти);

- внутрипарковую перекачку нефти;

- перекачку нефти в магистральный нефтепровод без закачки в резервуарный парк;

- коммерческий учет нефти (автоматический замер количества и определение качества перекачиваемой нефти);

- зачистку резервуаров передвижными средствами через зачистной патрубок резервуара;

- автоматическое поддержание температуры нефти на уровне не ниже 30 ^{0}С для обеспечения физико-химических характеристик нефти.

Технологической схемой предусмотрена возможность одновременного выполнения операций приема нефти в один из резервуаров хранения и откачки нефти из другого резервуара в магистральный нефтепровод на ЛПДС Демьянское.

Хранение нефти осуществляется в резервуарах вертикальных стальных РВС-5000 и РВС-10000. Из резервуаров нефть откачивается насосами внешней откачки в резервуары ЛПДС «Демьянское».

Для учета количества и качества нефти, поступающей с КУУН в магистральный нефтепровод, служит узел учета нефти (СИКН).

Для снижения вязкости предусмотрен подогрев нефти в печах ПТ-4-64Ж. В качестве топлива для подогревателя используется товарная нефть, дизельное топливо.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

Для внутренней и внешней перекачки нефти служат насосы ЦНСнА 105-147, Q=105 м^3/ч, Н=147 м (1 шт.), ЦНСнА 180-128, Q=180 м^3/ч, Н=128 м (2 шт.), ЦНСнА 300-120, Q=300 м^3/ч, Н=120 м (7 шт.).

2.1.2.1.1 Прием нефти с месторождения в резервуарный парк КУУН и хранение в резервуарах

Товарная нефть при температуре не более 40 ^{0}С и давлении не более 0,5 МПа, подготовленная на УПН и НПС Кальчинского м/р, по нефтепроводу поступает на площадку коммерческого узла учета нефти через БВК через задвижку К9-7 и далее через блок фильтров-грязеуловителей Ф-1..Ф-3.

Блок фильтров-грязеуловителей предназначен для защиты основного оборудования КУУН от попадания в него посторонних предметов и крупных механических примесей.

Блок фильтров-грязеуловителей состоит из трех фильтров-грязеуловителей (1 раб., 1 рез. и 1 на очистке) DN 600 мм, PN 1,6 МПа ФГш-600-1,6-П-УХЛ.

Для исключения повышения давления свыше 1,6 МПа на входе в КУУН предусмотрен узел сбросных предохранительных клапанов СППК-3 (4 раб., 2 рез.).

Опорожнение фильтров предусмотрено в емкость подземную для сбора дренажа и утечек нефти Е-5 V=40 м^3.

Далее нефть направляется в резервуары РВС-3,4 (РВС-5000 м^3) и РВС-5,6 (РВС-10000 м^3). Либо, минуя блок фильтров Ф-1..Ф-3, нефть направляется в резервуары РВС-1,2 (РВС-5000 м^3).

Дренирование жидкости от резервуаров РВС-3,4 предусмотрено в систему производственно-дождевой канализации и далее через установку очистки нефтесодержащих ливневых сточных вод в емкость очищенных стоков Е-7 V=5 м^3.

Для защиты арматуры, оборудования и трубопроводов от разгерметизации и повреждений вследствие повышения давления свыше допустимой нормы, проектом предусмотрены узлы сбросных предохранительных клапанов.

На выходном коллекторе насосной внутренней/внешней перекачки нефти НВП (ЦНС-180/128, Q=180 м^3/ч, Н=128 м; ЦНС-105/147, Q=105 м^3/ч, Н=147 м) установлен СППК-1:

- выкидной трубопровод – СППК 4-100-16 (DN 100 мм, PN 1,6 МПа) установочное давление Р=1,6 МПа (1 раб., 1 рез.);

- сброс продукта с площадки предохранительных клапанов СППК-1 предусмотрен в дренажную емкость ЕА-1 V=12,5 м^3 (с последующей откачкой в приемную линию входа нефти на установку).

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

На приемной линии резервуарного парка РВС-3..РВС-5 (приемная линия насосной внешнего транспорта ЦНС-300/120, Q=300 м^3/ч, Н=120 м) установлен СППК-3:

- приемный трубопровод – СППК 4-150-16 (DN 150 мм, PN 1,6 МПа) установочное давление Р=1,6 МПа (4 раб., 2 рез.);

- сброс продукта с площадки предохранительных клапанов СППК-3 предусмотрен в РВС-3,4.

На выкидной линии насосной внешнего транспорта НВО-2 (ЦНС-300/120) установлен СППК-4:

- выкидной трубопровод – СППК 4-150-16 (DN 150 мм, PN 1,6 МПа) установочное давление Р = 1,6 МПа (4 раб., 2 рез.);

- сброс продукта с площадки предохранительных клапанов СППК-4 предусмотрен в РВС-3,4.

2.1.2.1.2 Откачка нефти из резервуарного парка в магистральный нефтепровод

Нефть из резервуара РВС-1, 2 поступает на прием насосов 5.Н1..5.Н3 насосной внутренней (внешней) перекачки нефти НВП. С выкида насосов поступает на площадку СИКН, где производится измерение количества перекачиваемой нефти с одновременным динамическим определением ее качественных показателей.

Нефть из резервуара РВС-3…РВС-6 поступает на прием насосов Н-3/1..Н-3/7 насосной внешнего транспорта НВО-2. С выкида насосов поступает на площадку СИКН, где производится измерение количества перекачиваемой нефти с одновременным динамическим определением ее качественных показателей.

Дренаж с РВС-1,2 направляется в дренажные емкости Е-1, Е-2 V=25 м^3.

После определения количества и качества нефть направляется на площадку регуляторов давления. С площадки регуляторов давления нефть закачивается в товарный парк ПАО «Транснефть».

2.1.2.1.3 Перекачка нефти в магистральный нефтепровод без закачки в резервуарный парк

В режиме перекачки нефти насосами внешнего транспорта, минуя резервуарный парк, поток нефти направляется по следующей схеме:

- поток через задвижки №438, №461 направляется на насосы Н-3/11..Н3/7 насосной внешней откачки НВО-2, далее через задвижки №508, №540, №26, №27, СИКН, №160, регуляторы давления, кран шаровой №9-6, задвижки №13а, 13, 52Е в магистральный нефтепровод.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

В качестве насосов внешней перекачки в насосной НВО-2 приняты насосы Н-3/1..Н-3/7 типа ЦНСАнТ-300-120 (Q=300 м^3/ч, Н=120) м в количестве 7 шт. (5 раб, 2 рез).

Выбор количества и типа насосов внешней перекачки осуществлен с учетом заданного объема перекачки и обеспечения необходимого напора для подачи жидкости в МН.

Количество насосных агрегатов, включаемых для перекачки нефти, и порядок включения насосов определяется оператором в соответствии с технологическим режимом.

Для внутренней перекачки нефти в насосной станции предусматриваются три насосных агрегата (2 раб., 1 рез.).

Насосы внутренней/внешней перекачки насосной НВП предназначены для перекачки нефти из резервуара в резервуар. В насосной установлены насосы 5.Н1..5Н3 ЦНСнА 105-147 (Q=105 м^3/ч, Н=147 м), ЦНСнА 180-128 (Q=180 м^3/ч, Н=128 м) в количестве 3 шт. (2 раб., 1 рез.). При необходимости предусматривается работа насосной внутренней/внешней перекачек как насосной внешнего транспорта.

2.1.2.1.4 Компаундирование некондиционной нефти

Отстоянная вода из РВС-1, РВС-2 поступает во всасывающий коллектор блока дозировочных насосов, откуда насосом Н1, Н2 подается в линию поступления нефти на прием насосов 5.Н1..5.Н3 насосной внутренней/внешней перекачки НВП.

Суммарная обводненность (не более 0,5%) сдаваемой нефти регулируется подачей насоса блока дозировочных насосов по показаниям влагомера СИКН.

Насосы блока дозировочной насосной станции предназначены для откачки отстоянной воды с РВС-1, РВС-2 в систему технологических трубопроводов до концентрации, не превышающей показаний согласно ГОСТ Р 51858-2002. В насосной установлены насосы НД 1,0Р/1000 16 К14В, Q=1000 л/ч, Н=16 м (1 раб., 1 рез.).

2.1.2.1.5 Циркуляционный разогрев нефти

Для поддержания вязкости нефти в пределах, требуемых Техническими условиями ПАО «Транснефть» на подключение, применяются печи нефтенагревательные ПТ-4-64Ж.

Для уменьшения погрешности при измерении количества нефти необходимо снижение ее вязкости. Поэтому, нефть, проходя узел учета должна иметь вязкость не более 40 сСт. Такая вязкость нефти наблюдается при температуре + 23…40 ^{0}С.

Для обеспечения рабочей температуры нефти в пределах от 0 ºС до плюс 40 ºС проектом предусматривается три печи нефтенагревательных блочных ПТ-4-64Ж-К (Qном.=470 кг/ч), на единой бетонированной площадке.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

Товарная нефть потоком после насосов внешней откачки Н-3/1…Н-3/7 под давлением до 1,3 МПа направляется к нефтенагревательным печам П3…П5 (2 раб., 1 рез.). В печах П3…П5 осуществляется подогрев товарной нефти до температуры 20 °С...40 °С. Заданная температура нагрева обеспечивает необходимую вязкость нефти.

Уловленная нефть с печей П3..П5 поступает в емкость уловленной нефти Е-7 V=5 м^3.

Далее подогретая товарная нефть поступает в СИКН.

При необходимости подогрева нефти, находящейся в резервуарах хранения нефти, нефть из РВС- 3...РВС-6 поступает на насосы 5.Н1..5.Н3 насосной внутренней перекачки НВП, далее в печь П1..П3 и поступает обратно в РВС-3..РВС-6.

2.1.2.2 Описание проектных решений данного проекта

Для оптимизации процесса и исключения неиспользуемого оборудования на площадке коммерческого учета нефти КУУН данным проектом предусмотрены следующие решения согласно ТУ:

1) монтаж газоанализаторов в резервуарный парк РВС-5000 РВС-1,2 (п.2 ТУ);
2) установку дублирующего прибора ИФС-1М рядом с действующим прибором ИФС-1М №2 (6 ТУ);
3) демонтаж насосного блока НВО-1 ЦНС 180-170 (п. 8 ТУ);
4) демонтаж СППК-2 (п. 8 ТУ);
5) демонтаж ПТ4-64Ж №1, 2 (п. 8 ТУ);
6) демонтаж блока БПЖТ №1 (п. 8 ТУ);
7) демонтаж БПЖТ №2 (п. 8 ТУ);
8) демонтаж топливных емкостей ЕД-1, ЕН-1 (п. 8 ТУ);
9) демонтаж топливных емкостей ЕН-2, ЕН-3 (п. 8 ТУ);
10) демонтаж БАО №1, БАО №2 (п. 8 ТУ);
11) демонтаж подземных емкостей ЕА-2, ЕА-3, ЕА-4 (п. 8 ТУ);
12) демонтаж азотной станции пожаротушения №1 (п. 8 ТУ).
13) монтаж контейнера рефрижератора, продуктового склада, вагон-дома для вахтового персонала

Реконструкция объекта предусмотрена в три этапа:

- 1 этап – демонтаж трубопроводов и оборудования,
- 2 этап – монтаж трубопроводов, оборудования и зданий и сооружений,
- 3 этап – реконструкция СИКН-562.

Объемно-планировочные решения площадки проектирования обеспечивают комфортные условия для проживания персонала с учетом особенностей вахтового метода и продиктованы особенностями строительства в арктической тундре в условиях отдаленности объектов стройиндустрии.

Для обеспечения комфортных условий труда в полевых условиях предусматривается вагон-дом для вахтового персонала. Вагон-дом для вахтового персонала полностью

оснащен внутренними системами жизнеобеспечения (укомплектован технологическим оборудованием, мебелью, трубной обвязкой санитарных приборов).

В вагон-доме для вахтового персонала предусмотрен биотуалет с раковиной. Расход воды учтен в общем расчете водопотребления по объекту. Для подачи воды предусмотрены бак для воды питьевого качества. Заполнение бака осуществляется передвижными средствами привозной водой питьевого качества. Для сбора бытовых сточных вод предусмотрен биотуалет в комплекте с накопительным баком для приема стоков, по мере накопления которого, сточные воды вывозятся на очистные сооружения с. Демьянское.

Питание персонала осуществляется в существующей столовой. Основная часть продуктов хранится в контейнере рефрижераторе и продуктовом складе. Продукты и сырье в столовую доставляются на тележке.

В контейнере рефрижераторе поддерживается температура от минус 4 °С до минус 20 °С, предусмотрено хранение мороженых продуктов.

В продуктовом складе предусмотрено хранение сыпучих продуктов на стеллажах.

Расстановка мебели и оборудования в вагон-доме для вахтового персонала и продуктовом складе представлена в графической части тома 1750619/1377Д-П-028.001.000-ИОС7-01.

Для обеспечения электроэнергией рассматриваемых сооружений проектируется система электроснабжения. Электроэнергия применяется для освещения, отопления, технологических нужд (бытовые потребители, холодильная установка). Электроприемники обеспечиваются трехфазным током промышленной частоты.

Подробные сведения об электроснабжении изложены в томе 5.1 «Система электроснабжения» (1750619/1377Д-П-028.001.000-ИОС1-01).

2.1.3 *Данные о трудоемкости изготовления продукции*

Данный раздел в проектной документации не разрабатывается.

2.2 Потребность в основных видах ресурсов для технологических нужд

В соответствии с текущим проектом потребность в основных видах ресурсов для технологических нужд отсутствует.

Данный раздел в проектной документации не разрабатывается.

