

Заказчик - ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»**КУСТЫ №8, №11 ЗАПАДНО-СЕМИВИДОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ****ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ****Раздел 8. Мероприятия по охране окружающей среды****Часть 1. Текстовая часть****Книга 4. Приложения к текстовой части****01-3195.1/20С1775-ООС1.4****Том 8.1.4**

Инд. № подл. 102154	Подп. и дата	Взам. инв. №	Технический директор-главный инженер	11.12.2023	Р.А. Концевич
			Главный инженер проекта	11.12.2023	М.Е. Демидова

Обозначение	Наименование	Примечание
01-3195.1/20С1775-ООС1.4-С	Содержание тома	
01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ	Текстовая часть	195 л.
	Общее количество листов документов, включенных в том	197

Ивл. № подл.	102154	Подп. и дата	Взам. инв. №							01-3195.1/20С1775-ООС1.4-С							
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата								
Ивл. № подл.	102154	Подп. и дата	Взам. инв. №	01-3195.1/20С1775-ООС1.4-С						Разраб.	Худалева		11.12.23	Содержание тома	Стадия	Лист	Листов
										Пров.	Горскина		11.12.23		П		1
										Нач. отд.	Кузнецова		11.12.23		ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»		
										Н. контр.	Каранкевич		11.12.23				
										ГИП	Демидова		11.12.23				

Содержание

Приложение А Сведения о Лицензии на пользование недрами	2
Приложение Б Сведения о Лицензии на добычу пресных подземных вод для целей технического водоснабжения на кусте №8, №11	9
Приложение В Технические условия ТПП «Урайнефтегаз» на обращение со сточными водами	26
Приложение Г Технологический регламент ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения.....	29
Приложение Д Паспорт канализационно-очистных сооружений	125
Приложение Е Протокол лабораторных испытаний № 4706.23 от 31.10.2023. Протокол испытаний № 2595 от 13.10.2023.....	131
Приложение Ж Сведения о водоочистой станции в блочно-модульном исполнении ВОС-70.....	136
Приложение И Протокол качества питьевой воды (№ 480, № 3868) ВОС-70 Западно- Семивидовского месторождения	150
Приложение К Протокол качества стоков на период строительства	154
Приложение Л Протокол качества стоков на период эксплуатации	161
Приложение М Ведомость потребности в материалах на период строительства по этапам	164
Приложение Н Сведения по устьевому фильтру для водозаборных скважин.....	176

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ			
Разраб.	Худалева				11.12.23	Текстовая часть	Стадия	Лист	Листов
Пров.	Горскина				11.12.23		П	1	195
Нач. отд.	Кузнецова				11.12.23		ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»		
Н. контр.	Каранкевич				11.12.23				
ГИП	Демидова				11.12.23				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

Приложение А

Сведения о Лицензии на пользование недрами



625000, Тюменская область, г. Тюмень, а/я
943

ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"
(3452) 699-913

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ
(РОСНЕДРА)

ДЕПАРТАМЕНТ
ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ
ПО УРАЛЬСКОМУ ФЕДЕРАЛЬНОМУ ОКРУГУ
(УРАЛНЕДРА)

e-mail: info@nipingp.ru,
oleynikea@nipingp.ru
chibulaevaav@nipingp.ru

отдел геологии и лицензирования
по Ханты-Мансийскому автономному округу-Югре

Техническому директору
Лихотину В.Ю.

ул. Студенческая, 2, г. Ханты-Мансийск, ХМАО-Югра, 628011
Тел. (3467) 35-32-02, факс (3467) 32-66-98

E-mail: ugra@rosnedra.gov.ru

20.04.2023г. № 888
на № 000/2249 от 07.04.2023г.

Уведомление об отказе

Настоящим информируем, что ООО "НИПИ "Нефтегазпроект", ИНН 720223478 отказано в выдаче заключения об отсутствии полезных ископаемых в недрах под участком предстоящей застройки «Кусты №8, №11 Западно-Семивидовского месторождения», расположенном на территории Кондинского района Ханты-Мансийского автономного округа-Югры на основании п. 63 «Административного регламента...», утвержденного Приказом Роснедра от 22.04.2020 № 161.

Согласно данных Государственного баланса полезных ископаемых РФ, под участком предстоящей застройки по состоянию на 20.04.2023г. имеются следующие месторождения:

Наименование месторождения	Вид полезного ископаемого	№ лицензии	Наименование недропользователя
Западно-Семивидовское	Нефть, газ	ХМН14348НЭ-	ООО ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь

В пределах участка расположены следующие водозаборы:

Недропользователь	Лицензия	Кол-во водозаборов, полигонов
ООО ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	ХМН20158ВЭ	1
ООО ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	ХМН012678ВЭ	1

Иную геологическую информацию о недрах, в том числе информацию о месторождениях подземных вод, заявитель вправе получить в порядке, предусмотренном статьей 27 Закона Российской Федерации «О недрах», постановлением Правительства Российской Федерации от 2 июня 2016 г. № 492 «Об утверждении Правил использования геологической информации о недрах, обладателем которой является Российская Федерация».

Географические координаты и копия топографического плана участка предстоящей застройки приведены в приложении.

Зам. начальника Департамента – начальник
отдела геологии и лицензирования по ХМАО-Югре

И.В. Чернышев

Исл.: Болтенков Николай Дмитриевич
(3467) 32-62-95
nboltenkov@rosnedra.gov.ru

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Обзорная схема участка работ объекта
 "Кусты №8, №11 Западно-Семивидовского месторождения (НИПИ Нефтегазпроект)"
 Масштаб 1: 100 000



- Условные обозначения**
- Водозаборы
 - Водозаборы полигоны
 - Испрашиваемый участок
 - Участки недр, предоставленные в пользование
 - Контуры месторождений УВС

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм. № подл.
 102154

Взам. инв. №

Подп. и дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ



ЛИЦЕНЗИЯ на право пользования недрами

Х М Н
серия

1 4 3 4 8
номер

Н Э
вид лицензии

Выдана Обществу с ограниченной ответственностью
(субъект предпринимательской деятельности, получивший
"ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь"
данную лицензию)

в лице вице-президента ОАО "ЛУКОЙЛ"-генерального директора
(Ф. И. О. лица, представляющего субъект предпринимательской деятельности)
ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь" Ишошина Николая Владимировича
с целевым назначением и видами работ разведка и добыча
углеводородного сырья в пределах Западно-Семивидовского месторождения

Участок недр расположен в Копдинском районе
(наименование населенного пункта,
Ханты-Мансийского автономного округа
района, области, края, республики)

Описание границ участка недр, координаты угловых точек, копии
топопланов, разрезов и др. приводятся в приложении 1, 2
(№ прилож.)

Право на пользование земельными участками получено от _____
(наименование органа, выдавшего разрешение, номер постановления, дата)

Копии документов и описание границ земельного участка приводятся в
приложении _____
(номер приложения, количество страниц)

Участок недр имеет статус горного отвода
(геологического или горного отвода)

Срок окончания действия лицензии 30 октября 2026 года
(число, месяц, год)



Ивл. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Неотъемлемыми составными частями настоящей лицензии являются следующие документы:

1. Лицензионное соглашение об условиях пользования недрами с целью разведки и добычи углеводородного сырья в пределах Западно-Семивидовского месторождения, расположенного на территории Ханты-Мансийского автономного округа-Югра - 11 л.
2. Копия топографического плана Западно-Семивидовского лицензионного участка недр с указанием географических координат угловых точек - 1 л.
3. Копия приказа Федерального агентства по недропользованию о переоформлении лицензии ХМН 13860 НЭ на право пользования недрами Западно-Семивидовского месторождения, расположенного на территории Ханты-Мансийского автономного округа - 1 л.
4. Копия свидетельства о государственной регистрации юридического лица ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь" - 1 л.

Уполномоченный представитель
Министерства природных ре-
сурсов Российской Федерации

Садовник

Петр Васильевич

Фамилия, имя, отчество

Подпись, дата

М.П.



Уполномоченный представитель
органа государственной власти
субъекта Российской Федерации

Фамилия, имя, отчество

Подпись, дата

М.П.

Руководитель предприятия, полу-
чающего лицензию

Ишошин

Николай Владимирович

Фамилия, имя, отчество

Подпись, дата

М.П.



Ив. № подл.	102154
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

5



МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

ПРИКАЗ

г. МОСКВА

08.11.2007

№ 1583

О переоформлении лицензии ХМН 13860 НЭ на право пользования недрами Западно-Семивидовского месторождения, расположенного на территории Ханты-Мансийского автономного округа

В соответствии со статьей 17.1 Закона Российской Федерации «О недрах», в связи с прекращением деятельности юридического лица – пользователя недр ООО «Шаимгеонефть», вследствие его присоединения к другому юридическому лицу ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»,

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Предоставить право пользования недрами Западно-Семивидовского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».
2. Переоформить лицензию ХМН 13860 НЭ на право пользования недрами для разведки и добычи углеводородного сырья в пределах Западно-Семивидовского месторождения, выданную ООО «Шаимгеонефть», на ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».
3. Управлению лицензирования обеспечить оформление, государственную регистрацию и выдачу ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» лицензии на право пользования недрами Западно-Семивидовского месторождения.

Руководитель

А.А. Ледовских

Ивл. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ



Федеральная налоговая служба
СВИДЕТЕЛЬСТВО

о внесении записи в Единый государственный реестр юридических лиц

Настоящим подтверждается, что в соответствии с Федеральным законом «О государственной регистрации юридических лиц» в единый государственный реестр юридических лиц внесена запись о государственной регистрации изменений, вносимых в учредительные документы юридического лица

Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь"
(полное наименование юридического лица с указанием организационно-правовой формы)

ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь"
(сокращенное наименование юридического лица)

Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь"
(фирменное наименование)

Основной государственный регистрационный номер 1 0 2 8 6 0 1 4 4 1 9 7 8

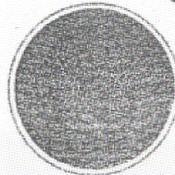
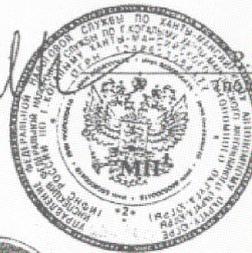
30 марта 2007 за государственным регистрационным номером
(дата) (месяц прописью) (год)

2 0 7 8 6 0 8 0 0 4 5 9 4

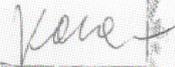
Инспекция Федеральной налоговой службы по г. Когалыму Ханты-Мансийского автономного округа-Югры
(Наименование регистрирующего органа)

Начальник Инспекции ФНС
России по г.Когалыму


Я.Ярема
(подпись, ФИО)



серия 86 №001407531



ЛНО - копирграф-защита - Москва, 2005 г. Упрощенно - 0.

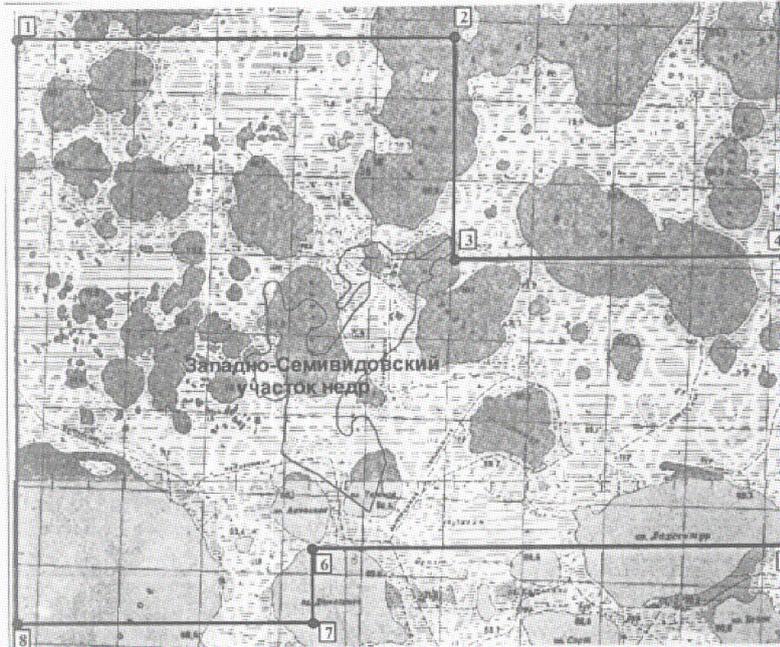
Ивв. № подл.	102154
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Топографический план
Западно-Семивидовского
лицензионного участка недр

Масштаб 1 : 100 000



Географические координаты

№ точки	Восточная долгота			Северная широта		
	градусы	минуты	секунды	градусы	минуты	секунды
1	65	0	0	60	46	0
2	65	12	0	60	46	0
3	65	12	0	60	43	0
4	65	21	0	60	43	0
5	65	21	0	60	39	0
6	65	08	0	60	39	0
7	65	08	0	60	38	0
8	65	0	0	60	38	0

Заместитель генерального
директора по геологии и разработке
ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь"



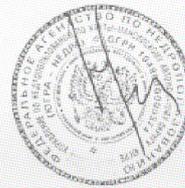
М.Р. Садыков

Главный маркшейдер
ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь"



К.В. Беляев

Начальник Управления
по недропользованию по ХМАО-Югре



В.П. Рудин

Ивл. № подл.	102154
Взам. ивл. №	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Приложение Б

Сведения о Лицензии на добычу пресных подземных вод для целей технического водоснабжения на кусте №8, №11

Российская Федерация
Ханты-Мансийский автономный округ - Югра
(Тюменская область)
автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа - Югры
«Научно-аналитический центр рационального недропользования
им. В.И. Шпилльмана»

ИНН 8601002737, КПП 860101001
628007 г. Ханты-Мансийск
ул. Студенческая, 2
телефон/факс (3467) 35-33-02, 32-62-91
E-mail: info@nacrn.hmao.ru

625026 г. Тюмень
ул. Мальгина 75, а/я 286
телефон/факс(3452) 40-47-10, 40-01-91
E-mail: cnu@cnu.ru

12/01-Исх-2149
12.04.2023

Заместителю генерального
директора по инженерным изысканиям –
главному маркшейдеру
ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»
А.Н. Чибулаеву

На исх. № ИСХ_ООО/2248 от 07.04.2023

На Ваш запрос № ИСХ_ООО/2248 от 07.04.2023 в адрес АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилльмана» по состоянию на 01.04.2023 сообщаем следующее.

1. В части предоставления сведений о наличии (отсутствии) подземных источников водоснабжения:

В границах участков изысканий по объекту «Кусты № 8, № 11 Западно-Семивидовского месторождения» и прилегающей территории в радиусе 3 км, расположенного в Кондинском районе ХМАО-Югры, зарегистрирована лицензия на участки недр местного значения в части подземных вод (приложение 1):

- ХМН 20158 ВЭ, недропользователь ООО "Лукойл-Западная Сибирь", с целью добычи подземных вод для технического водоснабжения объектов промышленности на территории Западно-Семивидовского ЛУ (временное водоснабжение).

2. В части предоставления сведений о наличии (отсутствии) зон санитарной охраны подземных источников водоснабжения:

Ивв. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

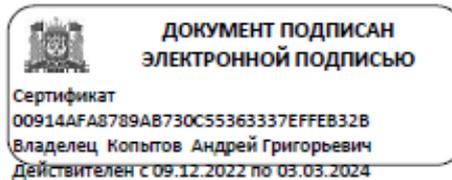
Лист

9

В пределах участков изысканий и прилегающей территории радиусом 3 км от него установленные границы зон санитарной охраны подземных источников питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения (водозаборов), отсутствуют.

Приложение на 1 л.

Директор



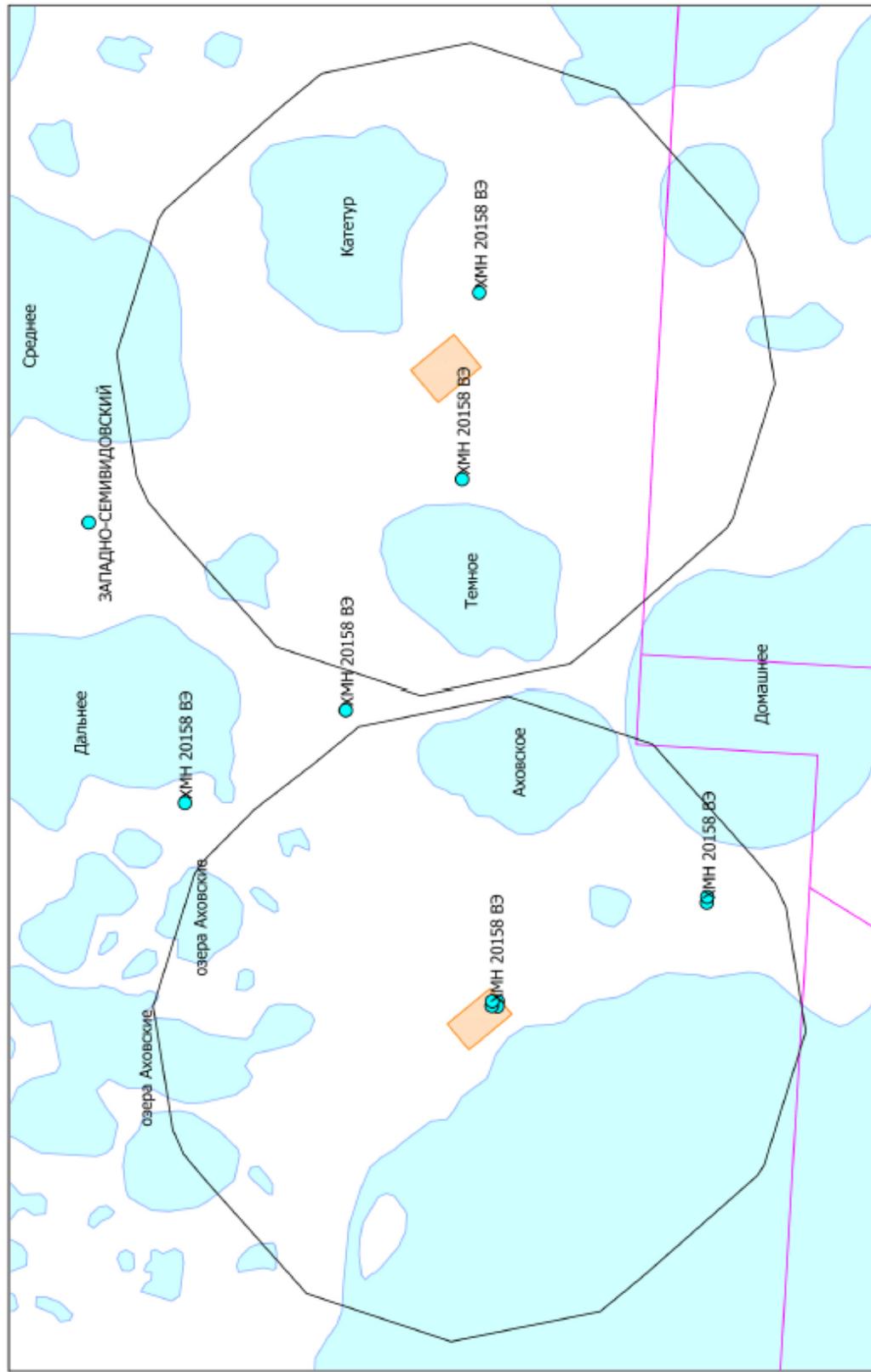
А.Г. Копытов

Исполнители:
п.1 Матрёнина О.М. 353378
п.2 Сикора О.П. 353383

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ	Лист
							10
Ивв. № подл.	102154	Подп. и дата	Взам. инв. №				

Ивл. № подл.	Подп. и дата	Взам. ивл. №
102154		

Схема объекта «Кусты № 8, № 11 Западно-Семивидовского месторождения»



Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ



Департамент по недропользованию Ханты-Мансийского автономного округа-Югры
(наименование органа, выдавшего лицензию)

ЛИЦЕНЗИЯ на пользование недрами

Х М Н

серия

2 0 1 5 8

номер

В Э

вид лицензии

Выдана Обществу с ограниченной ответственностью
(субъект предпринимательской деятельности, получивший
"ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь"
данную лицензию)

в лице Генерального директора
(ф.и.о. лица, представляющего субъект предпринимательской деятельности)
Кочкурова Сергея Алексеевича

с целевым назначением и видами работ добыча пресных подземных вод
для технического водоснабжения объектов промышленности на территории
Западно-Семивидовского лицензионного участка

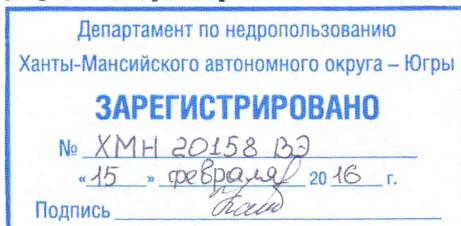
Участок недр расположен в Кондинском районе
(наименование населенного пункта,
Ханты-Мансийского автономного округа-Югры Тюменской области
района, области, края, республики)

Описание границ участка недр, координаты угловых точек, копии
топопланов, разрезов и др. приводятся в приложении № 1, № 3

Участок недр имеет статус Горного отвода (№ прилож.)
(геологического или горного отвода)

Дата окончания действия лицензии 31.12.2018
(число, месяц, год)

Место штампа
государственной регистрации



Ивл. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Неотъемлемыми составными частями настоящей лицензии являются следующие документы (приложения):

1. Условия пользования недрами, на 6 л.;
2. Копия решения, являющегося основанием предоставления лицензии, принятого в соответствии со статьей 10¹ Закона Российской Федерации «О недрах» на 1 л.;
3. Схема расположения участка недр на 1 л.;
4. Копия свидетельства о государственной регистрации юридического лица на 1 л.;
5. Копия свидетельства о постановке пользователя недр на налоговый учет на 1 л.;
6. Документ на 1 л., содержащий сведения об участке недр, отражающие:
 - местоположение участка недр в административно-территориальном отношении с указанием границ особо охраняемых природных территорий, а также участков ограниченного и запрещенного землепользования с отражением их на схеме расположения участка недр;
 - геологическую характеристику участка недр с указанием наличия месторождений (залежей) полезных ископаемых и запасов (ресурсов) по ним;
 - обзор работ, проведенных ранее на участке недр, наличие на участке недр горных выработок, скважин и иных объектов, которые могут быть использованы при работе на этом участке;
 - сведения о добытых полезных ископаемых за период пользования участком недр (если ранее производилась добыча полезных ископаемых);
 - наличие других пользователей недр в границах данного участка недр;
7. Перечисление предыдущих пользователей данным участком недр (если ранее участок недр находился в пользовании) с указанием оснований, сроков предоставления (перехода права) участка недр в пользование и прекращения действия лицензии на пользование этим участком недр (указывается при переоформлении лицензии), на - л.;
8. Краткая справка о пользователе недр, содержащая: юридический адрес пользователя недр, банковские реквизиты, контактные телефоны, на 1 л.;
9. Иные приложения _____
(название документов, количество страниц)

Уполномоченное должностное лицо
органа, выдавшего лицензию
И.о. директора Департамента
(должность, ф.и.о. лица, подписавшего лицензию)

Протасов Анатолий Аркадьевич



15.02.2016

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Ивв. № подл.	102154				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

13

**УСЛОВИЯ ПОЛЬЗОВАНИЯ НЕДРАМИ
с целью добычи пресных подземных вод
в пределах участков недр местного значения, расположенных
на территории Западно-Семивидовского лицензионного участка
в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре**

1. Общие положения

1.1. Департамент по недропользованию Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (далее – Распорядитель недр), в лице исполняющего обязанности директора Департамента А.А.Протасова, действующего на основании Положения о Департаменте, утвержденного постановлением Губернатора Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 22.07.2010 № 135, приказа Депнедра Югры от 12.02.2016 №32-к, предоставляет Обществу с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (далее – Владелец лицензии) право пользования недрами с целью добычи пресных подземных вод для технического водоснабжения объектов промышленности.

1.2. Право пользования недрами с целью добычи пресных подземных вод для технического водоснабжения объектов промышленности в пределах участков недр местного значения, расположенных на территории Западно-Семивидовского лицензионного участка в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре, предоставляется на основании решения Комиссии по вопросам регулирования использования подземных вод на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (протокол № 03-2016/1 от 12.02.2016).

1.3. Лицензия на пользование участками недр местного значения, расположенными на территории Западно-Семивидовского лицензионного участка в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре оформлена на основании приказа Департамента по недропользованию Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 12.02.2016 № 26-вд (приложение 2 к лицензии).

2. Границы участков недр

2.1. Западно-Семивидовский лицензионный участок расположен в Кондинском районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

Участки недр, предоставляемые в пользование Владельцу лицензии, расположены в районе строительства поисково-разведочных и кустов эксплуатационных скважин на углеводородное сырье.

Местоположение проектных водозаборов и географические координаты их центров приведены в таблице:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	102154	Подп. и дата	Взам. инв. №	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ	Лист
										14

Местоположение водозабора	Географические координаты					
	северная широта			восточная долгота		
	град.	мин.	сек.	град.	мин.	сек.
Куст 4	60	42	06	65	10	03
Куст 5	60	40	38	65	08	07
Куст 6	60	41	00	65	18	04
11003Р	60	40	02	65	12	54
11005П	60	38	35	65	06	15
11020П	60	44	47	65	02	05
11022Р	60	40	04	65	10	47
11023Р	60	42	38	65	20	26
11024Р	60	41	09	65	06	33
11025Р	60	42	01	65	16	53

Схема расположения проектных водозаборов представлена в приложении 3 к лицензии.

Сведения об участках недр приведены в приложении 6 к настоящей лицензии.

2.2. Участкам недр придается статус горного отвода с ограничением по глубине – до подошвы эксплуатируемого водоносного горизонта (120,0 м), пространственные границы совпадают с границами кустовых площадок и площадок поисково-разведочных скважин, приведенных в п. 2.1. настоящих Условий пользования недрами.

3. Виды, объемы работ на участках недр и сроки их выполнения

3.1. Строительство водозаборных скважин производить в соответствии с проектом, согласованным в установленном порядке.

3.2. Динамический уровень в водозаборных скважинах должен обеспечивать остаточный столб воды над насосом не менее 10 м.

3.3. Максимальный разрешенный водоотбор - 74,0 м³/сут (на строительство одной скважины).

Допустимое понижение уровня подземных вод – до кровли эксплуатируемого водоносного горизонта.

3.4. Для сохранения природного состава и качества подземных вод, исключения попадания в водоносный горизонт загрязняющих веществ, вокруг водозаборных скважин Владелец лицензии организует и обеспечивает соблюдение зоны санитарной охраны (ЗСО) в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

3.5. В процессе эксплуатации водозабора Владелец лицензии осуществляет наблюдения за режимом подземных вод по скважинам:

- замер уровня подземных вод - статический - до откачки и после откачки (при строительстве скважины); динамический - 1 раз в месяц при одновременном замере дебита скважины.

- отбор проб воды на химический анализ - 1 раз после проведения откачки.
- ежесуточный замер водоотбора.

Результаты опробования скважин, данные о техническом состоянии скважин, заносятся в «Журнал учета работы скважины», который хранится у Владельца лицензии.

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

3.6. По окончании эксплуатации скважин, Владелец лицензии ликвидирует их согласно «Правил ликвидационного тампонажа» с предоставлением Актов ликвидационного тампонажа в территориальный фонд геологической информации.

4. Требования по рациональному использованию и охране недр, охране окружающей среды и безопасному ведению работ

4.1. Владелец лицензии обязан:

4.1.1. Проводить мониторинг окружающей среды и состояния недр по утвержденной программе с безвозмездным предоставлением информации в контролирующие государственные органы.

4.1.2. Оперативно извещать природоохранные органы и органы исполнительной власти Ханты-Мансийского автономного округа – Югры обо всех аварийных выбросах (сбросах) загрязняющих веществ в окружающую среду.

4.1.3. Предотвращать накопление промышленных и бытовых отходов на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод, используемых для питьевого или промышленного водоснабжения.

4.1.4. Обеспечить полноту геологического изучения, рационального комплексного использования и охраны недр.

4.1.5. Каждую скважину оборудовать контрольно-измерительной аппаратурой.

4.1.6. Осуществлять в течение срока действия лицензии контроль за техническим состоянием фонда водозаборных скважин, в том числе ликвидированных, расположенных в пределах участка недр, и устранять за свой счет выявленные нарушения.

4.1.7. Соблюдать установленный порядок консервации и ликвидации скважин, не подлежащих использованию, и рекультивации нарушенных земель.

4.1.8. При выходе из строя (или как выполнившие свое назначение) и невозможности дальнейшей эксплуатации скважин, ликвидировать их согласно порядка, утвержденного нормативно-правовыми актами Российской Федерации. Акты ликвидационного тампонажа скважин предоставлять в территориальный фонд геологической информации.

4.1.9. Обеспечивать соблюдение других требований законодательства Российской Федерации и Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, а также утвержденных в установленном порядке стандартов (норм, правил), регламентирующих вопросы рационального использования и охраны недр, охраны окружающей среды, безопасного ведения работ.

4.2. Другие основные требования по обеспечению рационального использования и охраны недр, охраны окружающей среды и безопасного ведения работ, связанных с работами в пределах участка недр, устанавливаются в проектных документах соответствующих видов работ.

4.3. До истечения срока действия лицензии, в том числе, в случае досрочного прекращения права пользования недрами, Владелец лицензии в соответствии со статьями 21, 26 Закона Российской Федерации «О недрах» должен в установленном порядке:

Ивл. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. ивл. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

- 1) завершить или прекратить все виды работ по геологическому изучению на участке недр, а также иных сопутствующих работ;
 - 2) провести по согласованию с соответствующими органами необходимые работы по ликвидации или консервации объектов деятельности на участке недр, осуществляемой в рамках настоящих Условий пользования недрами;
 - 3) привести скважины и другие сооружения в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охрану окружающей среды, а также сохранность месторождения, скважин и сооружений;
 - 4) провести рекультивацию нарушенных земель в соответствии с согласованным и прошедшим экспертизы проектным документом и сдать их соответствующим органам, предоставившим земельные отводы;
 - 5) произвести полный расчет по платежам и налогам, связанным с использованием недрами и негативным воздействием на окружающую среду;
 - 6) сдать на хранение геологическую, маркшейдерскую и иную документацию;
 - 7) вернуть лицензию на пользование недрами.
- До завершения процесса ликвидационных или консервационных мероприятий Владелец лицензии несет ответственность, возложенную на него законодательством Российской Федерации и Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

5. Налоги и сборы

5.1. Владелец лицензии с даты государственной регистрации лицензии уплачивает все виды налогов и сборов, установленные в соответствии с законодательством Российской Федерации о налогах и сборах.

5.2. Ставки налогов и платежей при пользовании недрами устанавливаются в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

5.3. В случае изменения законодательства Российской Федерации Владелец лицензии производит уплату налогов и сборов в соответствии с такими изменениями.

6. Условия пользования геологической информацией

6.1. Геологическая и иная информация о недрах, полученная за счет государственных средств, в том числе за счет отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы, является государственной собственностью.

Владелец лицензии, как пользователь недр имеет право на получение в установленном порядке полного объема геологической информации по предоставленному ему участку недр.

6.2. Геологическая информация, полученная Владельцем лицензии за счет собственных средств, является его собственностью и предоставляется Владельцем лицензии по установленной форме в соответствующий территориальный фонд геологической информации с определением условий ее использования, в том числе в коммерческих целях.

6.3. Степень конфиденциальности информации, порядок и условия ее использования, режим защиты определяются собственником информации в соответствии с законодательством Российской Федерации.

6.4. Распорядитель недр, Роснедра и его территориальный орган имеют право бесплатно использовать информацию, являющуюся собственностью Владельца

Изм. № подл.	102154	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист
				01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ						17
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

лицензии по данному участку недр, исключительно в государственных интересах, при составлении федеральных и территориальных программ геологического изучения и использования недр, воспроизводства минерально-сырьевой базы, подготовки условий аукционов и конкурсов по соседним участкам.

7. Отчетность

7.1. Владелец лицензии обязан:

7.1.1. Обеспечить своевременное представление в соответствующие органы государственной власти достоверной отчетности, предусмотренной законодательством Российской Федерации и Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, о результатах своей деятельности на участке недр.

7.1.2. Предоставлять Распорядителю недр:

1) информационный отчет по выполнению условий пользования недрами – до 1 февраля года, последующего за отчетным годом, включающий:

- сведения о техническом состоянии скважин, данные о вновь пробуренных и выведенных из эксплуатации скважинах с указанием причин ввода их в эксплуатацию или прекращения функционирования, действующий на конец года фонд скважин;

2) отчет по форме 4-ЛС – до 20 января года, следующего за отчетным;

3) иную отчетность о результатах геологоразведочных работ, выполненных на участке недр, включая тематические работы.

7.1.3. Предоставлять в территориальный фонд геологической информации учетные карточки по скважинам (форма Росгеолфонда) – в течение 3-х месяцев по окончании строительства скважин.

7.2. Владелец лицензии согласен принимать участие в совещаниях, заседаниях и других мероприятиях, проводимых Распорядителем недр в целях обсуждения результатов и планов геологоразведочных работ, а также иных вопросов в части пользования недрами.

8. Контроль за выполнением условий пользования недрами

8.1. Контроль и надзор за соблюдением Владелцем лицензии условий пользования недрами, проведение проверок и принятие мер по устранению выявленных нарушений осуществляется в соответствии с законодательством Российской Федерации и Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

8.2. Владелец лицензии обеспечивает представителям соответствующих контрольных органов транспорт и доступ к объектам работ, а также предоставляет на конфиденциальной основе необходимую информацию, относящуюся к пользованию участком недр на условиях предоставленной лицензии.

9. Прекращение права пользования недрами

9.1. Владелец лицензии может отказаться в установленном порядке от права пользования участком недр, письменно уведомив об этом Распорядителя недр не позднее, чем за шесть месяцев до заявленного срока.

5

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инд. № подл.

102154

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

18

9.2. Право пользования недрами может быть досрочно прекращено, приостановлено или ограничено Распорядителем недр на основании и в соответствии со статьями 20, 21 и 23 Закона Российской Федерации «О недрах», в том числе, если Владельцем лицензии будут нарушены существенные условия лицензии.

Существенными условиями лицензии являются положения, оговоренные в разделе 3, пунктах 5.1, 6.2 и 7.1 настоящих Условий.

10. Прочие условия

10.1. Заголовки пунктов, содержащиеся в настоящих Условиях пользования недрами, приведены исключительно для удобства и не должны влиять на их толкование или интерпретацию.

10.2. В случае вступления всех или отдельных положений настоящих Условий в противоречие с положениями вновь принятого законодательства Российской Федерации и Ханты-Мансийского автономного округа – Югры Владелец лицензии обязан руководствоваться вновь принятым законодательством Российской Федерации и Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, с обязательным внесением дополнений в настоящие Условия.

10.3. Владелец лицензии обязан информировать Распорядителя недр обо всех случаях изменений контактных телефонов и учредительных документов в течение 15 дней с даты внесения таких изменений.

10.4. Во всем ином, не предусмотренном настоящими Условиями, Распорядитель недр и Владелец лицензии руководствуются действующим законодательством Российской Федерации и Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

Уполномоченное должностное лицо
органа, выдавшего лицензию

Исполняющий обязанности директора
Департамента по недропользованию
Ханты-Мансийского
автономного округа – Югры



А.А.Протасов

«15» февраля 2016 г.
М.П.

6

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Взам. инв. №	
--------------	--

Подп. и дата	
--------------	--

Иив. № подл.	102154
--------------	--------

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

19



ДЕПАРТАМЕНТ ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ
ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ

ул. Студенческая, дом 2, г. Ханты-Мансийск,
Ханты-Мансийский автономный округ – Югра
(Тюменская область), 628007

Телефон: (3467) 35-30-03
Факс: (3467) 32-63-03
E-mail: kng@admhmao.ru

Приказ
О предоставлении права пользования недрами

г. Ханты-Мансийск
12 февраля 2016 года

№ 26-вл

В соответствии с подпунктом 6 пункта 1 статьи 13 Закона Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 17.10.2005 № 82-оз «О пользовании участками недр местного значения на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры», учитывая решение Комиссии по вопросам регулирования использования подземных вод на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (протокол № 03-2016/1 от 12.02.2016), приказываю:

1. Предоставить ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» право пользования недрами с целью добычи пресных подземных вод для технического водоснабжения объектов промышленности в пределах участков недр местного значения, расположенных на территории Западно-Семивидовского лицензионного участка в Кондинском районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, сроком до 31.12.2018 года.

