Р О С С И Я
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»

БЛОЧНАЯ КУСТОВАЯ НАСОСНАЯ СТАНЦИЯ (БКНС) НА УРНЕНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

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. БКНС. Текстовая часть

1750621/0115Д-П-011.029.000-ИОС7-01

Том 5.7.1

Изм.	№ докум.	Подп.	Дата
1	16136-20		08.12.2021

2021

Р О С С И Я
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»

БЛОЧНАЯ КУСТОВАЯ НАСОСНАЯ СТАНЦИЯ (БКНС) НА УРНЕНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

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. БКНС. Текстовая часть

1750621/0115Д-П-011.029.000-ИОС7-01

Том 5.7.1

Главный инженер — **Д.Ю. Шестаков**

Главный инженер проекта — **П.В. Филиппов**

Начальник отдела ВиП — **О.А. Перевозчиков**

Изм.	№ докум.	Подп.	Дата
1	16136-20		08.12.2021

2021

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл. 31100/П

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение	Наименование	Примечание (страница)
1750621/0115Д-П-011.029.000-ИОС7-01-С	Содержание тома 5.7.1	2 Изм.1
1750621/0115Д-П-011.029.000-ИОС7-01	Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений Технологические решения БКНС. Текстовая часть	3 Изм.1

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	-	Зам.	16136-21		08.12.21

1750621/0115Д-П-011.029.000-ИОС7-01-С

Разраб.	Пенькова		08.12.21	Содержание тома 5.7.1
Н. контр.	Кудря		08.12.21	
ГИП	Филиппов		08.12.21	

Стадия	Лист	Листов
П		1

ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл. 31100/П

СОДЕРЖАНИЕ

1 Общая часть 5

2 Технологические решения 7

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 7

2.1.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции 7

2.1.2 Характеристика принятой технологической схемы и отдельных параметров технологического процесса 9

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 15

2.5 Показатели и характеристики принятых технологических процессов и оборудования 15

2.5.1 БКНС-1.1 15

2.5.2 Дренажная емкость V=5 м³ 17

2.5.3 Дренажная емкость сбора масла V=5 м³ 18

2.6 Количество и типы вспомогательного оборудования 19

2.7 Трубопроводные коммуникации 19

2.8 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах 25

2.9 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого технологического оборудования и технических устройств 27

2.10 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов 27

2.11 Перечень мероприятий по обеспечению требований энергетической эффективности 28

2.12 Описание проектных решений требований транспортной безопасности 29

2.13 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов 29

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. Кизюн 08.12.21

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл. 31100/П

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	-	Зам.	16136-21		08.12.21

1750621/0115Д-П-011.029.000-ИОС7-01

Разраб.	Пенькова		08.12.21
Гл. спец.	Сокол		08.12.21
Нач.отд.	Перевозчиков		08.12.21
Н. контр.	Кудря		08.12.21
ГИП	Филиппов		08.12.21

Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений
Технологические решения
БКНС. Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	57

ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»

3 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе 30

3.1 Общие положения 30

3.2 Объем автоматизации 30

3.3 Средства автоматизации 34

3.4 Размещение и монтаж средств автоматизации 35

3.5 Обеспечение единства измерений 36

3.6 Информационная безопасность 39

3.7 Электропитание средств автоматизации 39

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 41

5 Проектные решения, направленные на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов 42

6 Охрана окружающей среды 51

6.1 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники 51

6.2 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду 51

6.3 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению 52

7 Ссылочные нормативные документы 53

Список исполнителей 57

Таблица регистрации изменений 59

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:

- задания на проектирование «Блочная кустовая насосная станция (БКНС) на Урненском месторождении», утвержденного заместителем генерального директора по перспективному планированию и развитию производства ООО «РН-Уватнефтегаз»;
- технических условий на подключение к существующим трубопроводам по объекту: «Блочная кустовая насосная станция (БКНС) на Урненском месторождении»;
- исходных данных, предоставленных ООО «РН-Уватнефтегаз»;
- материалов инженерных изысканий.

В административном отношении район расположен в восточной части Уватского района Тюменской области, на территории Урненского нефтяного месторождения, на землях лесного фонда Уватского лесничества департамента лесного комплекса Тюменской области.

Ближайшие населенные пункты – д. Тайлаково, расположена в 76,8 км к северу от участка изысканий, д. Нефедова, расположена в 70,3 км к северо-западу от участка изысканий. Административный центр с. Уват расположен в 277 км к западу от площадки УПСВ Урненского месторождения.

Географически район расположен в центральной части Западно-Сибирской равнины. По классификации Н.А. Гвоздецкого, район изысканий относится к лесной равнинной широтно-зональной области Тобольской провинции, которая занимает правобережную часть нижнего Прииртышья.

Гидрографически район работ принадлежит к бассейну р. Демьянка (левобережье, верхнее течение). Река Демьянка берет начало на западе Васюганской равнины, на водоразделе с реками Бол. Юган, Васюган, Туй, течет в направлении на запад и впадает в Иртыш с правого берега на 318 км от устья. Общая длина водотока составляет 1159 км.

Географическое положение территории определяет ее климатические особенности. Климат рассматриваемой территории формируется под сильным воздействием азиатского антициклона и отличается наибольшей континентальностью по сравнению с соседними. Кроме того, существенное влияние оказывает огражденность с запада Уральскими горами, незащищенность территории с севера и юга.

Климат изыскиваемой территории континентальный умеренного пояса с продолжительной, очень морозной зимой, и теплым, но коротким летом. Переходные сезоны короткие. Безморозный период непродолжителен. Характерны значительные годовые и суточ-

ные колебания температуры воздуха. Увлажнение достаточное, большая часть осадков выпадает в теплую половину года.

Среднегодовая температура воздуха минус 1,3 °С. Средняя температура воздуха наиболее холодного месяца – января минус 20,3 °С, а самого жаркого – июля – плюс 17,3 °С. Абсолютный минимум минус 52,7 ºС, абсолютный максимум плюс 36 ºС.

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки 0,98 обеспеченности минус 43,8 ºС; 0,92 обеспеченности - минус 41,5 ºС. Температура воздуха наиболее холодных суток 0,98 обеспеченности минус 49,6 ºС; 0,92 обеспеченности - минус 46,4 ºС (м/с Тауро-во).

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 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ 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

УПСВ-2 с МФНС-2 обустроена по следующим проектам:

1) 10017.01 «Обустройство Урненского месторождения. ДНС-2». Положительное заключение государственной экспертизы №207-11/ЕГЭ-1623/02 от 14.06.2011 г. (№ в Реестре 00-1-4-2138-11);
2) 1750615/0835Д «УПСВ №2 Урненского месторождения. Площадка шурфов». Положительное заключение государственной экспертизы №156-16/ЕГЭ-3809/02 от 29.09.2016 г. (№ в Реестре 00-1-1-3-2975-16);
3) 1750618/1172Д007 «УПСВ-2 Урненского месторождения. Реконструкция. РВС-3000». Положительное заключение государственной экспертизы №00498-20/ЕГЭ-26453 от 07.12.2020 г.;
4) 1750619/1379Д «УПСВ-2 Урненского месторождения. Реконструкция»;
5) 1750621/0184Д «УПСВ-2, МФНС-2 Урненского месторождения. Реконструкция».

Промысловая подготовка нефти и воды на УПСВ включает в себя следующие основные технологические операции:

- сепарация нефти (отделение свободного попутного нефтяного газа);
- частичное обезвоживание нефти до обводенности 10..65 % (об.);
- внешний транспорт нефтегазовой эмульсии мультифазными насосами на ЦПС Усть-Тегусского месторождения;
- дегазация и отстаивание пластовой воды для поддержания системы ППД;
- транспорт подготовленной пластовой воды шурфными насосами и БГНУ в водонагнетательные скважины кустовых площадок.

Исходным сырьем, поступающим на УПСВ, является продукция кустов скважин №№1..6 Урненского месторождения.

Продукцией УПСВ является частично обезвоженная нефть, которая направляется в межпромысловый трубопровод «ДНС Урненского месторождения – ЦПС Усть-Тегусского месторождения».

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

Основные технические характеристики УПСВ-2 с МФНС-2 представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Основные технические показатели УПСВ-2 с МНФС-2

Показатели, ед. изм.	Значение
Производительность УПСВ-2 с МФНС-2[1)]:	
- по приему и перекачке нефти, тыс. т/год	1108,85
- по приему и перекачке нефти, тыс. м^3/год	1251,52
- по приему жидкости, тыс. т/год	7630,96
- по приему жидкости, тыс. м^3/год	7664,61
- по приему воды, тыс. т/год	6522,11
- по приему воды, тыс. м^3/год	6413,09
- по подготовке и перекачки воды в систему ППД, тыс. т/год	3340,85
- по подготовке и перекачки воды в систему ППД, тыс. м^3/год	3285
- по приему газа, млн. ст. м^3/год	28,43
- по транспортировке (использованию) газа, млн. ст. м^3/год	28,43
- степень использования газа, %	не менее 95
Обводненность нефти на входе УПСВ-2, % (об.):	до 95
Обводненность нефти на выходе УПСВ-2, % (об.):	10..65
Давление жидкости на входе в УПСВ-2, МПа	0,6..0,7
Температура жидкости на входе в УПСВ-2, °С	40..70
Давление нефти на выходе из УПСВ-2 с МФНС, МПа	не более 3,6 МПа
Давление воды системы ППД на выходе из УПСВ, МПа	не менее 19 МПа
Режим работы	круглосуточный, 365 дней/год

Примечание:

1) указана максимальная производительность по нефти, жидкости, воде и газу с учетом 15% резерва

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

2.1.2 Характеристика принятой технологической схемы и отдельных параметров технологического процесса

Согласно ранее выполненным проектам для обеспечения промысловой подготовки нефти, пластовой воды и попутного нефтяного газа на площадке УПСВ-2, МФНС-2 размещается следующий набор технологического оборудования, площадок и сооружений:

1. Узел подключения (УДР);
2. Насосная "Bornemann Pumps" – 1 шт., состоящая из блоков с мультифазными насосами MPC 268 Q=328 м^3/ч, Рвых=3,6 МПа (НВ1…НВ3, 2 рабочих, 1 резервный);
3. Площадка фильтров, состоящая из фильтров DN 250 PN 40 (Ф1…Ф5) – 5 шт.;
4. Отстойник пластовой воды V=100м^3 (ОВ-1..ОВ-3) – 3 шт.;
5. Дегазатор воды V=100м^3 (ДГ-1..ДГ-2) – 2 шт.;
6. Резервуар вертикальный стальной V=3000 м^3 (РВС-3000) для очистки подтоварной воды – 1 шт.;
7. Дренажная емкость уловленной нефти V=63 м^3 (Е7) с полупогружным электронасосом (НП7) ННВП 50/80 – 1 шт.
8. Емкость дренажная, V=8 м^3 – 1 шт. (Е1);
9. Емкость для дизтоплива, V=5 м^3 (Е2);
10. Сепаратор входной V=100 м^3 – 5 шт. (С1/1..С1/5);
11. Сепаратор топливного газа V=0,4 м^3 – 1 шт. (ГС-1);
12. Буфер-накопитель V=80 м^3 – 1 шт. (С2);
13. Емкость уловленной нефти V=16 м^3 – 1 шт. (Е4);
14. Емкость шлама V=25 м^3 – 2 шт. (Е5/1, Е5/2);
15. Емкость дренажная V=25 м^3 с насосом погружным НВД 50/80 (Е3/1) – 1 шт.;
16. Емкость дренажная V=25 м^3 с насосом погружным НВД 50/50 (Е3/2) – 1 шт.;
17. Емкость дренажная V=16 м^3 (Е5/3) – 1 шт.;
18. Блок дозирования ингибитора коррозии УДХ1:
19. Блок дозирования противотурбулентной присадки УДХ2;
20. Блок дозирования ингибитора бактерицида УДХ3 в составе:
21. Блок дозирования ингибитора коррозии УДХ4;
22. Блок дозирования деэмульгатора УДХ5;
23. Шурфная установка:
    - с насосами Q=1000 м^3/сут (Ш1..Ш11) – 11 шт.;
    - дренажными емкостями Е 5/3 V=16 м^3 (1шт.), Е 5/4 V=8 м^3 (1 шт.).
24. Блок распределения воды (БРВ1) – 1 шт.;
25. Сепаратор факельный (ФС1) – 1 шт.;
26. Факельное хозяйство в составе:

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

- факел аварийного сжигания газа совмещённый (СФ1) – 1 шт.;
- расширительная камера DN 500 мм (РК1) – 1 шт.;
- факельный сепаратор V=4 м^3 (ФС) – 1 шт.;
- конденсатосборник V=16 м^3 (Е6/1, Е6/2) – 2 шт.