2.3 Источники поступления сырья и материалов

Согласно ранее выполненным проектам товарная нефть поступает в резервуарный парк на КУУН в районе ЛПДС Демьянское по нефтепроводу DN 700 от НПС Кальчинского месторождения.

2.4 Требования к параметрам и качественным характеристикам продукции

Данный раздел не разрабатывается.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

2.5 Показатели и характеристики принятых технологических процессов и оборудования

Выбор оборудования, запорной арматуры объекта реконструкции КУУН осуществлен согласно технологическим показателям с учетом ранее выполненных проектов, а также с учетом физико-химических свойств рабочей среды и климатических условий района строительства. Срок эксплуатации оборудования составляет 10 лет (газоанализаторы и индикатор фазового состояния).

2.5.1 *Запорная арматура*

Существующая запорная арматура на границе демонтируемых технологических трубопроводов остаётся и демонтажу не подлежит. К ответному фланцу данной арматуры приваривают эллиптические заглушки. Кроме этого, заглушки приваривают к оставшимся после демонтажа участкам трубопроводов. Эллиптические заглушки предназначены для герметизации демонтированных участков трубопроводов и оборудования. Установка дополнительной запорной арматуры проектом не предусмотрена.

2.5.2 *Технологическое оборудование*

Проектом предусмотрено следующее технологическое оборудование:

- установка индикатора фазового состояния ИФС-5 (ИФС-1М) для определения содержания газа в нефтяном потоке (п. 6 ТУ).

Характеристика индикатора фазового состояния представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Характеристика индикатора фазового состояния ИФС-5

Параметр	Значение
Рабочая среда	нефть
Фиксируемое пороговое объемное содержание свободного газа, %	0,05
Рабочее давление в трубопроводе, не более, МПа	6,3
Температура рабочей среды, °С	плюс 5.. плюс 60
Кинематическая вязкость рабочей среды, не более, сСт	120
Категория и группа взрывоопасной среды по ГОСТ 30852.5-2002	IIA-T3
Режим работы	непрерывный, круглосуточный
Срок службы, не менее, лет	10

2.6 Количество и типы вспомогательного оборудования

В соответствии с текущим проектом вспомогательного оборудования не требуется.

2.7 Технологические трубопроводы

В соответствии с текущим проектом проектирование новых трубопроводов не предусмотрено. Проектом предусмотрено установка эллиптических заглушек соответ-

ствующих методическим указаниям Компании № П4-06 М-0116 «Единые технические требования. Соединительные детали трубопроводов».

Перечень технологических трубопроводов подлежащих демонтажу, приведен таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Технологические трубопроводы подлежащие демонтажу

Позиция трубопровода по технологической схеме	Назначение трубопровода	Диаметр, толщина стенки (мм)
Н101	Нефтепровод	426х8
Н101.1	Нефтепровод	219х6
Н101.2	Нефтепровод	219х6
Н112	Нефтепровод	219х6
Н113	Нефтепровод	159х7
Н102.1	Дренаж	273х7
Н72.1	Нефтепровод	219х6
Н72.2	Нефтепровод	219х6
Н52	Нефтепровод	108х6
Н103	Дренаж	108х5
Н45	Дренаж	32х3
Н45	Дренаж	57х6
Н45	Дренаж	89х6
Н45.1	Дренаж	89х6
Н83	Нефтепровод	57х6
Н82	Трубопровод жидкого топлива	32х3
Н119	Трубопровод жидкого топлива	32х3
Н118	Закачка д/т от передвижных средств	57х6

Проектом предусмотрен демонтаж части трубопроводов, тепловой изоляции от демонтируемых аппаратов и сооружений, соединительных деталей и технологических опор (под данные трубопроводы). Для выполнения демонтажа части трубопроводов без остановки технологического процесса на границах демонтируемых трубопроводов проектом предусмотрена установка эллиптических заглушек непосредственно на трубопроводы (для трубопроводов периодического действия) и установка заглушек на ответный фланец запорной арматуры – на трубопроводах постоянного действия.

Демонтируемые технологические трубопроводы на территории объекта проложены надземно по эстакадам или отдельно стоящим опорам, исключение составляют нефтепроводы поз.Н101 и Н101.1 проложенные подземно. Подземный трубопровод поз.Н101 частично проложен под автодорогой в защитном футляре, который подлежит демонтажу. Поскольку все надземные трубопроводы проложены с уклонами и оборудованы спускниками и воздушниками, то они в полном объеме подлежат демонтажу.

Строительно-монтажные работы, контроль сварных стыков и испытания участков трубопроводов после демонтажа и установки заглушек предусмотрены в соответствии с требованиями с ГОСТ 32569-2013.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

Строительно-монтажные работы производить при температуре наружного воздуха не ниже минус 40 °С.

Температура замыкания контрольного стыка не ниже минус 30 °С.

Все сварные соединения устанавливаемых заглушек и существующих трубопроводов должны быть соединены гарантийными стыками. Сварные швы технологических трубопроводов в местах приварки эллиптических заглушек должны быть подвергнуты методам неразрушающего контроля (дублированием контроля ультразвукового радиографическо контролем в объеме 100%) Перед проведением неразрушающего контроля все сварные стыки должны пройти визуальный и измерительный контроль в объёме 100%.

2.8 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах

В данном проекте отсутствуют технологические сооружения, требующие категорирования по взрыво- и пожароопасности.

На объекте проектирования нет технологического оборудования и трубопроводов, содержащих опасные вещества.

Объект проектирования находится на территории действующего опасного производственного объекта II класса опасности «Участок предварительной подготовки нефти (Коммерчески узел учета нефти Кальчинского месторождения)», зарегистрированного в государственном реестре ОПО под номером А-57-00549-0011, свидетельство регистрации А-57-00549 от 05.06.2019 г.

Для снижения опасности производства на объекте предусмотрены следующие технологические решения:

- применение электрооборудования во взрывозащищенном исполнении в соответствии с требованиями нормативных документов;
- контроль технологического процесса и применение автоматизированной системы управления технологическим процессом;
- контроль состояния воздушной среды с установкой датчиков загазованности.

2.9 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого технологического оборудования и технических устройств

В соответствии со статьей 7.1 №116-ФЗ от 21.07.1997 г. обязательные требования к техническим устройствам, применяемым на опасном производственном объекте, и формы оценки их соответствия указанным обязательным требованиям устанавливаются в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании.

В соответствии с требованиями статьи 7.1 №184-ФЗ от 27.12.2002 г. «О техническом регулировании» минимальные необходимые требования по безопасности технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, устанавливаются техническими регламентами.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

Все применяемое на объекте оборудование соответствует требованиям технического регламента таможенного союза ТР ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», и имеет декларации соответствия.

Сведения о декларации соответствия оборудования требованиям технических регламентов таможенного союза ТР ТС 012/2011 отражаются в паспорте на данное оборудование.

2.10 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов

Технические решения, принятые в проектной документации, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектной документацией мероприятий.

Технологический процесс проводится в соответствии с утвержденной в установленном порядке нормативно-технической и эксплуатационной документацией. Оборудование соответствует конструкторской документации.

При эксплуатации производственного объекта эксплуатирующая организация разрабатывает технологический регламент, который является основным технологическим документом, определяющим технологию ведения процесса, режимы производства, показатели качества продукции, безопасные условия работы объекта, нормальную эксплуатацию оборудования и экономичное ведение процесса.

2.11 Перечень мероприятий по обеспечению требований энергетической эффективности

Для соблюдения требований энергетической эффективности и рационального использования природных ресурсов в проекте предусмотрены следующие мероприятия:

- применение оборудования последнего поколения;
- периодическая калибровка (поверка) приборов учёта с целью определения их погрешности.

Совместное применение активных и пассивных средств защиты приводит к долгому безаварийному сроку службы, снижению затрат на ремонт и обслуживание, что обеспечивает экономию энергетических ресурсов.

2.12 Описание проектных решений требований транспортной безопасности

Данный раздел не разрабатывается.

2.13 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов

В соответствии с текущим проектом потребность в приборах учета отсутствует. Данный раздел в проектной документации не разрабатывается.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

3 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ

3.1 Общие положения

Принятые технические решения соответствуют заданию на проектирование и требованиям действующих нормативно-технических документов.

В данном разделе представлено описание системы автоматизации для объектов, участвующих в реконструкции площадки КУУН в районе ЛПДС «Демьянская», рассматриваемых в данном томе. Объекты площадки КУУН в районе ЛПДС «Демьянская», не участвующие в реконструкции, в данное описание не включены.

Реконструкция предусматривает несколько этапов см. п. 2.1.2.2. Реконструкция СИКН-562 (этап 3) выполняется согласно технических требований на техническое перевооружение системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) №562 ООО «РН-Уватнефтегаз» и предусматривает замену промышленного логического контроллера СОИ, ИВК СОИ, АРМ оператора, ПО АРМ оператора, шкафов вторичной аппаратуры, аварийной защиты и сигнализации, обработки информации, сетевого оборудования. Методы реконструкции СИКН-562 описываются в документации поставщика и наладчика оборудования, после проведенного обследования, действующего СИКН-562. Изменение места расположения серверных шкафов с размещением в блоке местной автоматики (этап 2, 3).

Информация о состоянии проектируемых технологических объектов площадки КУУН в районе ЛПДС «Демьянская» передается в существующий шкаф ПАЗ, размещенный в помещении ПКУ (поз. 105 по генплану) (ранее запроектированный по отдельным проектам, получившим положительные заключения ГГЭ), а также в шкаф ПЛК (СИКН-562), размещенный в помещении операторной (поз. 105 по генплану). Структурная схема АСУ ТП представлена на чертеже 1750619/1377Д-П-028.001.000-АТХ-01-Ч-001.

Структура, функции и задачи АСУ ТП рассматривались ранее в проектах, получивших положительные заключения Главгосэкспертизы, см. п 2.1.1.

3.2 Объем автоматизации

Предусмотренный объем контроля и автоматизации выполнен в соответствии с требованиями нормативно-технической документации, техническими условиями на проектирование и Положением Компании № П3-04 Р-0389 и обеспечивает надежную экономичную работу оборудования и его безопасную эксплуатацию.

В соответствии с Техническими условиями на реконструкцию площадки ЦПС проектируемыми объектами автоматизации являются:

- трубопровод нефти от РВС-5000 №1,2;
- резервуарный парк РВС-5000 №1,2.

По трубопроводу выхода нефти от РВС-5000 №1,2 предусматривается следующий объем автоматизации (схему автоматизации см. чертеж 1750619/1377Д-П-028.001.000-АТХ-01-Ч-002):

– телеизмерение и телесигнализация максимального содержания свободного газа в нефти.

По резервуарному парку РВС-5000 №1,2 предусматривается следующий объем автоматизации (схему автоматизации см. чертеж 1750619/1377Д-П-028.001.000-АТХ-01-Ч-002):

– телеизмерение и телесигнализация загазованности в резервуарном парке РВС-5000 №1,2 (10 % НКПР, 50 % НКПР) в систему ПАЗ.
– светозвуковая сигнализация загазованности в резервуарном парке РВС-5000 №1,2 (10 % НКПР, 50 % НКПР) по месту.

3.3 Средства автоматизации

Средства автоматизации обеспечивают выполнение следующих требований:

– обеспечение непрерывности технологического процесса и управляемый останов;
– предоставление информации о ходе технологического процесса с целью обеспечения управления в соответствии с требованиями производственной безопасности;
– возможность надежного, эффективного и экономичного функционирования технологического оборудования;
– обеспечение автоматической защиты оборудования и персонала в случае отклонения рабочих параметров технологического процесса от заданных значений.

Для реализации схем контроля и управления предусматриваются современные средства автоматизации общепромышленного и взрывозащищенного исполнения со стандартными унифицированными входными/выходными сигналами, в том числе «интеллектуальные» (микропроцессорные).

Для определения причин возможных отказов и их предотвращения максимально используются датчики, поддерживающие Modbus.

Средства автоматизации, предназначенные для установки на открытом воздухе в районе с температурой окружающей среды от минус 53 °С, имеют климатическое исполнение «ХЛ» с категорией «1» при размещении на открытом воздухе, «4» при размещении в отапливаемых помещениях. Приборы, устанавливаемые на открытом воздухе, комплектуются защитными термокожухами.

Технические средства АСУ ТП, устанавливаемые вне помещений, имеют пыле- и влагозащищенные корпуса. По степени конструктивной защищенности от внешних меха-

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

нических воздействий имеют исполнение не ниже IP65. Оборудование, установленное в помещениях, имеет исполнение не ниже IP42.

Средства контроля и управления в процессе эксплуатации не оказывают влияния как на воздушный и водный бассейны, так и на грунт.

Внедрение этих средств является одним из природоохранных мероприятий, позволяющих повысить надежность работы технологических объектов, снизить или исключить возможность возникновения аварийных ситуаций и соответственно вероятность загрязнения окружающей среды.

3.4 Размещение и монтаж средств автоматизации

Монтаж средств автоматизации выполняется с учетом требований фирм-изготовителей приборов, средств автоматизации и с соблюдением требований СП 77.13330.2016, ПУЭ, изд.6,7.

План расположения оборудования в блоке местной автоматики см. чертёж 1750619/1377Д-П-028.001.000-АТХ-01-Ч-003.

Полевые средства автоматизации, монтируемые непосредственно на трубопроводах, устанавливаются с помощью стандартных закладных конструкций.

Смонтированные приборы и средства автоматизации, электрические проводки присоединяются к общему контуру заземления или к металлическим конструкциям, имеющим надежную электрическую связь с общим контуром заземления.

Типы используемых кабелей соответствуют классификации объектов по взрывопожароопасности. Для цепей с дискретными сигналами и цепей питания средств автоматизации применяется:

- при наружной прокладке - контрольный кабель экранированный, не распространяющий горение при групповой прокладке, холодостойкий «нг(A/B/C/D)-ХЛ»;
- при прокладке внутри помещений - контрольный кабель экранированный, не распространяющий горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением «нг(A/B/C/D)-LS».