2. Отделу регулирования использования подземных вод обеспечить оформление, государственную регистрацию и выдачу лицензии ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

3. Контроль за выполнением приказа возложить на заместителя директора Департамента – начальника управления развития топливно-энергетического комплекса Новикова М.В.

Исполняющий обязанности
директора Департамента

А.А.Протасов

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Ивв. № подл.

102154

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

20

**Схема расположения водозаборов
на Западно-Семивидовском лицензионном участке
Ханты-Мансийского автономного округа
Масштаб 1:200 000**

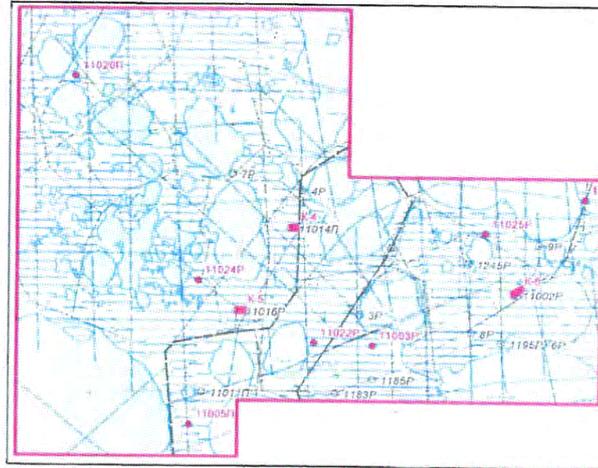


Таблица координат центров водозаборов

Местоположение водозабора	Северная широта			Восточная долгота		
	град.	мин.	сек.	град.	мин.	сек.
Квет 4	60	42	06	65	10	03
Квет 5	60	40	38	65	08	07
Квет 6	60	41	00	65	18	04
11003P	60	40	02	65	12	54
11024P	60	41	09	65	06	33
11023P	60	42	38	65	20	26
11022P	60	40	04	65	10	47
11005П	60	38	35	65	06	15
11025P	60	42	01	65	16	33
11020П	60	44	47	65	02	05

Исполняющий обязанности директора
Департамента по недропользованию
Ханты-Мансийского автономного округа – Югры



А.А. Протасов

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Приложение № 4
к лицензии ХМН 20158 ВЭ



Форма № П 5 7 0 0 1

Министерство Российской Федерации по налогам и сборам

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о внесении записи в Единый государственный реестр юридических лиц о юридическом лице, зарегистрированном до 1 июля 2002 года

Настоящим подтверждается, что в соответствии с Федеральным законом «О государственной регистрации юридических лиц» на основании представленных сведений в Единый государственный реестр юридических лиц внесена запись о юридическом лице, зарегистрированном до 1 июля 2002 года

Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь"
(полное наименование юридического лица с указанием организационно-правовой формы)

ООО "ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь"
(сокращенное наименование юридического лица)

Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь"
(фирменное наименование)

зарегистрировано Администрацией города Когалым
(наименование регистрирующего органа)

30 января 1997 № 521288
(дата) (месяц прописью) (год)

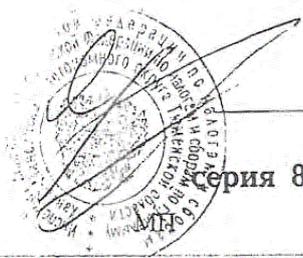
за основным государственным регистрационным номером

1	0	2	8	6	0	1	4	4	1	9	7	8
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Дата внесения записи 21 октября 2002
(дата) (месяц прописью) (год)

Инспекция Министерства России по налогам и сборам по г. Когалыму Ханты-Мансийского автономного округа
(Наименование регистрирующего органа)

Руководитель инспекции
МНС России по г.Когалыму



Р.Я.Ярема
(подпись, ФИО)

серия 86 № 000243500

Ивл. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. ивл. №	

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ



Федеральная налоговая служба

СВИДЕТЕЛЬСТВО

О ПОСТАНОВКЕ НА УЧЕТ РОССИЙСКОЙ ОРГАНИЗАЦИИ В НАЛОГОВОМ
 ОРГАНЕ ПО МЕСТУ НАХОЖДЕНИЯ НА ТЕРРИТОРИИ
 РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Настоящее свидетельство подтверждает, что российская организация
Общество с ограниченной ответственностью "Лукойл-Западная Сибирь"

(полное наименование в соответствии с учредительными документами)

ОГРН **1028601441978**

поставлена на учет в соответствии с положениями
 Налогового кодекса Российской Федерации 4 февраля 1997 г.
(число, месяц, год)

в налоговом органе по месту нахождения Инспекция Федеральной
 налоговой службы по г. Когалыму Ханты-Мансийского автономного
 округа - Югры

8608

(наименование налогового органа и его код)

и ей присвоен

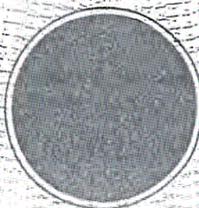
ИНН/КПП **8608048498 / 860801001**

Свидетельство подлежит замене в случае изменения приведенных в нем сведений.

Начальник инспекции



Р.Я.Ярема



серия 86 №001743668

Ивв. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

СВЕДЕНИЯ ОБ УЧАСТКАХ НЕДР МЕСТНОГО ЗНАЧЕНИЯ

В административном отношении Западно-Семивидовский лицензионный участок расположен в Кондинском районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

Участки недр, предоставляемые в пользование Владельцу лицензии, расположены в районе строительства поисково-разведочных скважин на углеводородное сырье №№ 11003Р, 11005П, 11020П, 11022Р, 11023Р, 11024Р, 11025Р и кустов эксплуатационных скважин №№ 4, 5, 6.

Для добычи пресных подземных вод с целью технического водоснабжения объектов промышленности на участках недр наиболее перспективным является атлым-новомихайловский водоносный комплекс в интервале глубин 50,0-120,0 м.

Водовмещающими породами являются тонко- и мелкозернистые пески. Верхним водоупором служат отложения туртасской свиты верхнего олигоцена мощностью до 26 м, нижним - плотные глины тавдинской свиты (P2tv).

Дебиты скважин, картирующих водоносный горизонт, расположенными в аналогичных геологических условиях, составляют от 140 до 1090 м³/сут при понижении уровня воды на 9-13 м.

По химическому составу подземные воды горизонта гидрокарбонатные магниево-кальциевые, пресные, с минерализацией 0,27-0,46 г/дм³, общая жесткость порядка 0,25-3,9 мг-экв/дм³, содержание железа общего - до 12,2 мг/дм³.

Водозаборы временные. Период их эксплуатации совпадает с периодом строительства поисково-разведочных и кустов эксплуатационных скважин на углеводородное сырье, с последующей их ликвидацией.

Запасы технических пресных подземных вод по Западно-Семивидовскому месторождению утверждены по категории С₂ в количестве 0,165 тыс.м³/сут (протокол ГКЗ Роснедра № 2499 от 27.05.2011).

Исполняющий обязанности директора
Департамента по недропользованию
Ханты-Мансийского
автономного округа – Югры



А.А.Протасов

Ивл. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. ивл. №	

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

КРАТКАЯ СПРАВКА О ВЛАДЕЛЬЦЕ ЛИЦЕНЗИИ

1. Наименование юридического лица	
1.1. Полное	Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»
1.2. Сокращенное	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»
2. Адрес местонахождения	628486, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г. Когалым, ул. Прибалтийская, д. 20
3. ОГРН	1028601441978
4. ИНН	8608048498
5. КПП	997150001
6. Контактные телефоны и другие данные	
6.1. Телефон	8 (34667) 2-98-00
6.2. Факс	8 (34667) 2-98-00
6.3. Электронный адрес (e-mail)	lws@ws.lukoil.com
7. Банковские реквизиты	
7.1. Наименование, адрес банка	Когалымский-ПКБ филиал ПАО Банка «ФК Открытие»
7.2. Расчетный счет	40702810400000000727
7.3. БИК	047144734
7.4. Корреспондентский счет	30101810400000000734
8. Сведения о лице, имеющем право действовать от имени юридического лица без доверенности	
8.1. Должность	генеральный директор
8.2. ФИО	Кочкуров Сергей Алексеевич
8.3. Телефон	8 (34667) 2-98-00
8.4. Факс	8 (34667) 2-98-00
8.5. Электронный адрес (e-mail)	lws@ws.lukoil.com

Исполняющий обязанности директора
Департамента по недропользованию
Ханты-Мансийского
автономного округа – Югры



А.А.Протасов

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Ивв. № подл.	102154				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

25

Приложение В

Технические условия ТПП «Урайнефтегаз» на обращение со сточными водами



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»
 Территориально-производственное предприятие
«УРАЙНЕФТЕГАЗ»

№ 06/100-4014 Дата 28.12.2023
 на № _____ от _____

Техническому директору -
 главному инженеру
 ООО Научно-исследовательский проектный институт "Нефтегазпроект"

Концевичу Р.А.

О направлении информации по объектам "Кусты №8, №11 Западно-Семивидовского месторождения" (шифр 01-3195.1), "Кусты №8, №11 Западно-Семивидовского месторождения. Инженерные коммуникации" (шифр 01-3195.2)

Уважаемый Руслан Анатольевич!

В ответ на письмо ИСХ_ООО/8646 от 18.12.2023г. для разработки проектно-сметной документации по объектам "Кусты №8, №11 Западно-Семивидовского месторождения" (шифр 01-3195.1), "Кусты №8, №11 Западно-Семивидовского месторождения. Инженерные коммуникации" (шифр 01-3195.2) сообщаем следующую информацию:

1. Хозяйственно-бытовые сточные воды в периоды строительства, рекультивационных работ могут быть вывезены специальной техникой ООО "Урайское УТТ" (по условиям договора между ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь" и ООО "Урайское УТТ") на «Станцию биологической очистки коммунальных сточных вод ВВ-250С2» (мощность 250 м³/сут) на Убинском месторождении ТПП «Урайнефтегаз».

2. Производственные сточные воды, в том числе после гидроиспытаний, дождевые стоки, талые воды могут быть вывезены специальной техникой ООО "Урайское УТТ" на ДНС-УПСВ-4 Толумского

Российская Федерация, Тюменская обл., ХМАО-Югра,
 628285, г. Урай,
 ул. Ленина, 116 «А»

Тел: (34676) 42-6-14, 42-8-21
 E-mail: SOI_Uraineftegaz@lukoil.com

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	102154

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

месторождения ТПП «Урайнефтегаз» в периоды строительства, рекультивационных работ и эксплуатации.

4. Место забора воды на хозяйственно-питьевые и производственные нужды (в том числе для проведения гидроиспытаний) для периодов строительства, а также на хоз-питьевые нужды для периода рекультивации – «Водоочистная станция в блочно-модульном исполнении ВОС-70» на Усть-Тетеревском месторождении ТПП «Урайнефтегаз».

5. Качество воды хоз-бытового и питьевого назначения соответствует требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01 и ГОСТ Р 51232-98.

6. Доставка воды будет осуществляться спецтехникой ООО "Урайское УТТ" (по условиям договора между ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь" и ООО "Урайское УТТ").

7. Для обеспечения объектов водоснабжением в ООО «Урайское управление технологического транспорта» в наличии имеется следующий транспорт:

наименование емкость гос. номер
КАМАЗ-65222 АЦ-18 о224хс/86
КАМАЗ-65222 АЦ-18 о225хс/87
КАМАЗ-нефаз-563362 АЦ-15 н678/186
КАМАЗ-нефаз-563362 АЦ-15 н690/187
КАМАЗ-нефаз-563362 АЦ-15 о102ао/186

Приложения:

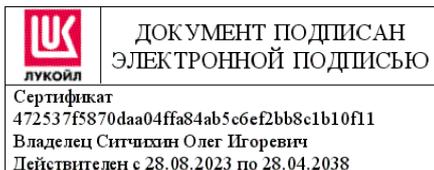
1. Паспорт на «Станцию биологической очистки коммунальных сточных вод ВВ-250С2».
2. Протокол лабораторных испытаний №4706.23 от 31.10.2023г. Вода сточная. Вода сточная до очистки.
3. Протокол испытаний №2595 от 13.10.2023г. КОС, выход.
4. Руководство по эксплуатации «Водоочистная станция в блочно-модульном исполнении ВОС-70».
5. Протокол испытаний №480 от 28.03.2023г. вода питьевая в/п Усть-Тетерево.
6. Протокол испытаний №3868 от 27.11.2023г. вода питьевая в/п Усть-Тетерево.
7. Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения.
8. Тех. схема ДНС-4 УПСВ.

Ивл. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Заместитель
генерального
директора по
капитальному
строительству



О.И. Ситчихин

Чегисова Светлана Леонидовна
(0834676) 42599, +7 (34676) 42599

Ивл. № подл. 102154	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 28
			01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	

Приложение Г

Технологический регламент ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ЛУКОЙЛ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»
ТЕРРИТОРИАЛЬНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
«УРАЙНЕФТЕГАЗ»

УТВЕРЖДАЮ:
Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер
ТПП «Урайнефтегаз»


В.Н. Балыкин
« ____ » _____ 2021 год

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕГЛАМЕНТ
Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения
Рег.№ОПО А58-30016-2187 дата регистрации 22.03.2003 г.

Рег.№ _____
Дата введения _____
Срок введения _____
Продлён до _____

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель главного инженера
по промышленной безопасности –
начальник отдела ПБ, ОТ и ОС


Г.Д. Кузнецов

Начальник отдела
подготовки нефти и газа

А.Р.Нурисламов

Главный механик – начальник отдела
обеспечения эксплуатации оборудования


А.Н. Осипов

Начальник отдела
автоматизации метрологии и связи


В.И. Анцупов

Главный метролог

О.В. Комаров

Главный энергетик – руководитель
группы энергообеспечения


Д.А. Шилкин

Начальник цеха
добычи нефти и газа №3

К.А. Худяков

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Иув. № подл.

102154

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

29

Содержание	
Перечень используемых сокращений	стр.6
Введение	стр.6
1. Общая характеристика объекта	стр.6
1.1. Административное и географическое положение	стр.6
1.2. Климатическая характеристика	стр.7
1.3. Состав сооружений и назначение оборудования	стр.8
1.3.1. Технологические сооружения	стр.8
1.3.2. Вспомогательные сооружения	стр.9
2. Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, ингибиторов, изготавливаемой продукции	стр.10
2.1. Физико-химические свойства сырой нефти	стр.10
2.2. Физико-химические свойства попутного нефтяного газа	стр.10
2.3. Физико-химические свойства пластовой воды	стр.11
2.4. Характеристика реагента используемого при подготовке нефти	стр.11
2.5. Характеристика ингибитора солейотложений, используемого при перекачке нефти	стр.12
3. Описание технологического процесса и технологической схемы производственного объекта	стр.12
3.1. Технологический процесс (газоводнефтяная эмульсия с Восточно-Толумского месторождения)	стр.12
3.2. Технологический процесс (газоводнефтяная эмульсия с Северо-Семивидовского месторождения)	стр.15
3.3. Система измерения количества и показателей качества нефти	стр.17
3.4. Воздушная компрессорная станция	стр.19
3.5. Факельное хозяйство	стр.19
4. Нормы технологического режима	стр.20
4.1. Технологическая карта	стр.20
5. Контроль технологического процесса	стр.22
5.1. Аналитический контроль технологического процесса	стр.22
5.2. Перечень блокировок и сигнализации	стр.23
6. Основные положения пуска и остановки производственного объекта при нормальных условиях	стр.26
6.1 Порядок пуска, вывода на режим и остановки ёмкостного оборудования ДНС-УПСВ-4	стр.29

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 2

Изм. № подл.	102154	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ	Лист
									30
Подп. и дата									
Взам. инв. №									

7. Безопасная эксплуатация производства	стр.40
7.1. Основные мероприятия по обеспечению безопасности ведения технологического процесса и защита организма работников	стр.40
7.2. Описание системы пожаротушения ДНС УПСВ-4	стр.40
7.3. Возможные неполадки технологического процесса и оборудования. Аварийная остановка ДНС УПСВ.	стр.41
7.4. Характеристика опасностей, имеющихя в производстве. Особые требования безопасности	стр.42
7.5. Основные мероприятия по обеспечению безопасного ведения технологического процесса.	стр.43
7.6. Особые требования безопасности производства.	стр.44
7.7. Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов производства	стр.47
7.8. Классификация технологических блоков по взрывоопасности	стр.49
7.9. Описание возможных аварийных ситуаций	стр.51
8. Методы и средства защиты рабочих от производственных опасностей	стр.53
8.1. Защита персонала	стр.53
9. Дополнительные меры безопасности при эксплуатации производств	стр.53
9.1. Способ обезвреживания продуктов в аварийных ситуациях.	стр.53
9.2. Защита от статического электричества	стр.54
9.3. Мероприятия от террористических актов	стр.54
9.4. Первичные средства пожаротушения (ДНС УПСВ)	стр.55
9.5. Средства нормализации воздушной среды, защита от повышенных или пониженных температур воздуха и температурных перепадов	стр.55
9.6. Средства нормализации освещения производственных помещений и рабочих мест	стр.55
9.7. Средства защиты от повышенного уровня шума	стр.56
9.8. Средства защиты от воздействия механических факторов	стр.56
9.9. Средства защиты от падения с высоты	стр.57
9.10. Средства защиты от повышенного уровня вибрации	стр.57
9.11. Средства защиты от поражения электрическим током	стр.57

Изм. № подл.	102154	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ	Лист
									31
Взам. инв. №									
Подп. и дата									

9.12. Методы и средства контроля за содержанием взрывоопасных и токсичных веществ в воздухе рабочей зоны	стр.58
9.13. Способы обезвреживания и нейтрализации продуктов производства при разливах и авариях	стр.58
9.14. Возможность накапливания зарядов статического электричества, их опасности и способы их нейтрализации	стр.59
9.15. Основные опасности применяемого оборудования и трубопроводов, их ответственных узлов и меры по предупреждению аварийной разгерметизации	стр.60
10. Технологические и вентиляционные выбросы в атмосферу	стр.62
10.1. Выбросы в атмосферу	стр.62
11. Краткая характеристика технологического оборудования	стр.64
11.1. Краткая характеристика регулирующих клапанов	стр.67
11.2. Краткая характеристика предохранительных клапанов	стр.68
12. Перечень обязательных инструкций и нормативно-технических документаций	стр.68
12.1. Инструкции по охране труда	стр.68
12.2. Квалификационные инструкции	стр.70
12.3. Нормативно-техническая документация	стр.70
13. Технологическая схема	стр.76
14. Экспликация оборудования	стр.77

Ивл. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Перечень используемых сокращений

АРМ – автоматизированное рабочее место

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим производством

БРХ – блок реагентного хозяйства

БКНС – блочная кустовая насосная станция

БДП – бак дозатор пенный

ГС – газовый сепаратор

ЕП – ёмкость подземная

ИТР – инженерно-технический персонал

КСУ – концевая сепарационная установка

НВПН – насосная внешней перекачки нефти

НКПВ – нижний концентрационный предел взрываемости

ПМЛЛПА – план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий

УПОГ – установка предварительного отбора газа

УУН – узел учета нефти

МИМ – мембранный исполнительный механизм

КР – клапан регулирующий

УНВНЭ – установка нагрева водо-нефтяной эмульсии

БМА – блок местной автоматики

НГС – нефтяной газовый сепаратор

БПНС – блочная подпорная насосная станция

СИКГ – система измерения количества газа

м/р - месторождение

Топливный газ – газ Толумского м/р

Основной газ – газ Семивидовского м/р

Ивл. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 5

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
33

Введение

Технологический регламент, далее по тексту именуемый «Регламент», является техническим документом, содержащим требования при эксплуатации установки предварительного сброса воды с целью обеспечения достигнутого уровня надёжности, безопасности, производственной санитарии, пожарной безопасности и охраны окружающей среды.

Регламент является основным технологическим документом, определяющим технологию ведения процесса, режимы производства продукции и показатели её качества.

Срок действия Регламента устанавливается 5 лет.

Допускается разработка дополнений к действующему Регламенту. Вопрос разработки отдельного технологического регламента или дополнения к действующему регламенту решает организация, утверждающая регламент – ТПП «Урайнефтегаз». При наличии незначительных изменений и дополнений, внесение которых не затрудняет пользование Регламентом, или при их отсутствии срок действия Технологического регламента может быть продлён ещё на 5 лет, но не более одного раза. По истечении двух пятилетних сроков Регламент подлежит обязательному пересмотру.

Согласование пересмотренного Регламента проводится в ТПП «Урайнефтегаз» с соответствующими техническими службами и утверждается первым заместителем генерального директора - главным инженером ТПП «Урайнефтегаз».

Технологический регламент пересматривается досрочно в следующих случаях:

- при введении в действие федеральными органами исполнительной власти Российской Федерации новых положений и ограничений, которые противоречат пунктам или разделам Регламента;
- после аварий при производстве продукции, происшедших по причине недостаточного отражения в Регламенте безопасных условий эксплуатации;
- наличие принципиальных изменений в технологии, аппаратурном оформлении, внесение в Регламент которых потребует изменения значительного количества его разделов и пунктов.

1. Общая характеристика объекта

1.1 Административное и географическое положение

Установка предварительного сброса воды ДНС-4 Толумского месторождения ЦДНГ-3 (далее по тексту ДНС-УПСВ-4) построена по проекту НИИ ГИПРОВОСТОК нефть и введена в эксплуатацию в 2002г.

В административном отношении Толумское месторождение (его восточно- и мало-Толумская залежа) расположено в Кондинском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

В геоморфологическом отношении изучаемая территория приурочена к интенсивно заболоченной водно-ледниковой низменности, осложненной долинами рек Нерпалка и Ершовка.

Рельеф на большей части значительно расчлененный, полого-увалистый, местами холмисто-увалистый, характеризуется грядами, морфологически

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 6

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

34

разнообразными. Абсолютные отметки поверхности земли изменяются от 63.6 м до 90.5 м.

1.2 Климатическая характеристика

Географическое положение территории определяет её климатические особенности. Наиболее важными факторами формирования климата является перенос воздушных масс с запада и влияние континента. Взаимодействие двух противоположных факторов придает циркуляции атмосферы над рассматриваемой территорией быструю смену циклонов и антициклонов, способствует частым изменениям погоды и сильным ветрам. Кроме того, на формирование климата существенное влияние оказывает огражденность с запада Уральскими горами, незащищенность территории с севера и юга. Над территорией осуществляется меридиональная циркуляция, вследствие которой происходит смена холодных и теплых масс, что вызывает резкие переходы от тепла к холоду.

Климатическая характеристика района составлена по материалам многолетних наблюдений по ближайшей метеостанции «Кондинское».

Климат данного района резко континентальный. Зима суровая, холодная, продолжительная с сильными ветрами и метелями. Лето короткое, теплое.

Короткие переходные сезоны – осень и весна. Поздние весенние и ранние осенние заморозки. Безморозный период очень короткий. Резкие колебания температуры в течение года и даже суток.

Абсолютный минимум температуры воздуха, приходящийся на декабрь-январь, составляет -49°C , абсолютный максимум – июнь-июль $+36^{\circ}\text{C}$.

Осадков в районе выпадает много, особенно в летний период с апреля по октябрь – 359 мм, в холодное время с ноября по март – 107 мм.

Устойчивый снежный покров образуется во второй половине октября, разрушение его происходит в конце апреля. Число дней в году с устойчивым снежным покровом - 175. Наибольшая высота снежного покрова 5% обеспеченности на открытых местах составляет 51 см. Максимальная из наибольших высота снежного покрова – 57 см.

Преобладающим направлением ветров в период с декабря по февраль является южное, с июня по август – северо-западное. Средняя годовая скорость ветра – 4,4 м/с. Среднее количество дней в году со штилем – 8.

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

1.3 Состав сооружений и назначение оборудования

ДНС-УПСВ-4 предназначена для:

- 1) приёма продукции с кустов скважин Толумского, Северо-Семивидовского и Западно-Семивидовского месторождений;
- 2) подготовки нефти до нормативных значений (содержания воды не более 5% для Толумского месторождения, Северо-Семивидовского и Западно-Семивидовского месторождений);
- 3) для улучшения подготовки нефти на установке используется обратная подтоварная вода с линии подпора на БКНС-8 в линию приема Северо-Семивидовского и Западно-Семивидовского месторождений (от 0 до 60 м³/час);
- 4) транспортировки подготовленной нефти на ДНС-УПСВ-3;
- 5) подготовки пластовых вод с дальнейшей подачей на БКНС-8, согласно показателей указанных в проекте разработки месторождения (содержание нефтепродуктов в воде не более 40 мг/л, содержание КВЧ в воде не более 50 мг/л);
- 6) подготовки попутного нефтяного газа Толумского, Северо-Семивидовского и Западно-Семивидовского месторождений и транспортировки на ГПЭС-6 и на котельную вахтового поселка «Восточный-Толум»;
- 7) утилизация попутного нефтяного газа Северо-Семивидовского и Западно-Семивидовского месторождений на установке нагрева водо-нефтяной эмульсии;
- 8) нагрева теплофикационной воды и эмульсии Северо-Семивидовского и Западно-Семивидовского месторождений до заданных температур на установке нагрева водо-нефтяной эмульсии.

Сооружения технологического комплекса ДНС-УПСВ-4 спроектированы из расчета непрерывного круглосуточного режима работы.

Технологическая схема процесса подготовки нефти обеспечивает:

- непрерывную добычу газонефтеводяной эмульсии с кустовых и одиночных площадок скважин Толумского, Северо-Семивидовского и Западно-Семивидовского месторождений;
- подготовку нефти и очистку пластовой воды требуемого объема;
- гибкость и маневренность работы установки;
- возможность освобождения аппаратов и трубопроводов от нефти, газа и воды при технических освидетельствованиях.
- прием сточных вод, производственно-дождевых и талых вод.

Проектная производительность установки:

- производительность по жидкости, тыс. м³/год 8760;
 - производительность по нефти, млн. т/год 0,440;
 - производительность по газу, млн.н.м³/год 109,500;
 - производительность по пластовой воде, тыс. м³/год 8244,7.
- ДНС-УПСВ-4 состоит из технологических и вспомогательных объектов.

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 8

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
36

1.3.1 Технологические сооружения

К технологическим относятся следующие сооружения:

1) ёмкостное оборудование:

- нефтегазосепаратор НГС-1 V = 100 м³;
- нефтегазосепаратор НГС-2 V = 100 м³;
- нефтегазосепаратор НГС-4 V = 100 м³;
- нефтегазосепаратор НГС-5 V = 32 м³;
- нефтегазосепаратор НГС-6 V = 50 м³;
- нефтегазосепаратор НГС-7 V = 50 м³;
- отстойник О-1 V = 200 м³;
- отстойник О-2 V = 200 м³ (УДО-3);
- отстойник О-3 V = 200 м³ (УДО-3);
- газосепаратор ГС-3 V = 25 м³;
- газосепаратор ГС-4 V = 0,6 м³;
- сепаратор вертикальный газожидкостный вихревого типа С-1 V = 0,4 м³;
- ёмкость подземная ЕП-1 V = 40 м³;
- ёмкость подземная ЕП-2 V = 16 м³;
- ёмкость подземная ЕП-3 V = 8 м³;
- ёмкость подземная ЕП-4 V = 12,5 м³;
- ёмкость подземная ЕП-5 V = 12,5 м³;
- ёмкость подземная ЕП-6 V = 25 м³;
- ёмкость подземная ЕП-7 V = 63 м³;
- ёмкость подземная ЕП-8 V = 8 м³;

2) блок химреагентов БРХ:

а) подача деэмульгатора

- ёмкость V = 0,56 м³
- насос дозаторный НД 1.0 25/40 К14В;

б) подача ингибитора солеотложений

- ёмкость V = 0,56 м³
- насос дозаторный НД 1.0 25/40 К14В;

3) блочная подпорная насосная станция БПНС с насосами 8НДв-Нм (Н-1, Н-2, Н-3);

4) насосная внешней перекачки нефти НВПН с насосами ЦНС 38x220 (Н-4, Н-5) и ЦНС 38x110 (Н-6);

5) система измерения количества и показателей качества нефти СИКН:

- фильтр сетчатый Ф-1 V = 0,043 м³ (МИГ-ФБ-80-4,0);
- фильтр сетчатый Ф-2 V = 0,043 м³ (МИГ-ФБ-80-4,0);
- блок автоматики БМА;

6) факельная система;

7) установка нагрева водо-нефтяной эмульсии:

- кожухотрубный теплообменный аппарат № 1 V = 0,35 м³;
- кожухотрубный теплообменный аппарат № 2 V = 0,95 м³;
- дымосос ВР-1;
- дымосос ВР-2.

8) резервуарный парк:

- резервуар РВС-1 V = 2000 м³;

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 9

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
37

- резервуар РВС-2 V=2000 м³;
- резервуар РВС-3 V=5000 м³;
- 9) камера пуска очистного устройства на напорном трубопроводе ДНС-4-НК-23.
- 10) Аппарат теплообменный кожухотрубный
 - ТО-1 V=0,95 м³
 - ТО-2 V=0,35 м³
- 11) Камера расширительная DN1000 V=6,3 м³;
- 12) Расширитель газовый трубный V=1,54 м³;

1.3.2 Вспомогательные сооружения

К вспомогательным относятся следующие сооружения:

- 1) воздушная компрессорная БКСА:
 - воздухосборник В-1 V = 4м³ (В-4.000.01);
 - воздухосборник В-2 V = 4м³ (В-4.000.01);
 - воздухосборник В-3 V = 0,8м³;
- 2) насосная станция пожаротушения (т.пр. 266-00-00.00.000);
- 3) резервуары противопожарного запаса воды (2 шт. по V=400 м³);
- 4) слесарная мастерская;
- 5) площадка водозаборных скважин:
 - насосная над артезианской скважиной № 1 – 16м³/час
 - насосная над артезианской скважиной № 2 – 16м³/час
 - насосная над артезианской скважиной № 3 – 16м³/час

2. Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции

Исходным сырьем для ДНС-УПСВ-4 является газоводонефтяная эмульсия, поступающая с кустов добывающих скважин Толумского, Северо-Семивидовского и Западно-Семивидовского м/р. Поступающая газоводонефтяная эмульсия содержит до 90% воды по Толумскому месторождению и до 32,5% воды по Северо-Семивидовскому и Западно-Семивидовскому месторождениям, а также растворенный попутный нефтяной газ. Содержание попутного нефтяного газа колеблется от 12000 м³/сут до 19000 м³/сут по Толумскому месторождению и от 180000 м³/сут до 240000 м³/сут и выше по Северо-Семивидовскому и Западно-Семивидовскому месторождениям. Конечным продуктом является обезвоженная нефть с содержанием воды до 5% (объемных долей).

2.1 Физико-химические свойства сырой нефти

Физико-химические свойства нефти Толумского, Северо-Семивидовского и Западно-Семивидовского месторождений представлены в таблице 1.

Таблица № 1

Наименование месторождения	Плотность сырой нефти, кг/м ³ (при 20°С)	Плотность безводной нефти, кг/м ³ (при 20°С)	Газовый фактор, м ³ /м ³	Давление насыщения, МПа	Кинематическая вязкость, сСт		Содержание компонентов, %	
					20°С	50°С	Асфальтены	Смолы
Толумское	0,930	0,8607	71	10,5	17,3	3,3	1,88	5,8

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 10

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

38

Наименование месторождения	Плотность сырой нефти, кг/м ³ (при 20°С)	Плотность безводной нефти, кг/м ³ (при 20°С)	Газовый фактор, м ³ /м ³	Давление насыщения, МПа	Кинематическая вязкость, сСт		Содержание компонентов, %	
					20°С	50°С	Асфальтены	Смолы
Северо-Семивидовское	0,921	0,8498	73	10,1	16,8	2,8	1,67	5,7
Западно-Семивидовское	0,612	0,83125	57	16,275	17,1	3,0	1,69	5,7

2.2 Физико-химические свойства попутного нефтяного газа

Попутный нефтяной газ (ПНГ) Толумского месторождения относится к метановому типу. ПНГ Северо-Семивидовского и Западно-Семивидовского месторождений относится к менее горючему газу из-за высокого содержания углекислого газа. Компонентный состав и характеристика ПНГ представлена в таблице 2.

Таблица № 2

Компонентный состав газа Толумского месторождения, % об.										Плотность газа, кг/м ³	Теплота сгорания, МДж/н.м ³
СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	iС ₄ Н ₁₀	nС ₄ Н ₁₀	iС ₅ Н ₁₂	nС ₅ Н ₁₂	ΣС ₆	СО ₂	N ₂		
46,0	6,19	8,04	1,71	4,22	1,63	2,19	1,35	26,0	2,64	1,1226	40,01
Компонентный состав газа Северо-Семивидовского месторождения, % об.										Плотность газа, кг/м ³	Теплота сгорания, МДж/н.м ³
СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	iС ₄ Н ₁₀	nС ₄ Н ₁₀	iС ₅ Н ₁₂	nС ₅ Н ₁₂	ΣС ₆	СО ₂	N ₂		
19,79	2,11	2,95	0,506	1,33	0,360	0,514	0,490	69,2	2,71	1,3338	14,43
Компонентный состав газа Западно-Семивидовского месторождения, % об.										Плотность газа, кг/м ³	Теплота сгорания, МДж/н.м ³
СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	iС ₄ Н ₁₀	nС ₄ Н ₁₀	iС ₅ Н ₁₂	nС ₅ Н ₁₂	ΣС ₆	СО ₂	N ₂		
21,90	5,55	8,36	1,20	2,88	0,556	0,564	0,250	53,10	2,350	1,2052	33,57

2.3 Физико-химические свойства пластовой воды

Химические свойства пластовой воды представлены в таблице 3.

Таблица № 3

Параметры	Значение
Водородный показатель перекачиваемой среды, рН	7,02
Общая минерализация, не более, мг/л	89,6
К+Na, мг/дм ³	60000
Cl, мг/л	30,6
НСО ₃ , мг/л	1403,46
Н ₂ S, мг/л	0,00
Mg, мг/л	30,4
Ca, мг/л	12,24
СО ₃ , мг/л	0,00
SO ₄	0,00
Na ⁺ +K ⁺	9533,38

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 11

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
39

2.4 Характеристика реагента, используемого при подготовке нефти

Для отделения воды в процессе подготовки нефти используется химический метод обработки нефтяной эмульсии деэмульгатором, который ослабляет структурно-механическую прочность слоев, обволакивающих глобулы воды, и способствуют более глубокому расслоению эмульсии. Расход деэмульгатора составляет 14 г/т нефти.

Таблица № 4

Марка реагента	Химическое название реагента	Вязкость кинематическая при 20 ⁰ С, мм ² /с	Плотность при 20 ⁰ С, г/см ³	Температура вспышки, ⁰ С	Температура застывания, ⁰ С	Расход, т/год
ХПД-011 (УМ)	см. Паспорт фирмы ООО «КЗХ»	Не более 60	837	26	менее(-50)	766,5

Нефтяная газонасыщенная эмульсия содержит нефть, балласт (пластовую воду, соли и механические примеси) и попутный газ.

Для дальнейшего транспорта главного компонента – нефти необходимо освободиться от попутного газа и балласта.

Для разделения нефтяной эмульсии используется метод термохимического обезвоживания.

Разрушение эмульсии происходит под действием следующих факторов:

- химического реагента – деэмульгатора;
- температуры;
- динамического отстоя;

2.5. Характеристика ингибитора солеотложений, используемого при перекачке нефти.