27. БГНУ с насосами на базе ГНУ 1000-2000, напором 2000 м с подпорными насосами производительностью 1000 м^3/час, напором 30 м.

Для увеличения производительности УПСВ-2, МФНС-2 Урненского месторождения по воде для нужд системы поддержания пластового давления (ППД) проектом предусматривается проектирование БКНС 1.1.

Показатели динамики развития системы ППД УПСВ-2, МФНС-2 Урненского месторождения представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Показатели динамики развития ППД УПСВ-2, МФНС-2 Урненского месторождения

Показатели	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Закачка пластовой воды в систему ППД, тыс. м^3/год	5398,8	5827,7	6088,2	6063,5	6085,4

Анализ динамики закачки показал, что УПСВ-2 с производительностью закачки пластовой воды в высоконапорную систему ПДД 3285 тыс. м^3/год не может обеспечить объем необходимой закачки начиная с 2021 по 2025 гг.

С учетом существующей производительности закачки пластовой воды в высоконапорную систему ПДД (3285 тыс. м^3/год) требуемый дополнительный объем закачки воды на 2023 г составляет 3223,68 тыс. м^3/год (с учетом запаса 15%).

Работа БКНС-1.1 осуществляется по дополнительному объему закачки воды и параллельно работе шурфовых насосов, с возможностью вывода части шурфов в резерв.

Для обеспечения производительности УПСВ-2 по закачке воды в систему поддержания пластового давления с 2021 года настоящим проектом предусматриваются следующее технологическое оборудование:

1) БКНС-1.1 с насосами марки ЦНС 240-1900 (ЦН-1/1..1/4) – 4 шт;
2) Дренажная емкость V=5 м^3 (ДЕ-1) – 1 шт;
3) Дренажная емкость сбора масла V=5 м^3 (ДЕ-2) – 1 шт;

2.1.2.1 Описание существующего технологического процесса УПСВ-2 с МФНС-2

Нефтегазовая эмульсия от кустов скважин с температурой 40…70 °С и давлением 0,6..0,7 МПа через узел подключения по коллектору DN 500 поступает на блок фильтров Ф-1...Ф-5 DN 250 (3 рабочих, 2 резервных) площадки УПСВ-2 для очистки нефти от мехпримесей. Дренаж блока фильтров Ф-1...Ф-5 отправляется в емкость Е1. Затем нефтегазо-

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

вая эмульсия с давлением 0,5..0,65 МПа через пробозаборное устройство поступает на УПСВ - в трехфазные сепараторы ТФСК-Т V=100 м^3 С1/1..С1/5, где происходит сепарация нефти и сброс пластовой воды до остаточного содержания не более 10..65% (об).

Для эффективной деэмульсации нефтяного флюида в трубопровод нефтяной эмульсии на входе в сепараторы С1/1..С1/5 предусмотрена подача деэмульгатора от насоса-дозатора производительностью 25 л/ч блока УДХ5.

Дренаж от сепараторов С1/1..С1/5 и газосепаратора ГС-1 поступает на прием дренажной емкости V=25 м^3 Е-3/1.

Газ от сепараторов С1/1..С1/5 поступает в вертикальный сетчатый сепаратор ГС-1 DN 600, где происходит очистка газа от капельной жидкости. Далее газ через узел учета поступает в трубопровод нефтяной эмульсии после С1/1..С1/5. Часть газа после ГС-1 используется на собственные нужды – продувка факельного коллектора ВД, на дежурные и запальные горелки совмещенной факельной установки СФ. Для учета ПНГ, выделяемого на ГС-1 для продувки факела высокого давления ФВД предусмотрен СИКГ-13.

Далее нефтяная эмульсия после С1/1..С1/5 с давлением 0,5..0,6 МПа и обводненностью до 10..65%, объединяясь с газом от ГС-1, поступает на прием МФНС - насосной станции НС1/1, состоящей из трех блоков мультифазных насосов Borneman Pumps (2 рабочих, 1 резервный). Затем нефтегазовая эмульсия с давлением до 3,6 МПа поступает в межпромысловый нефтепровод на ЦПС Усть-Тегусского месторождения.

Ингибитор коррозии по трубопроводу от блока УДХ1 может подаваться в трубопровод на входе перед фильтрами Ф-1…Ф-5 или в выходной трубопровод после насосов НС1/1, НС1/2. Ингибитор коррозии используется для защиты оборудования и трубопроводов от коррозии.

Противотурбулентная присадка по обогреваемому трубопроводу от блока УДХ2 подаётся в трубопровод на входе перед фильтрами Ф-1…Ф-5, или в выходной трубопровод после насосов НС1/1, НС1/2. Противотурбулентная присадка используется для улучшения текучести жидкости, уменьшения гидравлического сопротивления трубопроводов.

Деэмульгатор по обогреваемому трубопроводу от блока УДХ5 подаётся в поток обводненной нефти в трубопровод на входе в С1/1…С1/5. Деэмульгатор служит для повышения эффективности процесса обезвоживания нефти.

Предусмотрена подача бактерицида от УДХ3 в линии выхода воды с сепараторов С1/4..С1/5 для защиты оборудования и трубопроводов от сульфатвосстанавливающих бактерий (биологическая коррозия).

Ингибитор коррозии по обогреваемому трубопроводу от блока УДХ4 подаётся в водовод подготовленной пластовой воды. Ингибитор коррозии используется для защиты трубопровода пластовой воды от коррозии.

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

Бактерицид по обогреваемому трубопроводу от блока УДХ3 подаётся в трубопровод пластовой воды перед аппаратами ОВ-1..ОВ-3. Бактерицид применяется для подавления жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий в аппаратах и трубопроводах.

Отделившаяся пластовая вода от С1/1..С1/5 с давлением 0,1…0,2 МПа и содержанием нефти до 200 мг/л, содержанием мехпримесей до 200 мг/л поступает для динамического отстоя в отстойники воды ОВ-1..ОВ-3 V=100 м^3 (3 рабочих), где происходит отделение газа и нефти и мехпримесей.

Отстойники пластовой воды ОВ-1..ОВ-3 работают параллельно. В качестве отстойников воды применяют напорные аппараты ОВКпф-100/1,0 объемом 100 м^3 каждый. Отстой воды осуществляется при давлении 0,05…0,2 МПа.

При достижении максимального уровня нефти в ОВ-1..ОВ-3, нефть отводится в емкость уловленной нефти Е4 объемом 16 м^3, с последующей откачкой насосом на вход в сепараторы С1/1..С1/5.

Кроме пластовой воды на отстойники ОВ-1..ОВ-3 в напорном режиме поступают неочищенные производственно-дождевые сточные воды. Для подавления жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий предусмотрена подача бактерицида от блока УДХ3 в трубопровод воды перед отстойниками пластовой воды ОВ-1..ОВ-3.

В процессе эксплуатации после размыва осадка в отстойниках ОВ-1..ОВ-3 и пропарки оборудования предусмотрено удаление шлама в емкость Е5/2. Накопившаяся жидкость совместно со шламом из Е5/2 откачивается передвижными средствами и вывозится на полигон для дальнейшей утилизации.

Для очистки подтоварной воды, поступающей с отстойников ОВ-1..ОВ-3, с содержанием нефти до 80 мг/л и мехпримесей до 45 мг/л, от механических примесей и нефтепродуктов устанавливается РВС-3000.

Далее подготовленная вода с РВС-3000 (РТ-3501) с содержанием нефти до 40 мг/л и мехпримесей до 40 мг/л под собственным давлением подается на прием шурфных установок Ш1…Ш11 или на прием насосов пластовой воды Н-6, Н-7, Н-8 в насосную пластовой воды БН2. Также для подачи очищенной пластовой воды с РВС-3000 (РТ-3501) в систему ППД предусмотрена БГНУ. Работа БГНУ осуществляется параллельно работе шурфовых насосов, с возможностью вывода части шурфов в резерв.

РВС-3000 работает в динамическом режиме отстаивания.

Внутри каре резервуара РТ-3501 на жидкостных линиях (нефти, воды, дренажа) установлены затворы дисковые. За обвалованием резервуарного парка, на трубопроводах входа и выхода продукта, на линиях уловленной нефти предусмотрены быстродействующие отсечные устройства с электроприводом.

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

Уловленная нефть, дренаж с РВС-3000 собирается в дренажную емкость уловленной нефти Е7 с полупогружным электронасосом НП7. Жидкость из Е7 насосом подается на вход трехфазных сепараторов С1/1..С1/5. В случае производственной необходимости откачка из емкости так же осуществляется передвижными средствами.

Газ низкого давления поступающий от отстойников ОВ-1..ОВ-3 отводится через расширительную камеру РК-1, для отделения жидкой фазы, на факел низкого давления ФНД.

Для проведения периодических продувок низконапорного газопровода от ОВ-1..ОВ-3 до ФНД с целью предупреждения образования гидратных и ледяных пробок установлена перемычка DN 50 между линиями «Газ на ФНД» и «Газ топливный на факел».

Для защиты трубопроводов пластовой воды от коррозии предусмотрена подача ингибитора коррозии в трубопровод подготовленной пластовой воды на шурфные установки или на насосную пластовой воды БН2.

Далее очищенная пластовая вода поступает в систему ППД Урненского месторождения.

2.1.2.2 Описание технологического процесса данного проекта строительства площадки БКНС-1.1

Принципиальные технологические схемы представлены на чертежах 1750621/0115Д-П-011.029.000-ТХ-02-Ч-001, 1750621/0115Д-П-011.029.000-ТХ-02-Ч-002 в томе 5.7.2.