Для цепей с интерфейсными сигналами применяется:

- при наружной прокладке - универсальный монтажный контрольный кабель витая пара, без брони, с попарным экраном, не распространяющий горение при групповой прокладке холодостойкий «нг(A/B/C/D)-ХЛ»;
- при прокладке внутри помещений - универсальный монтажный контрольный кабель витая пара, без брони, с попарным экраном, не распространяющий горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением «нг(A/B/C/D)-LS».

Прокладка электрических проводок выполняется в соответствии с ПУЭ и СТО 11233753-001-2006*, СТО 11233753-004-2011, СТО 51246464-013-2016:

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

- внутри помещений блоков – кабелями в кабель-каналах;
- снаружи по площадке – кабелями в металлорукавах, защитных трубах и в лотках монтажных перфорированных.

Нижний ряд лотков прокладывается по кабельной эстакаде в непроезжей части территории на уровне не менее 2,5 м от планировочной отметки земли. При переходе через дорогу низ строительной конструкции предусматривается на высоте не менее 6 м.

Кабели в лотках по эстакаде с трубопроводами прокладываются на расстоянии не менее 0,5 м от трубопроводов.

3.5 Электропитание средств автоматизации

Для электропитания средств автоматизации используется переменный ток напряжением 220 В, частотой 50 Гц и постоянный ток напряжением 24 В.

Подвод электропитания предусматривается от силовых распределительных щитов по 1 категории электроснабжения от шкафа с двумя вводами с АВР в соответствии с техническими решениями, отраженными в электротехнической части проекта и в соответствии с ПУЭ, ВНТП 3-85, Положением Компании № П3-04 Р-0389.

Для эффективного снижения возможности возникновения и последствий отказов систем по причине нарушения электропитания, электропитание оборудования шкафов предусматривается через источник бесперебойного питания (ИБП) с системой удаленной диагностики, который обеспечивает работу оборудования в течение не менее 1 часа при пропадании основного питания.

3.6 Обеспечение единства измерений

Метрологическое обеспечение измерительных систем соответствует следующим требованиям:

- ГОСТ Р 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;
- МИ 2439-97 «Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принципы регламентации, определения и контроля»;
- МИ 2440-97 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных систем и измерительных комплексов».

Требование к метрологическому обеспечению распространяется на средства измерений, измерительно-вычислительные каналы, расчетные алгоритмы, включая алгоритмы контроля и управления технологическим процессом оборудования объекта, и

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

включает в себя совокупность организационных мероприятий, технических средств, требований, положений, правил, норм и методик, необходимых для обеспечения единства измерений и требуемой точности измерений и вычислений.

Все средства измерения, включая каналы измерений, контроллеры, входящие в систему контроля и управления, имеют свидетельства, сертификаты и разрешительные документы с учетом требований Федерального закона от 26.06.2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» и иных действующих законодательных и нормативных документов в области стандартизации, метрологии и контроля качества (при необходимости их заверенные копии):

- сертификат (или декларацию) соответствия техническому регламенту таможенного союза ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования" утвержденный РК ТС от 18.10.2011 № 823;
- сертификат соответствия техническому регламенту таможенного союза ТР ТС 012/2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" утвержденный РК ТС от 18.10.2011 № 825;
- сертификат соответствия техническому регламенту таможенного союза ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств», утвержденный РК ТС от 09.12.2011 № 879;
- действующее свидетельство (сертификат) об утверждении типа средств измерений с описанием типа;
- действующее свидетельство о первичной поверке, со сроком окончания действия не менее 2/3 межповерочного интервала на момент поставки Заказчику;
- методику поверки;
- паспорт, техническое описание, инструкции по монтажу, эксплуатации и техническому обслуживанию на русском языке.

Все средства измерений внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и допущены к применению на территории Российской Федерации в установленном порядке.

Все средства измерения обладают показателями точности не выше типовых значений, приведенных в Положении Компании № П3-04 Р-0389.

Все метрологические характеристики измерительных и управляющих модулей представлены изготовителем в документации на технические и программные средства. Пределы допускаемых значений погрешности измерительных каналов не превышают норм технологического регламента.

Средства измерений настроены на необходимые диапазоны и величины единиц измерений.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

Значения контролируемых параметров выражены в соответствии с ГОСТ 8.417-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин".

Метрологическое обслуживание АСУ ТП обеспечивает возможность как поэлементной (покомпонентной), так и комплектной поверки или калибровки измерительных каналов.

Все методики измерения, используемые в сфере государственного метрологического контроля и надзора, аттестованы.

Для измерительных каналов АСУ ТП, разработчиком системы представляются рекомендации (инструкции) по поверке (калибровке) измерительных каналов, утвержденные в установленном порядке. Первичную и периодическую калибровку измерительных каналов системы осуществляет организация, аккредитованная на техническую компетентность в области проведения калибровочных работ.

Методики первичной и периодической калибровки измерительных каналов разрабатывает, согласовывает и утверждает в установленном порядке поставщик системы. Межкалибровочные интервалы измерительных каналов устанавливаются при первичной калибровке измерительного канала системы.

Система АСУ ТП обеспечивает возможность дистанционной калибровки и конфигурирования интеллектуальных полевых приборов в реальном времени. Все действия по поверке, калибровке и настройке полевых приборов автоматически документируются и заносятся в журнал изменений.

Конкретные требования к метрологическим характеристикам определены в соответствующих технических требованиях и опросных листах на средства измерения, применяемые на объекте, с учетом требований соответствующих нормативных документов при организации измерения. Требования к метрологическим характеристикам СИКН определены в п.6 технических требований на техническое перевооружение системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) №562 ООО «РН-Уватнефтегаз».

Эксплуатационная документация в части метрологического обеспечения содержит:

- перечни измеряемых параметров, диапазонов и требований к точности их измерений;
- перечни измерительных каналов, подлежащих калибровке;
- методики выполнения измерений, разработанные и утвержденные в установленном порядке;
- описание методик первичной и периодической калибровки;
- паспорта завода-изготовителя на вновь установленные средства измерений;
- паспорта-протоколы на измерительные каналы;
- описание методик метрологических поверок;
- периодичность проведения метрологических поверок;

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

- значения нормируемых характеристик по ГОСТ 8.009-84 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений»;
- установленный срок эксплуатации;
- порядок монтажа, эксплуатации, обслуживания, хранения, транспортирования.

3.7 Информационная безопасность

Информационная безопасность АСУТП обеспечивается техническими, программными и организационными мерами и решениями, которые полностью исключают или эффективно ограничивают возможности самопроизвольного и умышленного искажения сигналов и данных в системе. Меры и решения по информационной безопасности АСУ ТП включают в себя:

- использование в АСУ ТП функций самодиагностики исправности оборудования и блокировки ошибочных сигналов, вызванных отказами управляющих функций;
- фиксацию и сохранение (для последующего анализа) необходимой информации о случаях появления и развития аварийных ситуаций на объекте и отказов в системе;
- контроль допустимости и автоматическую фиксацию случаев вмешательства работников и внесения им изменений в работу системы;
- конструктивные меры, препятствующие проникновению посторонних лиц в помещения с размещением оборудования АСУ ТП, а также хищениям этого оборудования, его частей, запасных элементов и расходных материалов.

В соответствии с положениями приказа ФСТЭК России № 31 «Об утверждении Требований к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды» от 14.03.2014 г. АСУ ТП присвоен класс защищённости 3 (третий).

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

4 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности, а также перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации проектируемого объекта, приведены в томе 5.7.2 1750619/1377Д-П-028.001.000-ИОС7-02, раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений», подраздел 7 «Технологические решения», часть 2 «Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности. Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства» данной проектной документации.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

5 ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА НА ОБЪЕКТ ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И ГРУЗОВ

В зависимости от вида и размеров ущерба, который может быть нанесен объекту, находящимся на объекте людям и имуществу в случае реализации террористических угроз, все объекты в соответствии с СП 132.13330.2011 подразделяются на следующие классы:

- класс 1: (высокая значимость) - ущерб в результате реализации террористических угроз приобретет федеральный или межрегиональный масштаб;

- класс 2: (средняя значимость) - ущерб в результате реализации террористических угроз приобретет региональный или межмуниципальный масштаб;

- класс 3: (низкая значимость) - ущерб в результате реализации террористических угроз приобретет муниципальный или локальный масштаб.

Согласно СП 132.13330.2011 класс объекта капитального строительства по значимости - 3 (низкая значимость).

Поставляемые по данному договору блоки устанавливается на существующей площадке КУУН Демьянского месторождения.

В соответствии с критериями категорирования №ПЗ-11.01 М-0003, с учетом степени потенциальной опасности и важности, проектируемая площадка относится к III категории. Предусмотренные проектной документации системы отвечают требованиям по оборудованию техническими средствами охраны объектов III категории.

Система безопасности объектов (СБО) предназначена для достижения и подержания высокого уровня защищенности объекта от противоправных действий нарушителей, предотвращения террористических актов и вмешательства в производственные процессы.

Мероприятия по предотвращению постороннего вмешательства в ходе технологического процесса и противодействию, террористическим актам состоят из:

- размещения на территории объекта инженерных сооружений (ограждение, противотаранные устройства, ворота, калитки, КПП и т. д.);

- осуществления охраны совместными патрульными группами согласно специально разработанным графикам и маршрутам патрулирования по различным вариантам;

- размещения на территории объекта инженерно-технических средств охраны (охранная объектовая сигнализация, охранная периметральная сигнализация, видеонаблюдение, система контроля и управления доступом);

- применением согласованной Службой Безопасности Заказчика тактики охраны объекта.

В соответствии с «Методическими указаниями Компании. Оборудование объектов Компании инженерно-техническими средствами охраны» (№ПЗ-11.01 М-0003), Положением Компании «Обеспечение инженерно-технической защиты и охраны объектов компании» (ПЗ-11.01 Р-0170), на действующей площадке КУУН предусмотрены следующие системы безопасности:

- система охранной сигнализации (объектовая сигнализация и периметральная сигнализация);

- система видеонаблюдения;

- система контроля и управления доступом.

Данные системы на действующей площадке КУУН смонтированы в полном объеме и введены в эксплуатацию. Данным разделом проекта расширение и реконструкция существующих систем видеонаблюдения, охранно-периметральной сигнализации, СКУД не предусматривается.

Существующее центральное оборудование охранной периметральной сигнализации, СКУД и видеонаблюдения расположено в существующем КПП. Система охранной сигнализации в КПП на площадке КУУН выполнена раздельной с системой пожарной сигнализации и оповещения о пожаре.

Существующее центральное оборудование объектовой охранной сигнализации расположено в существующем здании Операторной. В здании Операторной выполнена совместная система охранно-пожарной сигнализации.

Центральная общеплощадочная система охранно-пожарной сигнализации на площадке КУУН выполнена на базе приборов, из состава оборудования интегрированной системы охраны, объединяемых между собой по кабелю магистрального интерфейса RS-485.

Поставляемые по данному договору блоки устанавливаются на существующей площадке КУУН. Расширение периметрального ограждения данным проектом не предусматривается, в связи с этим расширение систем периметральной охранной сигнализации, периметрального видеонаблюдения и системы контроля и управления доступом (СКУД) не предусматривается (не требуется).

Оснащение поставляемых блоков системой пожарной, охранной сигнализации и оповещения о пожаре первого типа выполняют заводы – изготовители поставляемых блоков в соответствии с техническими требованиями/опросными листами по каждому блоку. Технические требования/опросные листы на блоки/блок-боксы выполняются в соответствии с Приложениями документации типового проектирования объектов Компании (ДПТК). Перечень применяемых ДПТК см. п. 16 Задания на проектирование. (см. Приложение А тома 1 «Пояснительная записка» 1750619/1377Д-П-028.001.000-ПЗ-01).

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

Данным проектом предусматривается подключение поставляемых блоков в общеплощадочную систему охранной сигнализации по кабелю магистрального интерфейса RS-485 (кабель «витая пара») через блоки защиты линии. Также данным проектом предусматривается оснащение существующего блока местной автоматики (БМА) (позиция 302 по ГП) системой объектовой охранной сигнализации и подключение в общеплощадочную систему охранной сигнализации.

Система охранной сигнализации применяется для получения информации о несанкционированном проникновении на охраняемый объект, приема, преобразования, хранения, отображения этой информации и передачи ее на пульт централизованного наблюдения (ПЦН) охраны, расположенный в КПП на площадке КУУН в районе ЛПДС «Демьянская» и на АРМ Оператора в здании Операторной.

На площадке используется один пульт контроля и управления охранно-пожарный ПКиУОП для систем охранно-пожарной сигнализации и оповещения о пожаре.

Более подробно мероприятия по организации системы охранно-пожарной сигнализации, СКУД и видеонаблюдения на площадке КУУН описаны в томе 5.5 1750619/1377Д-П-028.001.000-ИОС5-01 «Сети связи» в разделе «Инженерно-технические средства охраны (ИТСО)».

Обслуживание площадки КУУН в районе ЛПДС «Демьянская» осуществляется персоналом, работающим вахтовым методом. Для контроля персонала, приезжающего на работу, в существующем здании КПП на площадке КУУН в районе ЛПДС «Демьянская» предусмотрено оборудование для досмотрового контроля личных вещей. Проживание персонала, эксплуатирующего КУУН в районе ЛПДС «Демьянская» , предусмотрено в общежитиях, расположенных на площадке КУУН в районе ЛПДС «Демьянская».

*Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком*

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

6 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

6.1 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники

Прямое загрязнение водных объектов в виде регламентированного сброса потенциальных загрязнителей со сточными водами непосредственно в поверхностные водные объекты отсутствует на всех стадиях реализации проектной документации.