Для предотвращения солеобразования в насосном агрегате, перекачивающего сырую нефть Семивидовского месторождения, используется ингибитор солеотложений. Расход составляет 30 г/т нефти.

Таблица № 4.1

Марка реагента	Химическое название реагента	Вязкость кинематическая при 20 ⁰ С, мм ² /с	Плотность при 20 ⁰ С, г/см ³	Температура вспышки, ⁰ С	Температура застывания, ⁰ С	Расход, т/год
ХПКС-004А	см. паспорт фирмы ООО «КЗХ»	Не более 60	837	26	менее (-50)	0,256

3. Описание технологического процесса и технологической схемы производственного объекта.

3.1 Технологический процесс (газоводонефтяная эмульсия с Толумского месторождения)

Добываемая газоводонефтяная эмульсия (далее по тексту – эмульсия) с объектов добычи нефти бригады №2 Толумского месторождения поступает на приемную гребенку ДНС-УПСВ-4 через задвижки №1, 2; при давлении 0,2-0,5 МПа (давление контролируется по техническому манометру). Далее жидкость с гребенки поступает через задвижки №11, 12, 18, 22 по трубе Dn400 в два

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 12

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

40

параллельно работающих нефтегазосепаратора НГС-1, НГС-2 $V=100 \text{ м}^3$, в которых при давлении от 0,2 до 0,5 МПа, температурой от $+20^{\circ}\text{C}$ до $+60^{\circ}\text{C}$ происходит отбор свободного газа.

Газ из нефтегазосепараторов НГС-1, НГС-2 через задвижки №35, 42, 51 по газопроводу Dn200 поступает в газосепаратор ГС-3 $V=25 \text{ м}^3$ с рабочим давлением от 0,2 до 0,5 МПа, с температурой от 0°C до $+50^{\circ}\text{C}$. Газ из ГС-3 поступает на ГПЭС-6 через задвижки №53, 53а, 53в по газопроводу Dn100. Часть газа, через задвижку № 53у по трубопроводу Dn100 поступает на площадку УНВНЭ: через БЗР с давлением от 0,001 МПа до 0,4 МПа с температурой от 0°C до $+50^{\circ}\text{C}$, поступает на дежурные горелки УНВНЭ; через БРГ на дежурные горелки с давлением от 0,001 МПа до 0,4 МПа с температурой от 0°C до $+50^{\circ}\text{C}$ совмещенной факельной установки (СФУ) аварийного сброса газа. При необходимости газ Толумского м/р подаётся в газопроводы Dn150(ФНД) и Dn300(ФВД), через СИКГ, для образования горючей смеси и последующей утилизации на факеле.

В случае остановки ГПЭС-6 в зимнее время года, при необходимости, часть газа направляется в газосепаратор С-1 с рабочим давлением от 0,2 до 0,4 МПа, с температурой от 0°C до $+50^{\circ}\text{C}$ через задвижку №54, 55, 55а по газопроводу Dn200 в этом случае часть газа, через задвижку № 53у по трубопроводу Dn100 поступает на площадку УНВНЭ для исключения не превышения давления в С-1 более 0,4 МПа. Далее газ с С-1 через задвижку №55б направляется на ГРП котельной вахтового поселка «Восточный-Толум».

Примечание: газ на котельную вахтового поселка «Восточный-Толум» подается при остановке ГПЭС-6 в зимнее время года или по востребованию рабочего персонала котельной, в остальных случаях газ на котельную не подается, задвижка №54 закрыта. При выводе из эксплуатации ГПЭС-6, газ Толумского м/р с рабочим давлением от 0,2 до 0,5 МПа, с температурой от 0°C до $+50^{\circ}\text{C}$ полностью направляют по газопроводу Dn100, через задвижки № 53у, 249, 250 и Кр-14, для дальнейшего использования на УНВНЭ.

При необходимости, оставшийся в небольшом количестве газ в ГС-3, с рабочим давлением от 0,2 до 0,5 МПа, с температурой от 0°C до $+50^{\circ}\text{C}$ через задвижки № 52, 47 подается на факельную установку ДНС-УПСВ-4 для сжигания (не превышая 5% от общего уровня добычи газа Толумского месторождения).

На трубопроводе выхода эмульсии с НГС-1,2 установлены электрические клапан кр1,2, с помощью которых регулируется уровень жидкости в НГС-1, НГС-2. Клапан кр1 оборудован системой задвижек №39, 40 (на основной линии) и № 41 (на байпасе). Клапан кр2 оборудован системой задвижек №49, 50 (на основной линии) и № 48 (на байпасе). НГС-1, НГС-2 оборудованы автоматическими регуляторами уровня «жидкости» ГАММА – 8 (LIA 4, LIA 5), по данным с которых регулируется степень открытия клапанов кр1, кр2. Показания уровней выведены в операторную. Требуемый уровень жидкости в НГС-1, НГС-2 составляет 0,3-1,5 м. На нефтегазосепараторах установлены технические манометры, предохранительные клапана СППК-4Р.

Частично дегазированная эмульсия с НГС-1, НГС-2 через клапан кр1, кр2 по нефтепроводу Dn400, с рабочим давлением от 0,2 до 0,5 МПа, с температурой от 0°C до $+50^{\circ}\text{C}$ поступает в три параллельно работающих горизонтальных

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 13

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Ивв. № подл.
102154

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

41

отстойников О-1, О-2, О-3, объёмом $V=200 \text{ м}^3$, рабочим давлением 0,05-0,3 МПа, температурой жидкости от 0°C до $+50^{\circ}\text{C}$., где происходит основное отделение подтоварной воды от нефти.

На трубопроводе выхода подтоварной воды с О-1 установлен клапан МИМ кр4, на О-2 –клапан МИМ кр5 и на О-3 –клапан МИМ кр6, с помощью которых регулируется уровень подтоварной воды в О-1, О-2, О-3 который составляет 0,3-3,2 м. Клапан кр1 оборудован системой задвижек №39, 40 (на основной линии) и № 41 (на байпасе). Клапан кр4 оборудован системой задвижек №78, 80 (на основной линии) и № 79 (на байпасе). Клапан кр5 оборудован системой задвижек №90, 91 (на основной линии) и № 92(на байпасе). Клапан кр6 оборудован системой задвижек №97, 98 (на основной линии) и № 99 (на байпасе). Отстойники О-1, О-2, О-3 оборудованы автоматическими регуляторами межфазного уровня «нефть-вода» ГАММА–8(LIA 8,LIA 9,LIA 10), по данным с которых регулируется степень открытия клапанов кр4, кр5, кр6. Показания этих приборов выведены в операторную. На отстойниках также установлен технические манометры, предохранительные клапана СППК-4р, контрольные краны.

Учет газа предусмотрен:

- на линии газа с ГС-3 на ГПЭС-6;
- на линии газа с ГС-3 на факел ДНС-УПСВ-4;
- на линии газа с ГС-4 на факел УНВНЭ;
- на линии подачи газа на дежурные горелки УНВНЭ;
- на линии подачи газа на основные горелки УНВНЭ;
- на линии подачи газа для газоразделительной линии;
- на линии подачи газа для линии СППК НГС-6, НГС-7;

Из отстойников О-1, О-2, О-3 обезвоженная нефть через задвижки №75, 85, 96, 70, 174, 171 по нефтепроводу Dn 325 мм поступает в резервуар РВС-1, где происходит накопление нефти и через задвижки №173, 177, 144, 141а, 142а, 149, 152 по трубопроводу Dn300 обезвоженная нефть поступает в насосную внешнего транспорта на прием насосов Н-5, Н-6 откачка насосами внешней перекачки. Из резервуара РВС-1.

Насосная внешнего транспорта состоит из трех насосов Н-4–38х220, Н-5–38х220, Н-6 – 38х110. Режим работы насосов в НВПН – два в работе, один в резерве. Насос Н-4 предназначен только для перекачивания нефти Северо-Семивидовского и Западно-Семивидовского месторождений, насос Н-6 предназначен только для перекачивания нефти Толумского месторождения. Н-5 может перекачивать как нефть Семивидовского м/р, так и нефть Толумского м/р. Все три насоса оборудованы датчиками контроля и защиты по температуре нагрева подшипников (TISA 4, 5, 6) с выводом показаний в операторную, электроконтактными манометрами (PISA 4, 5, 6). При повышении температуры нагрева выше 80°C или понижении давления в нагнетательном трубопроводе для Н-4–38х220, Н-5–38х220 ниже 1,0 МПа выше 2,5 МПа, для Н-6 – 38х110 ниже 0,4 МПа выше 1,6 МПа. Насосные агрегаты отключаются с включением звуковой сигнализации в операторной. Помещение насосной оборудовано стационарным сигнализатором до взрывоопасной концентрации газа СТМ-10 (QISA 2) с выводом сигнала в операторную и автоматическим отключением насосных агрегатов при концентрации газа на 40% от взрывоопасной концентрации.

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 14

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
42

Помещение также оборудовано вытяжной вентиляцией. Насосные агрегаты Н-4,5,6 оборудованы ЧСУ позволяющими регулировать расход нефти частотой вращения электродвигателя.

Далее нефть с НВПН через задвижки №148, 150, 134 по трубопроводу Dn200 поступает в СИКН. Перекачиваемая нефть учитывается на СИКН. После СИКН нефть через задвижки №137, 140, 139 поступает на ДНС-УПСВ-3.

Вода из отстойников О-1, О-2, О-3 через клапан кр4, кр5, кр6 и задвижки №159, 158, 162 по трубопроводу Dn400 поступает на РВС-2, РВС-3, которые служат для дальнейшего отделения нефти, оставшейся в воде после предварительного сброса воды из отстойников О-1, О-2, О-3. На резервуарах установлены дыхательные клапана и датчики уровня ГАММА (LIA №1, 2, 3) с выводом сигнала в операторную. Рабочий уровень РВС-1 от 0,7 до 9,5, РВС-2 от 0,7 до 9,5, РВС-3 от 0,7 до 9 м. Для откачки нефтяной шапки установлены стояки высотами: РВС№2 – 5,85 м, РВС-3 – 7,08 м. Нефтяной резервуар РВС-1 служит для сбора нефти.

Подтоварная вода из РВС-2, РВС-3 через задвижки №156, 163, 117, 119, 122, 124, 127, 130 по трубопроводу Dn400 поступает на прием насосов Н-1, Н-2, Н-3 насосной БПНС.

Насосная БПНС служит для перекачки подтоварной воды на БКНС-8. Насосная БПНС состоит из трех насосов Н-1, Н-2, Н-3 (8НДВ), производительность 330-600 м³/ч, напор 0,3-1,4 МПа. Режим работы насосов в БПНС – 1 в работе, 2 в резерве. Насосы оборудованы электроконтактными манометрами (PISA №1, 2, 3) и датчиком контроля и защиты температуры нагрева подшипников (TISA №1, 2, 3) с выводом показаний в операторную. При повышении температуры нагрева подшипников выше 80°С или понижения давления в нагнетательном трубопроводе ниже 0,05 МПа насосные агрегаты останавливаются с включением звуковой сигнализации в операторную. Помещение в насосной оборудовано стационарным сигнализатором газа до взрывоопасной концентрации СТМ-10 (QISA №1) с выводом сигнала в операторную при достижении концентрации газа 20% от взрывоопасной концентрации. При появлении до взрывоопасной концентрации (40% от НВП) насосы отключаются.

Далее подтоварная вода через задвижки №126, 129, 132, 103, 105, 106, 107 по трубопроводу Dn300 нагнетается на прием насосов в БКНС-8, проходя через счётчик PROMAG, который учитывает расход перекачиваемой подтоварной воды.

Для дренирования жидкости с НГС- 1, НГС-2; НГС-4, НГС-5, О-1, О-2, О-3 и приема конденсата с ГПЭС-6 предусмотрены дренажные линии в дренажную ёмкость ЕП-1 V-40 м³, оборудованную насосом марки НВ-50/50. Откачка жидкости с ЕП-1 предусматривается на: прием эмульсии НГС-1, НГС-2 по трубопроводу через задвижки №13б, 13а, 14б, 14а., выход эмульсии из НГС-1, НГС-2 по трубопроводу через задвижки №13б, 13в., выход нефти из О-1, О-2, О-3 по трубопроводу через задвижки №13б, 72а.

Для сбора утечек с сальников насосов внешней перекачки нефти НВПН предусмотрена дренажная ёмкость ЕП-3 V-8 м³. Откачка жидкости с ЕП-3 производится на прием НВПН по трубопроводу через задвижку №145.

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Для сбора утечек с сальников насосов БПНС, а также для приема сточных, производственно-дождевых и талых вод предусмотрена дренажная ёмкость ЕП-2 V- 25 м³. Откачка жидкости с ЕП-2 производится на прием БПНС по трубопроводу через задвижку №121.

3.2 Технологический процесс (газоводонефтяная эмульсия с Северо-Семивидовского и Западно-Семивидовского месторождений)

Добываемая газоводонефтяная эмульсия (далее по тексту – эмульсия) с Северо-Семивидовского (далее Северо-Семивидовского м/р) и Западно-Семивидовского месторождений (далее Западно-Семивидовского м/р) объектов бригады добычи нефти поступает на приемную гребенку ДНС-УПСВ-4 при давлении 0,2-0,5 МПа (давление Северо-Семивидовского м/р контролируется по техническому манометру, давление Западно-Семивидовского м/р контролируется по датчикам давления МЕТРАН поз.РТ-99-204 и РТ-99-203).

Перед входом эмульсии в сепараторы НГС-6 и НГС-7 с БРХ подается деэмульгатор ХПД-011(УМ) в расчете 14 гр/т нефти.

Далее эмульсия Западно-Семивидовского м/р и Северо-Семивидовского м/р поступает через задвижки ЗД-3,6, 5, 7, 8, 213, 205 по трубопроводу Dn300 в НГС-6 V=50 м³ и НГС-7 V=50 м³ в которых при рабочем давлении 0,2-0,5 МПа, и рабочей температуре от 0°С до плюс 45 °С происходит отбор свободного газа, далее высвободившийся газ поступает через задвижки № 241,240, 242 на ГС-4 объемом V=0,6 м³, рабочим давлением от 0,2 до 0,5, рабочей температурой от 0°С до плюс 45 °С. Частично дегазированная эмульсия с НГС-6 и НГС-7 через задвижки № 214, 215, 216, 218, 219, 221, зкл1, зкл2, 305 206, 207, 208, 210, 211, 221, зкл1, зкл2, 305 поступает в теплообменный аппарат ТО-1, где нагревается до температуры от 35°С до плюс 80 °С. Учёт эмульсии Западно-Семивидовского м/р ведётся по счётчику КР-1, для поддержания заданного уровня (LI2-2.2-401) в НГС-6 используется КР-1.

Для разделения потоков эмульсии по трубопроводам Западно-Семивидовского м/р и Северо-Семивидовского м/р на входной гребёнке ДНС-УПСВ-4 предусмотрен следующий режим работы:

- поступающая газоводонефтяная эмульсия Западно-Семивидовского м/р с гребёнки поступает через задвижки № ЗД-4, 8, 213 по трубопроводу Dn300 в НГС-6 V=50 м³, в котором происходит отбор свободного газа, далее высвободившийся газ поступает через задвижки № 241, 242 на ГС-4. Частично дегазированная эмульсия с НГС-6 через задвижки № 214, 215, 216, 218, 219, 221, зкл1, зкл2, 305 поступает в теплообменный аппарат ТО-1, где нагревается до температуры от 35°С до плюс 80 °С. Учёт эмульсии Западно-Семивидовского м/р ведётся по счётчику FT-110, для поддержания заданного уровня (LI2-2.2-401) в НГС-6 от 0,2 до1,5 м используется КР-1.

- эмульсия Северо-Семивидовского м/р с гребёнки поступает через задвижки № 3, 6, 7, 205 по трубопроводу Dn300 в НГС-7 V=50 м³, в котором происходит отбор свободного газа, далее высвободившийся газ поступает через задвижки № 240, 242 на ГС-4 объемом V=0,6 м³, рабочим давлением от 0,2-0,5 МПа и рабочей температуре от 0°С до плюс 45 °С. Частично дегазированная

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 16

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
44

эмульсия с НГС-7 через задвижки № 206, 207, 208, 210, 211, 221, зкл1, зкл2, 305 поступает в теплообменный аппарат ТО-1, где нагревается до температуры от 35°С до плюс 80 °С. Учёт эмульсии Западно-Семивидовского м/р учитывается по счётчику FT-111, для поддержания заданного уровня (LI2-2.1-401) в НГС-7 от 0,2 до 1,5 м используется КР-2.

При разделённых потоках Западно-Семивидовского м/р и Северо-Семивидовского м/р задвижка №5 на входной гребёнке находится в закрытом положении.

Газ с ГС-4 поступает на утилизацию в закрытую факельную установку УНВНЭ через задвижки 244, 245, 246, зд5, для поддержания заданного давления (РТ-2.2-202) в ГС-4 от 0,2 до 0,5 МПа используется регулирующий клапан КР-3.

Нагретая эмульсия с ТО-1 через задвижки № 306, зкл4, 222, по трубопроводу Dn200 на установку ДНС-УПСВ-4 может направляться тремя способами по нескольким из направлений:

- 1) в НГС-1,2: через задвижку № 14 и далее согласно потока Толумского м/р;
- 2) в НГС-5: через задвижки 9, 2б поступает эмульсия с рабочим давлением 0,05 до 0,5 МПа и рабочей температурой от 35°С до плюс 60 °С поступает на приём НГС-5. Остаточный газ из нефтегазосепаратора НГС-5 через задвижки №57, 57б, 57г по газопроводу Dn300 поступает на факельную установку для утилизации. Частично дегазированная эмульсия с НГС-5 через задвижки №60, 2с, 3с, 4с по трубопроводу Dn200 поступает в НГС-4, где происходит основное отделение подтоварной воды от нефти (для данного этапа работы необходимо давление в точке РТ-105 не ниже 0,1 МПа)
- 3) в НГС-4: через задвижки 9, 1с, 4с эмульсия с рабочим давлением от 0,05 до 0,5 МПа и рабочей температурой от 35°С до плюс 60 °С поступает на приём НГС-4. Остаточный газ из нефтегазосепаратора НГС-4 через задвижки №63,64,65 по газопроводу Dn300 поступает на факельную установку для утилизации.

На трубопроводе выхода газа с НГС-4 установлен клапан МИМ кр7, с помощью которого регулируется давление в НГС-4. Клапан кр7 оборудован системой задвижек №63, 64 (на основной линии) и №65 (на байпасе). На НГС-4 установлен датчик давления (РТ-106), по данным которого регулируется степень открытия клапана кр-7 (от 0,1 МПа до 0,5 МПа).

Показания уровней и давления в НГС-4 выведены в операторную. На нефтегазосепараторе НГС-4 установлен технический манометр (PI-142), предохранительные клапана СППК-4Р.

Газ с НГС-4 через клапан кр7 по газопроводу Dn300 поступает на факельную установку для утилизации.

Учет газа предусмотрен:

- на линии газа с НГС-1,2,4,5, ГС-3 (FT-102) на факельную установку;
- на линии газа с СППК (FT-103) на факельную установку.

На трубопроводе выхода нефти с НГС-4 установлен электрический клапан КР-8, с помощью которого регулируется уровень нефти в НГС-4 от 0,5 до 2,2 м. Клапан КР-8 оборудован системой задвижек №7с, 8с (на основной линии) и №6с

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

(на байпасе). НГС-4 оборудован автоматическим регулятором уровня «нефть» ГАММА – 8 (LT 115), по данным с которого регулируется степень открытия клапана КР-8.

Обезвоженная нефть с НГС-4 через клапан кр8, задвижки №12с, 66б, 158а по трубопроводу Dn150 поступает в РВС-3 (V-5000м³) проходя через счётчик Micro Motion (WIA-101), который учитывает расход перекачиваемой нефти. На РВС-3 (V-5000м³) для откачки нефтяной шапки установлен стояк высотой 7,08 м; размер нефтяной шапки необходимо удерживать от уровня 6,50 м. до 8,00 м. и не более 9 м., для обеспечения наилучшей подготовки нефти.

Нефть Семивидовского м/р с РВС-3(V-5000м³) через задвижки №154, 154а, 66а, 141, 147, 149 по трубопроводу Dn200 поступает в насосную внешней перекачки нефти (НВПН) на приём насосов Н-4, Н-5.

Далее нефть с НВПН через задвижку №146, 146а, 145а, 145в, 135г, проходя через счётчик Micro Motion (WIA-101), который учитывает расход перекачиваемой нефти, поступает на ДНС-УПСВ-3.

На трубопроводе выхода подтоварной воды с НГС-4 установлен электрический клапан кр9, с помощью которого регулируется уровень жидкости НГС-4. Клапан кр9 оборудован системой задвижек №9с, 10с (на основной линии) и №11с (на байпасе). НГС-4 оборудованы автоматическими регуляторами межфазного уровня «нефть-вода» ГАММА – 8 (LT 114), по данным с которого регулируется степень открытия клапана кр9. Требуемый межфазный уровень в НГС-4 составляет 0,7-1,5 м.

Подтоварная вода с НГС-4 через клапан кр9, задвижки №159, 158 по трубопроводу Dn300 поступает в РВС-3, проходя через счётчик PROMAG (FT-105), который учитывает расход подтоварной воды.

Подтоварная вода из РВС-3 через задвижки №156, 117, 119, 122, 124, 127, 130 по трубопроводу Dn400 поступает на прием насосов Н-1, Н-2, Н-3 насосной БПНС.

Далее подтоварная вода через задвижки №126, 129, 132, 103, 105, 106, 107 по трубопроводу Dn300 нагнетается на прием насосов в БКНС-8, проходя через счётчик PROMAG (FT-101), который учитывает расход перекачиваемой подтоварной воды.

3.3 Установка нагрева водонефтяной эмульсии.

Установка предназначена для использования попутного нефтяного газа и нагрева водонефтяной эмульсии и теплофикационной воды.

3.3.1 Блок дежурных горелок.

Топливный газ с ГС-3 через задвижку № 53у и блок БЗР на дежурные горелки (поток 2) подается с газопровода с давлением 0,14...0,16 МПа и температурой 0...+10°С с объемным расходом не более 8 м³/ч (при 0 °С и 1 атм. (абс.)), очищается от механических примесей и конденсата в фильтре Ф1. Накопленный конденсат и шлам периодически сливается вручную, открытием крана шарового КШ30, на дренажной линии. Для периодического обслуживания фильтра Ф1 предусмотрена байпасная линия с фильтром Ф2. Давление

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 18

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист	46
------	----

топливного газа поддерживается на уровне 0,08...0,14 МПа регулятором давления Р1. Поток разделяется на четыре линии и проходит в узлы инжекционные УИ1...УИ4, где происходит смешение газа с воздухом для создания газозвушной горючей смеси за счет эжекции атмосферного воздуха. Газозвушная смесь поджигается на выходе из дежурной горелки от открытого пламени (в момент пуска смесь воспламеняется от искры свечей ЕС (поз. 601/1...601/4), установленных после узлов инжекционных). Для местного и дистанционного отсечения блока запорно-регулирующего, а также реализации аварийных про-грамм установлен отсечной электромагнитный клапан РХ206 после регулятора давления Р1.

Для продувки трубопроводов перед пуском установки предусмотрен патрубок подачи азота, в начале трубопровода с запорной арматурой.

Температура топливного газа до Ф1 (Ф2) контролируется местным биметаллическим термометром ТГ 129.

Расход топливного газа на дежурные горелки до Ф1 (Ф2) контролируется дистанционно по контуру FI 302 с поправкой по температуре по контуру TI 302 и по давлению по контуру PI 302.

Давление подаваемого топливного газа перед Ф1 (Ф2) контролируется местным манометром показывающим РG 203.

Перепад давления на фильтре Ф1 (Ф2) контролируется местным индикатором перепада давления по контуру РDT 204 (205).

Давление топливного газа после регулятора давления Р1 так же контролируется по месту и дистанционно по контуру PISA 206. Сигнализируется выход давления за технологически разрешенные пределы (Н, L). В случае аварийно высоких (НН) или низких (LL) значений давления топливного газа, срабатывает аварийная программа для защиты установки и персонала.

Давление топливного газа после регулятора давления Р1 контролируется местным манометром показывающим по контуру РG 207.

Температура на дежурных горелках контролируется дистанционно по контурам TISA 102...105. В случае аварийно низких значений температуры, свидетельствующих о погасании пламени дежурных горелок, срабатывает аварийная программа для защиты установки и персонала.

3.3.2 Блок основных горелок и закрытого факела.

Газ на сжигание на основные горелки (поток I) подается с газопровода с давлением 0,01...0,02 МПа и температурой 0...+10 °С с объемным расходом не более 14584 м³/ч (при 0 °С и 1 атм. (абс.)) и по одной или по нескольким линиям, в зависимости от количества открытых стадий, направляется в закрытый факел ЗФ1.

В закрытый факел ЗФ1 через регулируемые заслонки (ЗСЭ 1..3 и ЗСР 5..7) подсасывается атмосферный воздух. Газ, выходящий из основных горелок, перемешивается с воздухом и поджигается от пламени дежурной горелки. Образующиеся дымовые газы в смеси с воздухом выходят через верхний срез закрытого факела. Часть смеси подается на нагрев водонефтяной эмульсии и теплофикационной воды в теплообменные аппараты Т01 и Т02.

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 19

Ивл. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. ивл. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист	47
------	----

Для реализации стадийной работы установки на каждой стадии установлены отсечные задвижки PX301/1, PX301/2, PX301/3. На общей линии установлена отсечная задвижка PX202.

Для продувки трубопроводов перед пуском установки предусмотрен патрубок подачи азота, в начале трубопровода с запорной арматурой. Давление на входе контролируется местным манометром показывающим PC 201.

Давление топливного газа дистанционно контролируется по контуру PISA 202. Сигнализируется выход давления за технологически разрешенные пределы (H, L). В случае аварийно высоких (HH) или низких (LL) значений давления топливного газа, срабатывает аварийная программа для защиты установки и персонала.

Расход газа на основные горелки контролируется дистанционно по контуру PI 301 с поправкой по температуре (контур TI 301) и по давлению (контур PI 301). Также по данному контуру, в зависимости от расхода газа, происходит открытие/отсечение клапанов PX301/1, PX301/2, PX301/3, которые реализуют стадийное регулирование работы установки.

Наличие пламени на основных горелках контролируется дистанционно фотодатчиком по контуру BSA 701. В случае отсутствия пламени основных горелок срабатывает аварийная программа для защиты установки и персонала.

Температура отходящих дымовых газов контролируется и регулируется дистанционно по «контуру TISA 101/1. Регулирование температуры происходит при помощи изменения проходного сечения электроприводных заслонок на подаче воздуха в закрытый факел.

Температура отходящих дымовых газов контролируется дистанционно по контуру TISA101/2.

Загазованность на площадке факельной установки контролируется дистанционно по контуру QISA 501. Сигнализируется выход давления за технологически разрешенный предел(H).В случае аварийно высокой (HH) загазованности срабатывает аварийная программа для защиты установки и персонала.

3.3.3 Блок нагрева водонефтяной эмульсии

Дымовые газы (поток VI) подсасываются вентилятором ВР1 из закрытого факела. За счет эжекции подсасывается атмосферный воздух на охлаждение через отдельный патрубок с регулирующей заслонкой ТУ115, после чего смеси с массовым расходом 60142 кг/ч при максимальном расходе водонефтяной эмульсии и температурой не более +400 °С подаются в теплообменный аппарат Т01 для нагрева водонефтяной эмульсии, где охлаждаются до температуры +150 °С. После Т01 дымовые газы нагнетаются вентилятором ВР1 и через дымовую трубу ТД1 выбрасываются в атмосферу.

Водонефтяная эмульсия (поток III) подается на установку с давлением 0,2...0,5 МПа и температурой 0...+15 °С с объемным расходом не более 100 м3/ч и направляется в Т01, где подогревается до температуры +55 °С, после чего покидает установку.

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Для местного и дистанционного отсечения T01, а также реализации аварийных программ установлены отсечные задвижки НХ809 и НХ810 на входе и выходе T01.

Для дренирования жидкости предусмотрены дренажные патрубки на ТД1, трубном и межтрубном пространствах T01 с установленными кранами.

Температура дымовых газов после охлаждения воздухом, направляющихся в T01, контролируется и регулируется дистанционно по контуру TIC 115. Регулирование температуры происходит при помощи изменения проходного сечения электроприводной заслонки TV 115 на воздушном патрубке.

Температура дымовых газов после охлаждения, направляющихся в T01, контролируется по месту прибором TG 116.

Температура дымовых газов после охлаждения воздухом, направляющихся в T01, контролируется дистанционно по контуру TISA 117. Сигнализируется выход температуры за технологически разрешенный предел (H). В случае аварийно высоких (HH) значений температуры срабатывает аварийная программа для защиты вентилятора BP1 и T01.

Температура дымовых газов после T01 контролируется дистанционно по контуру TISA 118. Сигнализируется выход температуры за технологически разрешенный предел (H). В случае аварийно высоких (HH) значений температуры срабатывает аварийная программа для защиты вентилятора BP1.

Температура подшипников BP1 контролируется дистанционно по контурам TISA 126, TISA 127. Сигнализируется выход температуры за технологически разрешенный предел (H). В случае аварийно высоких (HH) значений температуры, срабатывает аварийная программа для защиты вентилятора BP 1.

Вибрация подшипников вала BP1 контролируется дистанционно по контурам VISA1001, VISA1004. Сигнализируется выход вибрации за технологически разрешенный предел (H). В случае аварийно высоких (HH) значений вибраций срабатывает аварийная программа для защиты вентилятора BP 1.

Для защиты персонала от травмирования вращающимися частями вентилятора установлен концевой выключатель YS (поз. 903), срабатывающие при снятии защитного кожуха вала BP1.

Расход водонефтяной эмульсии, подаваемой в T01 контролируется дистанционно по контуру FISA 304. Сигнализируется выход расхода за технологически разрешенный предел (H, L). В случае аварийно низких (LL) значений расхода срабатывает аварийная программа для защиты установки

Давление водонефтяной эмульсии, подаваемой в T01, контролируется по месту прибором PG212.

Температура водонефтяной эмульсии, подаваемой в T01, контролируется по месту по прибору TG 119.

Давление водонефтяной эмульсии, подаваемой в T01, контролируется дистанционно по контуру PIA 213. Сигнализируется выход давления за технологически разрешенные пределы (H и L)

Температура водонефтяной эмульсии, подаваемой в TO 1, контролируется дистанционно по контуру TIA 120. Сигнализируется выход температуры за технологически разрешенные пределы (H и L).

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Давление водонефтяной эмульсии после ТО 1 контролируется по месту прибором PG 215.

Температура водонефтяной эмульсии после Т01 контролируется по месту прибором TG 122.

Давление водонефтяной эмульсии после Т01 контролируется дистанционно по контуру PISA 214. Сигнализируется выход давления за технологически разрешенные пределы (Н и L). В случае аварийно высоких (НН) или низких (LL) значений давления срабатывает аварийная программа для защиты установки.

Температура водонефтяной эмульсии после Т01 контролируется и регулируется дистанционно по контуру TICA 121. Регулирование температуры происходит за счет изменения частоты вращения вентилятора ВР1 через частотный регулятор EY 1101, что приводит к изменению его производительности.

3.3.4 Блок нагрева теплофикационной воды

Дымовые газы (поток V) подсасываются вентилятором ВР2 из закрытого факела. За счет эжекции подсасывается атмосферный воздух на охлаждение, через отдельный патрубок, с регулирующей заслонкой TV 106, после чего смеси с массовым расходом 23407 кг/ч при максимальном расходе теплофикационной воды и температурой не более +400 °С подаются в теплообменный аппарат Т02 для нагрева теплофикационной воды, где охлаждаются до температуры +150 °С. После Т02 дымовые газы нагнетаются вентилятором ВР2 и через дымовую трубу ТД1 выбрасываются в атмосферу.

Теплофикационная вода (поток IV) подается на установку с давлением 0,35...0,45 МПа и температурой +60 °С с объемным расходом 50...62,5 м³/ч и направляется в Т02, где подогревается до температуры +80 °С, после чего покидает установку.

Для дренирования жидкости предусмотрены дренажные патрубки на трубном и межтрубном пространствах Т02 с установленными кранами.

Температура дымовых газов после охлаждения воздухом, направляющихся в Т02, контролируется и регулируется дистанционно по контуру TIC 106. Регулирование температуры происходит при помощи изменения проходного сечения электроприводной заслонки TV 106 на воздушном патрубке.

Температура дымовых газов после охлаждения, направляющихся в Т02, контролируется по месту прибором TG 107.

Температура дымовых газов после охлаждения воздухом, направляющихся в Т02, контролируется дистанционно по контуру TISA 108. Сигнализируется выход температуры за технологически разрешенный предел (Н). В случае аварийно высоких (НН) значений температуры срабатывает аварийная программа для защиты вентилятора ВР1 и Т02.

Температура дымовых газов после Т02 контролируется дистанционно по контуру TISA 109. Сигнализируется выход температуры за технологически разрешенный предел (Н). В случае аварийно высоких (НН) значений температуры срабатывает аварийная программа для защиты вентилятора ВР2.

Контролируется дистанционно температура подшипников ВР1 по контурам TISA (поз. 124,125). Сигнализируется выход температуры за технологически

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

50

разрешенный предел (Н). В случае аварийно высоких (НН) значений температуры, срабатывает аварийная программа для защиты вентилятора ВР1.

Вибрация подшипников вала ВР2 контролируется дистанционно по контурам VISA 1002, VISA 1003. Сигнализируется выход вибрации за технологически разрешенный предел (Н). В случае аварийно высоких (НН) значений вибраций, срабатывает аварийная программа для защиты вентилятора ВР-2.

Для защиты персонала от травмирования вращающимися частями вентилятора, установлен концевой выключатель YS 906, срабатывающие при снятии защитного кожуха вала ВР2.

Расход теплофикационной воды, подаваемой в Т02, контролируется дистанционно по контуру FISA 303. Сигнализируется выход расхода за технологически разрешенный предел (Н, L). В случае аварийно низких (LL) значений расхода срабатывает аварийная программа для защиты установки.

Давление теплофикационной воды, подаваемой в Т02, контролируется по месту прибором PG 208.

Температура теплофикационной воды, подаваемой в Т02, контролируется по месту по прибором TG 110.

Давление теплофикационной воды, подаваемой в Т02, контролируется дистанционно по контуру PIA 209. Сигнализируется выход давления за технологически разрешенные пределы (Н и L).

Температура теплофикационной воды, подаваемой в Т02, контролируется дистанционно по контуру TIA 111. Сигнализируется выход температуры за технологически разрешенные пределы (Н и L).

Давление теплофикационной воды после Т02 контролируется по месту прибором PG 211.

Температура теплофикационной воды после Т02 контролируется по месту прибором TG 113.

Давление теплофикационной воды после Т02 контролируется и регулируется дистанционно по контуру PISA 210. Сигнализируется выход давления за технологически разрешенные пределы (Н и L). В случае аварийно высоких (НН) или низких (LL) значений давления срабатывает аварийная программа для защиты установки.

Температура теплофикационной воды после Т02 контролируется и регулируется дистанционно по контуру TICA 112. Регулирование температуры происходит за счет изменения частоты вращения вентилятора ВР2 через частотный регулятор EY 1102, что приводит к изменению его производительности.

3.4 Система измерения количества и показателей качества нефти

СИКН (система измерения количества и показателей качества нефти) – совокупность функционально объединённых измерительных преобразователей, измерительных показывающих приборов, системы обработки информации, технологического оборудования, предназначенная для ведения технологических операций в том числе:

- измерения массы брутто и вычисления массы нетто нефти;
- измерения технологических и качественных параметров нефти;

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

- отображение (индикации) и регистрации результатов измерений.