Подготовленная вода с РВС-3000 (РТ-3501) с содержанием нефти до 40 мг/л и мехпримесей до 40 мг/л под гидростатическим давлением поступает на прием шурфовых установок Ш1…Ш11 и на прием насосов пластовой воды Н-6, Н-7, Н-8 в насосной пластовой воды БН2. Далее подготовленная пластовая вода от насосной пластовой воды БН2 подается на вход БКНС-1.1. Насосная пластовой воды БН2 используется в качестве подпора для проектируемой БКНС-1.1. От БКНС-1.1 и шурфовых установок подготовленная пластовая вода подается в систему ППД Урненского месторождения.

Сбор утечек насосов и дренажей от здания БКНС-1.1 предусмотрен в подземную дренажную емкость ДЕ-1 объемом V=5м^3. Откачка жидкости из емкости ДЕ-1 предусмотрена полупогружным вертикальным насосом ПЦН-10 марки ННВП 6,3/120 в поток воды 3512/1 перед БКНС-1.1. Сбор утечек маслонасосов и отработанного масла блока БКНС-1.1 предусмотрен в подземную дренажную емкость ДЕ-2 объемом V=5м^3. Откачка масла из емкости ДЕ-2 производится с помощью передвижных средств.

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

2.1.3 Данные о трудоемкости изготовления продукции

Данный раздел в проектной документации не разрабатывается.

2.2 Потребность в основных видах ресурсов для технологических нужд

В рамках данного строительства площадки БКНС-1.1 используются следующие основные виды ресурсов:

1) электроэнергия для нужд основного и вспомогательного технологического оборудования, приборов КиПиА, системы электрообогрева оборудования и трубопроводов;

2) масло для смазки и охлаждения подшипников электронасосоных агрегатов БКНС-1.1;

Сведения об электроснабжении и потребителях электроэнергии см. 1750621/0115Д-П-011.029.000-ИОС1-01, том. 5.1.

Количество масла для смазки и охлаждения подшипников электронасосных агрегатов блока БКНС-1.1 с учетом плановой замены масла (1 раз в год) и утечек масла через торцевые уплотнения составляет 1,76 м^3/год.

2.3 Источники поступления сырья и материалов

Исходным сырьем для УПСВ-2, МФНС-2 является продукция кустов скважин №№1..6 Урненского месторождения.

Основные физико-химические свойства пластовой воды представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Физико-химические свойства пластовой воды Урненского месторождения

Наименование параметра		Ед. измерения	Значение
Плотность при 20°С		кг/м^3	1017
Минерализация		г/л	24,9
pH		ед.	6,73
Содержание ионов	$Na^+ + K^+$	(г/л)/(мг-экв/л)	9098/394,8
	Ca^{+2}	(г/л)/(мг-экв/л)	1133,3/56,6
	Mg^{+2}	(г/л)/(мг-экв/л)	115/9,3
	Cl^{-1}	(г/л)/(мг-экв/л)	14315/403
	SO_4^{-2}	(г/л)/(мг-экв/л)	36,5/0,86
	CO_3^{-2}	(г/л)/(мг-экв/л)	-
	HCO_3^{-1}	(г/л)/(мг-экв/л)	619/12,9
Жесткость общая		мг-экв/л	59
Химический тип воды, преимущественный, (по В.А. Сулину)		-	хлоркальциевый

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

2.4 Требования к параметрам и качественным характеристикам продукции

Качество подготовки пластовой воды для системы ППД принято по существующей технологии подготовки воды, согласно требованиям ОСТ 39-225-88 для коллектора проницаемостью свыше 0,6мкм^2 и представлено в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Требования к качеству воды для системы ППД

Содержание, мг/л		Размер механических примесей, мкм	Содержание кислорода, мг/л
Механических примесей	Нефти		
До 50	До 50	До 5	До 0,5

2.5 Показатели и характеристики принятых технологических процессов и оборудования

Выбор оборудования площадки БКНС-1.1 осуществлен согласно технологическим показателям, а также с учетом физико-химических свойств рабочей среды и климатических условий района строительства. Срок эксплуатации оборудования составляет 20 лет.

2.5.1 БКНС-1.1

Блочная кустовая насосная станция (БКНС) предназначена для создания необходимого напора пластовой воды в высоконапорных водоводах системы ППД для закачки в водонагнетательные скважины.

Проектом предусмотрено применение модульного здания полной заводской готовности в составе с насосами на базе центробежных секционных насосов марки ЦНС 240-1900 (ЦН-1/1 - ЦН-1/4), 4 (3 рабочих,1 резервный).

БКНС-1.1 запроектирована по МУК ЕТТ № П4-06.03 М-0123 «Насосные станции: мультифазные, блочные комплектные, нефти, пластовой воды» в соответствии с техническими требованиями (см. 1750621/0115Д-П-011.029.000-ИОС7-02, приложение Б).

Технические характеристики насоса представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Техническая характеристика насосов ЦН-1/1 - ЦН-1/4

Параметры	Значение
Количество оборудования, шт	4 (3 рабочих, 1 резервный)
Производительность, м^3/ч	240
Напор, м	1900
КПД насоса, %, не менее	79
Допустимый кавитационный запас, м, не более	5

Продолжение таблицы 2.5

Параметры	Значение
Расчетное давление корпуса насоса, МПа	25
Рабочее давление на входе, МПа	1,2
Рабочее давление на выходе, МПа, не более	22
Рабочая температура среды, °С	50
Перекачиваемая жидкость:	пластовая вода
- плотность, кг/м^3	1017
- содержание механических примесей, мг/л	40
- размер механических примесей, мм	0,2
- содержание нефтепродуктов, мг/л	40
Уплотнение вала насоса	торцевое
Мощность электродвигателя, кВт	2000

Здание БКНС состоит из следующих блоков:

- блок основного насоса;
- блок управления;
- блок трансформаторов;
- блок ЧРП 6кВ;
- блок РУНН 0,4 кВ;
- блок РУ 6кВ.

Блоки с основными насосами образуют машинный зал БКНС (насосная).

Машинный зал БКНС-1.1 оснащен следующим оборудованием:

- приемными, выкидными и дренажными трубопроводами;
- сетчатым фильтром на приемном трубопроводе, обратным клапаном, расходомером и регулирующим клапаном «до себя» на выкидном трубопроводе каждого насоса;
- ручной запорной арматурой на приемном трубопроводе каждого насоса;
- электроприводной запорной арматурой на выкидном трубопроводе каждого насоса;
- системой смазки и охлаждения подшипников насосов и электродвигателей;
- грузоподъемными механизмами (талями) для монтажа/демонтажа насоса, электродвигателя и арматуры за пределы блока;
- свободным доступом персонала ко всем частям оборудования;
- системой автоматизации насосных агрегатов;
- системой отопления и вентиляции;
- системой освещения;
- пожарной сигнализацией.

В БКНС-1.1 предусмотрены индивидуальные маслосистемы для насосов и электродвигателей. Установки маслосистем предназначены для обеспечения циркуляции и охлаждения масла в трубопроводах и охладителях системы смазки, а также подачи

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

охлажденного, очищенного масла к подшипникам скольжения насоса и электродвигателя. Фланцевые соединения трубопроводов (в том числе соединения запорной арматуры), расположенные в здании блочной кустовой насосной станции, рассчитанные на рабочее давление 10 МПа и выше, заключены в защитные кожухи.

Климатическое исполнение БКНС-1.1 ХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

Монтажно-технологическая схема БКНС-1.1 представлена на чертеже 1750621/0115Д-П-011.029.000-ТХ-02-Ч-007 тома 5.7.2 1750621/0115Д-П-011.029.000-ИОС7-02.

2.5.2 Дренажная емкость V=5 м³

Дренажная емкость (ДЕ-1) с полупогружным электронасосом (ПНЦ-10) предназначена для приема:

- закрытого дренажа от трубопроводов и насосов ЦН-1/1…ЦН-1/4 БКНС-1.1 в период их остановки и вывода на ремонт или техническое освидетельствование;
- утечек от насосов ЦН-1/1…ЦН-1/4 в БКНС-1.1;
- аварийных проливов с пола БКНС-1.1.

Емкость устанавливается подземно на свайное основание, исключающее просадку и всплытие емкости в процессе эксплуатации.

Емкость оснащена внутренним и наружным антикоррозионным покрытием в соответствии с СП 245.1325800.2015 и требованиями технологической инструкции Компании № П2-05.02 ТИ-0002 «Антикоррозионная защита емкостного технологического оборудования», соответствующей защитному покрытию весьма усиленного типа конструкции № 17, таблице 6, ГОСТ Р 51858-2002, толщиной не менее 2,0 мм.

Объем дренажной емкости составляет 5 м^3. Проектом предусмотрена дренажная емкость, выполненная согласно МУК ЕТТ № П4-06.03 М-0007, версия 3 «Емкость подземная (с подогревом/без подогрева)» с полупогружным электронасосом ННВП 6,3/120, выполненным согласно МУК ЕТТ № П1-01.04 М-0080 «Насосы артезианские погружные, нефтяные вертикальные полупогружные», версия 1.00.

Технические характеристики емкости представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Основные параметры дренажной емкости с насосом

Параметр	Ед. изм.	Значение
Условное обозначение емкости	-	ДЕ-1
Габаритные размеры, диаметр × длина	мм	1600x2755
Масса емкости, не более	кг	2350
Режим работы		периодический

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

Продолжение таблицы 2.6

Параметр	Ед. изм.	Значение
Объем емкости	$м^3$	5
Расчетное давление	МПа	0,05
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69		УХЛ1
Срок службы	год	15
Условное обозначение насоса	-	ПЦН-10
Расход насоса	$м^3/ч$	6,3
Напор насоса	м	120
Условная длина насоса	м	2,5
Мощность электродвигателя насоса	кВт	11
Уплотнение вала насоса	-	одинарное торцовое

Монтажно-технологическая схема дренажной емкости V=5 м³ представлена на чертеже 1750621/0115Д-П-011.029.000-ТХ-02-Ч-008 тома 5.7.2 1750621/0115Д-П-011.029.000-ИОС7-02.

2.5.3 Дренажная емкость сбора масла V=5 м³

Дренажная емкость сбора масла ДЕ-2 предназначена для приема:

- закрытого дренажа от трубопроводов масла и маслонасосов БКНС-1.1;
- слива отработанного масла при его замене в маслосистеме БКНС-1.1.

Откачка жидкости из емкости ДЕ-2 производится передвижными средствами.

Емкость устанавливается подземно на свайное основание исключающее просадку и всплытие емкости в процессе эксплуатации.

Емкость оснащена внутренним и наружным антикоррозионным покрытием в соответствии с СП 245.1325800.2015 и требованиями технологической инструкции Компании № П2-05.02 ТИ-0002 «Антикоррозионная защита емкостного технологического оборудования», соответствующей защитному покрытию весьма усиленного типа конструкции № 17, таблице 6, ГОСТ Р 51858-2002, толщиной не менее 2,0 мм.

Объем дренажной емкости сбора масла составляет 5 $м^3$. Проектом предусмотрена дренажная емкость, выполненная согласно МУК ЕТТ № П4-06.03 М-0007, версия 3 «Емкость подземная (с подогревом/без подогрева)».