Сведения о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и обоснования отсутствия сбросов в водные источники более подробно представлены в томе 1750619/1377Д-П-028.001.000-ООС1-01 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды. Охрана окружающей среды».

6.2 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду

В соответствии с текущим проектом отсутствует установка оборудования, от которого возможны выбросы вредных веществ в окружающую среду.

Данный раздел в проектной документации не разрабатывается.

6.3 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению

Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов в соответствии с федеральным классификационным каталогом отходов, утвержденным приказом Росприроднадзора от 22.05.2017 г. №242 и СП 2.1.7.1386-03 представлены в томе 1750619/1377Д-П-028.001.000-ООС1-01 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды. Охрана окружающей среды».

7 ССЫЛОЧНЫЕ НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Обозначение документа, на который дана ссылка		Номер раздела, пункта, подпункта тома
№ 102-ФЗ от 26.06.2008 г.	Об обеспечении единства измерений	3.6
№ 116-ФЗ от 21.07.1997 г.	О промышленной безопасности опасных производственных объектов	2.9
№ 184-ФЗ от 27.12.2002 г.	О техническом регулировании	2.9
Приказ ФСТЭК России от 14.03.2014 г. №31	Об утверждении Требований к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды	3.7
Приказ Росприроднадзора от 22.05.2017 г. № 242	Об утверждении федерального классификационного каталога отходов	6.3
ГОСТ 8.009-84	Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений	3.6
ГОСТ 8.417-2002	Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин	3.6
ГОСТ Р 8.596-2002	Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения	3.6
ГОСТ 30852.5-2002	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Методы определения температуры самовоспламенения	2.5.2
ГОСТ Р 51858-2002	Нефть. Общие технические условия	2.1.1
СП 2.1.7.1386-03	Определение класса опасности токсичных отходов производства и потребления	6.3
СП 77.13330.2016	Системы автоматизации. Актуализиро-	3.4

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

Обозначение документа, на который дана ссылка		Номер раздела, пункта, подпункта тома
	ванная редакция СНиП 3.05.07-85	
СП 132.13330.2011	Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования	5
ТР ТС 010/2011	Технический регламент таможенного союза «О безопасности машин и оборудования»	3.6
ТР ТС 012/2011	Технический регламент таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»	2.9
ТР ТС 020/2011	Технический регламент таможенного союза «Электромагнитная совместимость технических средств»	3.6
№ П4-06 М-0116	Методические указания Компании «Единые технические требования. Соединительные детали трубопроводов»	2.7
№ П3-04 Р-0389	Положение компании: «Автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам»	0
№ ПЗ-11.01 М-0003	Методические указания Компании «Оборудование объектов Компании инженерно-техническими средствами охраны»	5
№ ПЗ-11.01 Р-0170	Положение Компании «Обеспечение инженерно-технической защиты и охраны объектов Компании»	5
СТО 11233753-001-2006*	Стандарт организации. Системы автоматизации. Монтаж и наладка. Издание 2-е, с изменениями и дополнениями	3.4
СТО 11233753-004-2011	Стандарт организации. Системы автоматизации. Монтаж электрических проводок и волоконно-оптических линий. Монтаж проводов и кабелей	3.4
СТО 51246464-013-2016	Стандарт организации. Системы автоматизации. Проектирование электрических проводок и волоконно-оптических линий	3.4

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

Обозначение документа, на который дана ссылка		Номер раздела, пункта, подпункта тома
ВНТП 3-85 (справочно)	Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений	3.5
ПУЭ (справочно)	Правила устройства электроустановок. 6 и 7 издание	3.4
МИ 2439-97	Рекомендация. ГСИ. Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принципы регламентации, определения и контроля	3.6
МИ 2440-97	Государственная система обеспечения единства измерений. Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных каналов измерительных систем и измерительных комплексов	3.6

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Теплотехнический отдел

Начальник отдела	М.И. Мирошникова
Главный специалист	А.В. Кошко
Заведующий группой	Е.Ю. Мирук

Отдел автоматизации и телемеханизации

И.о. начальника отдела	Л.А. Жарихина
Главный специалист	В.В. Подшивалов
Заведующий группой	М.Э. Корявец
Ведущий инженер	М.И. Граденко

Отдел проектирования средств инженерно-технической защиты объектов

Начальник отдела	Д.В. Подшивалов
Главный специалист	С.Г. Пустовойт
Ведущий инженер	А.Ю. Новосельцева

Отдел экологической и промбезопасности

Начальник отдела	Л.С. Кесова
Главный специалист	М.И. Юсупова
Зав. группой	Е.П. Еремин
Инженер 2 категории	А.В. Репкина

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

Отдел монтажного проектирования

Начальник отдела	А.В. Кротов
Главный специалист	А.В. Клепиков

Архитектурно-строительный отдел

Начальник отдела	А.В. Панькова
Главный специалист	Ю.С. Поверенный
Заведующий группой	А.М. Пичугин
Ведущий инженер	И.Г. Гаевский

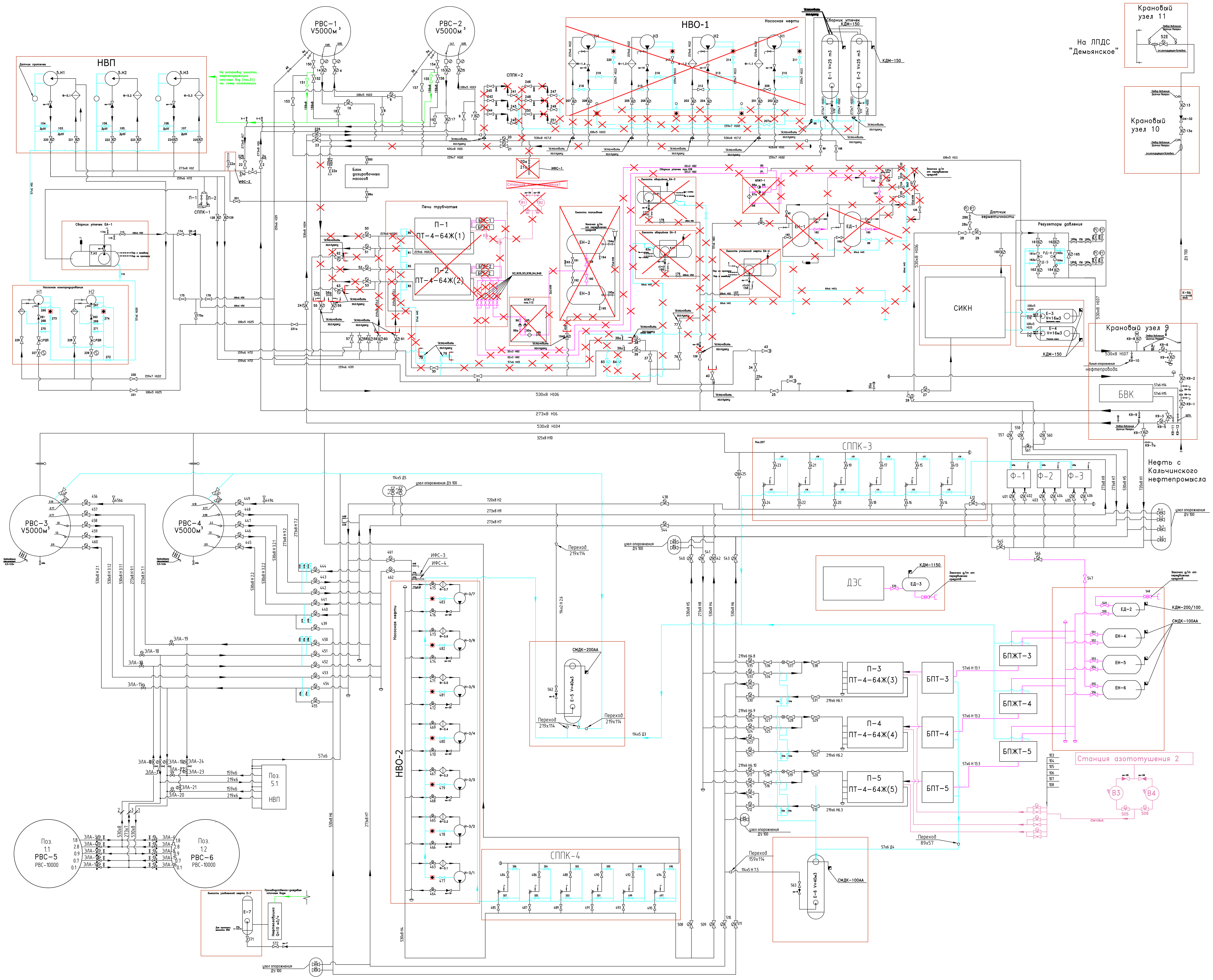
Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

ТАБЛИЦА РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	изме-ненных	заме-ненных	новых	аннули-рованных				
2	-	1-34	-	-	34	13034-20		17.11.20

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком



Условные обозначения

Обозначение и изображение	Наименование
	Задвижка с электроприводом
	Задвижка с ручным управлением
	Клапан обратный
	Пружинный предохранительный клапан
	Сигнализатор утечек
PI	Показывающий прибор давления
PT	Преобразователь избыточного давления
PM	Разделительная мембрана
ОК-4	Клапан обратный
	Заглушка эллиптическая
	Демонтаж оборудования и трубопроводов
	Граница демонтажа

Этапы реконструкции объекта:

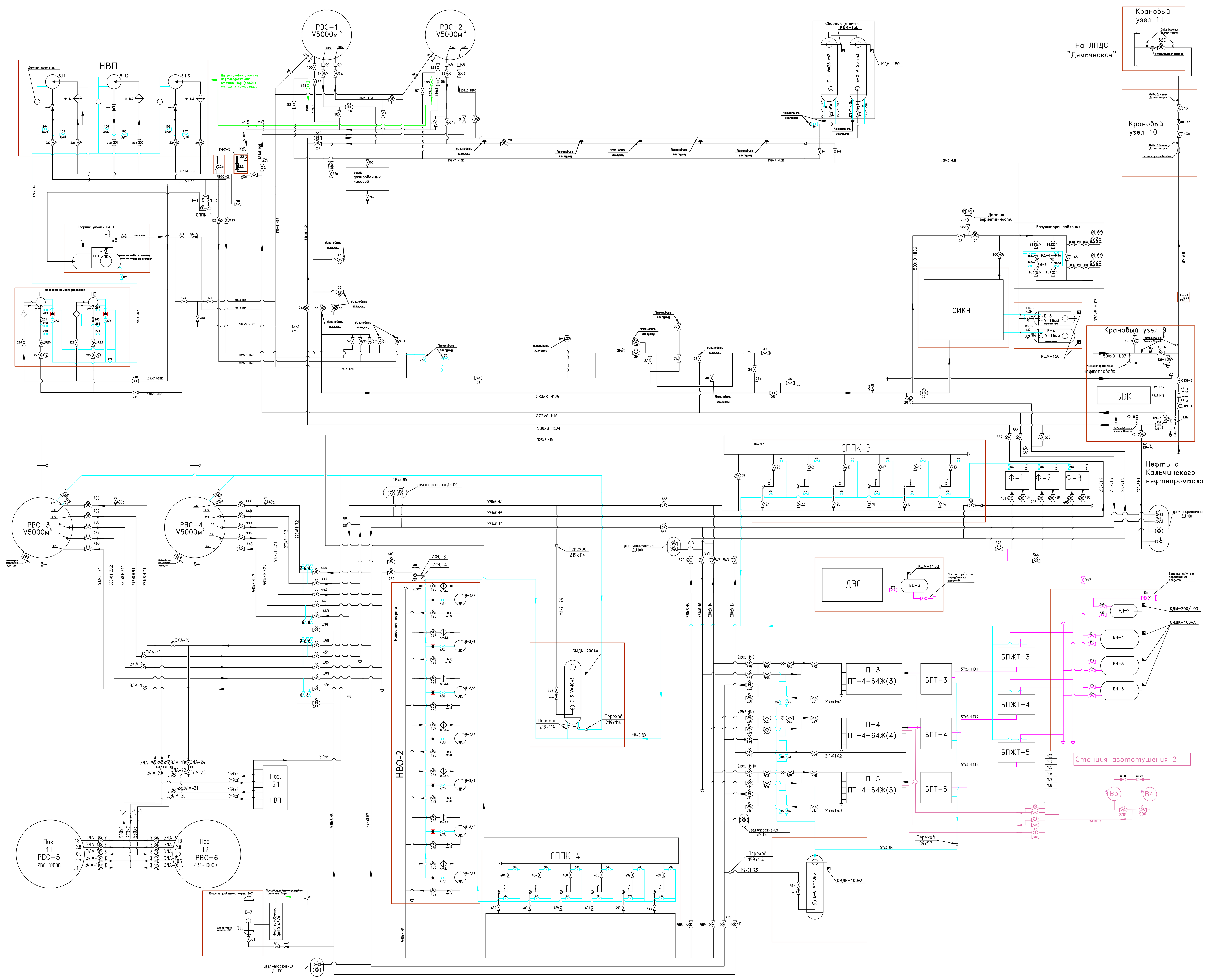
1 этап – демонтаж трубопроводов и оборудования

2 этап – монтаж трубопроводов и оборудования

3 этап – реконструкция СИКН-562

Этап 2 – монтаж трубопроводов и оборудования см. 1750619/1377Д-П-028.001.000-ТХ-01-Ч-002

						1750619/1377Д-П-028.001.000-ТХ-01-Ч-001
2	-	Зам.	13034-20		17.11.20	КУУН в районе ЛПДС "Демьянская". Реконструкция
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Овчаренко			28.04.20	Технологические решения. Принципиальная технологическая схема КУУН
Зав. гр.		Белов			28.04.20	Стадия П; Лист 1; Листов 4
Гл. спец.		Еремина			28.04.20	
Нач.отд.		Дергунов			28.04.20	Демонтаж трубопроводов и оборудования
Н. контр.		Кудря			28.04.20	ООО "НК "Роснефть"-НТЦ"
ГИП		Глумов			28.04.20	