В качестве основной схемы измерения массы нефти применяют косвенный метод динамических измерений с использованием массовых расходомеров расхода, поточных преобразователей плотности, преобразователей температуры и давления, поточных влагомеров. В состав СИКН входит

- БИЛ (блок измерительных линий);
- БИК (блок измерений показателей качества нефти);
- СОИ (система обработки информации);
- АРМ-оператора (автоматизированное рабочее место оператора).

Оборудование, которое предусмотрено проектом и установлено в БИЛ, приведено в таблице № 5.

Таблица №5

Наименование оборудования	Количество, шт
Фильтр «МИГ-ФБ-80-4,0»	2
Датчик перепада давления «Метран -100-ДД»	2
Массовый расходомер «Promass 83F» Ду 80- 4,0МПа	2
Преобразователь давления «Gerabar MPMP41Endress +Hauser»	3
Манометр МПТИ	3
Термометр ТЛ-4	2
Преобразователь температуры «TR 10 Endress +Hauser»	3
Манометр	4
Пробозаборное устройство щелевого типа с одним отверстием Ду 80	1
Индикатор фазового состояния потока ИФС-1В-700	1

Оборудование, которое предусмотрено проектом и установлено в БИК, приведено в таблице №6.

Таблица №6

Наименование оборудования	Количество, шт
Технологическая обвязка блока контроля качества с дренажной системой, с кабельной обвязкой, с взрывобезопасными клеммными коробками	1
Электронасос ЦГ	1
Пробоотборник автоматический «Проба – 1м» с диспергатором	1
Пробоотборник нефти ручной «Стандарт-Р»	1
Преобразователь температуры «TR 10 Endress+Hauser»	1
Преобразователь давления «Gerabar M PMP41 Endress+Hauser»	1
Термометр ТЛ- 4	1
Плотномер поточный Solartron	1
Манометр МПТИ	3
Анализатор влагосодержания УДВН 1пм	1
Блок электроники анализатора влагосодержания УДВН 1пм	1

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 24

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
52

Турбинный преобразователь расхода «МИГ-32Ш»	1
---	---

Оборудование, которое предусмотрено проектом и установлено в СОИ, приведено в таблице №7.

Таблица №7

Наименование оборудования	Количество, шт
Контроллер измерительный «FloBoss S600»-«Emerson»	1
Рабочая станция (компьютер) с ПО АРМ оператора	1
Принтер для рабочей станции оператора	1

Частично обезвоженная и дегазированная нефть с напорного коллектора после массового расходомера поступает в блок контроля качества нефти через кран КШ-1.

Циркуляция нефти в БИК поддерживается центробежно герметичным электронасосом ЦГ 6,3/32-2,2-2. Поступающая нефть сначала проходит через автоматический пробоотборник типа «Проба 1М».

Отбор объединённой пробы производится автоматически в течение смены. Далее через пробоотборник нефти ручной «Стандарт-Р».

На коллекторе после пробоотборника установлены преобразователь давления Gerabar M PMP41 ENDRES+HAUSER, преобразователь температуры «TR 10 ENDRES +HAUSER», лабораторный термометр.

Далее нефть проходит через датчик плотности Пл типа «Solatron 7835». При работе датчика Пл открыты шаровые краны КШ-7, КШ-8, КШ-9, закрыты КШ-10.

После плотномера нефть проходит через влагомер Вл типа УДВН-1ПМ, работа Вл осуществляется через открытые краны КШ-12, КШ-13, при закрытом КШ-11.

Далее поступающая нефть проходит через турбинный преобразователь расхода типа ТПР МИГ-32Ш-63. В случае выхода из строя ТПР МИГ-32Ш-63, предусмотрена байпасная линия через шаровый кран КШ-17. Для отсекания турбинного преобразователя расхода установлены шаровые краны КШ-15, КШ-16.

Контроль за наличием свободного газа в потоке нефти осуществляется с помощью индикаторов фазного состояния потока ИФС-1В, установленных на коллекторе перед входом в блок контроля качества нефти.

СИКН, реализован с применением косвенного метода измерений массы, оснащен преобразователями массового расхода – массомерами. Расход нефти воздействует на массомер (ММ) и создает импульсный сигнал, который поступает на контроллер «FloBoss S600», где преобразуется значение объема. Полученный объем корректируется по температуре и давлению. Значение массы вычисляется путем умножения откорректированного значения объема нефти (при 20°С) на приведенное значение плотности при 20°С снятого с вибрационного датчика Solatron 7835.

Управляющим компьютером измерительной системы АРМ оператора ведется постоянный контроль процесса измерения параметров, отслеживает

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 25

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
53

изменения параметров нефти. В автоматическом режиме компьютер поддерживает режим измерения в заданных пределах.

Измерения количества откачиваемой нефти через СИКН производятся массовыми расходомерами «Promass 83F» и системой измерения плотности, влагосодержания.

При снятии приборов нефть с отсеченных участков дренируется и отводится в подземную ёмкость ЕП-3.

Блок контроля качества оснащен вытяжной вентиляцией, пожарной сигнализацией, обогревателями во взрывозащищенном исполнении. Для контроля загазованности установлены сигнализаторы ДАТ.М.

3.4 Блочная компрессорная станция автоматическая

Для обеспечения КИПиА осушенным воздухом предусмотрена воздушная компрессорная станция, которая состоит из блока осушки воздуха, двух компрессоров 4ВУ 1-5/9 и воздухохранилищ В-1 и В-2 $V=4 \text{ м}^3$ каждый, В-3 $V=0,8 \text{ м}^3$, для хранения часового запаса сухого воздуха.

Компрессорная включается автоматически по низкому давлению 0,2 МПа и отключается по высокому 0,5 МПа.

3.5 Факельное хозяйство

В составе ДНС-УПСВ-4 предусмотрено два факельных хозяйства.

1) Факел предназначен для утилизации нефтяного газа поступающего с Северо-Семивидовского м/р и Западно-Семивидовского м/р, а так же для утилизации излишков газа с ГС-3 или в случае аварийных ситуаций газ, выделившийся из ГС-3, НГС-1, НГС-2, НГС-4, НГС-5, О-1, О-2, О-3 через СППК.

2) Факел УНВНЭ предназначен для:

- аварийного сброса газа с закрытой факельной установки УНВНЭ;
- в случае аварийных ситуаций газ, выделившийся из НГС-6, НГС-7 через СППК;
- работа газоразводящей линии.

Данная факельная установка снабжена узлом сбора конденсата. Узел сбора конденсата предназначен для очистки газа от конденсата в расширительных камерах РК-1 объемом $V = 6,3 \text{ м}^3$ с рабочим давлением 0,08 МПа, рабочей температурой $0-+10^\circ\text{C}$ и РК-2 объемом $V = 1,54 \text{ м}^3$, с рабочим давлением 0,08 МПа, рабочей температурой $0-+10^\circ\text{C}$. Образовавшийся газовый конденсат с РК-1 через задвижку № 233 поступает в дренажную ёмкость ЕП-5 ($V=12,5 \text{ м}^3$).

Образовавшийся газовый конденсат с РК-2 через задвижку № 232 поступает в дренажную ёмкость ЕП-4 ($V=12,5 \text{ м}^3$). Данное емкостное оборудование снабжено газоразводящими линиями, которые должны быть всегда открыты: ЕП-5 – задвижка 270, ЕП-4 – задвижка 269. Дренажные емкости ЕП-5 и ЕП-4 снабжены дренажными насосами НВ-50/50. Опорожнение ЕП-5 производится запуском дренажного насоса НВ-50/50, и далее по трубопроводу Dn100, через задвижки № зд3, 269, 270 в трубопровод эмульсии Северо-Семивидовского м/р и СЗМ. Опорожнение ЕП-4 производится запуском дренажного насоса НВ-50/50, и далее по трубопроводу Dn100, через задвижки № зд4, 269, 270 в трубопровод эмульсии Северо-Семивидовского м/р и СЗМ. Контроль уровня в ЕП-5 и останов дренажного насоса производится по уровнемеру (LI2-6.4-401), с выводом на АРМ оператора ДНС-УПСВ-4. Контроль уровня в ЕП-4 и останов дренажного насоса

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 26

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
54

производится по уровнемеру (LI2-6.3-401), с выводом на АРМ оператора ДНС-УПСВ-4.

4. Нормы технологического режима

4.1 Технологическая карта

Нормы технологического режима представлены в таблице №8.

Таблица №8

№ п/п	Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Единица измерения	Допустимые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности измерительных приборов	Примечание
1	Трубопровод на входе ДНС УПСВ					
1.1	Давление	PI 132 PT 104	МПа	0,2...0,5	1,5	
2	Нефтегазосепаратор	НГС-1, НГС-2				
2.1	Давление	PI 128 PI 129 PI 130	МПа	0,2...0,5	1,5	
2.2	Уровень НГС-1 Уровень НГС-2	LT 104 LT 105	М м	0,3 ...1,5 0,3 ...1,5		
3	Сепаратор Газовый	ГС-3				
3.1	Давление	PI 127	МПа	0,2...0,5	1,5	
4	Нефтегазосепаратор	НГС-5				
4.1	Давление	PI 140, PT 105	МПа	0,05...0,5	1,5	
4.2	Уровень	LT 113	М	0,15...1,8		
5	Нефтегазосепаратор	НГС-4				
5.1	Давление	PI 142 PT 106	МПа	0,05...0,5	1,5	
5.2	Уровень нефти	LT 114	М	0,5...2,2		
5.3	Уровень раздела фаз	LT 115	М	0,7...1,5		
6	Нефтегазосепаратор	НГС-6, НГС-7				
6.1	Давление	PI 128; PI 129 PT-2.2-202 PT-2.1-202	МПа	0,2...0,5	1,5	
6.2	Уровень	LI-2.2-401 LI-2.1-401	М	0,2...1,5		
7	Сепаратор Газовый	ГС-4				
7.1	Давление	PT-2.3-202	МПа	0,2...0,5	1,5	
8	Отстойник	О-1, О-2, О-3				
8.1	Давление	PI 134 PI 135 PI 136 PI 137 PI 138 PI 139	МПа	0,05...0,3	1,5	
8.2	Уровень О-1 Уровень О-2 Уровень О-3	LT 110 LT 111 LT 112	м м м	0,3...3,2 0,3...3,2 0,3...3,2		
9	Резервуар	РВС-1,2,3				
9.1	Уровень РВС-2000	LT 122 LT 123	м	0,7...9,5	+/-5 мм	
9.2	Уровень РВС-2000	LT 119 LT 120 LT 121	м	0,7...9,5	+/- 5 мм	
9.3	Уровень РВС-5000	LT 116 LT 117 LT 118	м	0,7...9	+/- 5 мм	
10	Насосный агрегат (НВПН) ЦНС 38-220	Н-4, Н-5				

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 27

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
55

№ п/п	Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Единица измерения	Допустимые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности измерительных приборов	Примечание
10.1	Давление на выкиде	PIS 106 PIS 107 PI 117 PI 118	МПа	1,0...2,5	1,5	
10.2	Температура подшипников	TT 117 TT 118 TT 119 TT 120 TT 121 TT 122 TT 123 TT 124 TT 125	°С	80	В	
10.3	Производительность		м³/час	10...38		
10.4	Загазованность помещения насосной	QI 104 QI 105	% НКПР	20; 40		
11	Насосный агрегат (НВПН) ЦНС 38-110	Н-6				
11.1	Давление на выкиде	PIS 105 PI 119	МПа	0,4...1,6	1,5	
11.2	Температура подшипников	TT 113 TT 114 TT 115 TT 116	°С	80	В	
11.3	Производительность		м³/час	10...38		
11.4	Загазованность помещения насосной	QI 106	% НКПР	20; 40		
112	Насосный агрегат (БПНС) 8НДв-Нм	Н-1, Н-2, Н-3				
12.1	Давление на выкиде	PIS 101 PIS 102 PIS 103	МПа	0,3 - 1,4	1,5	
12.2	Температура подшипников	TT 101 TT 102 TT 103 TT 104 TT 105 TT 106 TT 107 TT 108 TT 109 TT 110 TT 111 TT 112	°С	80	В	
12.3	Производительность		м³/час	330...600		
12.4	Загазованность помещения насосной	QI 101 QI 102 QI 103	% НКПР	20; 40		
13	Блок СИКН					
13.1	Расход нефти по одной измерительной линии	WIA 102 WIA 103	тн/час	0...178	0,25	
13.2	Температура	TT 132 TT 133	°С	30...50	В	
13.3	Обводненность нефти	MI 105	%	<1		
13.4	Загазованность помещения блока	QI 107	% НКПР	20; 40		
14	Компрессор №1,2 4ВУ5/9	БКСА				
14.1	Давление включения	PI 121 PI 123	МПа	0,2	1,5	
14.2	Давление отключения	PI 122 PI124	МПа	0,5	1,5	
15	Воздухосборник	В-1, В-2, В-3				
15.1	Давление	PI 125 PI 126 PI 127	МПа	0,2...0,5	1,5	
16	Насос дозатор НД 1.0 25/40 K14В	БРХ Н-1				
16.1	Давление на выкиде	PIS 108	МПа	0,2...0,5	1,5	

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 28

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
56

№ п/п	Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Единица измерения	Допустимые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности измерительных приборов	Примечание
16.2	Расход		гр/т	14		
17	Ёмкость погружная	ЕП-1, ЕП-2, ЕП-3, ЕП-4, ЕП-5, ЕП-6, ЕП-7, ЕП-8				
17.1	Уровень ЕП-1 Уровень ЕП-2 Уровень ЕП-3 Уровень ЕП-4 Уровень ЕП-5 Уровень ЕП-6 Уровень ЕП-7 Уровень ЕП-8	LT 109 LT 101 LT 102 LI2-6.3-401 LI2-6.4-401 - LI2-4-401 LI2-401	М	0,3...1,9 0,3...1,6 0,3...1,6 0,3...1,6 0,1...1,7 - 0,1...2,5 0,1...1,6	+/- 5 мм	
18	Фильтр	Ф-1,2				
18.1	Давление (Ф-1)	PI 144 PI 145	МПа	0,1...3,8	1,5	
18.2	Давление (Ф-2)	PI 147 PI 148	МПа	0,1...3,8	1,5	
18.3	Перепад давления на фильтре	PDT 101 PDT 102	МПа	0,05	1,5	
19	Сепаратор вертикальный газожидкостный вихревого типа	PI/8	МПа	0,1...0,6	1,5	
19.1	Давление	PI 126	МПа	0,1...0,6	1,5	
19.2	Уровень	LI 106 LI 107 LI 108	М	0,1...0,3	1,5	
20	Установка нагрева нефтяной эмульсии	УНВНЭ				
20.1	Линия топливного газа, температура топливного газа	TG 129 TI 302	°С	0...+10	0,5	-
20.2	Линия топливного газа, расход топливного газа	FI302	м3/ч(1)	6...8	-	С поправкой по TI302 и PI302
20.3	Линия топливного газа, блок запорно-регулирующий, давление топливного газа	PG203 PI302	МПа	0,14...0,16	2,5	-
20.4	Линия топливного газа, блок запорно-регулирующий, фильтр Ф1, перепад давления топливного газа	PDG204	кПа	Не более 5	2,5	Прибор бесшкальный
20.5	Линия топливного газа, блок запорно-регулирующий, давление топливного газа	PISA206 PG207	МПа	0,08...0,14	2,5	Настраивается регулятором.
20.6	Закрытый факел, температура на дежурных горелках	TISA102 TISA103 TISA104 TISA105	°С	Не менее 150	0,5	-
20.7	Линия основного газа, давление	PG201 PISA202	МПа	0,01...0,02	2,5	-

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 29

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм. № подл.
102154

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

57

№ п/п	Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Единица измерения	Допустимые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности измерительных приборов	Примечание
	сжигаемого газа	PI301				
20.8	Линия основного газа, расход сжигаемого газа	FIS301	м ³ /ч(1)	Не более 14584		С поправкой по PI301 и TI301
20.9	Линия основного газа, температура сжигаемого газа	TI301	°C	0...+10	0,5	-
20.10	Закрытый факел, наличие пламени	BSA701	-	Наличие	-	-
20.11	Закрытый факел, температура дымовых газов	TICA101/1 TISA101/2	°C	Не более 800	0,5	-
21	Теплообменные аппараты	TO1,TO2				
21.1	Линия дымовых газов, теплообменные аппараты TO1, TO2, температура дымовых газов до TO1, TO2	TIC 106 TG 107 TISA 108 TIC 115 TG 116 TISA 116	°C	Не более 400	0,5	-
21.2	Линия дымовых газов, теплообменные аппараты T01, T02, температура дымовых газов после TO1, TO2	TISA 109 TISA 118	°C	Не более 400	0,5	-
21.3	Вентиляторы BP1, BP2, вибрация вала	VISA 1001 VISA 1002 VISA 1003 VISA 1004	мм/с	Не более 1.6	-	-
21.4	Вентиляторы BP1, BP2, температура подшипников	TISA 124 TISA 125 TISA 126 TISA 127	°C	Не более 100	-	-
21.5	Линия водонефтяной эмульсии, теплообменный аппарат TO 1, расход водонефтяной эмульсии в TO1	FISA 304	м ³ /ч	Не более 100	-	-
21.6	Линия водонефтяной эмульсии, теплообменный аппарат TO1, давление водонефтяной эмульсии до TO1	PG 212 PIA 213	МПа	0,2...0,5	2,5	-
21.7	Линия водонефтяной эмульсии, теплообменный аппарат TO1, температура водонефтяной эмульсии до TO1	TG 119 TIA120	°C	0...+15	0,5	-

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 30

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

58

№ п/п	Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Единица измерения	Допустимые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности измерительных приборов	Примечание
21.8	Линия водонефтяной эмульсии, теплообменный аппарат ТО1, температура водонефтяной эмульсии после ТО 1	TIC 121 TG 122 TISA 123	°С	Не более +55	0,5	-
21.9	Линия водонефтяной эмульсии, теплообменный аппарат ТО1, давление водонефтяной эмульсии после ТО1	PG 215 PISA 214	МПа	0,2...0,7	2,5	-
21.10	Линия теплофикационной воды, теплообменный аппарат ТО2, расход теплофикационной воды вТО2	FISA303	м ³ /ч	50...62,5	-	-
21.11	Линия теплофикационной воды, теплообменный аппарат ТО2, давление теплофикационной воды до ТО2	PG 208 PIA 209	МПа	0,35...0,45	2,5	-
21.12	Линия теплофикационной воды, теплообменный аппарат ТО2, температура теплофикационной воды до ТО2	TG 110 TIA 111	°С	Не более +75	0,5	-
21.13	Линия теплофикационной воды, теплообменный аппарат ТО2, температура теплофикационной воды после ТО2	TICA 110 TIA 111	°С	Не более +95	0,5	-
21.14	Линия теплофикационной воды, теплообменный аппарат ТО2, давление теплофикационной воды после ТО2	PG 211 PISA210	МПа	0,35...0,5	2,5	-

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 31

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
59

5. Контроль технологического процесса.

5.1 Аналитический контроль технологического процесса

Аналитический контроль технологического процесса представлен в таблице №9

Таблица №9

№ п/п	Наименование стадий процесса, анализируемый продукт	Место отбора пробы (место установки средств измерения)	Контролируемые показатели	Методы контроля	Норма	Частота контроля
1	Сырая нефть	Устья скважин	Содержание воды, % масс.	Экспресс-метод	Не нормируется	Согласно графика, по требованию
2	Подготовленная нефть	СИКН	Содержание воды, % масс.	Дистилляционный метод ГОСТ 2477-2014	Не более 1%	1 раз в смену, по требованию
3	Подтоварная вода	На УУВ	Содержание нефтепродуктов, мг/л	ОСТ 39-225-88	до 40	Ежедневно
			Содержание КВЧ (ТВВ), мг/л	ОСТ 39-225-88	до 50	Ежедневно

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм. № подл.
102154

Подп. и дата

Взам. инв. №

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 32

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

60

Ивв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
102154		

5.2 Перечень блокировок и сигнализации

Перечень блокировок и сигнализаций представлен в таблице №10.

Таблица №10

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Критический параметр	Величина устанавливаемого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				Min	Max	Min	Max	Min	Max	
1. НГС-1, НГС-2										
1.1	Верхний аварийный уровень, м	НГС-1, НГС-2	1,5	-	1,5	-	-	-	1,5	Регулирование в ручном режиме
2. НГС-4										
2.1	Верхний аварийный уровень, м	НГС-4	2,2	-	2,2	-	-	-	2,2	Регулирование в ручном режиме
3. НГС-5										
3.1	Верхний аварийный уровень, м	НГС-5	1,8	-	1,8	-	-	-	1,8	Регулирование в ручном режиме
4. НГС-6, НГС-7										
3.1	Верхний аварийный уровень, м	НГС-6, НГС-7	1,5 0,2	0,2	1,5	-	-	0,6	1,25	Регулирование в ручном режиме
3.2	Давление, МПа	НГС-6, НГС-7	0,5 0,2	0,2	0,5	-	-	0,25	0,45	Регулирование в ручном режиме
5. ГС-4										
5.1	Давление, МПа	МПа	0,5 0,2	0,2	0,5	-	-	0,25	0,45	Регулирование клапаном КР-3
6. О-1, О-2, О-3										
6.1	Верхний аварийный уровень, м	О-1, О-2, О-3	3,2 0,3	-	3,2	-	-	-	3,2	Регулирование в ручном режиме
7. НВПН										
7.1	Давление на выкиде, МПа	Н-4, Н-5	1,0 2,5	1,0	2,5	1,0	2,5	-	-	Отключение эл.двигателя, звуковая
7.2	Давление на приеме		МПа	0,05	0,3	0,05	0,3	-	-	

Технологический регламент Площадка дождевой насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
61

Ивв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
102154		

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Критический параметр	Величина устанавливаемого о предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию на территории
				Min	Max	Min	Max	Min	Max	
7.3	Температура подшипников, °С	Н-6	5 80	5	80	5	80	10	75	Отключение эл.двигателя, звуковая сигнализация на территории
7.4	Давление на выкиде, МПа		1,0 2,2	0,4	1,6	0,4	1,6	-	-	
7.5	Давление на приеме, МПа		МПа	0,05	0,3	0,05	0,3	-	-	
7.6	Температура подшипников, °С		5 80	5	80	5	80	10	75	
7.7	Концентрация газов в помещении насосной, %	НВПН	40	-	40	-	40	-	20	Включение вентиляции и звуковой сигнализации на территории
8. БПНС										
8.1	Давление на выкиде, МПа	Н-1, Н-2, Н-3	0,3 1,4	0,3	1,4	0,3	1,4	-	-	Отключение эл.двигателя, звуковая сигнализация на территории
8.2	Давление на приеме, МПа	Н-1, Н-2, Н-3	0,05 0,1	0,05	0,1	0,05	0,1	-	-	
8.3	Температура подшипников, °С	Н-1, Н-2, Н-3	5 80	5	80	5	80	10	75	
8.4	Концентрация газов в помещении насосной, %	БПНС	40	-	40	-	40	-	20	Включение вентиляции и звуковой сигнализации на территории
9. БКСА										
9.1	Температура 1 ступени, °С	Компрессор №1,2 4ВУ5/9	180	-	180	-	180	-	-	Отключение эл.двигателя
9.2	Температура 2 ступени, °С		180	-	180	-	180	-	-	

Технологический регламент Площадка дождевой насосной станции ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Ивв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
102154		

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Критический параметр	Величина устанавливаемого о предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				Min	Max	Min	Max	Min	Max	
9.3	Давление, МПа		0,2 0,5	0,2	0,5	0,2	0,5	-	-	
10. РВС-3										
10.1	Верхний уровень, м	ЛИА №1	9	-	9	-	-	-	-	Регулирование в ручном режиме
11. РВС-2										
11.1	Верхний уровень, м	ЛИАН №2	9,5	-	9,5	-	-	-	-	Регулирование в ручном режиме
12. РВС-1										
12.1	Верхний уровень, м	ЛИАН №2	9,5	-	9,5	-	-	-	-	Регулирование в ручном режиме
13. ЕП-1, ЕП-2, ЕП-3, ЕП-4, ЕП-5, ЕП-6, ЕП-7, ЕП-8										
13.1	Аварийный уровень, м	НВЕ 50/50 ЕП-1, ЕП-2, ЕП-3, ЕП-4, ЕП-5, ЕП-6, ЕП-7, ЕП-8.	1,9	0,3	1,9	-	-	0,3	1,9	Пуск погружного насоса
			1,6	0,3	1,6	-	-	0,3	1,6	
			1,6	0,3	1,6	-	-	0,3	1,6	
			1,6	0,3	1,6	-	-	1,1	1,5	
			1,7	0,1	1,7	-	-	1,1	1,5	
			-	-	-	-	-	-	-	
			2,5	0,1	2,5	-	-	1,1	2,3	
			1,6	0,1	1,6	-	-	-	-	
14. БРХ-1										
14.1	Контроль t в ёмкости реагента, °С	БРХ-1	20 60	20	60	-	-	-	-	Регулирование в ручном режиме
14.2	Контроль предельно допустимого уровня в ёмкости реагента, м.	БРХ-1	0,2 1,5	0,2	1,5	-	-	-	-	Регулирование в ручном режиме

Технологический регламент Площадка дождевой насосной станции ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Ивв. № подл.	Подп. и дата	Взам. ивв. №
102154		

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Критически й параметр	Величина устанавливаемого о предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				Min	Max	Min	Max	Min	Max	
15. СИКН										
15.1	Плотность нефти, кг/м³	СИКН	900 700	700	900	-	-	700	900	Визуальная и голосовая сигнализация в мониторе
15.2	Температура нефти, °С	СИКН	70 0	0	70	-	-	0	70	Визуальная и голосовая сигнализация в мониторе
15.3	Обводненность нефти, %	СИКН	4	-	4	-	-	-	4	Визуальная и голосовая сигнализация в мониторе
15.4	Концентрация газов в помещении, %	СИКН	40	-	40	-	40	-	20	Включение вентиляции и звуковой сигнализации на территории
16. УНВНЭ										
16.1	Давление, МПа	Блок запорно-регулирующий, PISA206	0,05 0,2	0,05	0,2	0,05	0,2	0,07	0,18	Перекрытие РХ206, РХ202. Останов ВР1, ВР2.
16.2	Температура, °С	Закрытый факел, дежурные горелки, TISA102, TISA103,	50	50	-	50	-	50	-	Перекрытие РХ202. Останов ВР1, ВР2. Повторный розжиг (дважды) с интервалом проверки - 30 с. В случае

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Ивв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
102154		

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Критический параметр	Величина устанавливаемого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию отсутствия пламени - перекрытие РХ206.
				Min	Max	Min	Max	Min	Max	
16.3	Давление, МПа	TISA104, TISA105 Линия основного газа, PISA202	0,04 0,001	0,001	0,04	0,001	0,04	0,002	0,03	Перекрытие РХ202.
16.4	Наличие пламени	Закрытый факел, основные горелки, BSA701	Отсутствие	От- сут- стви е	-	От- сут- стви е	-	От- сут- стви е	-	Перекрытие РХ202. Ос-танов ВР1, ВР2.
16.5	Концентрация газов в помещении, %	Площадка установки нагрева водонефтяной эмульсии, QISA501 QISA502 QISA503 QISA504 QISA505	50	-	50	-	50	-	20	Перекрытие РХ206, РХ202. Останов ВР1, ВР2.
16.6	Температура, МПа	Закрытый факел, TICA101/1, TICA101/2	1050	-	1050	-	1050	-	900	Перекрытие РХ206, РХ202. Останов ВР-1, ВР-2.
16.7	Температура, °С	Линия дымовых газов, TISA108	420	-	420	-	420	-	410	Останов ВР2. Полное открытие TV 106.
16.8	Температура, °С	Линия дымовых газов, TISA109	170	-	170	-	170	-	160	Останов ВР2. Полное открытие TV 106

Технологический регламент Площадка дождевой насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Ивл. № подл.	Подп. и дата	Взам. ивл. №
102154		

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Критический параметр	Величина устанавливаемого о предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				Min	Max	Min	Max	Min	Max	
16.9	Температура, °С	Линия дымовых газов, TISA117	420	-	420	-	420	-	410	Останов ВР 1. Полное открытие TV 115
16.10	Температура, °С	Линия дымовых газов, TISA118	170	-	170	-	170	-	160	Останов ВР 1. Полное открытие TV 115
16.11	Температура, °С	Подшипники ВР2 TISA125, TISA124	110	-	110	-	110	-	105	Останов ВР2. Полное открытие TV 106
16.12	Температура, °С	Подшипники ВР1 TISA126, TISA127	110	-	110	-	110	-	105	Останов ВР 1. Полное открытие TV 115
16.13	Вибрация, м/с ²	Подшипники ВР2 VISA1002, VISA1003	1,7	-	1,7	-	1,7	-	1,65	Останов ВР2. Полное открытие TV 106
16.14	Вибрация, м/с ²	Подшипники ВР1 VISA1001, VISA1004	1,7	-	1,7	-	1,7	-	1,65	Останов ВР 1. Полное открытие TV 115
16.15	Расход, тн/час	Линия водо-нефтяной эмульсии, FISA304	45	-	45	-	45	50	110	Останов ВР 1. Перекрытие НХ809, НХ810. Полное открытие TV115

Технологический регламент Площадка дождевой насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Ивв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
102154		

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Критически й параметр	Величина устанавливаемого о предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				Min	Max	Min	Max	Min	Max	
16.16	Давление, МПа	Линия водо-нефтяной эмульсии, PIA213	-	-	-	-	0,15	0,16	-	
16.17	Температура, °С	Линия водо-нефтяной эмульсии, TICA121	-	-	-	-	-5	+25	-	
16.18	Давление, МПа	Линия водо-нефтяной эмульсии, PISA214	0,8 0,1	0,1	0,8	0,1	0,15	0,7	Останов ВР2. Перекрытие НХ809, НХ810. Полное открытие TV115	
16.19	Расход, м ³ /час	Линия тепло-фикационной воды, FISA303	25	25	-	25	30	70	Останов ВР2. Полное открытие TV 106	
16.20	Давление, МПа	Линия тепло-фикационной воды, PIA209	-	-	-	-	0,25	0,55	-	
16.21	Температура, °С	Линия тепло-фикационной воды, TIA111	-	-	-	-	+50	+80	-	
16.22	Давление, МПа	Линия теплофикацион ной воды, PISA210	0,8 0,2	0,2	0,8	0,2	0,25	0,75	Останов ВР2. Полное открытие TV 106	
16.23	Температура, °С	Линия теплофикацион ной воды, TICA112	-	-	-	-	-	+100	-	

Технологический регламент Площадка дождевой насосной станции ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

пожаротушения, работоспособность запорной арматуры и оборудования, снимаются заглушки и закрываются задвижки на дренажных линиях.

Проверяется работа средств связи. Проверяется готовность системы пожаротушения.

Непосредственно перед пуском необходимо оповестить о пуске следующие службы:

1. Весь обслуживающий персонал ДНС-УПСВ;
2. Начальника смены ЦИТС, ЦИТС ППН и ТГ;
3. Получить подтверждение о готовности к пуску от специалистов, отвечающих за электроснабжение и исправность КИПиА;
4. Убедиться в исправности оборудования и арматуры;
5. Снять заглушки с трубопроводов, аппаратов с отметкой в соответствующем журнале установленного образца;
6. Убедиться в закрытии дренажных вентилей и задвижек на трубопроводах, аппаратах;
7. Убедиться в исправности насосного и компрессорного оборудования, отсутствии на них заглушек и подачи напряжения на электродвигатели;
8. Включить в работу компрессорную воздуха КИП и опробовать работоспособность арматуры с пневмоприводом;
9. Включить в работу манометры, уровнемеры;
10. Подать напряжение на установку, опробовать работоспособность арматуры с электроприводом;
11. Опробовать и выставить на автоматический и дистанционный запуск систему аварийной вытяжной вентиляции;
12. Включить в работу вентиляционную систему;
13. Визуально убедиться в закрытии всех задвижек, вентилей и герметичности фланцевых и резьбовых соединений.

В зимнее время перед пуском производится подключение теплообогрева и дополнительно проверяется исправность и работоспособность пневмоприводных клапанов и электроприводных задвижек.

Последовательность пуска и вывода ДНС-УПСВ-4 на режим

При первоначальном пуске осуществляется вытеснение воздуха из технологической обвязки ДНС-УПСВ-4 с целью избежания возможных образований взрывоопасных смесей.

Первоначальное заполнение системы аппаратов и трубопроводов, возможно осуществить нефтью из входного коллектора. Заполнение производится последовательно по цепочке с одновременным вытеснением воздуха из полостей через вентиль. Одновременно служба КИПиА производит настройку и включение в работу манометров, уровнемеров.

Медленно открываются задвижки №№ 1, 2а, 3а, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 на трубопроводе входной гребенки на ДНС-УПСВ-4, а также задвижки №№11, 12 и весь контур последовательно заполняется продукцией.

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 41

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ	Лист
							69

Пуск ДНС-УПСВ-4 после ремонтных или монтажных работ производится только по распоряжению руководства цеха.

При пуске установки необходимо проверить весь путь прохождения жидкости. Работоспособность оборудования, средств КИПиА, связи, энергоснабжения, систему подачи хим. реагента, средств пожаротушения. Проверяется герметичность всех резьбовых и фланцевых соединений, заземление, молниезащита.

Задвижки по ходу движения жидкости (согласно технологической схемы) должны быть открыты, кроме задвижек на линии выхода воды из отстойников.

Запускается в работу БРХ, осуществляется подача реагента в объёме, превышающем удельную норму в 1,5 раза. После вывода установки на режим расход реагента устанавливается согласно удельным нормам расхода.

При наличии воды в средней части отстойников №№ 1 - 3 открывается выход воды в РВС - 2, 3 по мере их наполнения начинается откачка воды насосами БПНС на БКНС-8. Постепенно в течение двух часов увеличивается производительность установки до нормального рабочего.

Остановка ДНС-УПСВ-4 в нормальных условиях.

Остановка ДНС-УПСВ-4 для ремонтных работ производится только по распоряжению руководства цеха. Перед полной остановкой ДНС-УПСВ-4 необходимо остановить фонд добывающих скважин Толумского, Северо-Семивидовского и Западно-Семивидовского месторождений.

Технологической схемой ДНС-УПСВ-4 предусмотрено отключение любого аппарата или насоса для ремонтных работ без значительного изменения технологического режима установки.

Остановка ДНС-УПСВ-4 производится при необходимости проведения ремонтных и других видов регламентных работ. При нормальной остановке установки обязательно закрытие всех запорных органов внутри установки, достаточно закрыть входную задвижку. Последующий пуск сведется к запуску остановленного фонда скважин и пуску насосно-компрессорного оборудования.

Пуск любого насоса осуществляется на закрытую задвижку с постепенным ее открыванием.

- прекратить подачу жидкости на ДНС-УПСВ-4;
- остатки жидкости слить в дренажные ёмкости;
- при открытых задвижках газа на факел высокого давления откачать жидкость из аппаратов насосами некондиционной нефти из дренажных емкостей в аварийный резервуар;
- после снижения давления в установке до атмосферного, закрыть задвижки сброса газа на факел;
- в зимний период в дополнение к перечисленным работам все дренажные линии и обвязку продуть азотным компрессором.

Остановка факельной системы производится только в аварийном случае для ремонтных работ, связанных с ремонтом ствола факела, дежурных горелок,

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ	Лист
							70

отказа средств контроля. При этом должен быть организован сброс газа на временный факел. При остановке факельной системы на ремонт необходимо:

- закрыть задвижку на линии подачи основного газа на факел;
 - закрыть задвижку подачи газа на дежурные горелки;
 - гасится пламя горелок нажатием кнопки «Стоп» системы розжига;
 - закрывается вентиль подачи выносящего газа в ствол факел;
 - отключить систему розжига и контроля;
- Аварийная остановка осуществляется в той же последовательности.

6.1. Порядок пуска, вывода на режим и остановки ёмкостного оборудования ДНС-УПСВ-4.