Технические характеристики емкости представлены в таблице 2.7.

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 2.7 - Основные параметры дренажной емкости сбора масла

Параметр	Ед. изм.	Значение
Условное обозначение емкости	-	ДЕ-2
Габаритные размеры, диаметр × длина	мм	1600х2755
Масса емкости, не более	кг	2350
Режим работы		периодический
Объем емкости	$м^3$	5
Расчетное давление	МПа	0,05
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69		УХЛ1
Срок службы	год	15

Монтажно-технологическая схема дренажной емкости сбора масла V=5 $м^3$ представлена на чертеже 1750621/0115Д-П-011.029.000-ТХ-02-Ч-009 тома 5.7.2 1750621/0115Д-П-011.029.000-ИОС7-02.

2.6 Количество и типы вспомогательного оборудования

Для обслуживания УПСВ-2, МФНС-2 используется следующее вспомогательное оборудование:

- передвижная пропарочная установка ППУ-1600/100 на базе автомобиля Урал-4320, производительность пара – 1600 кг/ч, максимальное давление – 9,81 МПа;
- автоцистерна АЦНТ-10С (V=10 $м^3$) с насосной установкой 1СЦЛ-00А (Q=21,6 $м^3$/ч, Н=30 м);
- снегоуборочная техника;
-передвижная маслозаправочная установка;
- прочие автомашины для транспорта грузов и персонала.

2.7 Трубопроводные коммуникации

2.7.1. Трубопроводная арматура

Запорная арматура предназначена для выполнения операций по отключению/подключению основного оборудования на период проведения ревизии, ремонта или изменения направления технологических потоков.

Запорная и обратная арматура, ее качество и материальное исполнение приняты в соответствии с указаниями ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования по устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически

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

опасных производствах» и зависят от климатического исполнения, свойств транспортируемой среды, и ее рабочих параметров.

В качестве запорной арматуры номинальным диаметром от 50 мм включительно и более на технологических трубопроводах приняты ручные и электроприводные клиновые задвижки, для трубопроводов номинальным диаметром до 50 мм приняты клапаны запорные.

Арматура принята со следующими свойствами:

- класс герметичности затвора А по ГОСТ 9544-2015 для запорной, обратной арматуры, устанавливаемой на технологических трубопроводах;
- вид климатического исполнения ХЛ1 по ГОСТ 15150-69 (на абсолютную температуру окружающей среды минус 60 °С);
- имеет срок службы не менее 20 лет.

Применяемая трубопроводная арматура выбрана с номинальными давлениями равными 1,6 МПа, 25,0 МПа.

Вся применяемая на объекте арматура сертифицирована и соответствует требованиям технического регламента таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» в части технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, информация о чем отображена в паспорте изделия.

Трубопроводная арматура соответствует требованиям методических указаний Компании: № П1-01.05 М-0082 «Единые технические требования. Задвижки клиновые», № П4-06 М-0117 «Единые технические требования. Клапаны и затворы обратные», № П4-06 М-0051 «Единые технические требования. Клапан запорный стальной».

2.7.2. Технологические трубопроводы

Все трубопроводы на объекте относятся к технологическим.

В соответствии с ГОСТ 32569-2013, исходя из свойств транспортируемого продукта и технологических параметров работы, определены категории и группы основных технологических трубопроводов. Данная информация, а также рабочее давление, расчетное давление, рабочая температура технологических трубопроводов представлены на чертеже 1750621/0115Д-П-011.029.000-ТХ-02-Ч-002 тома 5.7.2.

Диаметры трубопроводов определены исходя из:

- максимального расхода транспортируемой среды;
- фазового состояния (газ/жидкость) и физико-химических свойств (плотность, вязкость) транспортируемой среды;
- обеспечения рекомендуемых допустимых гидравлических потерь в трубопроводах исходя из режима транспорта (напорный/самотечный).

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

– соблюдения рекомендуемых скоростей подачи среды на основные технологические аппараты/агрегаты.

В качестве материалов, применяемых для изготовления трубопроводов, выбраны следующие:

– для высоконапорных водоводов – низколегированная хладостойкая сталь с классом прочности не менее К 50;
– для прочих технологических трубопроводов – низколегированная хладостойкая сталь с классом прочности не менее К 48.

Данные материалы приняты к применению исходя из обеспечения ими надежной работы трубопроводов в течении всего расчетного срока службы в заданных условиях эксплуатации (расчетное давление и температура, коррозионная активность, взрывоопасность, токсичность транспортируемой среды, климатические условия эксплуатации и способ прокладки) согласно рекомендациям ГОСТ 32569-2013.

Трубы соответствуют ГОСТ 32569-2013, методическим указаниям Компании № П4-06 М-0111 «Единые технические требования. Трубная продукция для промысловых и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения».

Трубы с наружным диаметром 159 мм включительно и более приняты стальные сварные прямошовные. Трубы с наружным диаметром менее 159 мм приняты бесшовными. Для строительства высоконапорных водоводов приняты бесшовные трубы.

Соединительные детали трубопроводов соответствуют ГОСТ 32569-2013, методическим указаниям Компании № П4-06 М-0116 «Единые технические требования. Соединительные детали трубопроводов».

Расчет толщин стенок технологических трубопроводов выполнен по ГОСТ 32388-2013 с учетом:

а) прибавки на коррозию, принятой 2 мм (исходя из срока эксплуатации трубопроводов 20 лет и средней скорости коррозии 0,1 мм/год для всех трубопроводов);
б) минусового допуска на толщину трубопровода согласно МУК ЕТТ № П4-06 М-0111, ГОСТ ISO 3183-2015, ГОСТ 32528-2013;
в) отбраковочных толщин согласно ГОСТ 32388-2013 и ГОСТ 32569-2013;

Трубопроводы, принятые для строительства сетей на объекте, и результаты расчетов толщин стенок приведены таблице **2.8**.

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 2.8 – Трубопроводы, принятые для строительства

Номинальный диаметр трубопровода	Наружный диаметр трубопровода, мм	Расчетное давление, МПа	Класс прочности	$\sigma_{врем.}$, МПа, не менее	$\sigma_{тек.}$, МПа, не менее	Ударная вязкость KCU при минус 60°С Дж/см^2 (кгс*м/см^2)	Расчетная толщина стенки, мм	Суммарная прибавка на коррозию и минусовый допуск, мм	Отбраковочная толщина стенки трубы, мм	Номинальная (принятая) толщина стенки, мм
Высоконапорные водоводы										
25	32	21,0	К 50	490	343	45	1,6	2,9	2,5	6
50	57	21,0	К 50	490	343	45	2,8	3,1	3,9	7
80	89	21,0	К 50	490	343	45	4,4	3,4	5,8	9
100	114	21,0	К 50	490	343	45	5,6	3,5	7,1	10
150	168	21,0	К 50	490	343	45	8,3	4,1	10,4	14
200	219	21,0	К50	490	343	45	10,8	4,2	12,9	17
300	325	21,0	К50	490	343	45	15,9	5	18,9	24
Прочие трубопроводы										
25	32	1,6	К 48	460	338	45	0,2	2,6	1,5	4
50	57	1,6	К 48	460	338	45	0,3	2,8	1,5	5
80	89	1,6	К 48	460	338	45	0,5	2,9	2	6
100	114	1,6	К 48	460	338	45	0,6	2,9	2	6
150	159	1,6	К 48	460	295	45	0,8	2,9	2,5	6
200	219	1,6	К 48	460	295	45	1	2,9	2,5	6
250	273	1,6	К 48	460	295	45	1,3	3,1	3	7
300	325	1,6	К 48	460	295	45	1,5	3,2	3	8

Технологические трубопроводы на территории объекта прокладываются преимущественно надземно по эстакадам или отдельно стоящим опорам на высоте от уровня земли до низа труб или поверхности изоляции не менее:

- при ширине группы труб менее 1,5 м – 0,35 м;
- при ширине группы труб от 1,5 м и более – 0,5 м.

В местах прохода людей предусмотрены переходные мостики.

Все трубопроводы проложены с уклонами и оснащены дренажными штуцерами, обеспечивающими их опорожнение при остановке технологического процесса. Трубопро-

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

воды прокладываются, с уклоном не менее 0,002 для легкоподвижных жидких веществ по ходу среды. Трубопроводы газообразных веществ против хода среды с уклоном не менее 0,003. Все трубопроводы имеют дренажи для слива воды после гидравлического испытания и воздушники в верхних точках трубопроводов для удаления газа.

Надземная прокладка технологических трубопроводов по эстакадам и отдельно стоящим опорам над внутриплощадочными проездами для спецтехники выполнена с учётом свободной высоты эстакады не менее 5 м до покрытия проезда, над пешеходными дорогами не менее 2,2 м.

При подземной прокладке глубина заложения трубопроводов принята согласно требованиям ГОСТ 32569-2013 и составляет не менее 0,6 м от поверхности земли до верхней образующей трубы в тех местах, где не предусмотрено движение транспорта.

Пересечение подземных трубопроводов с местами, где возможно движение техники (возможность проезда), выполняется в защитных металлических трубах (футлярах), концы которых отстоят от обочины проезда не менее чем на 2 м, расстояние от верхней образующей защитного футляра до бровки полотна автодороги составляет не менее 0,5 м. Для сооружения защитных футляров приняты трубы диаметром не менее чем на 200 мм более наружного диаметра прокладываемого в футляре трубопровода, изготовленные по МУК ЕТТ № П4-06 М-0111.

Расстояние между осями параллельно прокладываемых трубопроводов принято с учетом возможной сборки, ремонта, осмотра, нанесения изоляции, а также величины смещения трубопроводов при температурных деформациях согласно указаниям ГОСТ 32569-2013.

Компенсация тепловых удлинений трубопроводов осуществляется за счет естественных поворотов трассы трубопровода и устройством П-образных, Z-образных, Г-образных компенсаторов.

Строительно-монтажные работы, контроль сварных стыков и испытания трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями с ГОСТ 32569-2013. Строительно-монтажные работы производить при температуре наружного воздуха не ниже минус 40 °С. Температура замыкания контрольного стыка не ниже минус 30 °С.

Сварные швы трубопроводов всех категорий подвергают визуальному осмотру в объеме 100%. Сварные швы технологических трубопроводов подвергают контролю ультразвуковым или радиографическим методом в объеме:

- трубопроводы I категории – не менее 20 %;
- трубопроводы IV категории – не менее 1 %;
- трубопроводы с PN свыше 10 МПа – 100 %;
- трубопроводы I - IV категории (при сварке разнородных сталей) – 100 %.

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

После монтажа трубопроводы очищаются, промываются и подвергаются гидравлическому испытанию на прочность и плотность.

Величины испытательных давлений составляют:

– для основных трубопроводов Рпр=1,43·Ррасч; Рпл=Ррасч;

– для трубопроводов без избыточного давления Рпр=Рпл=0,2 МПа.

Испытательное давление в трубопроводе выдерживают в течение 30 минут, после чего его снижают до рабочего давления, при котором производят тщательный визуальный осмотр всех поверхностей элементов, сварных соединений.