Условные обозначения

Обозначение и изображение	Наименование
	Задвижка с электроприводом
	Задвижка с ручным управлением
	Клапан обратный
	Пружинный предохранительный клапан
	Сигнализатор утечек
PI	Показывающий прибор давления
PT	Преобразователь избыточного давления
PM	Разделительная мембрана
ОК-4	Клапан обратный
	Заглушка эллиптическая
	Демонтаж оборудования и трубопроводов
	Граница демонтажа

Этапы реконструкции объекта:
1 этап – демонтаж трубопроводов и оборудования
2 этап – монтаж трубопроводов и оборудования
3 этап – реконструкция СИКН-562

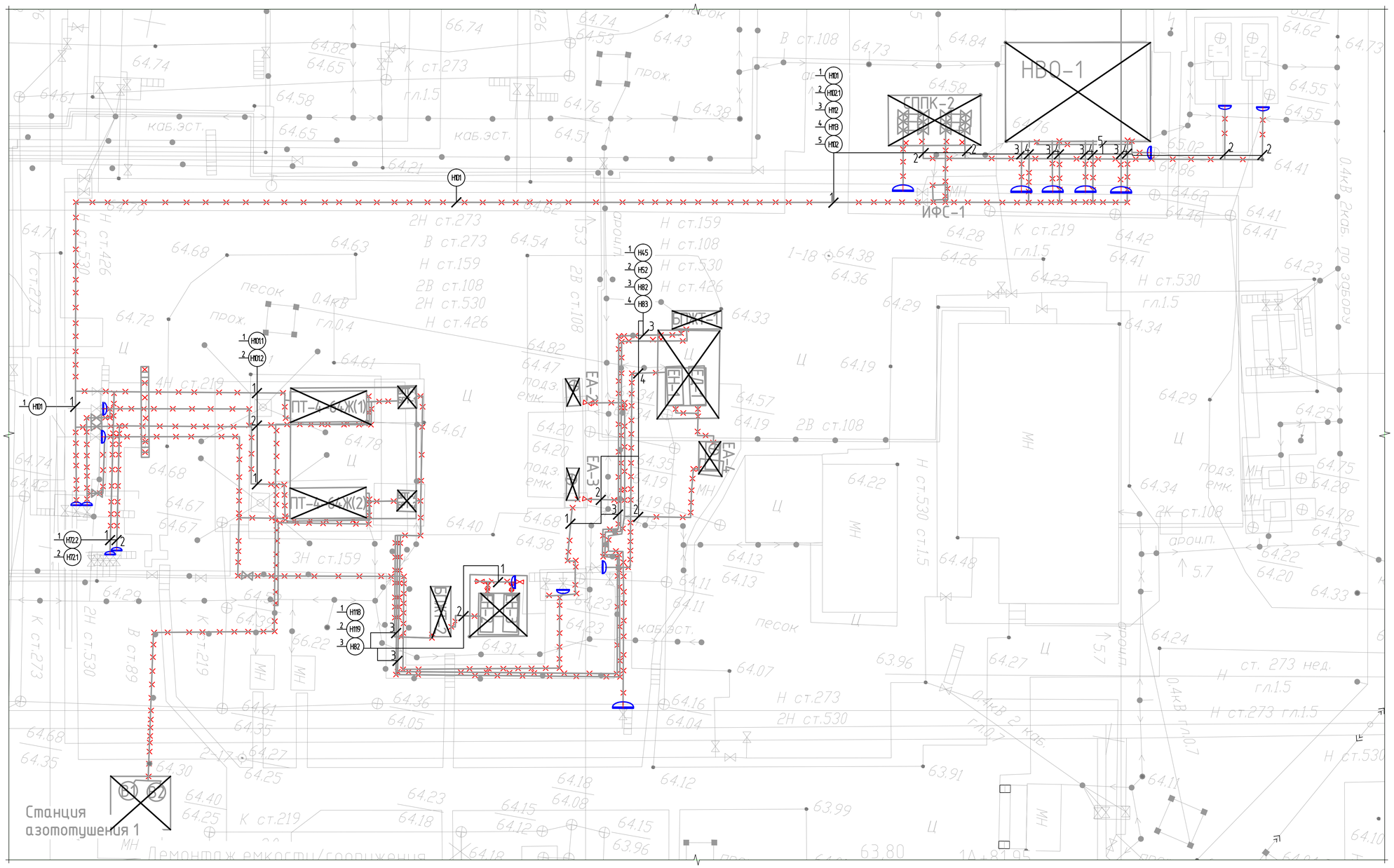
Этап 1 – демонтаж трубопроводов и оборудования см. 1750619/1377Д-П-028.001.000-ТХ-01-Ч-001

2	–	Зам.	13034-20		17.11.20	**1750619/1377Д-П-028.001.000-ТХ-01-Ч-002**
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	КУУН в районе ЛПДС "Демьянская". Реконструкция
Разраб.		Овчаренко			28.04.20	Технологические решения. Принципиальная технологическая схема КУУН
Зав. гр.		Белов			28.04.20	Стадия: П; Лист: 2; Листов:
Гл. спец.		Еремина			28.04.20	
Нач.отд.		Дергунов			28.04.20	Монтаж трубопроводов и оборудования
Н. контр.		Кудря			28.04.20	ООО "НК "Роснефть"-НТЦ"
ГИП		Глумов			28.04.20	

1750619_1377D-P-028_001_000-TKH-01-CH-002-rC03.dwg

Формат А0

Ситуационный план (1:200)



Условные обозначения и изображения:

- Демонтаж оборудования
- Демонтаж трубопроводов

1. Принципиальные технологические схемы см. 1750619/1377Д-П-028.001.000-ТХ-Ч-001, 1750619/1377Д-П-028.001.000-ТХ-Ч-002
2. Тонкой линией показаны сооружения и трубопроводы запроектированные ранее.
3. Толстой линией показаны сооружения и трубопроводы, которые демонтируются.
4. Размеры со "*" уточнить по месту.

						1750619/1377Д-П-028.001.000-ТХ-01-Ч-003		
2	-	Зам.	5804-20		17.11.20	КУУН в районе ЛПДС "Демьянская". Реконструкция		
Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			
Разраб.		Мусская			28.04.20	КУУН Кальчинского месторождения.	Стадия	Лист	Листов
Зав. гр.		Евглевский			28.04.20		П	3	
Гл. спец.		Клепиков			28.04.20				
Нач. отд.		Кротов			28.04.20	Демонтаж технологических трубопроводов и арматуры. Ситуационный план.	ООО "НК "Роснефть"-НТЦ"		
Н. контр.		Кудря			28.04.20				
ГИП		Глумов			28.04.20				

1750619_1377Д-Р-028_001_000-ТКН-01-СН-003-гС03.dwg

Формат А1

Согласовано

Согласовано

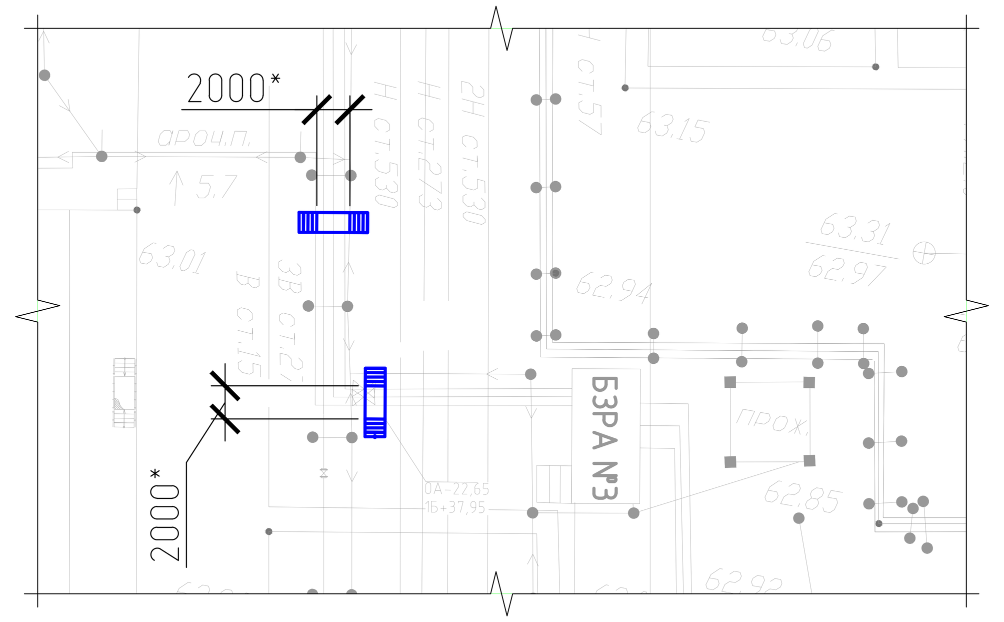
Взам. инв.№

Подп. и дата

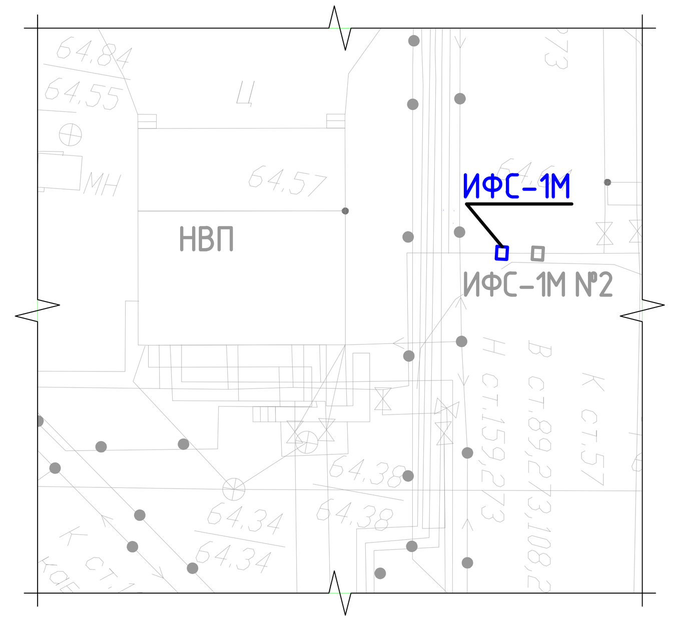
Инв.№ подл. 23122/П

Документ разработан ООО "НК "Роснефть"-НТЦ". Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между разработчиком и Заказчиком

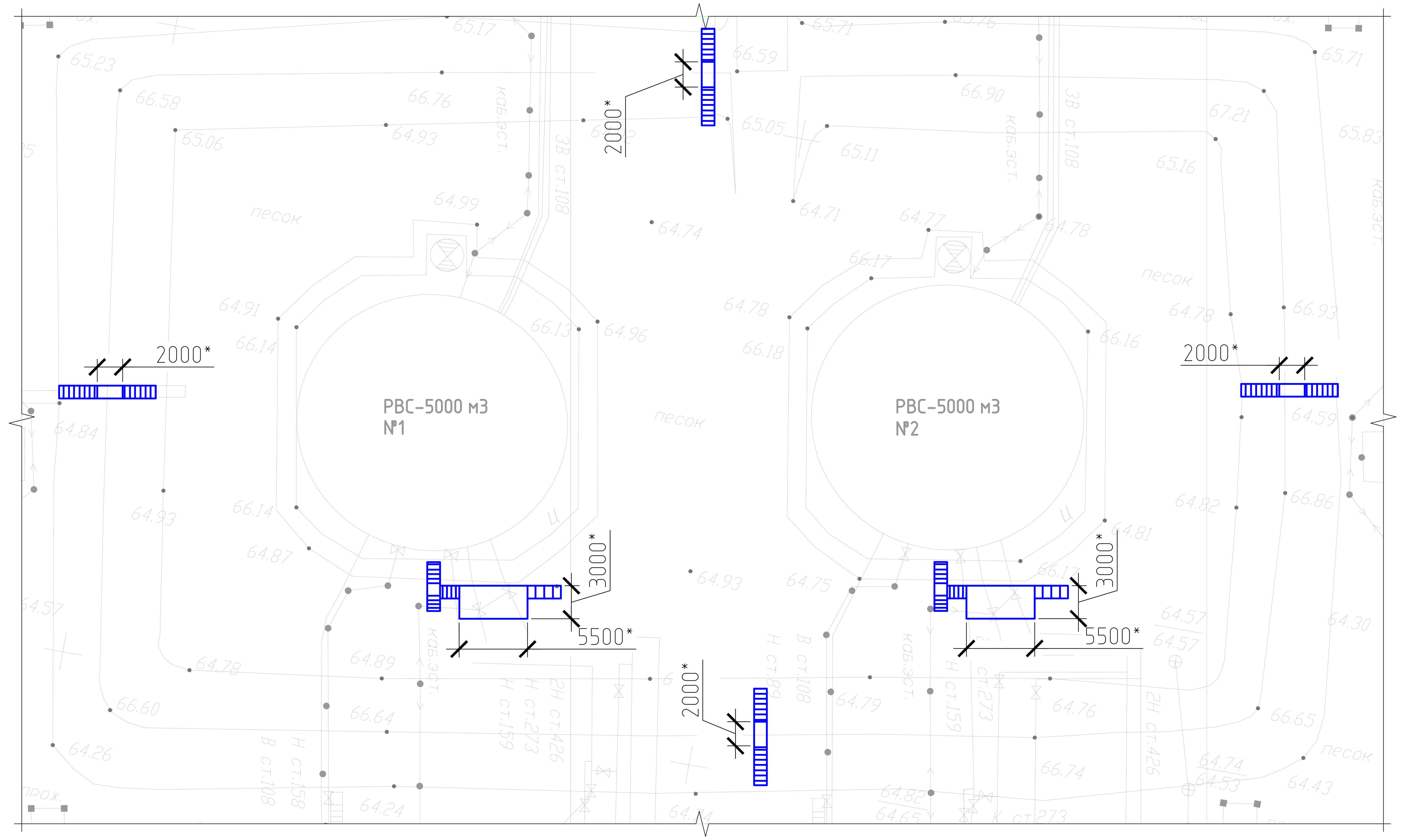
Ситуационный план (1:200)