Пуск и остановку ёмкостного оборудования производят по письменному распоряжению лица, ответственного за безопасную эксплуатацию сосудов.

Лица, производящие пуск ёмкостного оборудования должны убедиться в исправности запорной арматуры, предохранительных устройств, подводящих и отводящих трубопроводов, заземления, приборов КИПиА, правильности включения в общую технологическую схему, в отсутствии заглушек на фланцевом соединении трубопроводов.

6.1.1 Порядок пуска в работу О-1,2,3.

Пуск О-1 в работу должен выполняться в следующей последовательности:

- а) Проверить дренажную задвижку №81 на закрытие.
- б) Плавно открыть задвижку по выходу воды на О-1 (№79), опрессовать, проверить внешним осмотром герметичность запорной арматуры и фланцевых соединений. Плавно открыть задвижки по выходу подтоварной воды №№78,80, закрыть задвижку №79.
- в) Плавно открыть задвижки по выходу нефти №75.
- г) Плавно открыть задвижку по входу водонефтяной эмульсии №84, запустить отстойник О-1 в работу.

Пуск О-2 в работу должен выполняться в следующей последовательности:

- а) Проверить дренажную задвижку №88 на закрытие.
- б) Плавно открыть задвижку по выходу воды на О-2 (№92), опрессовать, проверить внешним осмотром герметичность запорной арматуры и фланцевых соединений.
- в) Плавно открыть задвижки по выходу подтоварной воды №№90,91, закрыть задвижку №92.
- г) Плавно открыть задвижки по выходу нефти №85.

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 43

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
71

д) Плавно открыть задвижку по входу водонефтяной эмульсии №84, запустить отстойник О-1 в работу.

Пуск О-3 в работу должен выполняться в следующей последовательности:

а) Проверить дренажную задвижку №100 на закрытие.

б) Плавно открыть задвижку по выходу воды на О-3 (№99), опрессовать, проверить внешним осмотром герметичность запорной арматуры и фланцевых соединений.

в) Плавно открыть задвижки по выходу подтоварной воды №№97,98, закрыть задвижку №99.

г) Плавно открыть задвижки по выходу нефти №№96.

д) Плавно открыть задвижку по входу водонефтяной эмульсии №102, запустить отстойник О-3 в работу.

При пуске отстойников в работу задвижки следует открывать без рывков. Заполнение и повышение давления производить плавно. Правильность работы отстойников определяется по показаниям контрольно-измерительных приборов.

6.1.2 Порядок остановки О-1,2,3.

При необходимости, О-1 может быть выведен из технологического режима. В этом случае водонефтяная эмульсия направляется в О-2, О-3.

При остановке О-1 необходимо:

- закрыть задвижку по входу водонефтяной эмульсии №84;
- закрыть задвижку по выходу нефти №75;
- закрыть задвижку по выходу воды №№78,80;
- проверить задвижку по выходу воды №79 на закрытие;
- открыть дренажную задвижку №81 и полностью стравить остаточное давление в сосуде до нуля в дренажную ёмкость, контролируя этот параметр по установленному на сосуде манометру;

Персонал обязан следить во время опорожнения О-1 за уровнем в дренажной ёмкости во избежание ее переполнения.

При необходимости, О-2 может быть выведен из технологического режима. В этом случае водонефтяная эмульсия направляется в О-1, О-3.

При остановке О-2 необходимо:

- закрыть задвижку по входу водонефтяной эмульсии №93;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ	Лист
							72

- закрыть задвижку по выходу нефти №85;
- закрыть задвижку по выходу воды №№90,91;
- проверить задвижку по выходу воды №92 на закрытие;
- открыть дренажную задвижку №88 и полностью стравить остаточное давление в сосуде до нуля в дренажную ёмкость, контролируя этот параметр по установленному на сосуде манометру;

Персонал обязан следить во время опорожнения О-2 за уровнем в дренажной ёмкости во избежание ее переполнения.

При необходимости О-3 может быть выведен из технологического режима. В этом случае водонефтяная эмульсия направляется в О-1, О-2.

При остановке О-3 необходимо:

- закрыть задвижку по входу водонефтяной эмульсии №102;
- закрыть задвижку по выходу нефти №96;
- закрыть задвижку по выходу воды №№97, 98;
- проверить задвижку по выходу воды №99 на закрытие;
- открыть дренажную задвижку №100 и полностью стравить остаточное давление в сосуде до нуля в дренажную ёмкость, контролируя этот параметр по установленному на сосуде манометру;

Персонал обязан следить во время опорожнения О-3 за уровнем в дренажной ёмкости во избежание ее переполнения.

6.1.3 Порядок пуска в работу НГС-1, 2, 4, 5.

Пуск НГС-1 в работу должен выполняться в следующей последовательности:

- а) Проверить дренажную задвижку №33 на закрытие.
- б) Плавно открыть задвижки по выходу газа №№35,38, опрессовать, проверить внешним осмотром герметичность запорной арматуры и фланцевых соединений.
- в) Плавно открыть задвижки по выходу дегазированной эмульсии №№39,40 или №41.
- г) Плавно открыть задвижку по входу водонефтяной эмульсии №18, запустить нефтегазосепаратор НГС-1 в работу.

Пуск НГС-2 в работу должен выполняться в следующей последовательности:

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 45

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Ив. № подл.
102154

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
73

- а) Проверить дренажную задвижку №34 на закрытие.
- б) Плавно открыть задвижки по выходу газа №50, опрессовать, проверить внешним осмотром герметичность запорной арматуры и фланцевых соединений.
- в) Плавно открыть задвижки по выходу дегазированной эмульсии №№49,50 или №48.
- г) Плавно открыть задвижку по входу водонефтяной эмульсии №22, запустить нефтегазосепаратор НГС-2 в работу.

Пуск НГС-4 в работу должен выполняться в следующей последовательности:

- а) Проверить дренажную задвижку №59 на закрытие.
- б) Плавно открыть задвижки по выходу газа №63,64 или №65, опрессовать, проверить внешним осмотром герметичность запорной арматуры и фланцевых соединений.
- в) Плавно открыть задвижку по выходу дегазированной эмульсии №№7с, 8с или №6с;
- г) Плавно открыть задвижку по выходу воды №№9с, 10с или №11с;
- д) Плавно открыть задвижку по входу нефти №№60а, 60б запустить нефтегазосепаратор НГС-4 в работу.

Пуск НГС-5 в работу должен выполняться в следующей последовательности:

- а) Проверить дренажную задвижку №58 на закрытие.
- б) Плавно открыть задвижки по выходу дегазированной эмульсии №67.
- в) Плавно открыть задвижку по входу водонефтяной эмульсии №2б, запустить нефтегазосепаратор НГС-5 в работу.

При пуске нефтегазосепараторов в работу задвижки следует открывать без рывков. Заполнение и повышение давления производить плавно. Правильность работы нефтегазосепараторов определяется по показаниям контрольно-измерительных приборов.

6.1.4 Порядок остановки НГС-1, 2, 4, 5.

При необходимости, НГС-1 может быть выведен из технологического режима. В этом случае газоводонефтяная эмульсия направляется в НГС-2.

При остановке НГС-1 необходимо:

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 46

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Ив. № подл.
102154

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
74

- закрыть задвижку по выходу газа №№35,38;
- закрыть задвижку по входу водонефтяной эмульсии №18;
- закрыть задвижку по выходу дегазированной эмульсии №№39,40 или №41;
- открыть дренажную задвижку №33 и полностью стравить остаточное давление в сосуде до нуля в дренажную ёмкость, контролируя этот параметр по установленному на сосуде манометру;

Персонал обязан следить во время опорожнения НГС-1 за уровнем в дренажной ёмкости во избежание ее переполнения.

При необходимости, НГС-2 может быть выведен из технологического режима. В этом случае газоводонефтяная эмульсия направляется в НГС-1.

При остановке НГС-2 необходимо:

- закрыть задвижку по выходу газа №42;
- закрыть задвижку по входу водонефтяной эмульсии №22;
- закрыть задвижку по выходу дегазированной эмульсии №№49,50 или №48;
- открыть дренажную задвижку №34 и полностью стравить остаточное давление в сосуде до нуля в дренажную ёмкость, контролируя этот параметр по установленному на сосуде манометру.

Персонал обязан следить во время опорожнения НГС-2 за уровнем в дренажной ёмкости во избежание ее переполнения.

При необходимости НГС-4, может быть выведен из технологического режима. В этом случае газоводонефтяная эмульсия направляется через байпасную линию.

При остановке НГС-4 необходимо:

- закрыть задвижку по выходу газа №№63, 64 или №65;
- закрыть задвижку по входу нефти №4с;
- закрыть задвижку по выходу нефти №№7с, 8с или №6с;
- закрыть задвижку по выходу воды №№9с,10с или №11с;
- открыть дренажную задвижку №59 и полностью опорожнить и стравить остаточное давление в сосуде до нуля в аварийную ёмкость, контролируя этот параметр по установленному на сосуде манометру.

Персонал обязан следить во время опорожнения НГС-4 за уровнем в дренажной ёмкости во избежание ее переполнения.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Ивв. № подл.	102154				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

При необходимости, НГС-5 может быть выведен из технологического режима. В этом случае газоводонефтяная эмульсия направляется через байпасную линию.

При остановке НГС-5 необходимо:

- закрыть задвижку по выходу газа №57;
- закрыть задвижку по входу водонефтяной эмульсии №2б;
- закрыть задвижку по выходу дегазированной эмульсии №60.

Персонал обязан следить во время опорожнения НГС-5 за уровнем в дренажной ёмкости во избежание ее переполнения.

6.1.5 Порядок пуска в работу ГС-3, С-1.

Пуск ГС-3 в работу должен выполняться в следующей последовательности:

- а) Плавно открыть задвижки по входу газа №51, опрессовать, проверить внешним осмотром герметичность запорной арматуры и фланцевых соединений.
- б) Плавно открыть задвижки по выходу газа №№53,53а.

При пуске газосепаратора в работу задвижки следует открывать без рывков. Заполнение и повышение давления производить плавно. Правильность работы газосепаратора определяется по показаниям контрольно-измерительных приборов.

Пуск С-1 в работу должен выполняться в следующей последовательности:

- а) Плавно открыть задвижки по входу газа №55а, опрессовать, проверить внешним осмотром герметичность запорной арматуры и фланцевых соединений.
- б) Плавно открыть задвижки по выходу газа №55б.

При пуске сепаратора в работу задвижки следует открывать без рывков. Заполнение и повышение давления производить плавно. Правильность работы сепаратора определяется по показаниям контрольно-измерительных приборов.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	102154	Подп. и дата	Взам. инв. №	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ		Лист
												76

6.1.6 Порядок остановки ГС-3, С-1.

При необходимости, ГС-3 может быть выведен из технологического режима. В этом случае газ и газоконденсат направляется по байпасной линии на ГПЭС-6.

При остановке ГС-3 необходимо:

- закрыть задвижку по входу газа №51;
- закрыть задвижку задвижки по выходу газа №№53,53а.;
- через СППК-4Р стравить давление на свечу до атмосферного.

При необходимости, С-1 может быть выведен из технологического режима. В этом случае газ и газоконденсат направляется по байпасной линии на котельную.

При остановке С-1 необходимо:

- закрыть задвижку по входу газа №55а;
- закрыть задвижку задвижки по выходу газа №55б.;
- через СППК-4Р стравить давление на свечу до атмосферного.

6.1.7 Порядок пуска Ф-1, Ф-2.

Пуск Ф-1 в работу должен выполняться в следующей последовательности:

- а) Плавно открыть кран по входу нефти КШ №1, опрессовать, проверить внешним осмотром герметичность запорной арматуры и фланцевых соединений.
- б) Плавно открыть выходной кран КШ №2.

Пуск Ф-2 в работу должен выполняться в следующей последовательности:

- а) Плавно открыть кран по входу нефти КШ №3, опрессовать, проверить внешним осмотром герметичность запорной арматуры и фланцевых соединений.
- б) Плавно открыть выходной кран КШ №4.

При пуске фильтров Ф-1, Ф-2 в работу задвижки следует открывать без рывков. Заполнение и повышение давления производить плавно. Правильность работы фильтров определяется по показаниям контрольно-измерительных приборов.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ	Лист
							77

6.1.8 Порядок остановки Ф-1, Ф-2.

При необходимости, Ф-1 может быть выведен из технологического режима. В этом случае перекачиваемая нефть направляется через Ф-2.

При остановке Ф-1 необходимо:

- закрыть входной кран КШ №1;
- закрыть выходной кран КШ №2;
- освободить от нефтепродуктов в дренажную ёмкость ЕП-3 открыв дренажный кран КШ №8.

При необходимости, Ф-2 может быть выведен из технологического режима. В этом случае перекачиваемая нефть направляется через Ф-1.

При остановке Ф-2 необходимо:

- закрыть входной кран КШ №3;
- закрыть выходной кран КШ №4;
- освободить от нефтепродуктов в дренажную ёмкость ЕП-3 открыв дренажный кран КШ №16.

Персонал обязан следить во время опорожнения Ф-1 или Ф-2 за уровнем в дренажной ёмкости ЕП-1, во избежание ее переполнения.

6.1.9 Порядок пуска в работу РВС-1, РВС-2, РВС-3.

Пуск РВС 1,2,3 должен выполняться в следующей последовательности:

- на РВС-1 открыть задвижки №№ 172, 176;
- на РВС-2 открыть задвижку № 162;
- на РВС-3 открыть задвижки №№ 155, 158а;

При заполнении резервуаров следует убедиться в правильности показания уровнемеров.

После заполнения резервуара открыть задвижки:

- на РВС-1: №№ 173, 177;
- на РВС-2: № 163;
- на РВС-3: №№ 156, 154, 154а.

Водонефтяная эмульсия должна поступать в резервуар ниже находящегося в нем остатка. При заполнении порожнего резервуара, водонефтяная эмульсия должна подаваться со скоростью не более 1 м/с до момента заполнения приемного патрубка. Дальнейшее заполнение резервуара должно производиться со скоростью потока жидкости в падающем трубопроводе.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ	Лист
							78

Открывать и закрывать задвижки следует плавно, без применения рычагов и усилителей. Объемная скорость наполнения и опорожнения резервуара не должна превышать пропускной способности дыхательных клапанов, указанных в технологической карте резервуара.

6.1.10 Порядок остановки РВС-1, РВС-2, РВС-3.

При необходимости РВС-1 может быть выведен из технологического режима. В этом случае нефть и подтоварная вода направляется в РВС-2,3.

При остановке РВС-1 необходимо:

- а) Закрывать задвижки на резервуаре РВС-1: №№ 172,176;
- б) Открыть задвижки №№ 161, 164, 166, 171 (линия выхода подтоварной воды с РВС-1 на РВС-2 и наполнить резервуар до уровня 0,5 м);
- в) Включить насосы НВПН и освободить резервуар от продукта;
- г) Закрывать задвижки на резервуаре №№ 161, 164, 166, 171, 173, 177;
- д) оставшуюся жидкость сдренировать через сифонный кран № 170.

При необходимости РВС-2 может быть выведен из технологического режима. В этом случае нефть и подтоварная вода направляется в РВС-1,3.

При остановке РВС-2 необходимо:

- а) Поднять уровень в резервуаре РВС-2 до 6,00 (высота стояка);
- б) Открыть задвижку № 167 (линия от стояка до приема насосов НВПН);
- г) Включить насосы НВПН и путем поднятия уровня в РВС-2000м³ № 2 освободить резервуар от нефтяной «шапки»;
- д) Закрывать задвижку № 162 (приемная линия подтоварной воды резервуара);
- е) Включить насосы БПНС и освободить резервуар от продукта;
- ж) Оставшуюся жидкость сдренировать через сифонный кран № 169.

При необходимости РВС-3 может быть выведен из технологического режима. В этом случае нефть и подтоварная вода направляется в РВС-1,2.

При остановке РВС-3 необходимо:

- а) Поднять уровень в резервуаре РВС-5000м³ №3 до 7м (высота стояка);
- б) Открыть задвижку № 154 (линия от стояка до приема насосов НВПН);
- в) Включить насосы НВПН и путем поднятия уровня в РВС-5000м³ № 3 освободить резервуар от нефтяной «шапки»;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Ив. № подл.
102154

- г) Закрыть задвижку №154 (приёмная линия подтоварной воды резервуара);
- д) Включить насосы БПНС и освободить резервуар от продукта;
- е) Оставшуюся жидкость дренировать через сифонный кран №168.

Персонал обязан следить во время слива за уровнем в канализационной ёмкости во избежание ее переполнения и отрегулировать слив жидкости таким образом, чтобы насос успевал перекачивать поступающую жидкость.

6.1.11 Порядок пуска в работу В-1, В-2, В-3.

Пуск В-1 должен выполняться в следующей последовательности:

- а) Плавно открыть вентиль по входу воздуха №6.
- б) Плавно открыть вентиль по выходу воздуха №8 запустить В-1 в работу.

Пуск В-2 должен выполняться в следующей последовательности:

- а) Плавно открыть вентиль по входу воздуха №7.
- б) Плавно открыть вентиль по выходу воздуха №9 запустить В-2 в работу.

Пуск В-3 должен выполняться в следующей последовательности:

- а) Плавно открыть вентиль по входу воздуха №4.
- б) Плавно открыть вентиль по выходу воздуха №5 запустить В-3 в работу.

6.1.12 Порядок остановки В-1, В-2, В-3.

При необходимости В-1 может быть выведен из технологического режима. В этом случае сжатый воздух направляется через В-2, В-3.

При остановке В-1 необходимо:

- закрыть вентиль по входу воздуха №6;
- закрыть вентиль по выходу воздуха №8;
- открыть вентиль №10 и полностью стравить остаточное давление в сосуде до нуля, контролируя этот параметр по установленному на сосуде манометру.

При необходимости В-2 может быть выведен из технологического режима. В этом случае сжатый воздух направляется через В-1, В-3.

При остановке В-2 необходимо:

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ	Лист
							80

- закрыть вентиль по входу воздуха №7;
- закрыть вентиль по выходу воздуха №9;
- открыть вентиль №11 и полностью стравить остаточное давление в сосуде до нуля, контролируя этот параметр по установленному на сосуде манометру.

При необходимости В-3 может быть выведен из технологического режима. В этом случае сжатый воздух направляется через В-1, В-2.

При остановке В-3 необходимо:

- закрыть вентиль по входу воздуха №4;
- закрыть вентиль по выходу воздуха №5;
- открыть вентиль №12 и полностью стравить остаточное давление в сосуде до нуля, контролируя этот параметр по установленному на сосуде манометру.

6.1.13 Порядок пуска установки нагрева водонефтяной эмульсии (УНВНЭ)

а) Пуск установки

Исходное состояние установки:

- технологические аппараты и коммуникации собраны и готовы к ведению технологического процесса.
- краны шаровые КШ1.. КШ32 закрыты;
- заслонки с электроприводом закрыты ЗСЭ1.. ЗСЭ5;
- клапан отсечной К01 закрыт;
- задвижки отсечные 301.. 306 закрыты;
- задвижки клиновые ЗКЛ1.. ЗКЛ8 закрыты;
- заслонки с ручным приводом ЗСР1... ЗСР7 закрыты;

Примечание: в случае, если не указан момент пуска в работу того или иного контура автоматизации, то подразумевается его включение до момента начала пуска установки в работу.

Перед пуском подготовить установку в соответствии с требованиями правил промышленной безопасности и иных нормативных документов, в том числе провести проверку на герметичность, продуть инертным газом и дренировать сырьевые и продуктовые линии и аппараты (за исключением дымоходов). Остатки продувочных газов сбросить в закрытый факел ручным открытием клапанов РХ206 и РХ202 (либо с панели управления / в АСУ ТП с АРМ нажатием кнопок НS (поз. 801 и 803) с переводом тумблер в состояние «ручной»). После сброса клапана закрываются и переводятся на автоматическое управление.

Продувка трубопроводов производится в следующей последовательности:

- 1) Открыть ручную либо с АСУ ТП отсечной клапан РХ206, задвижки отсечные НХ809, НХ810.
- 2) Открыть запорную арматуру на трубопроводе подачи инертного газа (азота) к установке.

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ	Лист
							81

- 3) Открыть краны шаровые КШ18...КШ20, КШ1...КШ9, КШ22, КШ26, КШ12, КШ13.
- 4) Открыть задвижки клиновые ЗКЛ1...ЗКЛ4.
- 5) Продувать трубопроводы газов с местным контролем содержания кислорода в газах, сбрасываемых в закрытый факел, при помощи переносных газоанализаторов до снижения содержания кислорода до 10% НКПР метана.
- 6) Продувать трубопроводы водонефтяной эмульсии с местным контролем содержания кислорода в газах, сбрасываемых из воздушников теплообменного аппарата ТО 1, при помощи переносных газоанализаторов до снижения содержания кислорода до 10% НКПР метана.
- 7) По достижении содержания кислорода в 10% НКПР метана перекрыть краны шаровые КШ12, КШ13, КШ1...КШ9, КШ18...КШ19, КШ22, КШ26.
- 8) Перекрыть задвижки клиновые ЗКЛ1...ЗКЛ4.

б) Пуск в работу дежурных горелок

- 1) Вручную открыть краны шаровые КШ18, КШ19, КШ20, КШ2, КШ3, КШ6...КШ9.
- 2) Пустить сжигаемый газ в линии дежурных горелок открытием запорной арматуры на линии топливного газа к установке.
- 3) Проверить наличие газа в линии по показаниям манометра PG (поз. 203).
- 4) Вручную взвести регулятор давления Р1.
- 5) Нажать кнопку «Пуск дежурных горелок» HS (поз. 801) на панели управления или в АСУ ТП с АРМ (программа 1).

В случае, если давление газа не достигает нижней критической отметки (LL) или превышает верхнюю критическую (НН) отметку по контуру PISA (поз. 206), розжиг дежурной горелки запрещён, инициализация программы пуска не происходит. На панели розжига горит соответствующий световой индикатор «Авария».

- 6) Автоматически открывается отсечной клапан PX206. На панели розжига загорается индикатор «Клапан PX206 открыт».
- 7) Через 30 секунд после открытия клапана PX206 автоматически производится подача искры запальных устройств ES (поз. 601/1...601/4). Длительность искры составляет 0,1 - 1 секунду, на панели розжига на секунду загорается индикатор «Искра».
- 8) Через 30 секунд после подачи искры автоматически контролируется наличие пламени на дежурных горелках по контурам TISA (поз. 102.. 105).

В случае отсутствия пламени хотя бы на одной дежурной горелке на панели розжига не загорается соответствующий световой индикатор «Дежурные горелки горят», инициализируется повторный розжиг. В случае отсутствия пламени после второй и третьей попыток розжига - автоматическое перекрытие PX206.

- 9) При появлении сигнала наличия пламени на панели розжига загорается индикатор «Дежурные горелки горят».

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

10) В случае стабильной работы дежурных горелок в течение 30 секунд даётся допуск на запуск в работу основных горелок вручную с местной панели кнопкой HS (поз. 803).

11) Визуально проверить правильность работы дежурных горелок, а также работу местных и дистанционных датчиков.

в) Пуск в работу основных горелок.

1) Полностью открыть заслонки с электроприводом TV101/1, TV101/2, TV101/3 с переводом контура ПИД-регулирования TISA (поз. 101/1) в ручное управления в АСУ ТП с АРМ.

2) Полностью открыть заслонки с ручным приводом ЗСР5, ЗСР6, ЗСР7.

3) Пустить сжигаемый газ в линии основного газа к закрытому факелу на минимальной производительности (не более 5000 м3/час) открытием запорной арматуры на линии сжигаемого газа к установке.

4) Нажать кнопку «Пуск основных горелок» HS (поз. 803) на панели управления или в АСУ ТП с АРМ (программа 2).

Инициализация программы блокируется системой в случае отсутствия сигнала хотя бы с одной из четырёх термопар дежурных горелок о наличии пламени на дежурных горелках.

5) Автоматически открывается отсечная задвижка PX202. На панели розжига загорается световой индикатор «Задвижка PX202 открыта».

6) Через 15 секунд после открытия PX202 автоматически контролируется наличие пламени на основных горелках по контуру BSA (поз. 701).

В случае отсутствия пламени на основных горелках на панели розжига не загорается соответствующий световой индикатор «Основные горелки горят». Автоматическое перекрытие PX202.

7) При появлении сигнала наличия пламени на панели розжига загорается индикатор «Основные горелки горят».

8) Стабильной работой считается наличие пламени на основных горелках по контуру BSA (поз. 701) в течение 30 секунд.

9) Визуально проверить правильность работы основных горелок, а также работу контуров TI (поз. 301), FIS (поз. 301), PI (поз. 301), PISA (поз. 202), PG (поз. 201).

10) Вести расход газа на необходимый в текущий момент времени уровень.

11) Вручную отрегулировать необходимую температуру в закрытом факеле изменением проходного сечения заслонок TV101/1, TV101/2, TV101/3. Перевести контур TISA (поз. 101/1) в автоматический режим.

12) Удостовериться в достаточности подаваемого в факел воздуха по температуре отходящих дымовых газов по контурам TISA (поз. 101/2) и TISA (поз. 101/1).

13) Включить блокировку по контуру TISA (поз. 101/2).

Корректной работой основных и дежурных горелок считается стабильное пламя без срывов в течение 3 минут.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм. № подл.
102154

Взам. инв. №

Подп. и дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
83

г) Пуск в работу блока нагрева водонефтяной эмульсии

- 1) Включить в работу вентилятор ВР1 нажатием кнопки «Пуск» SB (поз. 901) на местном посту или в АСУ ТП с АРМ на минимальной производительности в соответствии с паспортом на оборудование («холостой ход»). Длительность холостого хода - не менее 5 минут.
 - 2) Вручную открыть клиновую задвижку ЗКЛ4.
 - 3) Вручную открыть задвижки отсечные НХ809, НХ810 в АСУ ТП с АРМ.
 - 4) Пустить водонефтяную эмульсию к теплообменному аппарату ТО 1 открытием запорной арматуры на линии водонефтяной эмульсии к установке.
 - 5) Вручную открыть задвижки клиновые ЗКЛ1 и ЗКЛ2 (с предотвращением возможности гидравлического удара).
 - 6) Проверить наличие циркуляции водонефтяной эмульсии по теплообменному аппарату по расходомеру FISA (поз 304), а также по показаниям контуров РG (поз. 212), TG (119), PIA (поз. 213), TIA (поз. 120), TICA (поз 121), PISA (поз. 214), TG (поз. 122), PG (поз. 215). Длительность холодной циркуляции продукта - не менее 20 минут.
 - 7) Проверить правильность работы местных и дистанционных датчиков по линиям водонефтяной эмульсии.
 - 8) Открыть регулирующую заслонку TV115 на 100% в АСУ ТП с АРМ.
 - 9) Вручную открыть заслонки с ручным приводом ЗСР1 и ЗСР4.
 - 10) Проверить правильность работы местных и дистанционных датчиков температуры по линиям дымовых газов.
 - 11) Отрегулировать параметры процесса теплообмена в АСУ ТП с АРМ при помощи: изменения проходного сечения заслонки TV115, производительности вентилятора ВР1.
 - 12) После достижения необходимых параметров теплообмена - переключиться на режим автоматического регулирования параметров теплообмена и включить блокировки.
- Подготовка блока к работе (пункты 1-7) может выполняться одновременно с пуском в работу дежурных и основных горелок.

д) Пуск в работу блока нагрева теплофикационной воды

- 1) Включить в работу вентилятор ВР2 нажатием кнопки «Пуск» SB (поз. 904) на местном посту или в АСУ ТП с АРМ на минимальной производительности в соответствии с паспортом на оборудование («холостой ход»). Длительность холостого хода — не менее 5 минут.
- 2) Вручную открыть клиновую задвижку ЗКЛ8.
- 3) Пустить воду к теплообменному аппарату Т02 открытием запорной арматуры на линии воды к установке.
- 4) Вручную открыть задвижки клиновые ЗКЛ5 и ЗКЛ6 (с предотвращением возможности гидравлического удара).
- 5) Проверить наличие циркуляции воды по теплообменному аппарату по расходомеру FISA (поз 303), а также по показаниям контуров РG (поз. 208), TG (110), PIA (поз. 209), TIA (поз. 111), TICA (поз 112), PISA (поз. 210), TG (поз.

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 56

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм. № подл.
102154

Взам. инв. №

Подп. и дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
84

113), PG (поз. 211). Длительность холодной циркуляции продукта - не менее 20 минут.

6) Проверить правильность работы местных и дистанционных датчиков по линиям воды.

7) Открыть регулируемую заслонку TV106 на 100% в АСУ ТП с АРМ.

8) Вручную открыть заслонки с ручным приводом ЗСР2 и ЗСР3.

9) Проверить правильность работы местных и дистанционных датчиков температуры по линиям дымовых газов.

10) Отрегулировать параметры процесса теплообмена в АСУ ТП с АРМ при помощи: изменения проходного сечения заслонки TV106, производительности вентилятора ВР2.

11) После достижения необходимых параметров теплообмена - переключиться на режим автоматического регулирования параметров теплообмена и включить блокировки.

Подготовка блока к работе (пункты 1-7) может выполняться одновременно с пуском в работу дежурных и основных горелок.

При пуске установки в зимний период все трубопроводы перед пуском должны быть прогреты водой или водяным паром и полностью освобождены от воды. Запорно-регулирующая арматура прогревается только в закрытом состоянии. Вся запорно-регулирующая арматура должна быть проверена на свободу хода затворного органа. Накапливающийся конденсат необходимо дренировать максимально часто. Следить за исправностью теплоизоляции и электрообогрева. Пуск при неисправностях теплоизоляции и электрообогрева, а также при нарушениях хода арматуры запрещается.

6.1.14 Нормальная работа установки и порядок останова установки нагрева водонефтяной эмульсии (УНВНЭ)

а) Нормальная работа установки

Контроль нормальной работы дежурных горелок по контурам TISA (поз. 102... 105), PISA (поз. 206), а также по показаниям местных датчиков и визуальному осмотру.

Контроль нормальной работы основных горелок по контурам PISA (поз. 202), TISA (поз. 101/2) и TICA (поз. 101/1), BSA (поз. 701), QISA (поз. 501), а также по показаниям местных датчиков.

Контроль нормальной работы блока нагрева водонефтяной эмульсии по контурам FISA (поз. 304), PIA (поз. 213), TIA (поз. 120), TICA (поз. 121), PISA (поз. 214), а также по показаниям местных датчиков. В том числе контроль безостановочной работы вентилятора ВР1.

Контроль нормальной работы блока нагрева теплофикационной воды по контурам PISA (поз. 303), PIA (поз. 209), TIA (поз. 111), TICA (поз. 112), PISA (поз. 210), а также по показаниям местных датчиков. В том числе контроль безостановочной работы вентилятора ВР2.

Дренирование фильтров с периодичностью не менее одного раза в 6 часов.

б) Работа контура FIS (поз. 301) (программа 3)

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 57

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
85

Исходное состояние: FX301/1...FX301/3 закрыты.

Достижение расхода газа значения выше 3920 м³/ч при рабочих условиях - открытие клапана РХ301/1.

Достижение расхода газа значения выше 7840 м³/ч при рабочих условиях - открытие клапана РХ301/2.

Достижение расхода газа значения выше 11760 м³/ч при рабочих условиях - открытие клапана РХ301/3.

Достижение расхода газа значения ниже 9801 м³/ч при рабочих условиях - закрытие клапана РХ301/3.

Достижение расхода газа значения ниже 6534 м³/ч при рабочих условиях — закрытие клапана РХ301/2.

Достижение расхода газа значения ниже 3267 м³/ч при рабочих условиях — закрытие клапана РХ301/1.

в) Нормальная остановка установки нагрева водонефтяной эмульсии

Подразумевается работа установки на основных линиях без подключения байпасных линий и без наличия аварийных ситуаций.

г) Нормальная остановка блока нагрева теплофикационной воды

1) Отключить автоматическое регулирование температур по контурам ТИС (поз. 106 и 112).

2) Перевести заслонку TV 106 на ручное управление и открыть на 100% в АСУ ТП с АРМ.

3) Перекрыть вручную заслонки с ручным приводом ЗСР3 и ЗСР2 последовательно с минутным интервалом.

4) Отключить вентилятор ВР2 нажатием кнопки «Стоп» SB (поз. 905) на местном посту или в АСУ ТП с АРМ.

5) Дождаться охлаждения воды после теплообменного аппарата Т02 до входной температуры по контуру ТИСА (поз. 112), а также по показаниям местных датчиков температуры.

6) Вручную перекрыть задвижки клиновые ЗКЛ5, ЗКЛ6.

7) Вручную перекрыть задвижку клиновую ЗКЛ8.

8) Дренировать жидкость из трубного и межтрубного пространства Т02 с помощью открытия кранов шаровых КШ14, КШ15, КШ25.

9) Дренировать жидкость с дымовой трубы ТД1 с помощью открытия крана шарового КШ23.

Пункт 8 выполняется после остановки обоих контуров нагрева рабочих агентов.

д) Нормальная остановка блока нагрева водонефтяной эмульсии

1) Отключить автоматическое регулирование температур по контурам ТИС (поз. 115 и 121).

2) Перевести заслонку TV115 на ручное управление и открыть на 100% в АСУ ТП с АРМ.

3) Перекрыть вручную заслонки с ручным приводом ЗСР4, ЗСР1 последовательно с минутным интервалом.

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 58

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
86

- 4) Отключить вентилятор ВР1 нажатием кнопки «Стоп» SB (поз. 902) на местном посту или в АСУ ТП с АРМ.
- 5) Дождаться охлаждения водонефтяной эмульсии после теплообменного аппарата Т01 до входной температуры по контуру ТСА (поз. 121), а также по показаниям местных датчиков температуры.
- 6) Вручную перекрыть задвижки клиновые ЗКЛ1, ЗКЛ2.
- 7) Перекрыть отсечные задвижки НХ809 и НХ810 в АСУ ТП с АРМ.
- 8) Вручную перекрыть задвижку клиновую ЗКЛ4.
- 9) Дренировать жидкость из трубного и межтрубного пространства Т01 с помощью открытия кранов шаровых КШ10, КШ11, КШ24.

е) Нормальная остановка основных горелок

- 1) Нажать кнопку «Остановка основных горелок» HS (поз. 804) на панели управления или в АСУ ТП с АРМ (программа 2).
Допускается одновременная остановка основных горелок и охлаждение теплообменных аппаратов блоков нагрева водонефтяной эмульсии и теплофикационной воды.
- 2) Автоматически перекрываются задвижки отсечные FX301/1 ...FX301/3, РХ202. На панели розжига потухают индикаторы «Задвижка РХ202 открыта» и «Основные горелки горят».

ж) Нормальная остановка дежурных горелок

- 1) Нажатие кнопки «Останов дежурных горелок» HS (поз. 802) оператором на панели управления или в АСУ ТП с АРМ (программа 1).
Инициализация программы «Остановка дежурных горелок» запрещается системой в случае, если открыта отсечная задвижка РХ202. Допускается одновременная остановка дежурных горелок и охлаждение теплообменных аппаратов блоков нагрева водонефтяной эмульсии и теплофикационной воды.
- 2) Автоматически перекрывается клапан отсечной РХ206. На панели розжига потухают индикаторы «Клапан РХ206 открыт» и «Дежурные горелки горят».
- 3) Вручную перекрыть кран шаровой КШ18.
- 4) Открыть клапан отсечной РХ206 вручную либо с панели управления / в АСУ ТП с АРМ нажатием кнопок HS (поз. 801 и 803) с переводом тумблер в состояние «ручной».
- 5) Вручную перекрыть краны шаровые КШ19, КШ2, КШ3, КШ6, КШ7, КШ8, КШ9.
- 6) Дренировать жидкость с фильтров Ф1, Ф2 открытием кранов шаровых КШ30, КШ31.

7. Безопасная эксплуатация производства

7.1 Основные мероприятия по обеспечению безопасности ведения технологического процесса и защита организма работников

- Разработана технологическая карта производства, технологический регламент.