Гидравлические испытания трубопроводов преимущественно проводятся в теплое время года с температурой воды не ниже плюс 5 ºС. Гидравлические испытания проводятся только при температуре окружающего воздуха выше 0 ºС.

Для трубопроводов на номинальное давление PN до 10 МПа допускается замена гидравлического испытания на пневматическое при температуре окружающего воздуха ниже 0 °С и опасности промерзания отдельных участков трубопровода, при этом пневматические испытания на прочность и плотность трубопроводов, расположенных на эстакадах рядом с действующими трубопроводами, проводятся с обязательным контролем методом акустической эмиссии.

Промывку и продувку трубопроводов производят по окончании монтажа и испытания трубопроводов на прочность и плотность с целью очистки внутренней поверхности трубопроводов от механических загрязнений и удаления влаги. Промывку и продувку выполняют в период пусконаладочных работ.

Промывка осуществляется водой или другими допустимыми веществами со скоростью 1-1,5 м/сек. После промывки трубопровод опорожняют и продувают воздухом или инертным газом от передвижных средств.

Перед пуском технологическое оборудование и трубопроводы продуваются инертным газом от передвижных средств для вытеснения воздуха из системы на продувочные свечи. В конце продувки производится анализ выходящего газа, содержание кислорода не превышает 1% (об.). Продувка производиться при атмосферном давлении, продолжительность продувки составляет не менее 10 мин.

Методы производства работ по продувке определяются на стадии ППР и зависят от наличия у строительной организации компрессорных установок и их характеристик.

Продолжительность продувки составляет не менее 10 мин.

Проектом обеспечена защита трубопроводов от процессов внутренней коррозии:

– выбором труб из низколегированной хладостойкой стали;

– выдерживанием оптимальных скоростей движения жидкости;

– закачкой ингибитора коррозии;

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

– проведением постоянного мониторинга коррозии;

Для надземных трубопроводов и арматуры предусмотрено антикоррозионное покрытие, предназначенное для работы в условиях атмосферы с категорией коррозионной активности С3 по ISO 12944-2-1998, в условиях 1-ой категории размещения окрашенных поверхностей по ГОСТ 15150-69, климатического исполнения ХЛ по ГОСТ 15150-69, что соответствует технологической инструкции № П4-06.01 ТТР-0002, по следующей схеме:

– грунтовочный слой - пленкообразующее вещество эпоксид (EP)/полиурентан (PUR)/этилсиликат (ESI), в один слой толщиной 90 мкм;
– покрывной слой - пленкообразующее вещество эпоксид (EP)/полиурентан (PUR)/акрил-уретановые (AY) в один-два слоя толщиной 90 мкм.;

Итоговая толщина сухого покрытия составляет 180 мкм.

Перед нанесением поверхность очистить от ржавчины механическим способом до St 3 или пескоструйным методом до степени SA2 – SA2.5. Нанесение антикоррозионной изоляции проводят при температуре наружного воздуха не ниже минус 15 °С.

Для защиты участков трубопроводов, прокладываемых подземно, предусмотрено изоляционное покрытие по ГОСТ Р 51164-98 (конструкция 17, таблица 1):

– грунтовка полимерная;
– лента изоляционная термостойкая полимерная толщиной не менее 0,6 мм;
– обертка защитная термостойкая толщиной не менее 0,6 мм или армированная стеклотканью с липким слоем.

Итоговая толщина изоляционного покрытия должна составлять, не менее 1,2 мм.

Надземные технологические трубопроводы, прокладываемые на территории проектируемого объекта БКНС-1.1, для поддержания температуры продукта плюс 5°С предусматриваются с электрообогревом саморегулирующимися греющими электрокабелями во взрывозащищенном исполнении. Греющие кабели имеют сертификат соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза от 18.10.2011 № 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах».

Проектируемые трубопроводы с арматурой прокладываются в теплоизоляции. В качестве теплоизоляции используются маты минераловатные, для покровного слоя - сталь тонколистовая оцинкованная по ГОСТ 14918-2020.

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

Согласно Федеральному Закону от 21.07.1997г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» рассматриваемый объект идентифици-

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

руется как опасный производственный объект по следующему признаку: на объекте используется опасное вещество (горючее вещество – жидкость (масло турбинное), способная самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления).

Характеристика основных технологических сооружений по категориям и классам взрывопожарной и пожарной опасности данного проекта представлена в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Характеристика основных технологических сооружений взрыво- и пожароопасности

Поз. по ГП	Наименование сооружения	Категория зданий, наружной установки по СП 12.13130.2009	Класс взрыво- и пожароопасных зон по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 30852.5-2002
80.1	БКНС1.1	В	П-I	-
81	Дренажная емкость V=5 м³	ВН	П-III	-
82	Дренажная емкость сбора масла V=5м³	ВН	П-III	-

Для снижения опасности производства на проектируемом объекте и сооружениях предусмотрены следующие технологические решения:

- обеспечение надежности и герметичности технологического оборудования и трубопроводов;
- 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 в помещениях и на отрытых площадках;
- заземление технологического оборудования;
- защита оборудования путем нанесения внутреннего и наружного антикоррозионного покрытия;
- защита трубопроводов от атмосферной коррозии путем нанесения наружного антикоррозионного покрытия;
- применение труб с толщиной стенки из материалов, обеспечивающих безопасную эксплуатацию при расчетных давлениях в данных климатических условиях.

Перечень оборудования, распределение опасных веществ по оборудованию, анализ возможных аварийных сценариев на проектируемом объекте, результаты расчета

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

зон действия поражающих факторов, результаты оценки аварий на проектируемом объекте представлены в томе 12.2 1750621/0115Д-П-011.029.000-ГОЧС-01, раздел 12 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами», часть 2 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

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.

Все применяемое на объекте оборудование и средства малой механизации соответствуют требованиям технических регламентов таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» и имеет декларации соответствия.

Сведения о декларации соответствия оборудования требованиям технических регламентов таможенного союза ТР ТС 010/2011, ТР ТС 012/2011, ТР ТС 032/2013 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.

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

Технологический процесс проводится в соответствии с утвержденным 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;
- автоматизация технологического процесса;
- применение герметизированной системы, предотвращающей потери продукции;
- применение запорной арматуры класса герметичности «А» по ГОСТ 9544-2015;
- применение антикоррозионного покрытия наружной поверхности труб (пассивная защита).
- применение греющего кабеля для обогрева трубопроводов с саморегулированием мощности по температуре окружающей среды;
- эффективная тепловая изоляция трубопроводов матами минераловатными (данный вид теплоизоляции за счет низкого коэффициента теплопроводности обеспечивает снижение теплопотерь трубопроводов, снижение расхода электроэнергии на нужды электрообогрева);

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

Произведен гидравлический расчет трубопроводов – подобраны оптимальные диаметры трубопроводов, для уменьшения потерь давления, что ведет к уменьшению энергозатрат в технологическом процессе. Также рассчитаны оптимальные толщины стенок труб для снижения металлоемкости проектируемых объектов.

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

2.12 Описание проектных решений требований транспортной безопасности

На площадку БКНС-1.1 предусмотрен подъезд, по периметру площадки предусмотрены ограждения. Решения по устройству подъезда и ограждения представлены в 1750621/0115Д-П-011.029.000-ПЗУ1-01, том 2.1.

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

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

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 проектировании площадки ДНС-2 Урненского месторождения, рассматриваемые в данном томе. Объекты ДНС-2 Урненского месторождения, не участвующие в проектировании, в данное описание не включены.

Информация о состоянии проектируемых технологических объектов ДНС-2 передается в существующую АСУ ТП, на существующий сервер ввода/вывода, установленный в помещении серверной с узлом связи существующей операторной (поз. 15 по генплану). Структурная схема АСУ ТП представлена на чертеже 1750621/0115Д-П-011.029.000-АТХ-02-Ч-001 тома 5.7.2.

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 и Положением Компании № П3-04 Р-0389 и обеспечивает надежную экономичную работу оборудования и его безопасную эксплуатацию.

АСУ ТП объекта по степени соответствия функциональным возможностям, нормативным требованиям и современным достижениям относится ко 2 классу автоматизации.

Объектами автоматизации на площадке ДНС-2 являются:

– БКНС-1.1;

– дренажная емкость V=5 м³;

– дренажная емкость сбора масла V=5 м³;

По БКНС-1.1 автоматизация предусматривается в объеме комплектной поставки с технологическим оборудованием (схему автоматизации см. чертеж 1750621/0115Д-П-011.029.000-АТХ-02-Ч-002 тома 5.7.2).

Поставщик полностью оснащает поставляемое оборудование локальной системой управления, приборами и средствами автоматизации.

ЛСУ БКНС-1.1 выполняет следующие операции:

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

– местный контроль, телеизмерение и телесигнализация минимального, максимального, минимального аварийного и максимального аварийного давления на приеме насосов Н-1/1, Н-1/2, Н-1/3, Н-1/4;

– автоматический останов насоса и закрытие электроприводной арматуры на приеме насоса при минимальном аварийном и максимальном аварийном давлении на приеме насосов Н-1/1, Н-1/2, Н-1/3, Н-1/4;

– телеизмерение и телесигнализация максимального перепада давления на фильтрах насосов Н-1/1, Н-1/2, Н-1/3, Н-1/4;

– местный контроль, телеизмерение и телесигнализация минимального, максимального, минимального аварийного и максимального аварийного давления на выкиде насосов Н-1/1, Н-1/2, Н-1/3, Н-1/4;

– автоматический останов насоса и закрытие электроприводной арматуры на выкиде насоса при минимальном аварийном и максимальном аварийном давлении на выкиде насосов Н-1/1, Н-1/2, Н-1/3, Н-1/4, пуск резервного насоса;

– телеизмерение расхода на выкиде насосов ЦН-1/1...ЦН-1/4;

– телесигнализация открытия защитного кожуха, останов насоса, автоматическая блокировка запуска насоса при открытом кожухе;

– телесигнализация утечек насосов ЦН-1/1...ЦН-1/4;

– телеизмерение и телесигнализация максимального и максимального аварийного уровня вибрации электродвигателей и насосов ЦН-1/1...ЦН-1/4;

– телеизмерение и телесигнализация максимальной и максимальной аварийной температуры подшипников электродвигателей и насосов ЦН-1/1...ЦН-1/4;

– автоматический останов работающего насоса и пуск резервного насоса при максимальных аварийных значениях вибрации и температуры подшипников электродвигателя и насоса;

– телеизмерение и телесигнализация максимальной и максимальной аварийной температуры в гидропяте насосов ЦН-1/1...ЦН-1/4;

– автоматический останов насоса и закрытие электроприводной арматуры на выкиде и приеме насоса при максимальной аварийной температуре в гидропяте;

– местное и дистанционное управление насосными агрегатами ЦН-1/1...ЦН-1/4 телесигнализация состояния работы насосов, аварийная остановка насосов при помощи кнопок вблизи агрегатов;

– телеизмерение и телесигнализация минимального, максимального, минимального аварийного и максимального аварийного давления масла в напорной линии маслонасосов;

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

– автоматический останов маслонасосов при минимальном аварийном и максимальном аварийном давления масла в напорной линии маслонасосов;