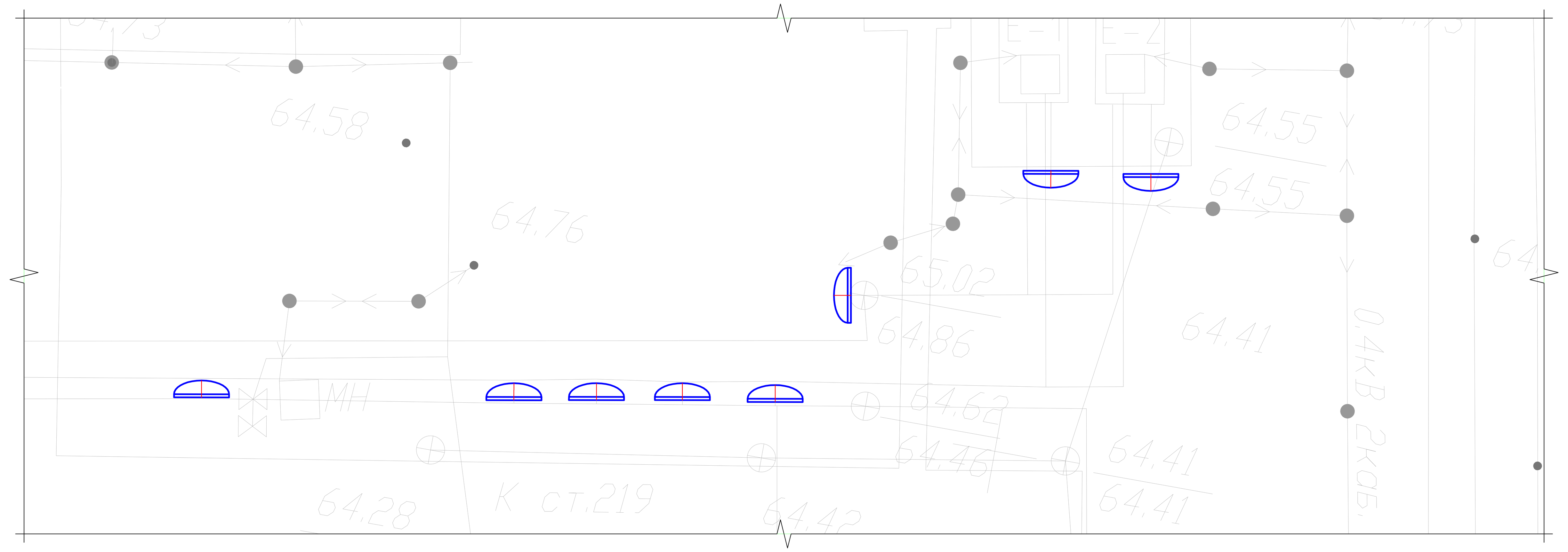
Ситуационный план (1:200)



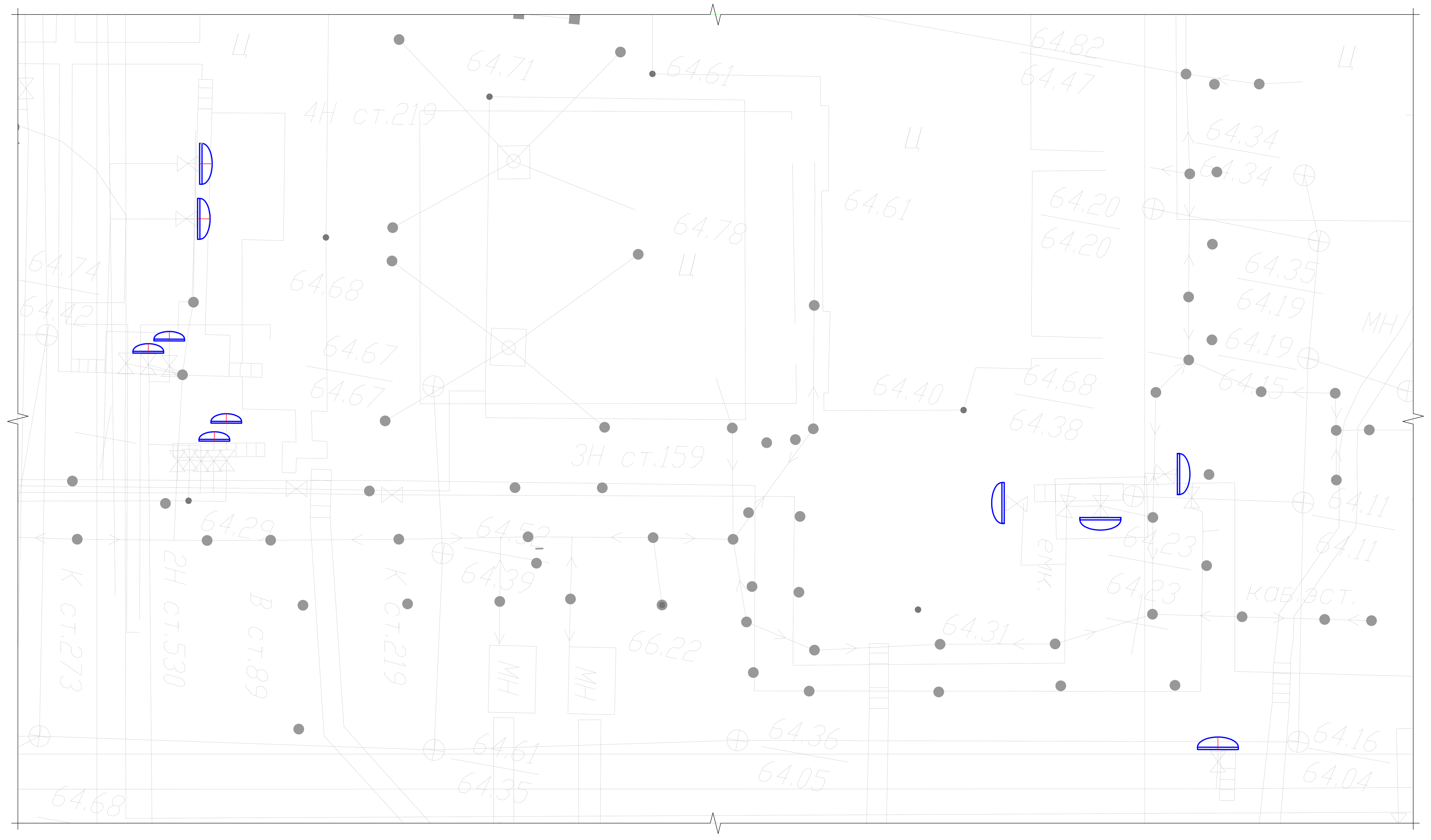
Ситуационный план (1:200)



Ситуационный план (1:100)



Ситуационный план (1:100)



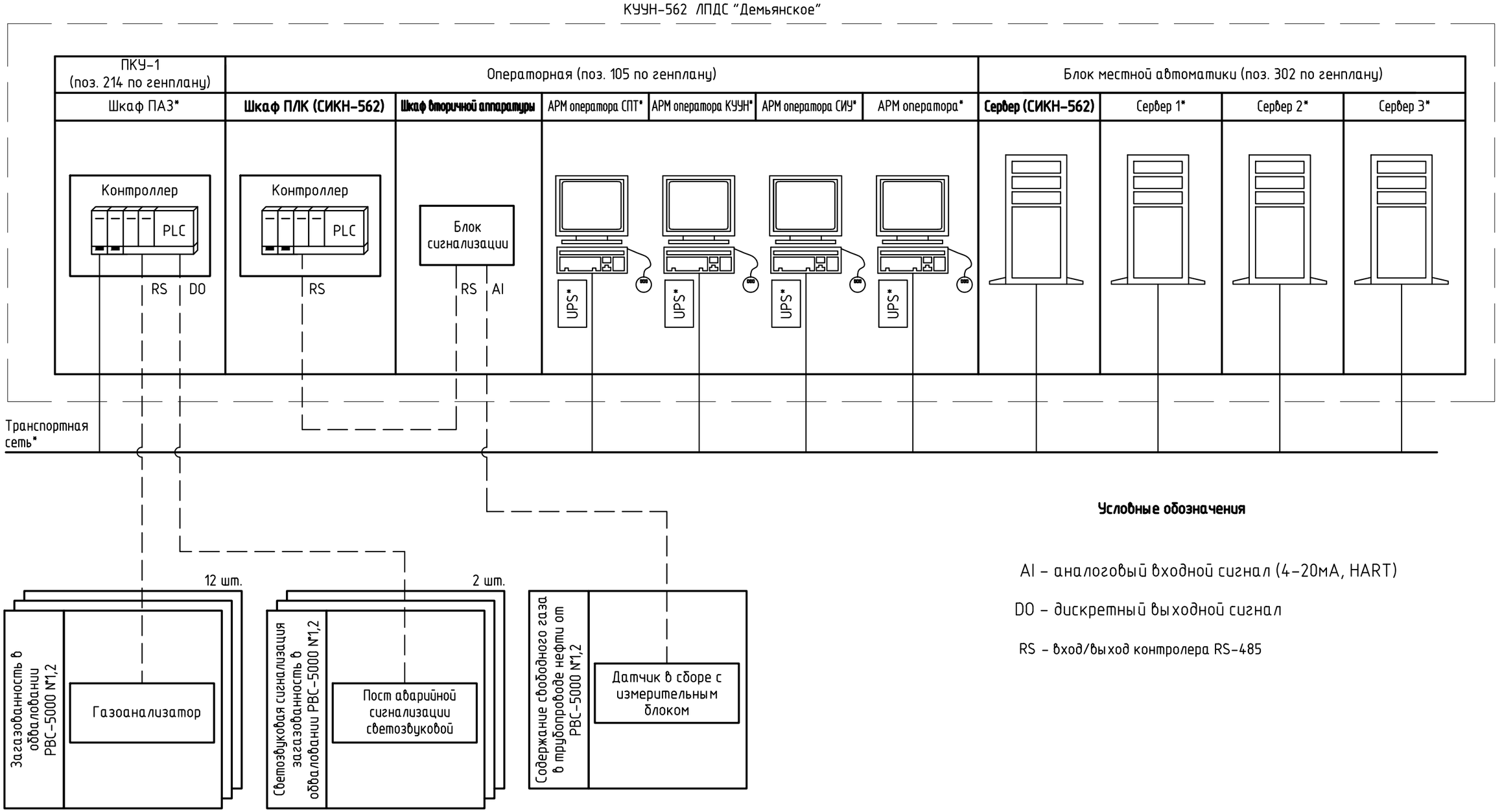
1. Принципиальные технологические схемы см. 1750619/1377Д-П-028.001.000-ТХ-Ч-001, 1750619/1377Д-П-028.001.000-ТХ-Ч-002
2. Тонкой линией показаны сооружения и трубопроводы запроектированные ранее.
3. Размеры со "*" уточнить по месту.

2	-	Зам.	13034-20		17.11.20	1750619/1377Д-П-028.001.000-ТХ-01-Ч-004
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	КУУН в районе ЛПДС "Демьянская". Реконструкция
Разраб.		Миусская			28.04.20	КУУН Кальчинского месторождения.
Зав. гр.		Евглевский			28.04.20	Стадия: П; Лист: 4; Листов:
Гл. спец.		Клепиков			28.04.20	
Нач. отд.		Кротов			28.04.20	План расстановки технологических заглушек и площадок обслуживания. Ситуационные планы
Н. контр.		Кудря			28.04.20	ООО "НК "Роснефть"-НТЦ"
ГИП		Глумов			28.04.20	

1750619_1377D-P-028_001_000-TKH-01-CH-004-rC03.dwg

Формат А2х4

Документ разработан ООО "НК "Роснефть"-НТЦ".
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком



Условные обозначения

AI – аналоговый входной сигнал (4–20мА, HART)