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 59

Изм. инв. №	
Подп. и дата	
Изм. № подл.	102154

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
87

- На каждый вид оборудования разработана инструкция по эксплуатации, обслуживанию и ремонту.
- Разработан план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий.
- Разработаны инструкции по охране труда.
- Разработаны графики осмотра, и планово – предупредительного ремонта на все виды оборудования.
- Все основные параметры технологического процесса контролируются, кроме того, имеется звуковая и световая сигнализация, которая включается при отклонении от заданных параметров.
- Ежедневно, согласно графика, проводятся учебные тревоги по ПЛА.
- Один раз в квартал проводится периодический инструктаж по основной профессии, электробезопасности и пожарной безопасности.
- Проводятся внеплановые инструктажи.
- Каждый работник проходит в установленном порядке обучение и стажировку на рабочем месте.
- Ежегодно проводится очередная проверка знаний работников по основным профессиям.
- Соблюдение правил личной гигиены.
- Прохождение периодических медосмотров
- Всем работникам выдается спецодежда и средства защиты организма, проводится обучение правилам пользования выданных СИЗ. Кроме того на рабочем месте имеются медицинские аптечки.

7.2 Описание системы пожаротушения ДНС-УПСВ-4

Вода из резервуаров (ПВ-1 V-400 м³, ПВ-2 V-400 м³) кольцевой сети противопожарного водопровода через задвижки №3п, 4п, установленные на входе в насос, поступает на приём одного из двух насосов Нп-1, Нп-2 (в зависимости от того, который из них в работе в качестве основного) и, пройдя задвижки №5п, 6п, 8п, 9п, 10п (на выходе из насоса) направляется в сеть (кольцо) противопожарного водопровода по трубе D=259*8 (на охлаждение РВС-1,2,3) или на головки соединительные муфтовые ГМ-80 (4шт), к которым присоединяются переносные средства пожаротушения, а также поступает на пожарный кран-пост.

Для обеспечения дозированной подачи пенообразователя в систему пенного пожаротушения применяются насосные агрегаты Нп-3, Нп-4 (в зависимости от того, который из них в работе в качестве основного); вода поступает на приём одного из двух насосов через задвижки №14п, 15п, установленные на входе в насос, и пройдя насос, задвижки №16п, 17п (на выходе из насоса) направляется на вход баков-дозаторов.

Для заполнения двух баков-дозаторов БДП-1, БДП-2 пенообразователя используется насосный агрегат 36-1Ц6, 3-12,5(Г2-ОПА), производительностью 6,3 м³/час и напором 12,5 м или установка компрессорная К-25.

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 60

Ивл. № подл.	102154	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					

Баки-дозаторы БДП-1, БДП-2 ёмкостью $V=3 \text{ м}^3$ выполнены из нержавеющей стали с перегородкой. Баки оборудованы указателями уровня для заправки ёмкости пенообразователем и в комплекте со шкафом управления перемешивающим устройством (смесителем).

Затем после баков-дозаторов раствор пены проходит через задвижки №№24п, 26п, 28п, 30п и задвижки №51п, 51п, 53п, 54п с электроприводом для подачи по четырём линиям подачи раствора пенообразователя (по сухотрубам) на объекты пожаротушения или по трем задвижкам №32п, 33п, 34п, установленным внутри блок-бокса и по трем задвижкам №35п, 36п, 37п, установленным вне блок-бокса, поступает на головки соединительные муфтовые ГМ-80 (3 шт), к которым присоединяются переносные средства пожаротушения.

На всех линиях для визуального контроля на входных трубопроводах насосных агрегатов и на трубопроводе входа воды установлены манометры МП-4У 0...1,6 МПа.

7.3 Возможные неполадки технологического процесса и оборудования. Аварийная остановка ДНС-УПСВ-4

Причины, могущие привести к аварии или несчастному случаю, могут быть организационного, технического и технологического характера.

Причины организационного характера:

- допуск к самостоятельной работе рабочих и инженерно-технических работников без прохождения ими программы первичного (повторного) инструктажа на рабочем месте, пожарной безопасности; без стажировки на рабочем месте и проверки полученных ими знаний квалификационной комиссией;

- несвоевременное обучение, аттестация и проверка знаний по охране труда обслуживающего персонала и инженерно-технических работников;

- грубое нарушение санитарного и технического состояния территории УПСВ, подсобных зданий и сооружений;

- отсутствие контроля за состоянием индивидуальных средств защиты;

- проведение постоянных или временных огневых работ без специального разрешения;

- самовольное возобновление работ, остановленных органами пожарнадзора, Ростехнадзора, другими контролирующими организациями;

- курение в местах, не предусмотренных для этого и специально не оборудованных;

- несвоевременное расследование, учет и доведение до каждого причин предыдущих несчастных случаев на производстве, аварий, пожаров в соответствии с действующими положениями и инструкциями;

- выдача должностными лицами указаний или распоряжений, принуждающих работников нарушать правила безопасности и охраны труда.

Причины технического характера:

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 61

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
89

- несвоевременное техническое освидетельствование сосудов, работающих под давлением;
- эксплуатация аппаратов, оборудования и трубопроводов при параметрах, выходящих за пределы, указанные в технических условиях или паспортах;
- неисправность предохранительных клапанов и несоблюдение сроков их ревизии;
- пропуск газонефтяной смеси во фланцевых соединениях в результате разрыва прокладок; трещины, выпучины, значительное утончение стенок трубопроводов и аппаратуры; пропуски через дефекты в сварных швах; пропуски в сальниковых и торцевых уплотнениях насосов и т.д.;
- неисправность контрольно-измерительных приборов и средств автоматики;
- несвоевременное и некачественное проведение ремонтных работ;
- неисправность системы пожаротушения и систем определения взрывоопасных концентраций газа в воздухе.

7.4 Характеристика опасностей, имеющих в производстве. Особые требования безопасности

Для предотвращения аварий, неполадок, несчастных случаев и обеспечения нормальных условий труда необходимо соблюдать нормы и требования технологического регламента, действующих производственных инструкций, правил техники безопасности, пожарной безопасности и производственной санитарии.

К опасностям производственных процессов относятся:

- а) повышение давления выше допустимых норм в результате нарушения технологии или отключения электроэнергии (может привести к нарушению герметичности, взрыву, пожару);
- б) неисправность взрывозащищенного оборудования (опасность взрыва, пожара);
- в) неисправность заземления, молниезащиты (опасность взрыва, пожара);
- г) загазованность в помещениях и на открытых местах (опасность отравления, взрыва, пожара);
- д) утечка хим. реагента в БРХ (опасность отравления, пожара).

7.5 Основные мероприятия по обеспечению безопасного ведения технологического процесса

В целях создания безопасных условий работы необходимо соблюдать следующие требования:

- Вести строгий контроль за всеми параметрами работы емкостного парка агрегатов и технологических трубопроводов ДНС-УПСВ-4 согласно технологического режима.
- Содержать оборудование ДНС-УПСВ-4 в исправном состоянии.
- Проводить ремонты оборудования согласно графика ППР.

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 62

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ	Лист
							90

- Соблюдать графики осмотра оборудования и своевременно устранять выявленные недостатки.
 - Перед пуском оборудования проверить его техническое состояние.
 - Повторный пуск агрегата допускается производить не ранее чем через 15 минут.
 - При эксплуатации принимать меры к недопущению случаев соприкосновения с токоведущими частями эл. оборудования.
 - Перед выполнением ремонтных работ на насосном агрегате отключить эл. двигатель от сети, заземлить.
 - Ежемесячно проверять наличие и исправность заземления частей эл. оборудования, которые при нормальных условиях эксплуатации не находятся под напряжением, но могут оказаться под напряжением в случае нарушения изоляции.
 - Запрещается производить какие-либо ремонтные работы, на электроустановках, открывать эл. щиты и т.п. не электрическому персоналу.
 - При возникновении аварий выполнять обязанности согласно плана ликвидации возможных аварий.
 - Иметь соответствующие надписи у эл. оборудования, сосудов, работающих под давлением, у запорной арматуры и т.п.
- Основными причинами, которые могут привести к нарушению безопасного технологического режима и возникновению аварий на ДНС-УПСВ-4 являются:
- отключение эл. энергии;
 - застывание жидкости в технологических трубопроводах;
 - неисправность запорной арматуры;
 - неисправность КИПиА.
 - Применять средства индивидуальной защиты.
- Ежемесячно согласно утвержденного графика проводить проверку работоспособности схем управления, сигнализации и блокировки.

7.6 Особые требования безопасности производства

Особые требования безопасности производства, соблюдение которых обязательно для исключения возможности возникновения взрывов, пожаров, отравлений, удушья, травм, ожогов и прочее, а также для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий труда работающих:

Соблюдать нормы технологического режима, правила эксплуатации оборудования, изложенные в должностных и эксплуатационных инструкциях.

Вести технологический процесс на исправном оборудовании, оснащенном всеми необходимыми, исправными предохранительными устройствами, контрольно-измерительными и регулируемыми приборами, сигнализацией и защитными блокировками.

Иметь на всех рабочих местах инструкции согласно утвержденному «Перечню».

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 63

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ						Лист
						91

Иметь на рабочих местах аварийный комплект шланговых противогазов, спецодежды и инструменты.

Не допускать эксплуатацию оборудования при наличии неисправности в аппаратах, трубопроводах и арматуре. При обнаружении не плотности, давление в аппаратах или трубопроводах должно быть сброшено и не плотность устранена.

Осуществлять постоянный контроль за состоянием оборудования, приборов, арматуры, коммуникаций, фланцевых соединений.

Осуществлять постоянный контроль за состоянием газовой среды с помощью стационарных и переносных газоанализаторов.

Следить за наличием и исправностью заземления аппаратов и трубопроводов, периодически производить проверку величины сопротивления заземляющих устройств.

Не допускать эксплуатацию оборудования, аппаратов с неисправным заземлением.

В холодное время года следить за состоянием обогрева трубопроводов и аппаратов.

На рабочем месте находиться в положенной и исправной спецодежде, спецобуви.

Во взрывоопасных местах необходимо пользоваться переносными светильниками (напряжением не более 12 В во взрывобезопасном исполнении), соответствующими категории и группе взрывоопасной смеси данного помещения.

Вскрытие люков на аппаратах производить после пропарки аппаратов и вентиляции и получения анализа на содержание кислорода внутри аппарата. Объемная доля кислорода должна быть не менее 20%.

Подключение пара для продувки производить при помощи гибких шлангов. Крепление шлангов к штуцерам производить хомутами. Продувка аппаратов паром через открытые люки диаметром более 100мм запрещается. После продувки шланги должны быть отсоединены, а на штуцерах для продувки установлены торцевые заглушки. Допускается производить подключение пара для продувки оборудования при помощи жесткой сцепки с использованием резьбового быстроразъемного соединения (БРС).

Оборудование и трубопроводы, подготавливаемые к ремонту, необходимо освободить от продукта, убедиться в отсутствии давления в них и полностью отключить заглушками от коммуникаций и оборудования, не сдаваемых в ремонт, после чего продуть паром для удаления как газообразных так и жидких углеводородов, провентилировать до получения удовлетворительных анализов (отсутствие газа). Критерием допуска к ремонту оборудования и трубопроводов является предельно-допустимая концентрация (ПДК) и концентрационный предел взрываемости (КПВ) при проведении огневых работ. Перед проведением работ провести инструктаж исполнителей о степени опасности и безопасным методам ведения данных работ.

Огневые работы на ДНС-УПСВ-4 допускать только при наличии

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

оформленного наряда-допуска на проведение огневых работ. Огневые работы разрешается проводить при отсутствии взрывопожароопасных веществ в воздушной среде или при наличии их не выше ПДК по санитарным нормам.

Газоопасные работы разрешается производить только при наличии оформленного наряда-допуска на проведение газоопасных работ. Работы внутри емкостного оборудования разрешается проводить только при содержании вредных веществ не более ПДК и объемной доле кислорода не менее 20%. При концентрации кислорода менее 20% допускается работа в изолирующем противогазе.

Пуск оборудования после ремонта, остановку оборудования на ремонт производить по письменному распоряжению начальника цеха в каждом отдельном случае.

Ремонт аппаратов, коммуникаций, насосов, компрессоров аппаратуры и т.д. при их работе и под давлением не разрешается.

Во всех местах, где возможен выброс газа в рабочую зону, разрешается работать только искробезопасным инструментом.

Не допускать загрязнения рабочих мест, загромождения подъездов, проходов и мест хранения средств тушения пожаров.

Манометры, установленные на аппаратах и трубопроводах должны быть исправны и опломбированы, иметь клеймо с указанием даты проверки. На шкале манометра должна быть нанесена красная черта, соответствующая разрешенному рабочему давлению.

Все движущиеся и вращающиеся части насосных агрегатов, компрессоров должны быть ограждены прочными металлическими ограждениями.

Вытирать во время работы валы и другие движущиеся части агрегатов запрещается.

Снимать ограждения для ремонта агрегатов разрешается только после их остановки и снятия напряжения.

Эксплуатация оборудования с неисправными средствами контроля, автоматизации, систем сигнализации и блокировки запрещается.

Если по условиям технологического процесса (пусковые, остановочные поверочные, ремонтные и др. операции) требуется деблокирование отдельных параметров, допускается временное отключение блокировок по письменному разрешению руководителя цеха. Перед снятием блокировки должны разрабатываться мероприятия по безопасному ведению технологического режима. Время снятия блокировки должно быть регламентировано.

Во всех случаях отключения блокировки должен быть организован усиленный контроль за деблокированным параметром.

Ивл. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. ивл. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ	Лист
							93

Ивв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
102154		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

7.7 Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов производства

Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов производства представлены в таблице №11.

Таблица 11

№ п/п	Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Агрегатное состояние	Класс опасности (ГОСТ 12.1.007-76)	Температура, °С			Концентрационный предел распространения пламени (%об.)		Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	ПДК вещества в воздухе рабочей зоны
				Вспышки	Воспламенение	Само воспламенение	Нижний предел	Верхний предел		
1	Нефть (товарная, пластовая)	Жидкое	3 класс опасности (при перекачке и отборе проб)	5	6	7	8	9	10	11
1	Нефть (товарная, пластовая)	Жидкое	3 класс опасности (при перекачке и отборе проб) 4 класс опасности (при хранении и лабораторных испытаниях)	<1	8	300-500	0,9-1,0	н/д	Углеводороды, входящие в состав нефтяных газов, могут оказывать сравнительно слабое наркотическое действие. Значительно сильнее действуют пары менее летучих (жидких) составных частей нефти. Именно они определяют характер действия сырых нефтей. Нефти, содержащие мало ароматических углеводородов действуют также как и смеси метановых и нафтеновых углеводородов - их пары вызывают наркоз и судороги Высокое содержание ароматических соединений может угрожать хроническими отравлениями с изменением состава крови и кровяных органов. Сернистые соединения могут приводить к острым и хроническим отравлениям, главную роль при этом играет	10 мг/м ³ (при перекачке и отборе проб) 300 мг/м ³ (при хранении и лабораторных испытаниях)

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
102154		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

№ п/п	Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Агрегатное состояние	Класс опасности (ГОСТ 12.1.007-76)	Температура, °С			Концентрационный предел распространения пламени (%об.)		Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	ПДК вещества в воздухе рабочей зоны
				Вспышки	Воспламенение	Самовоспламенение	Нижний предел	Верхний предел		
1			4	5	6	7	8	9	10	11
									сероводород. Воздействие паров нефти на кожные покровы может приводить к раздражениям, возникновению сухости, шелушению кожи, появлению трещин. Многие химические соединения, содержащиеся в нефти, могут оказывать канцерогенное действие	
2	Нефтяной (путный) и топливный газ	Газообразное	4 класс опасности (по метану)	н/д	н/д	535	5,28	14,1	Не ядовит, но обладает удушающими свойствами. При вдыхании воздуха с 10% содержанием пропана или метана в течение 2 мин. появляется головокружение	7000 мг/м ³ (по метану)
3	Реагенты	Жидкое	3 класс опасности (по метанолу)	6	13	440	6,98	35,5	При взрыве попутного нефтяного газа в атмосферу выделяются углерод оксид, оксиды азота (в пересчете на NO2), бенз(а)пирен.	15 мг/м ³

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

7.8 Классификация технологических блоков по взрывоопасности

Расчет энергетических потенциалов и категорирование по взрывоопасности технологических блоков осуществляется согласно рекомендациям приложения 1 с Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 марта 2013 г. № 96.

По значениям относительных энергетических потенциалов и приведенной массе парогазовой среды осуществляется категорирование технологических блоков.

Показатели классификации технологических блоков по взрывоопасности представлены в таблице 12.

Таблица №12

№ п/п	Номер блока	Номера позиций аппаратуры, оборудования по технологической схеме, составляющие технологический блок.	Относительный энергетический потенциал технологического блока	Категория взрывоопасности технологических блоков	Классы зон по уровню опасности возможных разрушений, травмированию персонала
1	2	3	4	5	6
1	Блок №1. Нефтегазосепараторы	НГС-1, 2, 4, 5	Q _в =16,47	III	3
2	Блок №2. Отстойники	О-1,2,3	Q _в =16,47	III	3
3	Блок №3. Дренажные ёмкости	ЕП-1,2,3	Q _в =14,54	III	3
4	Блок №4. Газосепаратор	ГС-3	Q _в =10,32	III	3
5	Блок №5. РВС	РВС-1,2,3	Q _в =14,54	III	3
6	Площадка подготовки газа	НГС-6, НГС-7, ГС-4	Q _в =15,32	II	2
7	Узел сбора конденсата	РК-1, РК-2, ЕП-7, ЕП-9	Q _в =9,81	II	2
8	Установка факельная	Аварийный факел	Q _в =5,54	II	2
9	Ёмкость дренажная	ЕП-5, ЕП-6	Q _в =13,58	II	2
10	Установка нагрева рабочего агента с двумя газоходами дымовых газов	УНВНЭ	Q _в =17,56	II	2

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 68

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Ивв. № подл.	102154				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

96

**Взрывопожарная и пожарная опасность, санитария характеристика
производственных зданий, помещений и наружных установок №13**

Таблица №13

N п/п	Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок	Категория взрывопожарной и пожарной опасности зданий и помещений	Классификация зон внутри и вне помещений для выбора и установки электрооборудования		Группа производственных процессов по санитарной характеристике
			класс взрыво- опасной или пожароопасной зоны	категория и группа взрыво- пожароопасных смесей	
1	2	3	4	5	6
1	1. Площадка отстойников 1.1 Отстойники 1.2 Сепараторы	Ан Ан	В-1г В-1г	ПА-Т3 ПА-Т3	3.1 3.1
2	Площадка буфера- сепаратора	Ан	В-1г	ПА-Т3	3.1
3	1. Площадка концевых сепараторов	Ан	В-1г	ПА-Т3	3.1
4	1. Реагентное хозяйство 1.1 Блок реагента 1.2 Ёмкость реагента	А Ан, Бн	В-1а В-1г	ПА-Т3 ПА-Т3	3.1
5	Факельное хозяйство 1.1 Факельная установка 1.3 Пункт местного розжига	Ан Ан	В-1г В-1г	ПА-Т3 ПА-Т3	3.1
6	Насосный блок 1.1 НВПН 1.2 БПНС	А Д	В-1а	ПА-Т3 ПА-Т3	3.1
7	Ёмкости подземные	Ан	В-1г	ПА-Т3	3.1
8	Узел учета нефти СИКН	А	В-1а	ПА-Т3	3.1
9	Резервуарный парк	Ан	В-1г	ПА-Т3	3.1
10	Операторная	В4	-	-	3.1
11	БКСА	Д	-	-	3.1
12	Пожарная насосная	Д	-	-	3.1
13	Арт. скважины	Д	-	-	3.1
14	Слесарная мастерская	В4	-	-	3.1
15	Холодный склад	В4	22	ПА-Т3	3.1
16	Площадка подготовки газа	АН	2	ПА-Т3 ПА-Т1	3.1
17	Узел сбора конденсата	АН	2	ПА-Т3 ПА-Т1	3.1
18	Установка факельная	АН	2	ПА-Т1	3.1
19	Емкость дренажная	АН	2	ПА-Т3 ПА-Т1	3.1
20	Установка нагрева рабочего агента с двумя газоходами дымовых газов	АН	2	ПА-Т1	3.1

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 69

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
97

Ивл. № подл.	Подп. и дата	Взам. ивл. №
102154		

7.9 Описание возможных аварийных ситуаций

Возможные виды аварийного состояния производства и способы их ликвидации указаны в таблице 14. Таблица №14

№ п/п	Вид аварийного состояния производства	Причина возникновения	Действия персонала по устранению аварийного состояния
1	Повышенное содержание воды в подготовленной нефти	1. Скопление мех. примесей; парафина и т.д. на границе раздела фаз «нефть-вода» в отстойниках 2. Повышение уровня «нефть-вода» в отстойниках	1. Увеличить время отстоя, при необходимости отключить аппарат на время чистки. Снизить уровень «нефть-вода».
2	Появление нефти в нижней части отстойника.	Неисправность автоматического регулятора уровня раздела фаз «нефть-вода».	На период ремонта перейти на резервный отстойник или перейти на ручное регулирование.
3	Выход из строя сепаратора №4, №5, № 6, № 7	Трещина в теле (вспучина и т.д.)	Перевод жидкости на один из исправных сепараторов. По мере ликвидации неисправности пуск в работу.
4	Насосы нефтяные Насос не подает жидкость при давлении на входе ниже атмосферного Насосы погружные	- насос и всасываемый трубопровод не были залиты перекачиваемой жидкостью перед пуском. - насасывается воздух через неплотности в соединениях всасывающего трубопровода, через пробки или кран. - приемный клапан выступает из воды и засасывает воздух.	- выключить двигатель, залить насос и всасывающий трубопровод. - осмотреть все соединения, кран пробно-спусковой на крышке всасывания насоса и при необходимости подтянуть их.
5	Насос не развивает напор	- зазор по уплотнениям рабочих колес превышает 1 мм - электродвигатель не развивает номинальной частоты вращения вследствие понижения электрического напряжения	- остановить насос, разобрать и заменить изношенные детали - электрикам выявить причину снижения электрического напряжения, устранить причину
6	Повышенная вибрация насоса Нагрев сальников. Большая потребляемая мощность (большой	- неправильная центровка электродвигателя с насосом. - сальник сильно затянута - изношены кольца гидравлической пяты - ротор сместился в сторону всасывания больше допустимого	- отцентрировать насос - ослабить нажим втулки сальника, обеспечив протечку жидкости до нормативной - устранить неисправность согласно инструкции по эксплуатации и уходу за

Ивл. № подл.	Подп. и дата	Взам. ивл. №
102154		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

№ п/п	Вид аварийного состояния производства	Причина возникновения	Действия персонала по устранению аварийного состояния
	нагрев электродвигателя)		насосами
7	Резервуарный парк Порыв трубопроводов РВС	- коррозия	- ликвидировать порыв - закрыть задвижки поступления жидкости - усилить контроль за загазованностью
8	Отсутствие пламени в ЗФУ (УНВНЭ)	- обрыв пламени	- перевод основного газа на аварийный факел - повторный розжиг дежурных горелок - повторный розжиг основных горелок - усилить контроль за загазованностью
9	Увеличение температуры эмульсии или теплофикационной воды на выходе ТО1, ТО2	- увеличение числа оборотов ВР1, ВР2; - уменьшение или отсутствие эмульсии или теплофикационной воды на входе ТО1, ТО2; - отказ в затрубном пространстве ТО1 или ТО2.	- остановить работу ВР1 или ВР2; - перевод эмульсии или теплофикационной воды по байпасу, минуя ТО1 или ТО2

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

8. Методы и средства защиты работающих от производственных опасностей

8.1 Защита персонала

Производственный персонал обеспечивается специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты, выданными согласно «Типовым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением», разработанной на основании приказа №970н Минздрава РФ от 9 декабря 2009 года.

Специфические особенности спецодежды, применяемой в цехе, определяются тем, что предприятие находится в суровой климатической зоне, приравненной к районам Крайнего Севера.

Средства индивидуальной защиты (СИЗ) и их применение представлены в таблице 15.

Таблица 15

Наименование СИЗ	Условия применения
Спец. одежда, спец. обувь, рукавицы	При обслуживании установок
Аварийный (искробезопасный) инструмент	Для проведения аварийных, ремонтных работ (при высокой загазованности)
Защитные очки	В зависимости от вида защитных очков: – для защиты глаз от твердых частиц; – для защиты от брызг жидкостей; – для защиты от газов, паров, аэрозолей и т.п.; – для защиты от ультрафиолетового, инфракрасного излучения и слепящей яркости света
Защитная каска	При нахождении на территории БКНС
Диэлектрические перчатки и обувь	Для переключения эл. Оборудования
Медицинская аптечка	Для оказания первой помощи
Электрический фонарь в пылевлагозащищенном исполнении	Для освещения объектов класса В

9. Дополнительные меры безопасности при эксплуатации производств

9.1 Способ обезвреживания продуктов в аварийных ситуациях

Технологические площадки имеют железобетонный поддон и отбортовку для исключения растекания нефтепродуктов, масел при разгерметизации аппаратов оборудования и трубопроводов.

Аварийное опорожнение аппаратов производится в подземные ёмкости с последующей откачкой на НВТ.

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 72

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм. № подл.
102154

Взам. инв. №

Подп. и дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

100

Аварийное опорожнение аппаратов НГС-6, НГС-7 производится в подземную ёмкость с последующей откачкой спец.техникой.

При образовании замазученности территории необходимо убрать разлитый продукт, используя для этого подручные средства. Во избежание замазученности территории на большой площади, необходимо выполнить земляное обвалование места разлива, после чего приступить к уборке. Замазученный грунт снять и убрать, засыпая место разлива чистым песком.

9.2 Защита от статического электричества

Для предупреждения накопления статического электричества, возникающего при движении газа по трубопроводам применяется защитное заземление оборудования и трубопроводов.

Для защиты от накопления и проявления зарядов статического электричества все оборудование и коммуникации заземлены. Сопротивление заземляющего устройства, предназначенного для стекания электростатических зарядов, не превышает 4 Ом.

Электропроводное оборудование и трубопроводы представляют собой на всем протяжении непрерывную электрическую цепь, которая в пределах взрывоопасной зоны присоединена к контуру заземления не менее чем в двух точках. К контуру заземления при помощи отдельного ответвления, не зависимо от заземления соединенных с ними коммуникаций и конструкций, присоединены все аппараты, где возможно образование зарядов статического электричества. Скорость движения электризующихся жидкостей по трубопроводам и истечение их в аппараты, если имеется возможность образования взрывоопасных концентраций газо-паро-воздушных смесей, должна ограничиваться до такой величины, чтобы разряд, приносимый в приемную ёмкость с потоком жидкости, не мог вызвать с ее поверхности искрового разряда с энергией, достаточной для воспламенения окружающей взрывоопасной среды.

Все вращающиеся и движущиеся электропроводные части машин во избежание накопления и проявления зарядов при нарушении контакта с заземленным корпусом машины имеют специальные устройства для обеспечения надежного заземления.

9.3 Мероприятия от террористических актов

Для предупреждения опасности этого вида на ДНС-УПСВ-4 должны соблюдаться следующие мероприятия:

- пропускная система на территорию ДНС-УПСВ-4;
- должны работать специализированные службы охраны;
- для персонала проводится инструктаж по мероприятиям от террористических актов;
- на работу принимаются люди психически здоровые (прошедшие медицинскую комиссию);
- на рабочих местах должна быть бесконфликтная обстановка;
- должны исключаться конфликты на межнациональной почве.

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 73

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
101

Эти мероприятия предложены на основании «Методических рекомендаций по организации антитеррористической безопасности на потенциально опасных объектах Ханты-Мансийского автономного округа».

9.4 Первичные средства пожаротушения (ДНС-УПСВ-4)

Первичные средства пожаротушения предназначены для ликвидации небольших очагов загорания в помещениях и на открытых площадках. ДНС УПСВ укомплектована в соответствии с нормами (ППБО-85), приведенными ниже.

- огнетушитель порошковый передвижной вместимостью 10 л-1 шт.;
- лопата штыковая;
- лопата совковая;
- лом;
- ведро;
- ящик с песком ёмкостью не менее 0,5 м³;
- войлочная кошма или асбестовая ткань размером 2х3 м;
- пожарный щит ЦП.

9.5 Средства нормализации воздушной среды, защита от повышенных или пониженных температур воздуха и температурных перепадов

Нормальные санитарно-гигиенические условия (температура, влажность, скорость движения воздуха, содержание вредных веществ) в производственных помещениях и на рабочих местах поддерживаются системами вентиляции, отопления. Воздухообмен в помещениях обеспечивается приточно-вытяжными вентиляционными установками с механическим побуждением. Расчет воздухообмена в помещениях выполнен, исходя из условия ассимиляции тепlopоступлений и создания подпора воздуха. Бесперебойная работа вентиляционных систем обеспечивается автоматическим переключением с рабочего вентилятора на резервный. Предусмотрено отключение всех вентиляционных установок при пожаре. Приточная система служит для создания оптимальных условий работы обслуживающего персонала и эксплуатации оборудования. Воздух, подаваемый в помещения, очищен от газов, паров и пыли.

9.6 Средства нормализации освещения производственных помещений и рабочих мест

Для освещения основных объектов предусмотрены следующие виды освещения: рабочее и аварийное (освещение безопасности и эвакуационное).

Рабочее освещение выполнено для помещений и блоков ДНС-УПСВ-4 и всех вспомогательных помещений, а также участков открытых пространств, предназначенных для работы, прохода людей и движения транспорта. Для освещения помещений, в которые не исключено проникновение горючего газа и паров взрывоопасных веществ, применяется взрывозащищенная осветительная арматура. Аварийное освещение предусмотрено в помещениях,

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 74

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ	Лист
							102

компрессоров, насосных агрегатов, электротехнических помещениях, операторной, во взрывоопасных зонах. Аварийное освещение для эвакуации предусмотрено в местах, опасных для прохода людей, в производственных помещениях с постоянно работающими в них людьми, где выход из помещения при отключении рабочего освещения связан с опасностью травматизма; в производственных помещениях без естественного света. Питание рабочего и аварийного освещения выполняется от разных трансформаторов по отдельным сетям. Светильники аварийного освещения выделяются из числа светильников рабочего освещения и питаются от щита аварийного освещения.

Напряжение сети рабочего и аварийного освещения 380/220 В (на лампах 220 В), ремонтного – 36 В. Тип светильников выбран с учетом среды и назначения помещений. Управление освещением осуществляется централизованно от щитков, блоков НКУ и выключателями по месту. Управление освещением помещений - местное, выключателями. Выключатели устанавливаются вне взрывоопасных помещений.

При обслуживании оборудования в местах, не имеющих стационарного освещения, предназначены переносные электрические светильники.

Проектом предусмотрено освещение технологических площадок.

9.7 Средства защиты от повышенного уровня шума

Для защиты от повышенного уровня шума применяются звукоизолирующие конструкции и экраны, звукопоглощающие материалы, средства виброизоляции, глушители шума, устройство кожухов, укрытий; системы дистанционного управления и автоматического контроля.

Шумовые характеристики устанавливаемых на установке машин (компрессоров, насосных агрегатов, вентиляторов) не превышают 85 дБ(А). Уровень шума в помещении операторной не превышает 50 дБ(А).

Оборудование вентиляционных установок размещено в выгороженных вентиляционных камерах. Вентиляторы к воздуховодам подсоединяются посредством гибких вставок. Вентиляторы установлены на виброизолирующих основаниях.

9.8 Средства защиты от воздействия механических факторов

Воздействие механических факторов обусловлено движением и (или) перемещением материальных тел: движущихся машин и механизмов, подвижных частей производственного оборудования; нарушения целостности оборудования и конструкций; падающих с высоты предметов; острых кромок и шероховатостей поверхностей, острых углов.

Для защиты от воздействия механических факторов применяют оградительные устройства (кожухи, дверцы, щиты, козырьки, барьеры и экраны), блокировочные устройства (механические, электрические, электромагнитные и др.), ограничительные устройства (муфты, клапаны, мембраны, пружины, шайбы и др.), предохранительные (клапаны и др.), устройства автоматического контроля, сигнализации, блокировки; устройства дистанционного управления, знаки безопасности.

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 75

Ивл. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
103

9.9 Средства защиты от падения с высоты

Для защиты от падения с высоты предусмотрены специально оборудованные обслуживающие площадки и лестницы; применяются ограждения, знаки безопасности.

9.10 Средства защиты от повышенного уровня вибрации

Для защиты от повышенного уровня вибрации применяются оградительные, виброгасящие устройства, системы автоматического контроля, сигнализации и блокировки, системы дистанционного управления.

9.11 Средства защиты от поражения электрическим током

Основными потребителями электроэнергии напряжением 6 кВ и 0,4 кВ являются асинхронные электродвигатели технологического и сантехнического оборудования (компрессоры, аппараты воздушного охлаждения, насосы, электроздвижки, сантехнические вентиляторы, системы пожарной сигнализации и пожаротушения, и др.).

Для обеспечения электробезопасности предусматриваются защитные мероприятия: защитное заземляющее устройство, зануление электроустановок, уравнивание потенциалов, оперативная блокировка безопасности аппаратов электроснабжения, обеспечение необходимых расстояний до токоведущих частей и частей электрооборудования, находящихся под напряжением, контроль изоляции; охранный сигнализация помещения РУ-6 кВ (сигнализация положения дверей).

Управление электроприемниками - местное, дистанционное ручное из операторной и автоматическое по технологическим блокировкам.

Для электроприемников, допускающих перерыв в электроснабжении не более, чем на время срабатывания устройства АВР (I категория), предусматривается система управления, обеспечивающая автоматический запуск при восстановлении напряжения (самопроизвольный запуск).

При пожарах и других аварийных случаях предусматривается дистанционное или автоматическое отключение всех электроприемников.

Электрооборудование (электродвигатели, посты управления, светильники и др.), предназначенное для эксплуатации во взрывоопасных зонах, устанавливается во взрывозащищенном исполнении. Все металлические и обесточенные части электрооборудования должны быть заземлены. Сеть для подключения сварочных аппаратов при выполнении монтажных и ремонтных работ нормально должна быть обесточена. Подача напряжения в эту сеть и подключение сварочного электрооборудования выполняется при наличии разрешения на проведение огневых работ.

Для повышения безопасности в системе питания электрического обогрева используются устройства защитного отключения.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ	Лист
							104

9.12 Методы и средства контроля за содержанием взрывоопасных и токсичных веществ в воздухе рабочей зоны

Одним из основных мероприятий по предотвращению взрывов и пожаров, а также отравления персонала токсичными парами и газами на территории ДНС-УПСВ-4 является контроль воздушной среды, позволяющий своевременно принимать меры для устранения источников газовых и нефтяных выделений.

Контроль газовой среды на открытых участках технологических площадок и компрессорном помещении осуществляется переносным газоанализатором «Колион-1В-24» с периодичностью, указанной в графике, утвержденном главным инженером предприятия согласно разработанной план-схемы. Результаты замеров регистрируются в специальном журнале.

В качестве индивидуального средства контроля воздушной среды, при нахождении на территории установок, технологический персонал ДНС-УПСВ-4 использует газосигнализатор «Бином-В» серии ИГС-98, закрепляемый на спецодежде и выдающий звуковой сигнал при наличии углеводородов 2% об.

9.13 Способы обезвреживания и нейтрализации продуктов производства при разливах и авариях

При пропуске продуктов из аппаратов или разрыве трубопроводов необходимо отключить поврежденный аппарат или участок трубопровода, принять меры по исключению возникновения пожара, отравления и травмирования технологического и ремонтного персонала.

При пропуске попутного нефтяного газа через не плотности принимаются меры по оперативному отключению и устранению повреждений. Из района загазованности вывести посторонних людей, все работы в этой зоне прекратить, организовать оцепление опасной зоны. Работать в зоне загазованности разрешается только с применением средств индивидуальной защиты органов дыхания.