– местный контроль, телеизмерение и телесигнализация минимального, максимального, минимального аварийного давления масла в системе смазки электродвигателя основных насосов;

– автоматический останов маслонасосов и включение резервного маслонасоса при минимальном аварийном давлении масла в системе смазки электродвигателя основных насосов;

– местный контроль, телеизмерение и телесигнализация максимальной температуры масла в маслобаке;

– автоматический останов маслонасосов и включение резервного маслонасоса при максимальной температуре масла в маслобаке;

– местный контроль, телеизмерение температуры масла в маслопроводах к подшипникам электродвигателя;

– автоматический останов маслонасосов, запрет пуска и включение резервного маслонасоса при t ≥ 55 ºС включение системы охлаждения масла. При t ≤ 15 °С выключение системы охлаждения масла;

– местный контроль, телеизмерение и телесигнализация минимального, максимального уровня масла в баках маслоустановки;

– автоматический останов маслонасосов при 15 мм масла в баках маслоустановки и останов насосов ЦН-1/1...ЦН-1/4. При максимальных и минимальных уровнях масла в баках маслоустановки включение резервного маслонасоса;

– телеизмерение, телесигнализация максимального перепада давления на фильтре маслонасоса;

– местное и дистанционное управление электроприводной арматурой, телесигнализация состояния арматуры;

– телеизмерение загазованности и телесигнализация загазованности в машинном зале БКНС: первый порог – 10 % НКПР, второй порог – 50 % НКПР;

– автоматическое (включение при загазованности 10 % НКПР в машинном зале БКНС и отключение через 15 мин. после исчезновения сигнала о загазованности) управление вытяжной вентиляцией, телесигнализация состояния вытяжных вентиляторов;

– возможность включения вентиляции с помощью местной кнопки, расположенной у входов в машинный зал;

– светозвуковая сигнализация загазованности и включения вытяжной вентиляции у входов в машинный зал;

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

– телесигнализация пожара в БКНС-1.1;

– автоматический останов работающего насоса и закрытие электроприводной арматуры на выкиде и приеме насоса при загазованности 50 % НКПР или по сигналу «Пожар»;

– телеизмерение и телесигнализация минимальной температуры в БКНС-1.1;

– телесигнализация несанкционированного входа в БКНС-1.1;

Предусматривается установка кнопки «аварийный стоп», с помощью которой БКНС-1.1 может быть безопасно полностью остановлена. Управление остановкой оборудования имеет приоритет над управлением пуском.

Шкафы ЛСУ БКНС-1.1 размещаются в аппаратном блоке БКНС-1.1 и имеют возможность взаимодействия с АСУ ТП ДНС-2 Урненского месторождения по сети Ethernet.

По дренажной емкости V=5 м³ автоматизация предусматривается в следующем объеме (схему автоматизации см. чертеж 1750621/0115Д-П-011.029.000-АТХ-02-Ч-002 тома 5.7.2):

– телеизмерение и телесигнализация минимальной температуры в емкости;

– местный контроль, телеизмерение и телесигнализация предельных значений давления на выкиде насоса емкости;

– местный контроль, телеизмерение и телесигнализация предельных значений уровня, телесигнализация аварийных предельных значений уровня в емкости;

– автоматический останов насоса по сигналу минимального аварийного уровня в емкости;

– автоматический останов насоса по сигналу минимального уровня в емкости;

– автоматический пуск насоса по сигналу максимального уровня в емкости;

– автоматический останов насоса по сигналу минимального или максимального давления на выкиде насоса емкости;

– местное и дистанционное управление насосом, телесигнализация состояния насоса: включен/дистанционное управление/аварийный стоп по месту;

– местное, дистанционное управление электроприводной задвижкой на выкиде насоса емкости;

– автоматическое закрытие электроприводной задвижки при минимальном и максимальном давлении на выкиде насоса емкости, при минимальном уровне в емкости;

– автоматическое открытие электроприводной задвижки при максимальном уровне в емкости;

– автоматический пуск насоса при максимальном уровне в емкости;

– автоматический останов насоса при минимальном уровне в емкости;

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

– телесигнализация положения задвижки («Закрыта» / «Открыта» / «Общая неисправность» / «Готовность к управлению» / «Дистанционное управление»).

По дренажной емкости сбора масла V=5 м³ автоматизация предусматривается в следующем объеме (схему автоматизации см. чертеж 1750621/0115Д-П-011.029.000-АТХ-02-Ч-002 тома 5.7.2):

– телеизмерение и телесигнализация максимального аварийного уровня масла в емкости.

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 и исполнительные механизмы, поддерживающие цифровые протоколы HART, Modbus.

Предусматриваемые приборы имеют паспорт, техническое описание, инструкцию по монтажу, эксплуатации и техническому обслуживанию на русском языке.

Средства измерений и средства автоматизации во взрывозащищенном исполнении имеют уровень защиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны, и вид взрывозащиты, соответствующий категориям и группам взрывоопасных смесей. Применено оборудование с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» и «взрывонепроницаемая оболочка», с уровнем взрывозащиты не хуже, чем «взрывобезопасное электрооборудование», температурным классом Т3 согласно температуре самовоспламенения газа, присутствующего в атмосфере взрывоопасной зоны.

Средства автоматизации, предназначенные для установки на открытом воздухе в районе с температурой окружающей среды от минус 52 °С, имеют климатическое исполнение «ХЛ» с категорией «1» при размещении на открытом воздухе, «4» при размещении

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 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 механических воздействий имеют исполнение не ниже IP65. Оборудование, установленное в помещениях, имеет исполнение не ниже IP54.

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 изготовителей приборов, средств автоматизации и с соблюдением требований СП 77.13330.2016, ПУЭ, изд. 6, 7.

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 аналоговыми и 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»;

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

– 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».

Во взрывоопасных зонах применяются кабели с медными жилами сечением не менее 1 мм^2 в соответствии с требованиями ПУЭ, п.7.3.94, РМ 4-6-84, п.10.7.

Для всех экранированных кабелей предусматриваются электрические соединения экранирующих оплеток кабелей с заземлителями только в одной точке, располагаемой вне взрывоопасных зон со стороны шкафа.

Для обеспечения искрозащиты и гальванической развязки сигнала 4-20 мА, проектными решениями предусмотрена установка в шкафу барьеров искробезопасности.

В шкафу зажимы искробезопасных электрических цепей надежно отделены от искроопасных. Электрический зазор между зажимами для присоединения искробезопасных и искроопасных цепей составляет не менее 50 мм, при этом расположение зажимов и способ прокладки проводов исключает замыкания между искробезопасными и искроопасными цепями при обрыве или смещении проводника.

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

– внутри помещений блоков – кабелями в кабель-каналах;

– снаружи по площадке – кабелями в гибких герметичных из оцинкованной стали в ПВХ изоляции, не распространяющих горение 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 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»;

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

– 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 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):

– действующие сертификат или декларацию на соответствие (схема 5д) требованиям технического регламента 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.

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 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.

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.

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;

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

– описание методик первичной и периодической калибровки;

– паспорта заводов-изготовителей на вновь установленные средства измерений;

– паспорта-протоколы на измерительные каналы;

– описание методик метрологических поверок;

– периодичность проведения метрологических поверок;

– 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.

3.6 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).

3.7 Электропитание средств автоматизации

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

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

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, Положением Компании № П3-04 Р-0389.

Для эффективного снижения возможности возникновения и последствий отказов систем по причине нарушения электропитания, электропитание оборудования шкафов ЛСУ БКНС в аппаратурном блоке БКНС-1.1 предусматривается через источник бесперебойного питания (ИБП), обеспечивающие работу оборудования в течение не менее 1 часа при пропадании основного питания.

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 5.7.3 1750621/0115Д-П-011.029.000-ИОС7-03, раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений», подраздел 7 «Технологические решения», часть 3 «Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников и перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда» 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

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

Объектом, подлежащим защите, является площадка БКНС-1.1 Урненского месторождения.

Проектируемая по данному договору площадка размещается рядом с запроектированной ранее площадкой УПСВ-2 Урненского месторождения. Площадка УПСВ-2 обустроена по проекту ООО «ТЭРМ», договор №10017 «Обустройство Урненского месторождения. ДНС-2», положительное заключение Главгосэкспертизы №207-11/ЕГЭ-1623/02 от 14.06.2011г. (№ в Реестре 00-1-4-2138-11).

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 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.

В соответствии с СП 132.13330.2011 раздел 8 таблица 2 - класс объекта капитального строительства (площадка УПСВ-2) по значимости ущерба от террористических угроз - 3 (низкая значимость).

В соответствии с требованиями Федерального закона от 21.07.2011 г. №256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» площадка УПСВ-2 относится к низкой категории опасности.

В соответствии с критериями категорирования №ПЗ-11.01 Р-0170, с учетом степени потенциальной опасности и важности проектируемая площадка УПСВ относится к 3 классу 1 группы категорирования (1 группа - объекты категорированы по №256-ФЗ от 21.07.2011 г.). Предусмотренные проектной документации системы отвечают требованиям по оборудованию техническими средствами охраны объектов 3 класса.

Запроектированная ранее площадка УПСВ-2 не оснащена системой периметральной охранной сигнализации. На проектируемой площадке БКНС-1.1 предусматривается система охранной периметральной сигнализации.

На запроектированной ранее площадке УПСВ-2 система охранной объектовой сигнализации выполнена в полном объеме. Система охранной сигнализации на проектируе-

мой площадке БКНС-1.1 подключается в существующую систему охранной сигнализации по кабелю магистрального интерфейса RS-485 через блоки защиты линии.

Вход/Въезд на площадку УПСВ-2 осуществляется через контрольно-пропускной пункт, оснащенный системой контроля и управления доступом (СКУД) и средствами визуального досмотра (СРвД). Также в районе КПП предусмотрена зона досмотра автомобилей.

Система безопасности объекта (СБО) предназначена для достижения и поддержания 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 (КПП, досмотровая площадка (на запроектированной ранее площадке УПСВ-2), ворота, калитка, противотаранные устройства и т. д.);

- инженерно-технических средств охраны ИТСО (охранная объектовая, охранная периметральная сигнализация, система контроля и управления доступом (СКУД), видеонаблюдение);

- применением согласованной Службой Безопасности Заказчика тактики охраны объектов.

Описание ограждения представлено в тома 4 «Конструктивные и объемно-планировочные решения» 1750621/0115Д-П-011.029.000-КР-01.

Во взрывоопасных зонах применяется оборудование во взрывозащищенном исполнении (Exd).

Климатическое исполнение оборудования, устанавливаемого вне отапливаемых помещений соответствует климатической зоне и работоспособно при температуре от минус 55ºС. Кабели для наружной прокладки соответствуют климатической зоне (УХЛ) и могут использоваться при температуре от минус 55 ºС.

Инженерно-технические средства защиты (ИТСЗ) подробно описаны в томе 2.1 1750621/0115Д-П-011.029.000-ПЗУ1-01 «Схема планировочной организации земельного участка» и в томе 4 1750621/0115Д-П-011.029.000-КР-01 «Конструктивные и объемно-планировочные решения».