DO – дискретный выходной сигнал

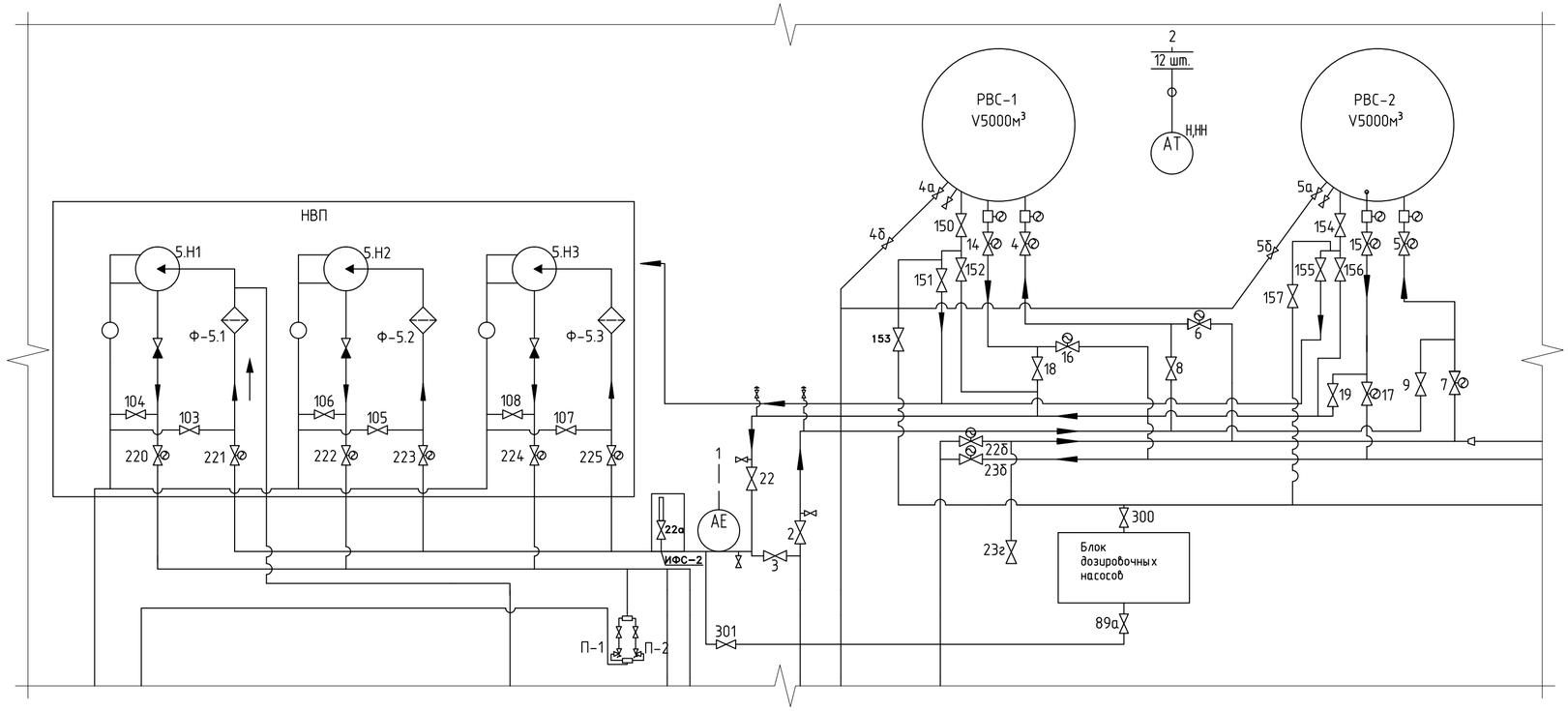
RS – вход/выход контролера RS-485

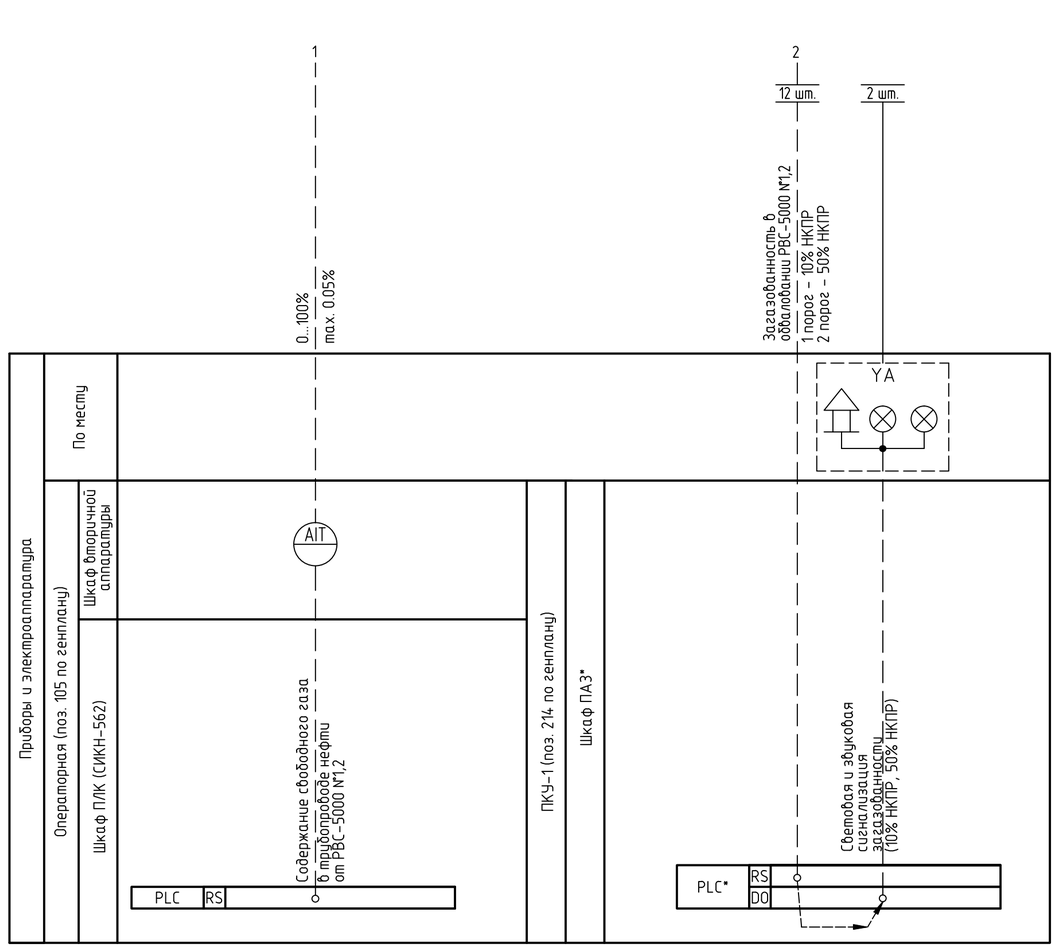
* – существующее оборудование.

Взам. инв.№	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	23122/П

						1750619/1377Д-П-028.001.000-АТХ-01-Ч-001			
						КУУН в районе ЛПДС "Демьянская". Реконструкция			
2	-	Зам.	13034-20		17.11.20				
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подп.	Дата				
Разраб.		Граденко			17.11.20	Технологические решения	Стадия	Лист	Листов
Зав. гр.		Корявец			17.11.20		П	1	3
Гл. спец.		Подшивалов			17.11.20				
И.о.нач.отд.		Жарихина			17.11.20	Структурная схема АСУ ТП	ООО "НК "Роснефть"-НТЦ"		
Н. контр.		Кудря			17.11.20				
ГИП		Глумов			17.11.20				

Документ разработан ООО "НК "Роснефть"-НТЦ".
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком





Условные обозначения

RS – вход/выход контролера RS-485

DO – дискретный выходной сигнал

– сигнал, организуемый ПО контроллера

Перечень элементов схемы

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
AE	Датчик в сборе с измерительным блоком	1	
	индикатора фазового состояния потока		
AIT	Блок сигнализации индикатора фазового состояния потока	1	
AT	Газоанализатор (взрывозащита Exd)	12	
YA	Пост аварийной сигнализации светозвуковой (взрывозащита Exd)	2	

1. Условные обозначения приборов и средств автоматизации, линий связи приведены по ГОСТ 21.208-2013 и ГОСТ 21.408-2013 соответственно.
2. Данная схема выполнена на основании чертежа 1750619/1377Д-П-028.001.000-ТХ-01-Ч-002.
3. * – существующее оборудование

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подп.	Дата
2	-	Зам.	13034-20		17.11.20

1750619/1377Д-П-028.001.000-АТХ-01-Ч-002

КУУН в районе ЛПДС "Демьянская". Реконструкция

		Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Граденко	08.07.20	Технологические решения	П	2	
Зав. гр.	Корявец	08.07.20				
Гл. спец.	Подшивалов	08.07.20				
И.о.нач.отд.	Жарихина	08.07.20	Схема автоматизации	ООО "НК "Роснефть"-НТЦ"		
Н. контр.	Кудря	08.07.20				
ГИП	Глумов	08.07.20				

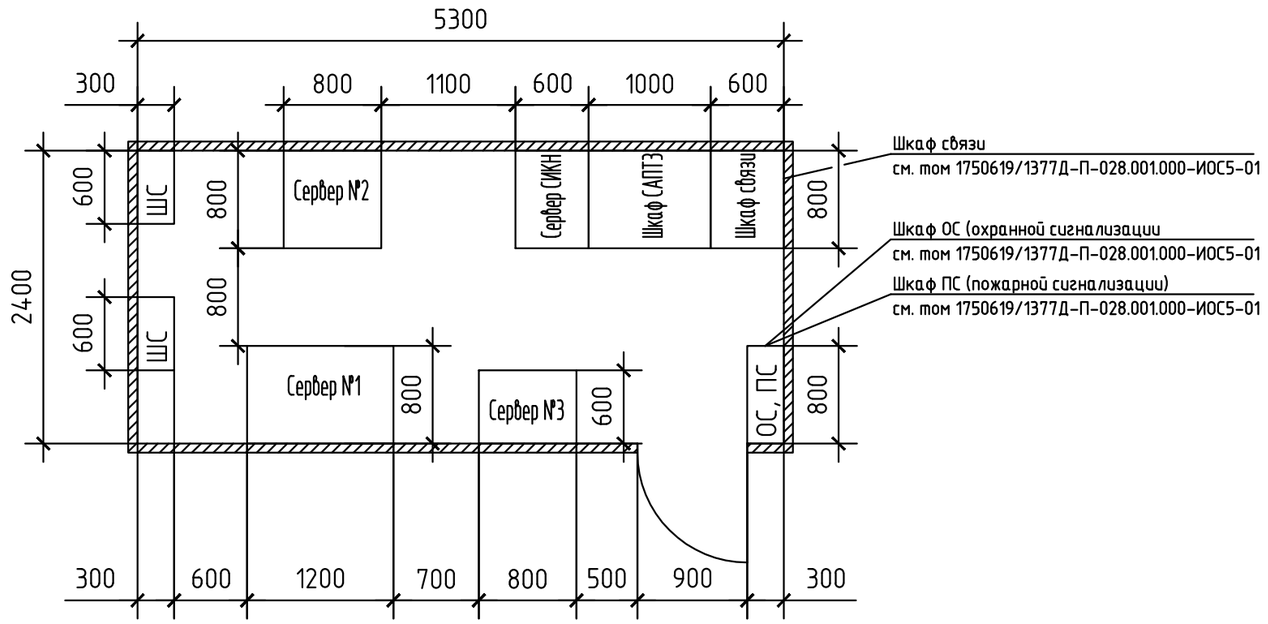
Взам. инв.№	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	23122/П

1750619_1377D-P-028_001_000-АТН-01-СН-002-гС03.dwg

Формат А2

Документ разработан ООО "НК "Роснефть"-НТЦ".
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

План расположения оборудования
в блоке местной автоматики



						1750619/1377Д-П-028.001.000-АТХ-01-Ч-003
2	-	Зам.	13034-20		17.11.20	КУУН в районе ЛПДС "Демьянская". Реконструкция
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подп.	Дата	
Разраб.		Граденко			17.11.20	Технологические решения
Зав. гр.		Корявец			17.11.20	
Гл. спец.		Подшивалов			17.11.20	
И.о.нач.отд.		Жарихина			17.11.20	План расположения оборудования в блоке местной автоматики
Н. контр.		Кудря			17.11.20	
ГИП		Глумов			17.11.20	

Стадия	Лист	Листов
П	3	

ООО "НК "Роснефть"-НТЦ"

Взам. инв.№	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	23122/П

1750619_1377D-P-028_001_000-ATH-01-CH-003-rC03.dwg

Формат А3

Документ разработан ООО "НК "Роснефть"-НТЦ".
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между разработчиком и заказчиком

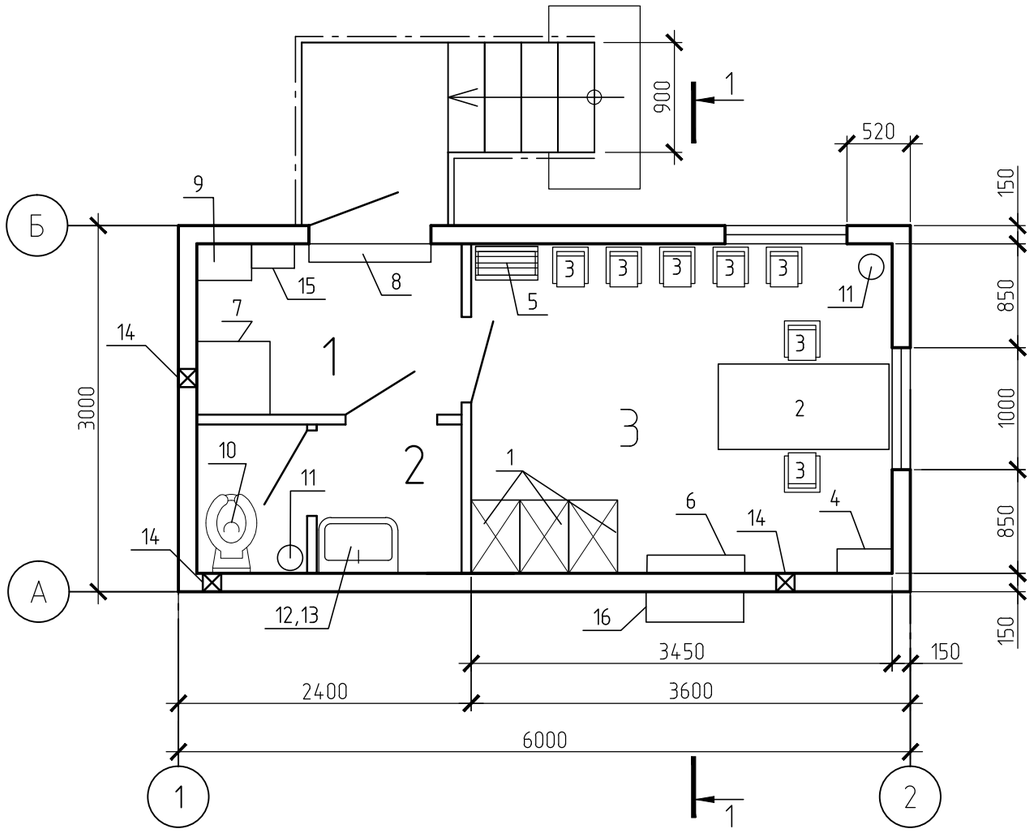
Согласовано

Взам. инв.№

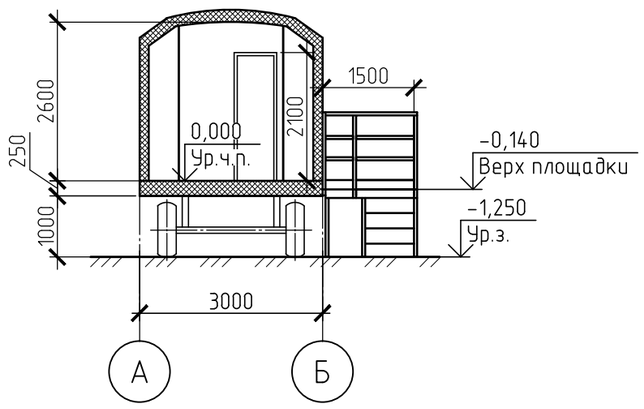
Подп. и дата

Инв. № подл. 23122/П

План на отм. +0,000



1 - 1



1 За относительную отметку 0,000 принята отметка уровня чистого пола вагон-дома

Экспликация помещений

Номер помещения	Наименование	Площадь, м²	Кат.* помещения
1	Тамбур	3,03	
2	Санузел с биотуалетом	2,60	
3	Помещение для отдыха и обогрева	9,32	