Площадки размещения оборудования выполнены непроницаемыми для жидкости, имеют ограждения бетонными бортиками высотой 150 мм, что позволяет ограничить площади разлива, предотвратить распространение и контакт с другими веществами, не допускать воздействия открытого пламени и горячих поверхностей в непосредственной близости от места аварии.

Для устранения последствий аварийных разливов жидких продуктов (нефть, нефтяная эмульсия, деэмульгатор, углеводородный конденсат, масло, метанол) необходимо организовать их сбор и вывоз с ДНС-УПСВ-4. Место разлива засыпать песком или другим негорючим адсорбирующим материалом.

Пропитанный продуктами песок собрать в металлический контейнер и вывезти с территории предприятия в установленном порядке. Поверхность покрытия смывается водой. Работу по ликвидации разливов проводить, ввиду высокой токсичности ряда продуктов, только с применением защитных средств. Принять меры для исключения неблагоприятного воздействия продуктов на работающих.

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайннефтегаз»

Страница 77

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
105

9.14 Возможность накапливания зарядов статического электричества, их опасности и способы их нейтрализации

Согласно РД 34.21.122-87, объекты по устройству молниезащиты ДНС-УПСВ-4, как наружной установки класса В - Iг так и блочных насосных класса В - Ia, относятся к специальным объектам по молниезащите.

Разряды атмосферного электричества - молнии могут являться причиной взрывов, пожаров и поражения людей.

В комплекс молниезащитных устройств входят – молниеприемники, токоотводы и заземление.

На ДНС-УПСВ-4 предусмотрено заземление электрооборудования внутри блок-боксов, которое служит, в том числе и для защиты от электростатических зарядов и внешний контур заземления. Выполнена молниезащита и заземление открытых наружных установок. От прямых ударов молнии сооружения защищены молниеотводами, совмещенными с мачтами наружного освещения и отдельно стоящий молниеотвод. Систему молниезащиты нужно постоянно проверять поддерживать в рабочем состоянии.

Взрывы и пожары могут быть вызваны статическим электричеством. Оно образуется при трении двух диэлектриков (веществ, не проводящих или плохо проводящих ток) друг о друга или диэлектриков о металл.

В случае накопления заряда свыше определенного предела может произойти электрический разряд, искра которого способна вызвать воспламенение горючей смеси. Возникающие заряды статического электричества обладают высоким потенциалом и поэтому представляют серьезную опасность.

Заряды статического электричества возникают при перекачке нефтепродуктов по трубопроводам, при раскачке резервуаров, аппаратов. Одним из основных способов борьбы со статическим электричеством является заземление емкостей, трубопроводов, оборудования. Заземляющее устройство ДНС-УПСВ-4 состоит из стальных труб-заземлителей, закапываемых в землю на расчетную глубину. Заземлители располагают вокруг защищаемой установки и соединяют с ней стальными полосами. Вся система имеет такое сопротивление прохождения тока, при котором исключается накопление электрических зарядов на стенках аппаратуры, трубопроводов (до 10 Ом).

При движении газа по трубам возможно накопление электрических зарядов на трубах и в объеме газа. Накопленный заряд может вызвать искру, что недопустимо по требованиям пожарной безопасности.

Для исключения возможности возникновения искры выполняется защита от вторичных проявлений молнии.

Защита от вторичных проявлений молнии осуществляется:

- присоединением металлических корпусов всего оборудования и аппаратов к заземляющему устройству;
- соединением перемычками через каждые 30 м трубопроводов и других металлических конструкций в местах их сближения на расстояние менее 10 см.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм. № подл.
102154

Взам. инв. №

Подп. и дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
106

Для создания непрерывной цепи сопротивления растеканию тока при прямых ударах молнии на фланцевых соединениях задвижек предусмотрены перемычки кабелем КГ 1х6 мм².

Заземлители молниезащиты и защитные заземляющие устройства электроустановок объединены в единую электрическую цепь.

9.15 Основные опасности применяемого оборудования и трубопроводов, их ответственных узлов и меры по предупреждению аварийной разгерметизации

Основные опасности при эксплуатации оборудования и трубопроводов:

- значительные количества продуктов с взрывопожароопасными и токсическими свойствами;
- высокие или низкие параметры температуры, давления, скоростей;
- открытый огонь в горелочном устройстве подогревателей нефти;
- нагретые поверхности и продукты;
- воздействие на материалы агрессивных, коррозионно-активных веществ;
- выход из строя отдельных узлов, агрегатов, систем;
- нарушение целостности аппаратов, герметичности соединений, уплотнений;
- вращающиеся и выступающие части оборудования;
- электричество высокого напряжения и статическое электричество;
- шум и вибрация;
- размещение технических средств на различных высотных отметках.

Для обеспечения условий безаварийной эксплуатации оборудования необходимо:

- строгое соблюдение норм технологического режима при ведении технологических процессов;
- не допускать резких изменений давления, температуры, расходов в аппаратах и трубопроводах, выхода параметров за предельные значения;
- соблюдение регламентной последовательности проведения технологических операций и переключений оборудования;
- не допускать коррозионных, механических износов, повреждения оборудования;
- контролировать работу приборов контроля и управления, средств сигнализации и блокировок, систем противоаварийной защиты;
- своевременно устранять неисправности приборов, отключение или работа с неисправными приборами контроля, регулирования, противоаварийной защиты не допускается;
- своевременное проведение технического обслуживания оборудования, запорной, отсечной, регулирующей и предохранительной арматуры;
- использование прокладочных материалов с учетом химического воздействия сред и условий эксплуатации;
- использование сальниковой набивки, соответствующей параметрам сред;

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 79

Ивл. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. ивл. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
107

- не допускать проведения ремонтных работ на трубопроводах и оборудовании, находящихся под давлением горючих газов, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей;

- не допускать повреждения теплоизоляции аппаратов и трубопроводов;

- при остановке на ремонт аппарата или трубопровода необходимо выполнить мероприятия по отключению, освобождению, установке заглушек, пропариванию, продувке инертным газом;

- все неработающие аппараты и коммуникации должны быть отключены от действующих систем, освобождены от продукта, продуты азотом и отглушены;

- контроль технологическим персоналом состояния основного и резервного оборудования с отражением результатов проверки в вахтовом журнале.

10. Технологические и вентиляционные выбросы в атмосферу

10.1 Выбросы в атмосферу

Выбросы в атмосферу, образующиеся в процессе эксплуатации установки ДНС-УПСВ-4, приведены в таблице 16.

Таблица № 16

№ п / п	Наименование выброса	Количество образования выбросов по видам	Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность выбросов	Установленная норма содержания загрязнений в выбросах, мг/м ³	Примечание
1	Насосная внешняя перекачки нефти	Смесь уг.пр.С1-С5 - 0,107871868632 Смесь уг.пр.С6-С10 - 0,03989740656 Бензол - 0,00052104822 Ксилол - 0,000163758012 Толуол - 0,000327516024	В атмосферу	Периодически	Смесь уг.пр.С1-С5 - 0,107871868632 Смесь уг.пр.С6-С10 - 0,03989740656 Бензол - 0,00052104822 Ксилол - 0,000163758012 Толуол - 0,000327516024	
2	Блочная подпорная насосная станция	Смесь уг.пр.С1-С5 - 0,071914579088 Смесь уг.пр.С6-С10 - 0,02659827104 Бензол - 0,00034736548 Ксилол - 0,000109172008 Толуол - 0,000218344016	В атмосферу	Периодически	Смесь уг.пр.С1-С5 - 0,071914579088 Смесь уг.пр.С6-С10 - 0,02659827104 Бензол - 0,00034736548 Ксилол - 0,000109172008 Толуол - 0,000218344016	

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 80

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Ивв. № подл.	102154				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

108

№ п / п	Наименование выброса	Количество образования выбросов по видам	Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность выбросов	Установленная норма содержания загрязнений в выбросах, мг/м3	Примечание
3	Площадка буферной ёмкости	Смесь уг.пр.С1-С5 - 0,0112530166531728 Смесь уг.пр.С6-С10 - 0,00298571745289108 Бензол - 0,0000407954469499368 Ксилол - 0,0000117566806119443 Толуол - 0,0000243842784378376	На факел	Периодически	Смесь уг.пр.С1-С5 - 0,0112530166531728 Смесь уг.пр.С6-С10 - 0,00298571745289108 Бензол - 0,0000407954469499368 Ксилол - 0,0000117566806119443 Толуол - 0,0000243842784378376	
4	Площадка газосепаратора	Смесь уг.пр.С1-С5 - 0,0112530166531728 Смесь уг.пр.С6-С10 - 0,00298571745289108 Бензол - 0,0000407954469499368 Ксилол - 0,0000117566806119443 Толуол - 0,0000243842784378376	На факел	Периодически	Смесь уг.пр.С1-С5 - 0,0112530166531728 Смесь уг.пр.С6-С10 - 0,00298571745289108 Бензол - 0,0000407954469499368 Ксилол - 0,0000117566806119443 Толуол - 0,0000243842784378376	
5	Факельная установка	Метан -36,688 Этан-9,500 Пропан-23,500 Изо-бутан-6,710 Н-бутан-9,560 Изо-пентан-1,790 Н-пентан-1,010	Сжигание	Постоянно	Метан-36,688 Этан-9,500 Пропан-23,500 Изо-бутан-6,710 Н-бутан-9,560 Изо-пентан-1,790 Н-пентан-1,010	
6	Ёмкости подземные	Углеводороды предельные С12-С19 - 0,0034394 Дигидросульфид (Сероводород) - 0,0000166	В атмосферу	Периодически	Углеводороды предельные С12-С19 - 0,0034394 Дигидросульфид (Сероводород) - 0,0000166	
7	Установка нагрева водонефтяной эмульсии в составе: площадка подготовки газа, узел сбора	Углерод (Сажа)-0,079 Углерод оксид-0,079 Гексан-0,033 Этан-0,032 Пропан-0,354 Бензол-0,000013 Диметилбензол-0,00004	В атмосферу	Постоянно	Углерод (Сажа)-0,079 Углерод оксид-0,079 Гексан-0,033 Этан-0,032 Пропан-0,354 Бензол-0,000013 Диметилбензол-0,00004 Метилбензол-0,00008 Бенз/а/пирен-0,00006	

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 81

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Ив. № подл.	102154				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

109

№ п / п	Наименование выброса	Количество образования выбросов по видам	Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность выбросов	Установленная норма содержания загрязнений в выбросах, мг/м ³	Примечание
	конденсата, факельная установка, ЕП-4, ЕП-5, ЗФУ, ТО1, ТО2, ВР1, ВР2	Метилбензол-0,00008 Бенз/а/пирен-0,00006 Н-бутан-0,222 Изо-пентан-0,092 Метан-0,019			Н-бутан-0,222 Изо-пентан-0,092 Метан-0,019	

11 Краткая характеристика технологического оборудования

Таблица 17

№ п/п	Наименование оборудования (тип, наименования аппарата, назначение)	Номер позиции по схеме, индекс	Количество, шт	Материал	Методы защиты металла оборудования от коррозии	Техническая характеристика
1	2	3	4	5	6	7
1	Сепаратор	ГС-3	1	Сталь-09Г2С	Наружная покраска	V=25м ³ P раб=0,6МПа tраз=-40°C -+100°C
2	Сепаратор	НГС-1	1	Сталь-09Г2С	Наружная покраска	V=100м ³ P раб=0,6МПа tраз=-40°C -+100°C
3	Сепаратор	НГС-2	1	Сталь-09Г2С	Наружная покраска	V=100м ³ P раб=0,6МПа tраз=-40°C -+100°C
4	Буферная ёмкость	НГС-4	1	Сталь-09Г2С	Наружная покраска	V=100м ³ P раб=0,6МПа tраз=-40°C -+100°C
5	Сепарационная установка	НГС-5	1	Сталь-09Г2С	Наружная покраска	V=32м ³ P раб=0,6МПа tраз=-40°C -+100°C
6	Отстойник	О-1	1	Сталь-16ГС	Наружная покраска	V=200м ³ P раб=0,6МПа tраз=-40°C -+100°C
7	УДО-3	О-2	1	Сталь-СТ17ГС	Наружная покраска	V=200м ³ P раб=0,6 МПа tраз=-40°C -+60°C
8	УДО-3	О-3	1	Сталь-СТ17ГС	Наружная покраска	V=200 м ³ P раб=0,6 МПа tраз=-40°C -+90°C
9	РВС 2000	РВС-1	1	Сталь-СТ3пс	Наружная покраска	V=2000м ³
10	РВС 2000	РВС-2	1	Сталь-09Г2С	Наружная покраска	V=2000м ³
11	РВС 5000	РВС-3	1	Сталь-09Г2С-12	Наружная покраска	V=5000м ³
12	Ёмкость подземная	ЕП-1	1	Сталь-09Г2С	-«-	V=40 м ³ P раб=0,07МПа

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 82

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм. № подл.
102154

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

110

№ п/п	Наименование оборудования (тип, наименования аппарата, назначение)	Номер позиции по схеме, индекс	Количество, шт	Материал	Методы защиты металла оборудования от коррозии	Техническая характеристика
1	2	3	4	5	6	7
	горизонтальная дренажная					траз=-40°C -+100°C
13	Ёмкость подземная горизонтальная дренажная	ЕП-2	1	Сталь-09Г2С	-«-	V=25 м³ P раб=0,07МПа траз=-40°C -+100°C
14	Ёмкость подземная горизонтальная дренажная	ЕП-3	1	Сталь-09Г2С	-«-	V=8 м³ P раб=0,07МПа траз=-40°C -+100°C
15	Ёмкость подземная горизонтальная дренажная	ЕП-8	1	Сталь-09Г2С	-«-	V=8 м³ P раб=0,07МПа траз=-40°C -+100°C
16	ЦНС-38-220	Н-4, Н-5	3	Сталь-СТ12 X18Н12М 3Т	-«-	Q=38 м³/ч P=2,2 МПа
17	ЦНС-38-110	Н-6	3	Сталь-СТ12 X18Н12М 3Т	-«-	Q=38 м³/ч P=1,1 МПа
18	8НДВ-90/600	Н-1, Н-2, Н-3	3	---	-«-	Q=600 м³/ч P=0,9 МПа
19	НВ 50-50	ЕП-1, 2, 3	3	---	-«-	Q=50 м³/ч P=0,5 МПа
20	Фильтр сетчатый МИГ-ФБ-80-4,0	Ф-1	1	Сталь-09Г2С-7	Изоляция	V=0,043 м³ P раб=0,5 МПа траз=-8°C -+60°C
21	Фильтр сетчатый МИГ-ФБ-80-4,0	Ф-2	1	Сталь-09Г2С-7	Изоляция	V=0,043 м³ P раб=0,5 МПа траз=-8°C -+60°C
22	Сепаратор вертикальный газожидкостный вихревого типа	С-1	1	Сталь-09Г2С	Изоляция нормальная	V=0,025 м³ P раб=0,4 МПа траз=-60°C -+50°C
23	Воздухосборник Cv1234567	В-1	1	Сталь-09Г2С	Изоляция нормальная	V=4 м³ P раб=0,2-0,5 МПа траз=-40°C -+100°C
24	Воздухосборник	В-2	1	Сталь-09Г2С	Изоляция нормальная	V=4 м³ P раб=0,2-0,5 МПа траз=-40°C -+100°C
25	Ёмкость	В-3	1	Сталь-09Г2С	Изоляция нормальная	V=0,8 м³ P раб=0,2-0,5 МПа траз=+5°C - +60°C
26	Компрессор 4ВУ1-5/9	б/н	2	---	---	Q=300 м³/ч P=0,9 МПа
27	Ёмкость	ЕП-6	1	Сталь-	Наружная	V=25 м³

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 83

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

111

№ п/п	Наименование оборудования (тип, наименования аппарата, назначение)	Номер позиции по схеме, индекс	Количество, шт	Материал	Методы защиты металла оборудования от коррозии	Техническая характеристика
1	2	3	4	5	6	7
	подземная промливневая			09Г2С	покраска	Р раб=0,07МПа tраз=-40°С -+100°С
28	Емкость подземная дренажная типа ЕП 63-3000-2-3 в комплекте с полупогружным насосным агрегатом НВД 50/80	ЕП-7	1	Сталь-09Г2С	Грунт-эмаль Наружная покраска	V=63 м³ Р раб=0,07МПа tраз=-40°С -+100°С
29	Емкость подземная дренажная типа ЕП 12,5-2000-1-3 в комплекте с полупогружным насосным агрегатом НВД 50/80	ЕП-4	1	Сталь-09Г2С	Наружная покраска	V=12,5 м³ Р раб=0,07МПа tраз=-40°С -+100°С
30	Емкость подземная дренажная типа ЕП 12,5-2000-1-3 в комплекте с полупогружным насосным агрегатом НВД 50/80	ЕП-5	1	Сталь-09Г2С	Наружная покраска	V=12,5 м³ Р раб=0,07МПа tраз=-40°С -+100°С
31	Совмещённая факельная установка	СФУ	1	Сталь-09Г2С	Наружная покраска	Qгаз=525 тысн.м³/сут Н=10м
32	Нефтегазосепаратор	НГС-6	1	Сталь-09Г2С	Наружная изоляция	V=50 м³ Р раб=0,2-0,5 МПа tраз=-5°С -+60°С
33	Нефтегазосепаратор	НГС-7	1	Сталь-09Г2С	Наружная изоляция	V=50 м³ Р раб=0,2-0,5 МПа tраз=-5°С -+60°С
34	Сепаратор вертикальный газовый СЦГВ	ГС-4	1	Сталь-09Г2С	Наружная изоляция	V=0,6 м³ Р раб=0,2-0,5 МПа tраз=-5°С -+60°С
35	Установка нагрева рабочего агента с двумя газоходами	УНВНЭ	1	Сталь-09Г2С	Наружная покраска	Qгаз=350 тысн.м³/сут Qвнэ=2,4 тыс. н.м³/сут Qт.в.=1,5 тыс. н.м³/сут

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 84

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Ив. № подл.	102154				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

112

№ п/п	Наименование оборудования (тип, наименования аппарата, назначение)	Номер позиции по схеме, индекс	Количество, шт	Материал	Методы защиты металла оборудования от коррозии	Техническая характеристика
1	2	3	4	5	6	7
36	Аппарат теплообменный кожухотрубный	ТО-1	1	Сталь-09Г2С	Наружная покраска	V=0,95 м Р раб=0,3 МПа Траз на входе=0°C +15°C Траз на выходе=+55°C
37	Аппарат теплообменный кожухотрубный	ТО-2	1	Сталь-09Г2С	Наружная изоляция	V =0,35 м³ Р раб=0,4 МПа Траз на входе=+70°C Траз на выходе=+95°C
38	Камера расширительная	РК-1	1	Сталь-09Г2С	Наружная изоляция	V =6,3 м³ Р раб=0,08 МПа Траб 0-+10°C
39	Расширитель газовый трубный	РК-2	1	Сталь-09Г2С	Наружная изоляция	V =1,54 м³ Р раб=0,08 МПа Траб 0-+10°C

11.1 Краткая характеристика регулирующих клапанов

Таблица 18

№ п/п	Номер позиции по схеме	Место установки клапана	Назначение клапана	Тип клапана
1	2	3	4	5
1	КР-1	Трубопровод выход нефтяной эмульсии	Регулирование межфазного уровня «нефть-газ» в НГС-1	Клапан регулирующий с электроприводом Рн-6,3, Dn-150
2	КР-2	Трубопровод выход нефтяной эмульсии	Регулирование межфазного уровня «нефть-газ» в НГС-2	Клапан регулирующий с электроприводом Рн-6,3, Dn-150
3	КР-3	Трубопровод выход газа	Регулирует сброс газа с ГС-3 на факельную установку	МИМ 400-112 Рн-63, Dn-150
4	КР-4	Трубопровод выход подтоварной воды	Регулирование межфазного уровня «нефть-вода» в О-1	МИМ 400-112 Рн-63, Dn-300
5	КР-5	Трубопровод выход подтоварной воды	Регулирование межфазного уровня «нефть-вода» в О-2	МИМ 400-112 Рн-63, Dn-300

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 85

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

113

№ п/п	Номер позиции по схеме	Место установки клапана	Назначение клапана	Тип клапана
1	2	3	4	5
6	КР-6	Трубопровод выход подтоварной воды	Регулирование межфазного уровня «нефть-вода» в О-3	МИМ 400-112 Pn-63, Dn-300
7	КР-7	Трубопровод выход газа	Регулирование давления в НГС-4	МИМ 400-112 Pn-63, Dn-150
8	КР-8	Трубопровод выход нефти	Регулирование уровня нефти в НГС-4	Клапан регулирующий с электроприводом Pn-4,0, Dn-150
9	КР-9	Трубопровод выход подтоварной воды	Регулирование межфазного уровня «нефть-вода» в НГС-4	Клапан регулирующий с электроприводом Pn-4,0, Dn-150
10	КР-10	Трубопровод выход подтоварной воды	Регулирование межфазного уровня «нефть-вода» в НГС-4	Клапан регулирующий с электроприводом Pn-4,0, Dn-150
11	КР-11	Трубопровод выхода нефтяной эмульсии	Регулирование уровня в НГС-6	Клапан регулирующий с электроприводом Pn-1,6, Dn-150
12	КР-12	Трубопровод выхода нефтяной эмульсии	Регулирование уровня в НГС-7	Клапан регулирующий с электроприводом Pn-1,6, Dn-150
13	КР-13	Трубопровод выхода попутного нефтяного газа	Регулирование давления в ГС-4	Клапан регулирующий с электроприводом Pn-1,60, Dn-300
14	КР-14	Трубопровод газа Толумского м/р	Регулирование давления в ГС-3	Клапан регулирующий с электроприводом Pn-1,6, Dn-100
15	КР-15	Трубопровод газа Толумского м/р	Регулирование расхода газа на газоуравнивательной линии ЕП-6	Клапан регулирующий с электроприводом Pn-1,6, Dn-50
16	КР-16	Трубопровод газа Толумского м/р	Регулирование расхода газа на линии СППК	Клапан регулирующий с электроприводом Pn-1,6, Dn-50
17	КР-17	Трубопровод газа Толумского м/р	Регулирование расхода газа аварийный факел	Клапан регулирующий с электроприводом Pn-1,6, Dn-300

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 86

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм. № подл.
102154

Взам. инв. №

Подп. и дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

114

11.2 Краткая характеристика предохранительных клапанов

Таблица 19

№ п/п	Место установки клапана (индекс защищаемого аппарата)	Разрешенное давление защищаемого аппарата, МПа	Оперативное (технологическое) давление в аппарате, МПа	Установочное давление контрольного клапана, МПа	Установочное давление рабочего клапана	Направление сброса контрольного и рабочего клапана
1	2	3	4	5	6	7
1	НГС – 1 НГС – 2 ГС – 3 НГС – 4 НГС – 5 НГС – 6 НГС – 6 НГС – 7 НГС – 7	0,6 0,6 0,6 0,6 0,6 0,5 0,5 0,5 0,5	0,2-0,5 0,2-0,5 0,2-0,5 0,05-0,5 0,05-0,5 0,2-0,5 0,2-0,5 0,2-0,5 0,2-0,5	- - - - - - - - -	0,55 0,55 - 0,55 0,55 0,55 0,55 0,55 0,55	На факел На факел - На факел На факел На факел На факел На факел На факел
2	Отстойник О - 1 Отстойник О - 2 Отстойник О - 3	0,6 0,6 0,6	0,05-0,3 0,05-0,3 0,05-0,3	- - -	0,33 0,33 0,33	На факел На факел На факел
3	Воздухосборник – 1 Воздухосборник – 2	0,8 0,8	0,5 0,5	- -	0,55 0,55	В атмосферу В атмосферу
4	4ВУ1-5/9 4ВУ1-5/9 4ВУ1-5/9 4ВУ1-5/9	0,3 0,3 0,9 0,9	0,2 0,2 0,5 0,5	- - - -	0,22 0,22 0,55 0,55	В атмосферу В атмосферу В атмосферу В атмосферу
5	С-1	1,0	0,4	-	0,43	В атмосферу
6	Пож.насосная	1,6	1	-	1,2	На приём насосов

12. Перечень обязательных инструкций и нормативно-технических документов

12.1 Инструкции по охране труда

Инструкции по охране труда представлены в таблице 20.

Таблица 20

№ п/п	Наименование инструкции	Кодовый номер	Срок действия
Инструкции по профессиям			
1	Инструкция по охране труда для машиниста технологических насосов	ИОТП-11-1-10	5 лет
2	Инструкция по охране труда для оператора обессоливающей и обезвоживающей установки	ИОТП-11-1-14	5 лет
3	Инструкция по охране труда для стропальщика	ИОТП-11-1-28	5 лет
Инструкции по видам работ			
4	Инструкция по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и перемещении, размещении грузов в цехах ТПП "Урайнефтегаз"	ИОТВ-11-2-01	5 лет

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 87

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	102154

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

115

№ п/п	Наименование инструкции	Кодовый номер	Срок действия
5	Инструкция по охране труда при выполнении работ на высоте	ИОТВ-11-2-02	5 лет
6	Инструкция по охране труда при проведении газоопасных работ	ИОТВ-11-2-03	5 лет
7	Инструкция по охране труда при ведении газоопасных работ на объектах газового хозяйства в цехах ТПП "Урайнефтегаз"	ИОТВ-11-2-04	5 лет
8	Инструкция по охране труда при ведении малярных работ	ИОТВ-11-2-05	5 лет
9	Инструкция по охране труда при ведении работ при ликвидации чрезвычайных ситуаций	ИОТВ-11-2-06	5 лет
10	Инструкция по охране труда при эксплуатации и ремонте нефтегазопромысловых и технологических трубопроводов на объектах ТПП "Урайнефтегаз"	ИОТВ-11-2-09	5 лет
11	Инструкция по охране труда при выполнении земляных работ	ИОТВ-11-2-12	5 лет
12	Инструкция по охране труда при выполнении работ в реагентном хозяйстве	ИОТВ-11-2-14	5 лет
13	Инструкция по охране труда при выполнении работ по очистке нефтяных емкостей, вертикальных стальных резервуаров	ИОТВ-11-2-20	5 лет
14	Инструкция по охране труда при выполнении пропарочных работ с передвижной установкой (ППУ)	ИОТВ-11-2-24	5 лет
15	Инструкция по охране труда при замерах уровней и отборе проб нефтепродуктов	ИОТВ-11-2-26	5 лет
16	Инструкция по охране труда при обслуживании компрессорных установок	ИОТВ-11-2-33	5 лет
17	Инструкция по охране труда при обслуживании металлических резервуаров	ИОТВ-11-2-34	5 лет
18	Инструкция по охране труда при обслуживании узла отпуска нефтепродуктов	ИОТВ-11-2-36	5 лет
19	Инструкция по охране труда при приеме и сливе ГСМ	ИОТВ-11-2-41	5 лет
20	Инструкция по охране труда при работе на заточном станке	ИОТВ-11-2-47	5 лет
21	Инструкция по охране труда при работе на сверлильном станке	ИОТВ-11-2-51	5 лет
22	Инструкция по охране труда при работе на шлифовальном станке	ИОТВ-11-2-54	5 лет
23	Инструкция по охране труда при работе с бензодвигательной пилой	ИОТВ-11-2-55	5 лет
24	Инструкция по охране труда при работе с персональным компьютером	ИОТВ-11-2-62	5 лет
25	Инструкция по охране труда при хранении и использовании горюче-смазочных материалов	ИОТВ-11-2-67	5 лет
26	Инструкция по охране труда при эксплуатации автоматического пробоотборника АП-3М»	ИОТВ-11-2-68	5 лет
27	Инструкция по охране труда при эксплуатации вентиляционных установок	ИОТВ-11-2-69	5 лет

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 88

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

116

№ п/п	Наименование инструкции	Кодовый номер	Срок действия
28	Инструкция по охране труда при эксплуатации сосудов работающих под давлением	ИОТВ-11-2-75	5 лет
29	Инструкция по охране труда при эксплуатации факельных систем	ИОТВ-11-2-79	5 лет
30	Инструкция по охране труда при проведении работ по ликвидации аварийных разливов нефти	ИОТВ-11-2-83	5 лет
31	Инструкция по выполнению видов работ по хозяйственной части	ИОТВ-11-2-90	5 лет
Общие инструкции			
32	Инструкция о порядке допуска и передвижения людей и транспорта на взрывопожароопасных объектах цехов ТПП "Урайнефтегаз"	ИО-11-3-01	5 лет
33	Инструкция по использованию средств защиты органов дыхания	ИО-11-3-05	5 лет
34	Инструкция по оказанию первой помощи пострадавшим	ИО-11-3-06	5 лет
35	Инструкция по радиационной безопасности	ИО-11-3-08	5 лет
36	Инструкция по соблюдению мер безопасности при перемещении через водные преграды, болота и ледовые переправы	ИО-11-3-09	5 лет
37	Инструкция по электробезопасности для неэлектротехнического персонала I группы и электротехнологического персонала II группы	ИО-11-3-11	5 лет
38	Инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ в цехах ТПП "Урайнефтегаз"	ИО-11-3-14	5 лет

12.2 Квалификационные инструкции

Квалификационная инструкция оператора обессоливающей и обезвоживающей установки.

Квалификационная инструкция машиниста технологических насосов.

12.3 Нормативно-техническая документация

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года № 534.

2. Правила противопожарного режима в Российской Федерации утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 16.09.2020 № 1479.

3. Регламент установки пожаротушения. Эксплуатация, техническое обслуживание и планово-предупредительного ремонта.

4. Регламент по эксплуатации, ревизии и ремонту пружинных предохранительных клапанов на опасных производственных объектах ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 89

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм. № подл.

102154

Взам. инв. №

Подп. и дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

117

5. Регламент взаимоотношений между цехами ТПП «Урайнефтегаз» и Сервисным центром по эксплуатации электрических сетей и электрооборудования ТПП «Урайнефтегаз» управления «Энергонефть» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

6. Регламент взаимоотношений ООО «Урай Нефтепромысловое оборудование – сервис» с ТПП «Урайнефтегаз» ООО»ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» в части ремонта оборудования, изготовления продукции и оказания услуг.

7. Регламент расследования причин отказов насосов объектов подготовки и перекачки нефти и системы поддержания пластового давления в ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

8. Технологическая схема ДНС-УПСВ-4.

9. Инструкция по контролю технического состояния центробежных насосных агрегатов объектов ППН.

10. Инструкция по контролю технического состояния насосов поршневых и плунжерных.

11. Инструкция по контролю технического состояния насосов центробежных типа К и Д.

12. Инструкция по контролю технического состояния компрессоров поршневых.

13. Инструкция по техническому обслуживанию и ремонту насосов центробежных секционных типа ЦНС, используемых в перекачке (транспортировке) нефти.

14. Инструкция по техническому обслуживанию и ремонту насосов поршневых и плунжерных.

15. Инструкция по техническому обслуживанию и ремонту насосов центробежных типа «Д» и «К».

16. Инструкция по техническому обслуживанию и ремонту компрессоров поршневых.

17. Инструкция по техническому обслуживанию и ремонту насосов центробежных полупогружных.

18. Инструкция по техническому обслуживанию и ремонту насосов шестеренных.

19. Инструкция по техническому обслуживанию и ремонту тали ручной.

20. Инструкция по техническому обслуживанию и ремонту клапанов обратных.

21. Инструкция по техническому обслуживанию и ремонту фильтров.

22. Инструкция по техническому обслуживанию и ремонту вентиляционных установок.

23. Инструкция по техническому обслуживанию и ремонту запорно-регулирующей арматуры.

24. Инструкция по техническому обслуживанию и ремонту трубопроводов.

25. Инструкция по техническому обслуживанию оборудования РВС.

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 90

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инд. № подл.

102154

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

118

26. Инструкция по техническому обслуживанию сосудов, работающих под давлением.

27. Инструкция по эксплуатации машины шлифовальной угловой.

28. Инструкция по эксплуатации станка шлифовально-заточного.

29. Инструкция по эксплуатации станка вертикально-сверлильного.

30. Инструкция по эксплуатации дрели электрической.

31. Инструкция по использованию ручного слесарного инструмента.

32. СТО ЛУКОЙЛ 1.19.1-2012 «Система технического обслуживания, контроля технического состояния и ремонта нефтегазопромыслового оборудования в нефтегазодобывающих организациях Группы «ЛУКОЙЛ».

33. Методические указания ОАО «ЛУКОЙЛ» МУ-01-002-01 «Проверка эффективности действия систем вентиляции производственных объектов ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних обществ».

34. СТО ЛУКОЙЛ 1.19.1-2012 «Система технического обслуживания, контроля технического состояния и ремонта нефтегазопромыслового оборудования в нефтегазодобывающих организациях Группы «ЛУКОЙЛ».

35. Регламент по эксплуатации и ремонту сосудов, работающих под давлением на опасных производственных объектах ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

36. Регламент по эксплуатации и ремонту технологических трубопроводов на опасных производственных объектах ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

37. Регламент по эксплуатации и ремонту стальных вертикальных резервуаров ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

38. Инструкция по действию работников в аварийных ситуациях, возникающих при обслуживании сосудов, работающих под давлением на ДНС-УПСВ-4.

39. СТП 02-32-11 «Эксплуатация, контроль технического состояния и ремонт производственных зданий и сооружений, эксплуатируемых на опасных производственных объектах».

12.4 Производственные инструкции

1. Производственная инструкция по эксплуатации электроконтактных манометров.
2. Производственная инструкция по эксплуатации технических манометров.
3. Производственная инструкция на выполнение работ по замене контрольно-измерительных приборов без разгерметизации оборудования.
4. Производственная инструкция по техническому обслуживанию и ремонту мотопомпы.
5. Производственная инструкция по контролю технического состояния центробежных насосных агрегатов объектов ППН.
6. Производственная инструкция электрогазосварщика.

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 91

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
119

26. Производственная инструкция по проведению работ, связанных с заменой и обслуживанием счётчика "Micro-motion" установленного на узле учета нефти без оформления наряда-допуска эксплуатирующегося на ДНС-УПСВ-4 ЦДНГ-3.
27. Производственная инструкция по режиму работы и безопасному обслуживанию емкостей хранения пенообразователя.
28. Производственная инструкция по эксплуатации генератора пены ГПСС-600, 2000.
29. Производственная инструкция по эксплуатации системы измерения количества газа, поступающего в газопровод с ДНС-УПСВ-4 Восточно-Толумского месторождения ТПП "Урайнефтегаз".
30. Производственная инструкция по эксплуатации и техническому обслуживанию резервуаров вертикальных стальных РВС-1,2,3 на ДНС УПСВ-4.
31. Производственная инструкция по проведению работ по замене приборов КИПиА, установленных на технологическом оборудовании цехов добычи нефти и газа.
32. Производственная инструкция по эксплуатации газопроводов системы газораспределения и газопотребления.
33. Производственная инструкция по выполнению работ при обслуживании насосного оборудования, установленного на дренажных емкостях (ЕП), эксплуатирующихся на ДНС-УПСВ-4 Восточно-Толумского м/р.
34. Производственная инструкция по режиму работы и безопасному обслуживанию нефтегазосепараторов НГС-1, НГС-2, НГС-4, НГС-5 на ДНС УПСВ-4 Восточно-Толумского м/р ТПП "Урайнефтегаз".
35. Производственная инструкция по режиму работы и безопасному обслуживанию емкостей подземных ЕП-1, ЕП-2, ЕП-3, эксплуатирующихся на ДНС-УПСВ-4 Восточно-Толумского м/р ТПП "Урайнефтегаз".
36. Производственная инструкция по эксплуатации огнепреградителей на ДНС УПСВ № 3, 4, 6 Восточно-Толумского, Западно-Толумского, Восточно-Толумского м/р ТПП "Урайнефтегаз".
37. Производственная инструкция по эксплуатации дыхательных клапанов, установленных на РВС-1,2,3 ДНС УПСВ-4.
38. Производственная инструкция по режиму работы и безопасному обслуживанию сепаратора газового ГС-3 на ДНС УПСВ-4 Восточно-Толумского м/р ТПП "Урайнефтегаз".