Система инженерно-технических средств охраны (ИТСО) на проектируемой площадке БКНС-1.1 состоит из следующих подсистем:

- периметральное ограждение - подробное описание представлено в томе 4 «Конструктивные и объемно-планировочные решения» 1750621/0115Д-П-011.029.000-КР-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

- охранное освещение - подробное описание представлено в томе 5.1 «Система электроснабжения» 1750621/0115Д-П-011.029.000-ИОС1-01;

- охранная периметральная сигнализация - подробное описание представлено в томе 5.1 «Система электроснабжения» 1750621/0115Д-П-011.029.000-ИОС5-01;

- охранная объектовая сигнализация - подробное описание представлено в томе 5.1 «Система электроснабжения» 1750621/0115Д-П-011.029.000-ИОС5-01;

- общеплощадочное видеонаблюдение - подробное описание представлено в томе 5.1 «Система электроснабжения» 1750621/0115Д-П-011.029.000-ИОС5-01.

Система охранной сигнализации на площадке БКНС-1.1 выполняется раздельной с системой пожарной сигнализации и оповещения о пожаре.

Данным разделом проекта предусматривается:

- подключение поставляемого блока БКНС-1.1 в общеплощадочную систему охранно-пожарной сигнализации;

- проектирование системы периметральной охранной сигнализации;

- расширение существующей на площадке системы видеонаблюдения;

- расширение существующей на площадке системы контроля и управления доступом (СКУД) - доступ на площадку.

Для системы охранной сигнализации на запроектированной ранее площадке УПСВ-2 (в существующем здании АБК (позиция 15 по ГП)) предусмотрена установка пульта контроля и управления охранно-пожарного ПКиУОП.

Система охранной сигнализации предусматривает:

- обнаружение несанкционированного проникновения нарушителя и выдачу соответствующего сообщения о проникновении;

- выдачу сообщений о неисправности при отказе технических средств;

- сохранение работоспособности системы при пропадании основного электропитания, с помощью резервированного источника питания, в режиме работы не менее 24 часов в дежурном режиме плюс три часа в режиме тревоги.

В состав системы охранной сигнализации на проектируемой площадке БКНС-1.1 входят:

- прибор приемно-контрольный охранно-пожарный ППКОП на 20 шлейфов (для подключения шлейфов охранной сигнализации);

- блоки сигнально-пусковые;

- блоки контрольно-пусковые;

- блок защитный коммутационный;

- блок защитный сетевой;

- блок защиты линии;

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

- резервированный источник питания в комплекте с аккумуляторными батареями, рассчитанными на обеспечение работы системы в течение 24 часов в дежурном режиме плюс три часа в режиме тревоги.

Системой охранной сигнализации на проектируемой площадке БКНС-1.1 заводом – изготовителем оснащается:

- блок БКНС-1.1 (позиция 80.1 по ГП).

В блоке БКНС-1.1 (позиция 80.1 по ГП) на проектируемой площадке БКНС-1.1 устанавливается следующее оборудование системы охранной сигнализации: прибор приемно-контрольный охранно-пожарный (контроль 20 шлейфов охранной сигнализации), блоки сигнально-пусковые, блоки контрольно-пусковые, блок защитный сетевой, блок защитный коммутационный, блок защиты линии, блок бесперебойного питания на 24 В в комплекте с аккумуляторными батареями.

В поставляемом блоке БКНС-1.1 заводом-изготовителем устанавливается следующее оборудование (комплектная поставка):

- прибор приемно-контрольный охранно-пожарный на 20 шлейфов сигнализации;
- блок сигнально-пусковой;
- блок контрольно-пусковой;
- блок защитный сетевой;
- блок защиты линии;
- источник резервированного питания с АКБ;
- шкаф навесной охранной сигнализации общепромышленного исполнения;
- коробка коммутационная общепромышленного исполнения;
- извещатели охранные магнитоконтактные общепромышленного исполнения.

Оборудование охранной сигнализации комплектной поставки, устанавливается в шкафу охранной сигнализации (шкаф ОС). Шкаф входят в комплект поставки завода-изготовителя.

Для кабельных проводок в блоке используются кабели нг(А)-LS с медными жилами сечением не менее 0,5 мм для шлейфов охранной сигнализации внутри блоков, не распространяющими горение при групповой прокладке по категории А по ГОСТ IEC 60332-3-22-2011 с низким дымо- и газовыделением требуемой жильности.

Пульт контроля и управления охранно-пожарный ПКиУОП (существующий на запроектированной ранее площадке УПСВ-2 в здании АБК (позиция 15 по ГП) применен для совместной работы, контроля, управления и программирования ППКОП и блоков релейных.

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

От ПКиУОП к ППКОП прокладывается магистральный интерфейс RS-485 (кабель «витая пара»), по которому осуществляется управление всей системой охранной сигнализации.

Приборы системы охранной сигнализации на проектируемой площадке БКНС-1.1 устанавливаются в блоке БКНС-1.1 (позиция 80.1 по ГП) в шкафу охранной сигнализации. Проектируемые приборы системы охранной сигнализации подключаются в существующую систему охранной сигнализации в здании АБК на запроектированной ранее площадке УПСВ-2.

На входных дверях заводами-изготовителями установлены извещатели охранные магнитоконтактные.

Окон в поставляемом блоке БКНС-1.1 нет.

Извещатель конструктивно состоит из датчика магнитоуправляемого (датчика) на основе геркона и задающего элемента (магнита), выполненных в пластмассовых или металлических корпусах.

Контакты извещателя при работе на металлических поверхностях находятся в замкнутом (переключенном) состоянии при расположении магнита и датчика: на расстоянии 25 мм и менее (для изделий 00, 01, 04), на расстоянии 12 мм и менее (для изделий 02, 03, 05), и в разомкнутом (не переключенном) состоянии на расстоянии 70 мм и более. Максимально допустимый допуск соосности крепления датчика и магнита - 10 мм.

Над входной дверью в блок БКНС-1.1 устанавливается оповещатель светозвуковой (комбинированный) на 24 В уличного исполнения для контроля состояния системы охранной сигнализации.

В поставляемом блоке БКНС-1.1 все шлейфы от охранных извещателей подключаются к приборам приемно-контрольным охранно-пожарным комплектной поставки. Подключение приборов охранно-пожарной сигнализации в общеплощадочную систему предусматривается по кабелю магистрального интерфейса RS-485 через блоки защиты линии.

В поставляемом блоке БКНС-1.1 заводом-изготовителем устанавливаются следующие охранные извещатели и оборудование:

- коробка коммутационная общепромышленного исполнения;
- извещатели охранные магнитоконтактные общепромышленного исполнения.

На запроектированной ранее площадке УПСВ-2 предусмотрена система контроля и управления доступом (СКУД). В существующем здании КПП установлен АРМ СКУД. АРМ СКУД устанавливается в КПП и служит для быстрого поиска сотрудника по заданным идентификаторам.

Система контроля и управления доступом (СКУД) обеспечивает следующие функции:

- осуществляет санкционированный доступ и предотвращает несанкционированный доступ людей и транспорта на объект через ворота и калитки;

- выдает информацию на АРМ охраны о санкционированном доступе и попытках использования не зарегистрированных «ключей» для доступа на объект;

- работоспособность в автономном и сетевом режиме с автоматическим переходом из первого во второй при обрыве связи нарушении ЛВС.

На проектируемых воротах и калитке предусматривается установка электромеханического запирающего устройства (ЭМЗУ).

Электромеханическое запирающее устройство (ЭМЗУ) это устройство накладного типа с дистанционным управлением для эксплуатации на открытом воздухе. Устанавливается с внутренней стороны охраняемой зоны.

Электромеханическое запирающее устройство обеспечивает:

- автоматическое блокирование засова при закрытии калитки и ворот;

- наличие датчиков контроля блокирующего механизма «Заблокировано/Разблокировано»;

- дистанционное разблокирование засова с пульта централизованного наблюдения;

- возможность аварийного разблокирования ключом.

На проектируемой площадке БКНС предусматривается периметральная охранная сигнализация.

Для защиты въездных ворот и калитки на них устанавливаются извещатели охранные магнитоконтактные. Извещатели магнитоконтактные подключены на отдельные шлейфы приборов приемно – контрольных охранно - пожарных на 20 шлейфов сигнализации.

Извещатель конструктивно состоит из датчика магнитоуправляемого (датчика) на основе геркона и задающего элемента (магнита), выполненных в пластмассовых или металлических корпусах.

Контакты извещателя при работе на металлических поверхностях находятся в замкнутом (переключенном) состоянии при расположении магнита и датчика: на расстоянии 25 мм и менее (для изделий 00, 01, 04), на расстоянии 12 мм и менее (для изделий 02, 03, 05), и в разомкнутом (не переключенном) состоянии на расстоянии 70 мм и более. Максимально допустимый допуск соосности крепления датчика и магнита - 10 мм.

По полотну защитного ограждения проектируемой площадки БКНС прокладывается изделие вибрационного принципа действия.

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

Одно изделие обеспечивает блокирование двух участков (не более 250 метров каждый) с выдачей сигнала тревоги и сигнала неисправности раздельно по каждому участку.

Сигналы тревоги от извещателей охранных передается по шлейфам сигнализации на прибор приемно-контрольный охранно-пожарный на двадцать шлейфов сигнализации, устанавливаемый в блоке БКНС-1.1 в шкафу охранной сигнализации (шкаф ОС).

На посту дежурного охранника в существующем здании КПП на площадке УПСВ-2 установлены блоки индикации с клавиатурой для контроля состояния всей системы охранной сигнализации.

Монтаж оборудования охранной сигнализации выполнить в соответствии с паспортными данными на оборудование.

Система видеонаблюдения на проектируемой площадке БКНС-1.1 подключается в запроектированную ранее систему видеонаблюдения на площадке УПСВ-2. Центральное оборудование системы видеонаблюдения располагается в помещении «Щитовая КИП» в здании АБК (позиция 15 по ГП). АРМ системы видеонаблюдения установлен у дежурного охранника в здании КПП.

Существующая система видеонаблюдения на площадке УПСВ-2 организована на распределенной системе, основанной на IP-видеокамерах, коммутаторе и видеорегистраторе, являющемся ядром системы. Предусмотрена запись и хранение видеоархива на 24 канальный IP-видеорегистратор, кодек H.264.

Расширение запроектированной ранее системы видеонаблюдения предусмотрено по договору 1750618/1172Д007 «УПСВ-2 Урненского месторождения. Реконструкция. РВС-3000» - положительное заключение ГГЭ № 00698-20/КРЭ-26453.00498-20/ЕГЭ-26453 от 14.04.2021г. (номер в реестре 72-1-1-3-017916-2021).

Для наблюдения за периметром проектируемой площадки БКНС-1.1 применяются стационарные IP-камеры видеонаблюдения со следующими характеристиками: разрешение 1280x720; объектив моторизированный 2,8-12 мм, автофокус; частота кадров 25 к/с при разрешении 1280x720; дальность ИК подсветки 40 м; поддержка ONVIF, NETIP; поддержка протоколов TCP/IP, HTTP, DHCP, DNS, DDNS, RTP, HTTPS; степень защиты IP66; рабочая температура от минус 55ºС до +60ºС; сетевой интерфейс Ethernet (10/100 Base-T), RJ45; питание DC12В, PoE IEEE 802.3af, класс 3.