Экспликация оборудования

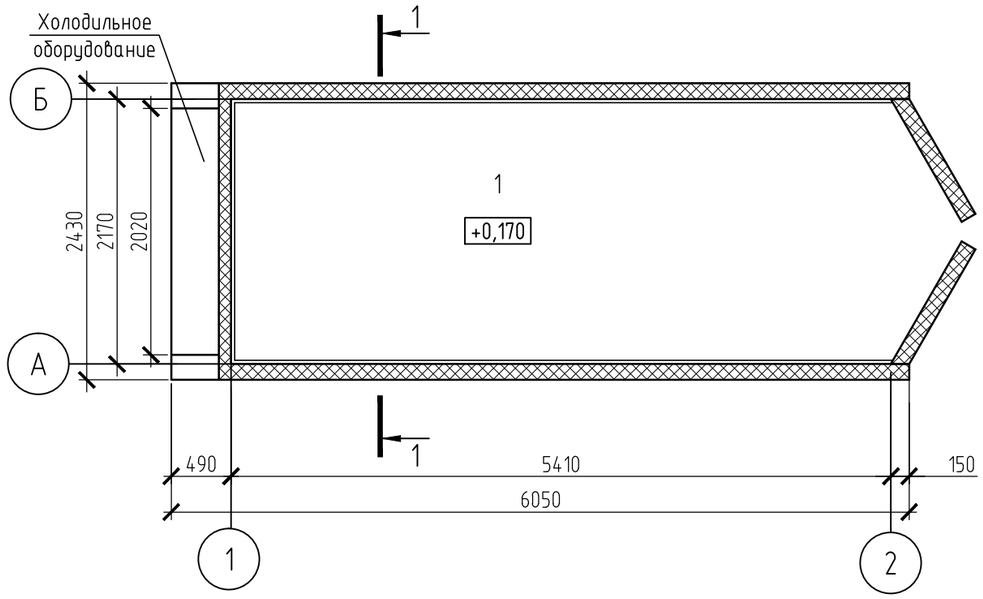
Позиция	Наименование и техническая характеристика	Единица измерения	Количество
1	2	3	4
1	Шкаф для одежды	шт.	3
2	Стол	шт.	1
3	Стул	шт.	7
4	Шкаф для документов	шт.	1
5	Вешалка	шт.	1
6	Сплит-система (внутренний блок)	шт.	1
7	Сушильный шкаф	шт.	1
8	Тепловая завеса	шт.	1
9	ВРУ	шт.	1
10	Биотуалет с накопительным баком 450 л	шт.	1
11	Мусорное ведро	шт.	2
12	Раковина с сифоном	шт.	1
13	Наливной водонагреватель с терморегулятором 50 л	шт.	1
14	Канальный вентилятор	шт.	2
15	Панель противопожарных устройств (ППУ)	шт.	1
16	Сплит система (наружный блок)	шт.	1

2	-	Зам.	13034-20		17.11.20	1750619/1377Д-П-028.001.000-АС-01-Ч-001
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подп.	Дата	КУУН в районе ЛПДС "Демьянская". Реконструкция
Разраб.		Гаевский			08.07.20	КУУН в районе ЛПДС "Демьянская". Вагон-дом для вахтового персонала (поз.409 по ПЗУ)
Зав. гр.		Пичугин			08.07.20	
Гл. спец.		Поверенный			08.07.20	
Нач.отд.		Панькова			08.07.20	План на отм.+0,000. Разрез
Н. контр.		Кудря			08.07.20	
ГИП		Глумов			08.07.20	

Стадия	Лист	Листов
П	1	3

ООО "НК "Роснефть"-НТЦ"

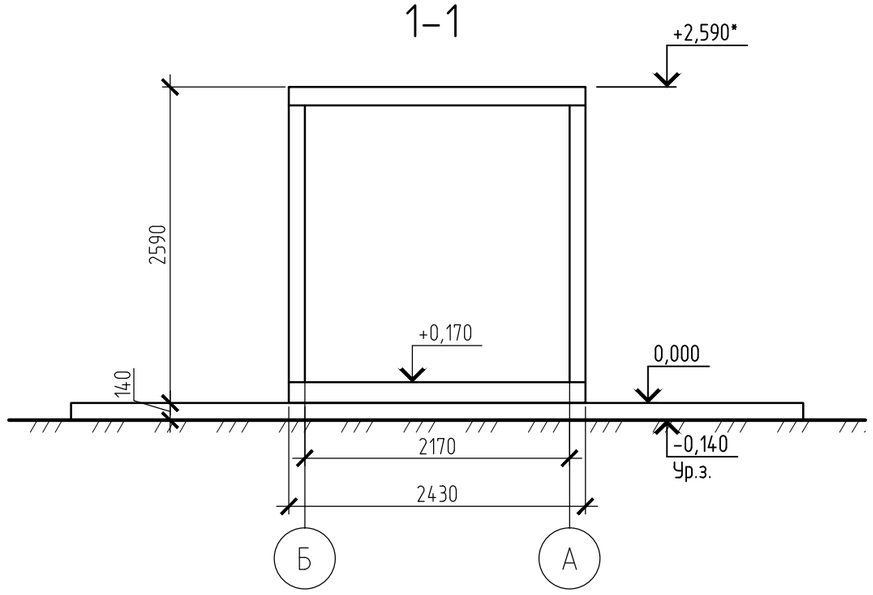
План на отм. +0,170



Экспликация помещений

Номер помещения	Наименование	Площадь, м²	Кат. помещения
1	Холодильная камера	11,74	-

1–1



1 За относительную отметку 0,000 принята отметка верха фундамента контейнера рефрижератора.

						1750619/1377Д-П-028.001.000-АС-01-Ч-002	
						КУУН в районе ЛПДС "Демьянская". Реконструкция	
2	-	Зам.	13034-20		17.11.20		
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подп.	Дата		
Разраб.		Гаевский			08.07.20	КУУН в районе ЛПДС "Демьянская". Контейнер-рефрижератор (поз.405 по ПЗУ)	Стадия: П; Лист: 2; Листов:
Зав. гр.		Пичугин			08.07.20		
Гл. спец.		Поверенный			08.07.20		
Нач.отд.		Панькова			08.07.20	План на отм.+0,170. Разрез	ООО "НК "Роснефть"-НТЦ"
Н. контр.		Кудря			08.07.20		
ГИП		Глумов			08.07.20		

Согласовано

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв. № подл. 23122/П

Документ разработан ООО "НК "Роснефть"-НТЦ". Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

Документ разработан ООО "НК "Роснефть"-НТЦ".
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между разработчиком и заказчиком

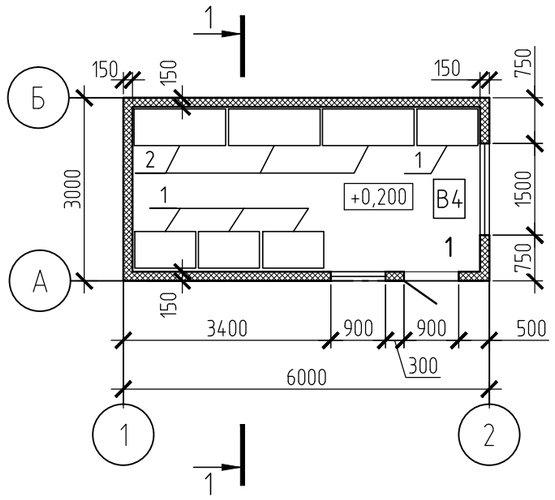
Согласовано

Взам. инв.№

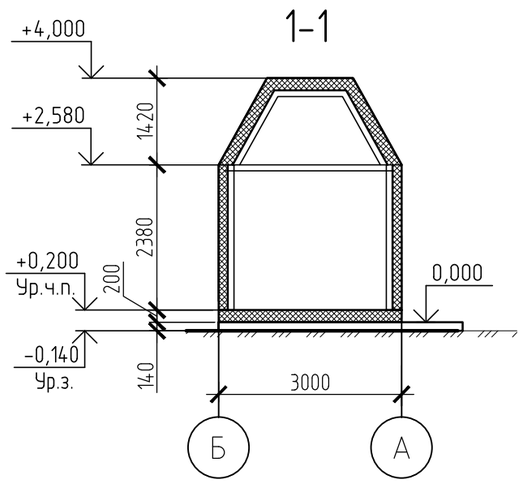
Подп. и дата

Инв. № подл. 23122/П

План на отм. +0,200



1-1



Экспликация помещений

Номер помещения	Наименование	Площадь, м²	Кат. помещения
1	Продуктовый склад	15.39	В4

Экспликация оборудования

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Единица измерения	Количество
1	2	3	4
1	Стеллаж для продуктов четырехуровневый (1,0х0,6х2,0(h))	шт.	4
2	Стеллаж для продуктов четырехуровневый (1,5х0,6х2,0(h))	шт.	3

1 За относительную отметку 0,000 принята отметка верха фундамента продуктового склада.

						1750619/1377Д-П-028.001.000-АС-01-Ч-003
						КУУН в районе ЛПДС "Демьянская". Реконструкция
2	-	Зам.	13034-20		17.11.20	
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подп.	Дата	
Разраб.		Гаевский			08.07.20	КУУН в районе ЛПДС "Демьянская". Продуктовый склад (поз.406 по ПЗУ)
Зав. гр.		Пичугин			08.07.20	
Гл. спец.		Поверенный			08.07.20	
Нач.отд.		Панькова			08.07.20	План на отм.+0,200. Разрез
Н. контр.		Кудря			08.07.20	
ГИП		Глумов			08.07.20	

Стадия	Лист	Листов
П	3	

ООО "НК "Роснефть"-НТЦ"

Разрешение	Обозначение	1750619/1377Д-П-028.001.000-ИОС7-01 (Изм.1)
13034-20	Наименование объекта строительства	КУУН в районе ЛПДС «Демьянская». Реконструкция

Изм.	Лист	Содержание изменения	Код	Примечание
2		Обложку и титульный лист заменить. Внесена информация об изменениях **1750619/1377Д-П-028.001.000-ИОС7-01-С**	1	Изменения в том внесены на основании замечаний Заказчика, письмо №05/01-ИСХ-1881 от 13.11.20 г.
	1	Лист заменить. Внесена информации об изменении **1750619/1377Д-П-028.001.000-ИОС7-01**		
	1-34	Листы заменить. Внесены изменения на листах: 1 Лист заменить. Внесена информации об изменении 11 Лист заменить. Дополнен перечень демонтируемого оборудования 15 Лист заменить. Актуализированы сведения об идентификации ОПО 16 Лист заменить. Сдвижка текста 17 Лист заменить. Дополнена информация по реконструкции СИКН № 562 в пункте 3.1 Общие положения 22 Лист заменить. Дополнен пункт 3.6 Обеспечения единства измерений 34 Лист заменить. Внесена информация в таблицу регистрации изменений		
	1-4	**1750619/1377Д-П-028.001.000 -ТХ-01-Ч-001..** **1750619/1377Д-П-028.001.000 -ТХ-01-Ч-004** Листы заменить. Внесена информация об изменениях		

Согласовано

Н.контр	Кудря	171120

Изм. внес	Овчаренко		17.11.20	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» ИНН 2310095895 Управление технологического проектирования Технологический отдел	Лист 1 / Листов 2
Составил	Дергунов		17.11.20		
ГИП	Глумов		17.11.20		
Утв.	Игнатенко		17.11.20		

Формат А4

Разрешение	Обозначение	1750619/1377Д-П-028.001.000-ИОС7-01 (Изм.1)
13034-20	Наименование объекта строительства	КУУН в районе ЛПДС «Демьянская». Реконструкция

Изм.	Лист	Содержание изменения	Код	Примечание
	1-3	**1750619/1377Д-П-028.001.000-АТХ-01-Ч-001.. 1750619/1377Д-П-028.001.000-АТХ-01-Ч-003** Листы заменить. Внесена информация об изменениях		
	1-3	**1750619/1377Д-П-028.001.000-АС-01-Ч-001.. 1750619/1377Д-П-028.001.000-АС-01-Ч-003** Листы заменить. Внесена информация об изменениях		