Стационарные камеры видеонаблюдения подключаются к управляемому коммутатору для систем видеонаблюдения 6 портов RJ45, 2 SFP порта, далее видеоданные передаются по оптической линии связи на медиаконвертер, далее к коммутатору. Стационарные камеры устанавливаются на опорах ограждения на высоте ~4 м, в районе проездов на высоте не менее 5 м (уточнить при монтаже).

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

Взаимодействие системы видеонаблюдения с системой охранного освещения и системой охранной сигнализации выполняется на программном уровне.

Для уличных видеокамер предусматриваются блоки грозозащиты PoE (корпус IP65), поддерживаемые типы PoE: IEEE 802.3af классы 0-4, IEEE 802.3at PoE, Passive PoE, схема грозозащиты: проходная, не имеет направленности, пропускная способность Data: 10/100/1000Base Ethernet. Со стороны коммутатора грозозащита входит в комплектацию коммутатора.

Электроснабжение системы видеонаблюдения организовано от источника бесперебойного питания с мощностью нагрузки 3000 ВА/2700 Вт, запроектированного ранее.

Отображение и управление системой IP-видеонаблюдения организовано на существующем АРМ оператора видеонаблюдения (здание КПП).

В ранее разработанной документации предусмотрен вывод сигналов с камер видеонаблюдения по каналам связи на центральный АРМ системы видеонаблюдения со специализированным ПО. Место расположения центрального АРМ системы видеонаблюдения - РИТС месторождения, АБК г. Тюмень, ул. Ленина 67 (видеостена).

Применяемое в проекте оборудование соответствует функциям по назначению, имеет все соответствующие разрешительные сертификаты и документы.

Обслуживание проектируемой площадки осуществляется персоналом, работающим вахтовым методом. Попасть на территорию всех месторождений Увата можно двумя способа:

- на вертолете (обустроенные вертолетные площадки);
- на автомобиле по зимним автодорогам (по зимникам).

Въезд на месторождения Увата осуществляется по одной дороге через центральный КПП №1. На вертолетных площадках нефтяных месторождений Увата, а также на подъездах к месторождениям по зимним автодорогам обустроены контрольно-пропускные пункты (КПП), на которых осуществляется проверка автомобилей, досмотр документов и личных вещей персонала. Осуществляется сверка номерных знаков автомобилей, допущенных на проезд к месторождениям Увата. Существующие контрольно-пропускные пункты (КПП) на вертолетных площадках, центральное КПП №1 службы безопасности на автомобильной дороге Усть-Тегусское месторождение – Тайлаковское месторождение и КПП на зимних автодорогах обустроены средствами контроля и управления доступом (СКУД) и средствами визуального досмотра (СрВД).

Схемы по организации систем безопасности на проектируемой площадке представлены в графической части Тома 5.5. «Сети связи» 1750621/0115Д-П-011.029.000-ИОС5-01.

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

Более подробно мероприятия по организации системы безопасности на проектируемом объекте описаны в Томе 5.5 1750621/0115Д-П-011.029.000-ИОС5-01 «Сети связи» в разделе «Инженерно-технические средства охраны (ИТСО)».

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 1750621/0115Д-П-011.029.000-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

Для снижения отрицательного воздействия на атмосферный воздух, поверхностных и подземных вод предусмотрены следующие решения:

- своевременный контроль, ремонт, регулировка и техническое обслуживание оборудования влияющего на выброс вредных веществ;
- контроль качества сварных соединений визуально-измерительным и ультразвуковым методами;
- проведение гидравлических испытаний на прочность и плотность после монтажа трубопровода;
- автоматизирование процессов управления технологическим оборудованием;
- проведение мониторинга коррозии;
- антикоррозионная изоляция трубопроводов и оборудования;
- поддержание в полной технической исправности и герметичности емкостей, технологического оборудования и трубопроводов;
- контроль содержания вредных веществ в выбросах технологического блока проектируемых объектов;
- установка на трубопроводах арматуры класса "А".

Все мероприятия и проектные решения по охране атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод от загрязнения являются частью технологических процессов строительства и эксплуатации и направлены на безопасные и безаварийные условия эксплуатации проектируемых сооружений.

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

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

Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, мероприятия по их обращению, с указанием класса опасности отходов согласно Федеральному классификационному каталогу отходов, утвержденным приказом Росприроднадзора России от 22.05.2017 г. №242 и СП 2.1.7.1386-03 представлены в томе 1750621/0115Д-П-011.029.000-ООС1-01 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды. Охрана окружающей среды».

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

7 ССЫЛОЧНЫЕ НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Обозначение документа, на который дана ссылка		Номер раздела, пункта, подпункта тома
№ 116-ФЗ от 21.07.1997 г.	О промышленной безопасности опасных производственных объектов	2.8
№ 184-ФЗ от 27.12.2002 г.	О техническом регулировании	2.9
№256 - ФЗ от 21.07.2011г.	О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса	5
Приказ ФСТЭК России от 11.03.2016 г. №96	Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»	2.8
Приказ Росприроднадзора от 22.05.2017 г. № 242	Об утверждении федерального классификационного каталога отходов	6.3
Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 536	Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением	2.8
ГОСТ 15150-69	Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды	2.5.1.1
ГОСТ 14918-2020	Прокат листовой горячеоцинкованный. Технические условия	2.7.2
ГОСТ 30852.5-2002	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Методы определения температуры самовоспламенения	2.8
ГОСТ 32388-2013	Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия	2.7.2

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
ГОСТ 32528-2013	Межгосударственный стандарт. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия	2.7.2
ГОСТ ISO 3183-2015	Межгосударственный стандарт. Трубы стальные для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия	2.7.2
ГОСТ 32569-2013	Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах	2.7.1
ГОСТ Р 51164-98	Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии	2.7.2
ГОСТ Р 51858-2020	Нефть. Общие технические условия	2.3
ГОСТ 9544-2015	Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов	2.7.1
ГОСТ 12.1.005-88	Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны	2.2
ГОСТ 12.2.085-2002	Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности	2.8
ГОСТ IEC 60332-3-22-2011	Испытания электрических и оптических кабелей в условиях воздействия пламени. Часть 3-22. Распространение пламени по вертикально расположенным пучкам проводов или кабелей. Категория А	5
СП 12.13130.2009	Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности	2.8
СП 2.1.7.1386-03	Определение класса опасности токсичных отходов производства и потребления	6.3
СП 132.13330.2011	Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования	5

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
ТР ТС 010/2011	Технический регламент таможенного союза «О безопасности машин и оборудования»	2.7.1.1
ТР ТС 012/2011	Технический регламент таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»	2.7.2
ТР ТС 032/2013	Технический регламент таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»	2.9
№ П1-01.04 М-0080	Методические указания Компании «Единые технические требования. Насосы артезианские погружные, нефтяные вертикальные полупогружные»	2.5.1.3
№ П4-06 М-0007	Методические указания Компании «Единые технические требования. Емкость подземная (с подогревом/без подогрева)»	2.5.1.3
№ П1-01.05 М-0082	Методическим указаниям Компании. «Единые технические требования. Задвижки клиновые»	2.7.1
№ П4-06 М-0111	Методические указания Компании «Единые технические требования. Трубная продукция для промысловых и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения»	2.7.2
№ П4-06 М-0116	Методические указания Компании «Единые технические требования. Соединительные детали трубопроводов»	2.7.2
№ П4-06 М-0117	Методические указания Компании «Единые технические требования. Клапаны и затворы обратные»	2.7.1
№ П4-06 М-0051	Методические указания Компании «Единые технические требования. Клапан запорный стальной»	2.7.1
№ П4-06.01 ТТР-0002	Технологическая инструкция компании: «Антикоррозионная защита металлических конструкций на объектах нефтегазодобычи, нефтегазопереработки и нефтепродуктообеспечения Компании»	2.7.2

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
№ П2-05.02 ТИ-0002	Технологическая инструкция компании: «Антикоррозионная защита емкостного технологического оборудования»	2.5.1.1
№ П4-06.01 М-013	Проектирование объектов подготовки нефти	приложение В
№ ПЗ-11.01 Р-0170	Положение Компании «Обеспечение инженерно-технической защиты и охраны объектов Компании»	5
ОСТ 39-225-88	Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству	2.4
ПУЭ	Правила устройства электроустановок. 6 и 7 издание	2.8
МИ 2439-97	Рекомендация. ГСИ. Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принципы регламентации, определения и контроля	3.5
МИ 2440-97	Государственная система обеспечения единства измерений. Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных каналов измерительных систем и измерительных комплексов	3.5
ISO 12944-2-1998 (E)	Межгосударственный стандарт. Лаки и краски. Защита от коррозии стальных конструкций системами защитных покрытий. Часть 2: Классификация условий окружающей среды	2.7.1

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

Отдел монтажного проектирования

Начальник отдела	А.В. Кротов
Главный специалист	Ю.Ю. Миренков
Заведующий группой	М.Е. Ламбин
Ведущий инженер	А.П. Будникова

Отдел экологической и промбезопасности

Начальник отдела	Л.С. Кесова
Заведующий группой	Е.П. Еремин
Ведущий инженер	А.В. Репкина

Отдел проектирования средств инженерно-технической защиты объектов

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

Отдел автоматизации и телемеханизации

Начальник отдела	Л.А. Жарихина
Главный специалист	В.В. Подшивалов
Заведующий группой	М.Э. Корявец
Ведущий инженер	К.В. Кравченко

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

Теплотехнический отдел

Начальник отдела	О.Г. Ковалева
Главный специалист	А.В. Кошко
Заведующий группой	Е.Ю. Мирук
Ведущий инженер	Ю.А. Петряшова

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				
1	-	1-57	-	-	57	16136-21		08.12.21

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

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл. 31100/П

Разрешение	Обозначение	1750621/0115Д-П-011.029.000-ИОС7-01
16136-21	Наименование объекта строительства	Блочная кустовая насосная станция (БКНС) на Урненском месторождении

Изм.	Лист	Содержание изменения	Код	Примечание
1		Обложку и титульный лист заменить. Внесена информация об изменениях.	1	Изменения в том внесены на основании письма ООО «РН-Уватнефтегаз» № 05/01-ИСХ-2327 от 02.12.2021г.
	1	**1750621/0115Д-П-011.029.000-ИОС7-01-С** Лист заменить. Внесена информация об изменении.		
	1-57	**1750621/0115Д-П-011.029.000-ИОС7-01** Листы заменить. Внесены изменения на листах: 11 Лист заменить. Добавлена информация о насосной пластовой воды БН2. 13, 14 Листы заменить. Откорректирован текст, таблица 2.5. 57 Лист заменить. Внесены изменения в таблицу регистрации изменений.		

Согласовано

Н.контр	Кудря	08.12.21

Изм. внес	Пенькова		08.12.21	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» ИНН 2310095895 Управление технологического проектирования Отдел ВиП	Лист	Листов
Составил	Сокол		08.12.21			
ГИП	Филиппов		08.12.21			1
Утв.	Перевозчиков		08.12.21			

Формат А4