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 93

Ивл. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. ивл. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
121

39. Производственная инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти СИКНС ДНС УПСВ-3 Восточно-Толумского м/р.
40. Производственная инструкция по режиму работы и безопасному обслуживанию фильтров жидкостных МИГ-ФБ (рег. №3-034, 3-035) ДНС УПСВ Восточно-Толумского м/р.
41. Производственная инструкция по безопасному проведению пневматического испытания на герметичность сосудов, отнесенных к I группе, до пуска в работу, после окончания технического освидетельствования и иных работ на ДНС УПСВ-4 Восточно-Толумского м/р.
42. Производственная инструкция для стропальщиков по безопасному производству работ подъемными сооружениями.
43. Производственная инструкция по контролю технического состояния стальных вертикальных цилиндрических резервуаров.
44. Производственная инструкция по безопасному ведению работ для рабочих люльки, находящихся на подъемнике (вышке).
45. Производственная инструкция по безопасной эксплуатации и техническому обслуживанию факельной системы ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3.
46. Производственная инструкция по режиму работы и безопасному обслуживанию дренажных ёмкостей ЕП-4,5,6,7,8
47. Производственная инструкция по режиму работы и безопасному обслуживанию сепаратора газового ГС-4 на ДНС УПСВ-4 Восточно-Толумского м/р ТПП "Урайнефтегаз".
48. Производственная инструкция по режиму работы и безопасному обслуживанию нефтегазосепараторов НГС-6, НГС-7 на ДНС УПСВ-4 Восточно-Толумского м/р ТПП "Урайнефтегаз".
49. Производственная инструкция по режиму работы и безопасному обслуживанию УНВНЭ на ДНС УПСВ-4 Восточно-Толумского м/р ТПП "Урайнефтегаз".
50. Производственная инструкция по режиму работы и безопасному обслуживанию теплообменников ТО-1,ТО-2 на ДНС УПСВ-4 Восточно-Толумского м/р ТПП "Урайнефтегаз".
51. Производственная инструкция по эксплуатации средств измерений.
52. Производственная инструкция по эксплуатации кабельных линий КИПиА и связи.
53. Производственная инструкция по эксплуатации АСУТП и вторичных приборов КИПиА.

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 94

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Ивв. № подл.	102154				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

122

54. Производственная инструкция по эксплуатации комплекта для ручной резки трубы (поворотного трубореза).
55. Производственная инструкция по эксплуатации и техническому обслуживанию динамометрического ключа щелчкового.

14.Экспликация оборудования

Экспликация оборудования представлена в таблице 21.

Таблица 21

№ п/п	Наименование оборудования	Индекс по схеме	Количество
1	2	3	4
1	Блок реагентного хозяйства	БРХ-1, БРХ-2	2
2	Ёмкость погружная V=40 м ³	ЕП-1	1
3	Ёмкость погружная V=25 м ³	ЕП-2	1
4	Ёмкость погружная V=8 м ³	ЕП-3	1
5	Ёмкость погружная V=12,5 м ³	ЕП-4	1
6	Ёмкость погружная V=12,5 м ³	ЕП-5	1
7	Ёмкость погружная V=25 м ³	ЕП-6	1
8	Ёмкость погружная V=63 м ³	ЕП-7	1
9	Ёмкость погружная V=8 м ³	ЕП-8	1
10	Нефтегазосепаратор V=100 м ³	НГС-1 НГС-2 НГС-4	1 1 1
11	Нефтегазосепаратор V=32 м ³	НГС-5	1
12	Нефтегазосепаратор V=50 м ³	НГС-6 НГС-7	2
13	Газосепаратор V=0,6 м ³	ГС-4	1
14	Газосепаратор V=25 м ³	ГС-3	1
15	Теплообменный аппарат V=0,95 м ³	ТО1	1
16	Теплообменный аппарат V=0,35 м ³	ТО2	1
17	Закрытая факельная установка	ЗФУ	1
18	Дымосос	ВР1 ВР2	2
19	Отстойник V=200м ³	О-1 О-2 О-3	1 1 1
20	Воздухосборник V=4м ³	В-1 В-2	1 1
21	Воздухосборник V=0,8м ³	В-3	1
22	Воздушная компрессорная	БКСА	1
23	Фильтры МИГ-ФБ-50-4,0, V=0,043м ³	Ф-1 Ф-2	1 1
24	Система измерений количества и качества показателей нефти	СИКН	1
25	Блок механики и автоматики	БМА	1
26	Сепаратор вертикальный газожидкостный вихревого типа V=0,025м ³	С-1	1
27	Резервуар вертикальный стальной V=2000м ³	РВС-1 РВС-2	1 1

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 95

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

123

28	Резервуар вертикальный стальной V=5000м ³	РВС-3	1
29	Блок подпора насосная станция	БПНС	1
30	Насосный агрегат 8НДв-Нм	Н-1 Н-2 Н-3	3
31	Насосная внешней перекачки нефти	НВПН	1
32	Насосный агрегат ЦНС 38х220	Н-4 Н-5	2
33	Насосный агрегат ЦНС 38х110	Н-6	1
34	Противопожарный водоем	ПВ-1 ПВ-2	2
35	Насосный агрегат ЦНС 135х80	НП1 НП2	2
36	Насосный агрегат ЦНС 160х112	НП3 НП4	2
37	Блок дозатора пены	БДП-1 БДП-2	1 1
38	Факел	УФМ	1
39	Факел	СФУ	1

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Технологический регламент Площадка дожимной насосной станции ДНС-4 УПСВ
Толумского месторождения ДНС УПСВ-4 ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз»

Страница 96

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

124

**Приложение Д
Паспорт канализационно-очистных сооружений**

Убинск

Общество с ограниченной ответственностью «Би-ТЭК»



**СТАНЦИЯ БИОЛОГИЧЕСКОЙ ОЧИСТКИ
КОММУНАЛЬНЫХ СТОЧНЫХ ВОД
ВВ-250С2**

ТУ4859-002-41744735-00

ПАСПОРТ

ЕКАТЕРИНБУРГ
2001 г.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм. № подл.
102154

Подп. и дата

Взам. инв. №

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

125

СТАНЦИЯ БИОЛОГИЧЕСКОЙ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД ВВ-250С2

Чертеж № **Ф10.14.000**
Заводской № **008**
Дата изготовления **05.10.01.**

1. НАЗНАЧЕНИЕ

Установка ВВ-250С2 предназначена для очистки хозяйственно-бытовых и промышленных сточных вод от взвешенных веществ, нитратов, нитритов, фосфатов, нефтепродуктов, жиров, углеводов, фенолов, поверхностно-активных веществ и других элементов.

2. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Поселки, вахтовые поселки
Жилые дома
Кемпинги
Гостиницы
Больницы
Пункты общественного питания
Цеха переработки мяса и молока

3. ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

№	Наименование	Ед. измерения	Количество	Примечания
1.	Производительность	м ³ /сут	250	
2.	Расход	м ³ /час	15	
3.	Эквивалент жителей	человек	1250	
4.	Характер стоков		коммунальные	
5.	Занимаемая площадь	м ²	77	
6.	Установленная мощность	кВт	35	
7.	Потребляемая электроэнергия	кВт/час	24	
8.	Расход тепла	ккал/час	10 000	отопление
		ккал/час	5 000	вентиляция
		ккал/сут	10 000	горячая вода
9.	Расход питьевой воды	м ³ /сут	0,2	
10.	Обслуживающий персонал	человек	1	
11.	Нормативное время обслуживания	часов/сутки	8	
УСЛОВИЯ ПРИВЯЗКИ				
12.	Расчетная температура наружного воздуха	°С	до - 55	
13.	Глубина промерзания грунта	м	2,80	
14.	Снеговой район		II-V	
15.	Ветровой район		II-IV	
16.	Инженерно-геологические условия		Обычные	
17.	Расчетная снеговая нагрузка на кровлю	кг/м ²	150	

Степень очистки

Параметры	Концентрация до очистки не более, мг/л	Концентрация после очистки не более, мг/л
Взвешенные вещества	300	10
ВПК _n	350	10
ХПК	500	30
NH ₄	17	2
NO ₃		6
PO ₄	4	1,5
Нефтепродукты	50	0,5

Ивл. № инв. №	Взам. инв. №
Ивл. № подл.	Подп. и дата
102154	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

126

4. СОСТАВ ОБОРУДОВАНИЯ, КОМПЛЕКТ ПОСТАВКИ

4.1 Блок-модуль контейнерного типа 21385ПС

Наименование показателей	Ед. измерения	Норма
Количество блоков	шт.	4
Размеры основания блока	Длина	мм 12300
	Ширина	мм 6400
Расчетная температура в помещении здания, не менее	°С	10
Габаритные транспортные размеры	Длина	мм 12300
	Ширина	мм 3200
	Высота	мм 2590
Масса блока верхнего правого	кг	6895
Масса блока верхнего левого	кг	5980
Масса блока нижнего правого	кг	8125
Масса блока нижнего левого	кг	8470
Масса кровли	кг	2700

4.2 Емкостное оборудование ВВ-125.2

Наименование показателей	Ед. измерения	Норма
Количество емкостей	шт.	2
Размеры емкостей	Длина	мм 7400
	Ширина	мм 2800
	Высота	мм 3000
Габаритные транспортные размеры	Длина	мм 7400
	Ширина	мм 2800
	Высота	мм 3000
Масса емкости	кг	3500

4.3 Оборудование механической очистки (комплект)

4.4 Система управления и автоматики, электрооборудование (комплект)

4.5 Канализационная насосная станция НСК-250.2

Наименование показателей	Ед. измерения	Норма
Количество	шт.	1
Размеры	Высота	мм 4900
	Диаметр	мм 1400
Габаритные транспортные размеры	Высота	мм 4900
	Размер в плане	мм 1420 x 1650
Масса емкости	кг	1800

5. ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

- 5.1 Гарантийный срок службы изделия - 12 месяцев с момента ввода установки в эксплуатацию, но не более 18 месяцев со дня поставки.
- 5.2 Предприятие не несет ответственности за повреждения, возникшие в результате неправильного транспортирования и эксплуатации изделия.

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

127

6. СВЕДЕНИЯ О РЕКЛАМАЦИЯХ

- 6.1 Рекламации принимаются в течение гарантийного срока, при наличии документов, оформленных в установленном порядке.
- 6.2 В случае нарушения правил эксплуатации или хранения изделия рекламации не принимаются.
- 6.3 Рекламации на покупные комплектующие изделия следует направлять заводам-изготовителям этих изделий.

7. СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПРИЕМКЕ

Изделие (станция ВВ-250С2) изготовлено и испытано в соответствии с рабочими чертежами № Ф10.14.000, техническими условиями ТУ 4859-002-41744735-00 и признано годным к эксплуатации.

Директор ООО «Би-ТЭК»

« 5 » октября 2001 г.



М.П.

Инд. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

128

**СИСТЕМА СЕРТИФИКАЦИИ ГОСТ Р
ГОССТАНДАРТ РОССИИ**



СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ РОСС RU.ПВ03.В00712

Срок действия с 12.11.2001г. по 01.11.2002г.

№4183159 *

**ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ РОСС RU.0001.11ПВ03
ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ ПИТЬЕВОЙ ВОДЫ, МАТЕРИАЛОВ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В ХОЗЯЙСТВЕННО-ПИТЬЕВОМ
ВОДОСНАБЖЕНИИ УРАЛТЕСТ**
620219, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, 2а, тел. /3432/ 552445, факс /3432/ 552445

ПРОДУКЦИЯ Установки биологической очистки сточных вод
типа ВВ-(5-1000)
ТУ 4859-002-41744735-00
Серийный выпуск

код ОК 005 (ОКП):
48 5910

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ
ГОСТ 15150-69 СанПиН 2.1.5.980-00 в части показателей
безопасности при очистке сточных вод от взвешенных веществ,
нефтепродуктов, нитратов, нитритов, фосфатов, жиров,
углеводородов, фенолов, поверхностно-активных веществ

код ТН ВЭД СНГ:

ИЗГОТОВИТЕЛЬ ООО "Би-ТЭК". ИНН:6663053470
Почтовый адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Шарташская, 19-307

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН ООО "Би-ТЭК". ИНН:6663053470. Код-ОКПО:41744735
Юридический адрес: 620017, г. Екатеринбург, ул. Краснофлотцев, 19
тел. /3432/ 65-86-19, факс /3432/ 56-22-87

- НА ОСНОВАНИИ:**
1. Декларация о соответствии ООО "Би-ТЭК" № 619 от 08.11.2001 г.
 2. Санитарно-эпидемиологическое заключение № 66.01.15.485.П.000136.11.01 от 08.11.2001 г. ФГУ "ЦГСЭН в Свердловской области"; РОСС RU.0001.510116 620078, г. Екатеринбург, пер. Отдельный, 3
 3. Акт проверки производства № 136/3 от 19.04.2001 г.



ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Маркирование продукции знаком соответствия
по ГОСТ Р 50460-92 на товаро-сопроводительной документации, этикетках



Руководитель органа

[Signature]
подпись

Л.Ф. Кардашина
инициалы, фамилия

Эксперт

[Signature]
подпись

О.М. Розенталь
инициалы, фамилия

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Иив. № подл.	Взам. инв. №
102154	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Приложение Е

Протокол лабораторных испытаний № 4706.23 от 31.10.2023. Протокол испытаний № 2595 от 13.10.2023

(Код формы: Ф.02.22.15.2022, Издание №5)

Федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека
Федеральное бюджетное учреждение здравоохранения "Центр гигиены и эпидемиологии в Ханты - Мансийском автономном округе - Югре"

(ФБУЗ "ЦГиЭ в ХМАО-Югре")
Филиал Федерального бюджетного учреждения здравоохранения "Центр гигиены и эпидемиологии в Ханты - Мансийском автономном округе - Югре в Советском районе и в городе Югорске, в городе Урае и Кондинском районе"
(ФФБУЗ "ЦГиЭ в ХМАО-Югре в Советском районе и в г. Югорске, в г. Урае и Кондинском районе")

АККРЕДИТОВАННЫЙ ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ ЛАБОРАТОРНЫЙ ЦЕНТР (Испытательная лаборатория)

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц: № RA.RU.511500

Дата внесения в реестр сведений об аккредитованном лице: 16.07.2015 г.

Адрес места нахождения юридического лица:
628011, Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра
город Ханты-Мансийск, улица Розинна, дом 72
Фактический адрес места осуществления деятельности:
628242, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра,
район Советский, город Советский, улица Юбилейная, дом 54 А
Телефон/факс: 8(34675) 3-76-90, ff 3@xmao.su, ОКПО 78205157,
ОГРН 1058600003736, ИНН/КПП 8601024804/861543003

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель (заместитель) ИЛЦ:
А.А. Пшеничникова
ФИО
2023 г.
Подпись
« 31 » октября
Дата утверждения



ПРОТОКОЛ ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ № 4706.23 от 31.10.2023

Наименование пробы (образца) испытаний: Вода сточная: Вода сточная до очистки

Наименование предприятия, организации, ООО "Центр научно-исследовательских и производственных работ"
телефон, e-mail, ИНН (заявителя/ заказчика) 8 (34667) 4-33-00, cnipt@bngf.ru, ИНН 8608053410

Юридический адрес заказчика: ХМАО-Югра, г. Когалым, ул. Центральная, 19

Фактический адрес заказчика: ХМАО-Югра, г. Урай, ул. И. Шестакова, строение 66, строение 68

Дата и время отбора пробы (образца): 28.09.2023 06 ч. 40 мин. - 06 ч. 50 мин.

Дата и время доставки пробы (образца): 28.09.2023 09 ч. 00 мин.

Сотрудник, отобравший пробы: Инженер ЛЭПС г. Урай Багаева И.Е.

Цель отбора: СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"

Юридическое лицо, индивидуальный предприниматель или физическое лицо, у которого отбирались пробы (образцы): ООО "ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ"

Адрес: г. Москва, Покровский бульвар, дом 3, строение 1, комната 22

Объект, где производился отбор пробы: КОС, вход на КОС вахтовый поселок "Убинка"

Адрес: ХМАО-Югра

Код пробы (образца): УП-2-4706-23

Изготовитель: -

Юридический адрес изготовителя: -

Фактический адрес изготовителя: -

Дата изготовления: - Номер партии: -

Объем партии: - Объем пробы: 25 дм3

Тара, упаковка: Полимерная емкость

НД на методику отбора: -

Условия транспортировки: Автотранспорт

Условия хранения: Не хранилась

Дополнительные сведения: Самодоставка

Акт отбора: № 4704-4706

Основание для отбора: Производственный контроль

Договор: Договор № Ц00166.23.18/5 от 09.01.2023 г

Лицо ответственное за составление данного протокола: Фельдшер Г.Г. Исламова
должность (подпись) ФИО

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Код образца (пробы): **УП-2-4706-23**

Бактериологическая лаборатория (паразитологическое отделение)					
Дата поступления пробы: 28.09.2023 09 ч. 05 мин.					
Дата начала исследования: 28.09.2023 09 ч. 05 мин.					
Дата окончания исследования: 29.09.2023					
№ п/п	Определяемые показатели	Результаты исследований	Гигиенический норматив	Единицы измерения	НД на методы исследования
1	Яйца гельминтов	Обнаружено яйца гельминтов Opisthorchis spp	не нормируется	в 25 дм3	МУК 4.2.2661-10 п.6.2
2	Жизнеспособные цисты кишечных простейших	Не обнаружено	не нормируется	в 25 дм3	МУК 4.2.2661-10 п.6.3
Исследования проводили:					
Должность, Ф.И.О.			Подпись		
Фельдшер-лаборант Ладыгина М.И.					

1. Испытательная лаборатория (центр) несет ответственность за всю информацию, представленную в протоколе испытаний, за исключением случаев, когда информация предоставляется заказчиком.
2. В случаях самостоятельного отбора и доставки проб (образцов) для проведения исследований (испытаний), заказчик несет ответственность за соблюдение правил и условий отбора, хранения, транспортировки и маркировки проб (образцов) согласно действующих регламентирующих документов.
3. Протокол касается проб, подвергавшихся исследованиям.
4. О неудовлетворительных результатах лабораторных исследований настоятельно рекомендуется сообщить в Территориальный отдел Управления Роспотребнадзора по ХМАО-Югре т.к., возможно, данная продукция может неблагоприятно сказаться на здоровье населения и явиться причиной возникновения массовых инфекционных и неинфекционных заболеваний (отравлений).
5. Перепечатка или ксерокопирование протокола без разрешения ИЛЦ запрещены.

Окончание протокола

Ивл. № подл. 102154	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									132
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ			

(Код формы: Ф.ОИ.02.12.18.2022)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ ЗАЩИТЫ ПРАВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И БЛАГОПОЛУЧИЯ ЧЕЛОВЕКА
Федеральное бюджетное учреждение здравоохранения
"Центр гигиены и эпидемиологии в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре"
Филиал Федерального бюджетного учреждения здравоохранения "Центр гигиены и эпидемиологии в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре в Советском районе и в городе Югорске, в городе Урае и Кондинском районе"
Орган инспекции

Юридический адрес: 628011, ХМАО-Югра, г. Ханты-Мансийск, ул.Рознина, д.72, телефон: 8(3467)359707, факс: 8(3467)359701, e-mail: epid_fbu3@xmao.su; сайт: http://fbu3hmao.ru/ ОКПО 76830224, ОГРН 1058600003736, ИНН 8601024804, КПП 860101001	Аттестат аккредитации RA.RU.710084 Дата включения в реестр 03.07.2015
---	--

Утверждаю,
Заместитель Руководителя
органа инспекции
Мисюкевич Л.П.
(подпись) М.П.

Экспертное заключение № УК.32.О.08322.11.23 от 13.11.2023
(Приложение к протоколу лабораторных исследований ИЛЦ ФБУЗ "ЦГиЭ в ХМАО-Югре"
№ 4706.23 от 31.10.2023 года)

по результатам гигиенической оценки результатов лабораторно-инструментальных исследований

УСТАНОВЛЕНО:

Дата проведения инспекции: 13.11.2023

Наименование объекта экспертизы: Водные объекты, используемые в целях питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения, а также в лечебных, оздоровительных и рекреационных целях, в том числе водные объекты, расположенные в границах городских и сельских населенных пунктов; питьевая вода централизованных систем горячего и холодного водоснабжения - Вода сточная: Вода сточная до очистки

Наименование разработчика, производителя оцениваемого объекта: ООО "ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ", КОС, вход на КОС вахтовый поселок "Убинка"

Наименование заявителя: АО "Центр научно-исследовательских и производственных работ", ХМАО-Югра, г. Когалым, ул. Центральная, 19

Соответствует (не соответствует) санитарно-эпидемиологическим требованиям, установленным в государственных санитарно-эпидемиологических правилах и нормативах, технических регламентах: СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" по определяемым показателям: обнаружено яйца гельминтов *Opisthorchis spp* в 25 дм3. Результат исследования не подлежит нормированию.

По результатам гигиенической оценки: Водных объектов, используемых в целях питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения, а также в лечебных, оздоровительных и рекреационных целях, в том числе водных объектов, расположенных в границах городских и сельских населенных пунктов; питьевой воды централизованных систем горячего и холодного водоснабжения - Вода сточная: Вода сточная до очистки

Результаты гигиенической оценки относятся исключительно к inspected объекту инспекции.

Перепечатка или ксерокопирование данного документа Органа Инспекции запрещены.

Лицо, проводившее экспертизу:

Врач по общей гигиене

Данильченко М.С.

Должность

(подпись)

(Ф.И.О.)

ПРОЦЕДУРА ЗАМ. ТЕХНИЧЕСКОГО ДИРЕКТОРА МИСЮКЕВИЧ Л.П. 11.23

УК. 32. О. 08322. 11. 23

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Ивв. № подл.	102154				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

133

АО "Башнефтегеофизика"
Общество с ограниченной ответственностью
"Центр научно-исследовательских и производственных работ"
(ООО "ЦНИПР")

Лаборатория экологии и промсанитарии г. Урай

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц в национальной системе аккредитации РОСС RU.0001.512180, дата внесения в реестр 17.12.2014г.

Юридический адрес: 628486, Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра, г. Когалым, ул. Центральная, д. 19

Адрес места осуществления деятельности: 628285, Россия, Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра, г Урай, ул Ивана Шестакова, строение 66, Административно-бытовой корпус 1 этаж аналитические залы 5а, 5б, 8а, 9, 10, 2 этаж кабинеты: 16, 17, 22, 28 628285, Россия, Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра, г. Урай, ул. Ивана Шестакова, стр. 68, пом.1: ремонтно-механические мастерские: помещение 1 (прием и регистрация образцов, хранение пробоотборного оборудования), телефон 8(34676)91876, trofimovaov1@bngf.ru

УТВЕРЖДАЮ

Начальник лаборатории экологии и промсанитарии г.Урай ООО"ЦНИПР"

Трофимова О.В.
 13.10.2023



Протокол испытаний № 2595 от 13.10.2023

1. **Наименование объекта:** вода сточная
2. **Заказчик :** Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ" (ООО "ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ")
 Юридический адрес: 109028, город Москва, бульвар Покровский, дом 3, строение 1, комната 22, e-mail energoseti@lukoil.com. Фактический адрес: 628285, РФ, Тюменская обл., ХМАО-Югра, г.Урай, проезд 1, подъезд 53, тел. 8(34676)42-1-00
3. **Место отбора образца:** ЦС"Урайэнергонефть" ЗС РУ ООО "ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ", в/н Убинка КОС, выход
4. **Место осуществления временной деятельности (прямые измерения, отбор проб):** ЦС"Урайэнергонефть" ЗС РУ ООО "ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ", в/н Убинка КОС, выход
5. **Дата отбора образца:** 27.09.2023
6. **Дата поступления образца в лабораторию:** 27.09.2023
7. **План и метод отбора образца(для п/п 1-6):** план отбора № 23
8. **Дата начала и окончания испытаний:** 27.09.2023 - 12.10.2023
9. **Место осуществления лабораторной деятельности:** административно-бытовой корпус, 1 этаж аналитические залы: 5а, 9, 10
10. **Код образца:** 2-3294 акт отбора образца № 3102
11. **Результаты испытаний:**

№ п/п	Определяемая характеристика (показатель)	Единицы измерения	Полученные в ходе испытаний фактические значения (результат)	Показатель точности (при R=0,95) /расширенная неопределенность (при k=2)	Документы устанавливающие правила и методы испытаний, измерений (количество результатов параллельных определений, использованных для расчета результата измерений)*
1	АПав	мг/дм ³	0,298	0,095	ПНД Ф 14.1:2:4.158-2000 (Издание 2014г.) (2) (Флуориметрический метод)
2	Биохимическое потребление кислорода (БПКп)	мгО ₂ /дм ³	86	± 11	ПНД Ф 14.1:2:3:4.123-97 (Издание 2004г.) (2) (Йодометрический метод)
3	Взвешенные вещества	мг/дм ³	169	± 17	ПНД Ф 14.1:2:3.110-97 (Издание 2016г.) (Гравиметрический метод)
4	Железо общее	мг/дм ³	1,18	0,18	ПНД Ф 14.1:2:4.50-96 (Издание 2016г.) (2) (Фотометрический метод)

Протокол испытаний № 2595 составлен на 2 страницах в двух экземплярах (экз. № 1).
 Результаты относятся только к образцу, прошедшему испытания (измерения), отбор.

Протокол испытаний не должен быть воспроизведен не в полном объеме без разрешения начальника лаборатории.

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

№ п/п	Определяемая характеристика (показатель)	Единицы измерения	Полученные в ходе испытаний фактические значения (результат)	Показатель точности (при P=0,95) /расширенная неопределенность (при k=2)	Документы устанавливающие правила и методы испытаний, измерений (количество результатов параллельных определений, использованных для расчета результата измерений)*
5	Ионы аммония	мг/дм ³	15,6	± 3,3	ПНД Ф 14.1:2:3.1-95 (Издание 2017г.) (2) (Фотометрический метод)
6	Фосфат-ионы	мг/дм ³	1,64	0,23	ПНД Ф 14.1:2:4.112-97 (Издание 2011г.) (2) (Фотометрический метод)

* Способ определения результата - среднее арифметическое значение указанного количества параллельных определений.

Дополнения, отклонения или исключения из методов: отсутствуют.

Данные предоставлены Заказчиком: п.п 2,3.

Подпись ответственного за оформление протокола:
инженер 2 категории ЛЭПС г.Урай



М.Г.Магина

Дата выдачи протокола: 13.10.2023

Протокол испытаний № 2595 составлен на 2 страницах (2 стр.) в двух экземплярах (экз. № 1).
Результаты относятся только к образцу, прошедшему испытания (измерения), отбор.
Протокол испытаний не должен быть воспроизведен не в полном объеме без разрешения начальника лаборатории.
Конец протокола испытаний.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

135

Приложение Ж
Сведения о водоочистой станции в блочно-модульном исполнении
ВОС-70

Общество с ограниченной ответственностью
«АМАК»

Водоочистная станция в блочно-модульном исполнении
ВОС-70.

Руководство по эксплуатации
ТУ 4859 – 001 – 52303900 – 2015
Заводской номер 04-05/16

ООО «АМАК» Россия, 620030, Свердловская обл. г.Екатеринбург, Сибирский тракт 14
 км. Лит 98.;

amak-llc@mail.ru.

☎ +8 (343) 222-1-888 • Fax +7 (343) 222-1-888

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Инд. № подл.	102154				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

Инд. № подл.	Подп. и дата	Инд. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

СОДЕРЖАНИЕ

<i>Введение. Общие сведения и рекомендации</i>	3
<i>1. Описание и устройство изделия</i>	3
<i>2. Технические характеристики</i>	4
<i>3. Инструкция по технологии очистки воды, пуску, работе</i>	4
<i>4. Руководство по эксплуатации</i>	7
<i>5. Техническое обслуживание</i>	8
<i>6. Текущий ремонт</i>	8
<i>7. Хранение</i>	9
<i>8. Транспортирование</i>	10
<i>9. Сведения об утилизации</i>	10
<i>10. Консервация</i>	11
<i>11. Нормы расходования запасных частей</i>	11
<i>12. Руководство по управлению панелью оператора</i>	12
<i>13. Технологическая схема станции ВОС-70</i>	14

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата		Лист
						ВОС-70,0.000.000.000.РЭ	2
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат			

Инв. № подл.	Взам. инв. №
102154	

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ	Лист
							137

Введение.

Настоящее руководство по эксплуатации является эксплуатационной документацией, поставляемой с изделием и предназначено для ознакомления с конструкцией и техническими данными, а также содержит сведения, необходимые для правильной эксплуатации.

Настоящее руководство по эксплуатации разработано на станцию комплексной очистки воды ВОС-70 полной заводской готовности, предназначенной для очистки воды до норм СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества»

В связи с постоянной работой по совершенствованию изделия, повышающей его надёжность, в конструкцию могут быть внесены незначительные изменения, не отражённые в настоящем руководстве по эксплуатации.

Общие сведения и рекомендации

Год, месяц изготовления: 2016, май

Наименование изделия: Водоочистная станция в блочно-модульном исполнении ВОС-70

Обозначение станции: ВОС-70;

Пожалуйста, внимательно прочитайте настоящее РУКОВОДСТВО перед началом работ по установке / эксплуатации / техническому обслуживанию станции очистки воды.

В тех случаях, когда емкости исходной воды и очищенной воды обрабатываются составами, опасными для здоровья и жизни человека, обслуживающий персонал должен предпринять соответствующие меры и использовать средства защиты (маска, защитные очки, перчатки и т.д.) в соответствии с инструкциями по технике безопасности.

1. Описание и устройство изделия.

Водоочистная станция в блочно-модульном исполнении ВОС-70 предназначена для очистки воды и доведения ее состава до норм СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества».

Станция представляет собой два отдельно стоящих блока. В одном блоке размещено все технологическое оборудование, место для эксплуатирующего персонала, шкафы для зип. Во втором блоке размещаются емкости исходной, очищенной воды и насосная станция второго подъема воды. В блоке с технологическим оборудованием также размещен шкаф автоматизации, сигнализации и управления станцией.

ВОС-70,0.000.000.000.РЭ

Лист

3

Ли Изм. № докум. Подп. Дата

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
138

2. Технические характеристики

Таблица 2.1 - Технические характеристики

1. Производительность номинальная часовая – 3,0 м³/час.
2. Производительность суточная – 70 м³/сут.
3. Способ размещения – наземное, модульное.
4. Входной патрубок - фланец Ду32;
5. Выходной патрубок - фланец Ду50;
6. Сброс аварийный - фланец Ду100;
7. Установленная потребляемая мощность – 17,0 кВт.
8. Габаритные размеры каждого блока станции ДхШхВ: 9000х2950х2800 мм.

Таблица 2.2 - Основные исходные данные по анализу воды для станции ВОС-70,0.

Показатели	Единицы измерения	Результаты исследования	Нормативы (ПДК) СанПиН 2.1.4.1074-01
Запах	баллы	0	2
рН	ед.рН	6,61±0,2	6,0-9,0
Жесткость общая	мл-экв/л	2,18±0,33	7,0
Окисляемость перманганатная	мгО ₂ /л	0,5±0,1	5,0
Железо общее	мл/л	6,82±1,71	0,3
Марганец	мл/л	0,12±0,03	0,1
Нитрит-ион	мл/л	0,008±0,001	3,0
Нитрат-ион	мл/л	1,11±0,33	45,0
Хлориды	мл/л	<2,0	350,0
Ион аммония	мл/л	2,43±0,24	2,0
Сульфат-ионы	мл/л	10,42±2,08	500,0
Полифосфаты	мл/л	1,38±0,15	3,5

2. Инструкция по технологии очистки воды, пуску, работе станции.

Исходная неочищенная вода скваженными насосами из скважин, через счетчик, электроприводной шаровой кран ЭК0, поступает в емкость исходной воды V=10м.куб. Работой скваженных насосов управляют датчик сухого хода, датчик давления ДД0, датчик верхнего уровня воды в емкости исходной воды ДУ2. При наполнении емкости водой до верхнего уровня ДУ2, датчик верхнего уровня ДУ2 подает сигнал в контроллер PLC, контроллер в свою очередь перекрывает шаровой кран ЭК0, отключает скваженные насосы. При снижении уровня воды в емкости до среднего уровня, датчик подает сигнал в контроллер

ВОС-70,0.000.000.000.РЭ

Лист

4

Ли Изм. № док. Подп. Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

139

PLC, контроллер в свою очередь открывает электрокран ЭК0, включает скваженные насосы.

В емкости исходной воды есть еще один датчик верхнего уровня - ДУ1, который расположен в емкости выше ДУ2 на 300литров. Датчик уровня ДУ1 управляет работой насоса обезжизвателя осадка - Н6, в случае наполнения воды в исходной емкости до уровня ДУ1 - контроллер отключит насос Н6. Расстояние между ДУ1 и ДУ2 составляет 300литров - этот объем является резервом и защитой от перелива емкости исходной воды. Объем емкости обезжизвателя составляет 100литров, следовательно резерв и защита емкости исходной воды от перелива составляет трехкратный объем.

Из емкости исходной воды V=10 м.куб. насосами Н1.1 или Н1.2 вода через фильтры микрофльтрации Ф1, Ф2 перекачивается в установку озонирования воды УОВ-3, далее в реактор озона. Реактор озона представляет собой герметичную вертикальную емкость с конусным дном и устройством для сбора флотошлама. Объем реактора соответствует 30 минутной производительности станции, в данном случае 1500литров.

Озон генерируется в генераторе озона и поступает в исходную воду через эжектор ЭЖ. Для размешивания воды с озоном в установке УОВ-3 предусмотрен насос Н2. Насос Н2 забирает воду из реактора и подает ее в трубу исходной подачи воды перед эжектором. Время контактирования (окисления) воды с озоном зависит от степени загрязнения воды - в среднем от 1 до 15 мин. Избыточный озон с помощью деструктора озона, размещенного в реакторе, преобразуется обратно в кислород.

После озонирования, вода насосом Н3 подается на блок засыпных фильтров ФМЗТ-1665, состоящих из 3-х фильтров, 2 фильтра рабочие, 1- резервный. Работа насоса Н3 производится по ПИД-регулированию, по заданному давлению. В случае прекращения и отсутствии разбора воды в напорной линии насоса Н3, насос отключится по максимальному давлению. При появлении разбора воды, давление начинает падать - насос Н3 снова включается.

В фильтрах ФМЗТ происходит очищение воды от окисленных (перешедших из растворенного состояния в нерастворенное) загрязнений. Номинальная производительность одного фильтра ФМЗТ-1665 составляет 2 м.куб/час. Периодически- один раз в 3 часа фильтры поочередно подвергаются регенерации. Программирование интервалов фильтрации-регенерации каждого фильтра задается на панели оператора, причем на каждый фильтр индивидуально. Активация работы каждого фильтра также производится с панели оператора. Один из трех фильтров ФМЗТ всегда находится в выключенном состоянии, в свою очередь является резервным, и включается

Ивл. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Ивл. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

ВОС-70,0.000.000.000.РЭ

Лист	5
------	---

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист	140
------	-----

когда один из рабочих 2-х фильтров останавливается на обслуживание или ремонт.

Алгоритм работы автоматики блока фильтров ФМЗТ-1665:

1. Режим фильтрации воды в фильтре ФМЗТ. В процессе фильтрации в фильтрах ФМЗТ открыты электроприводные шаровые краны ЭК1, ЭК3, (ФМЗТ-1); ЭК5, ЭК7, (ФМЗТ-2); ЭК9, ЭК11, (ФМЗТ-3); закрыты электроприводные шаровые краны ЭК2, ЭК4, (ФМЗТ-1); ЭК6, ЭК8, (ФМЗТ-2); ЭК10, ЭК12, (ФМЗТ-3); Время работы фильтра ФМЗТ в таком режиме - 180мин.

2. Режим регенерации фильтра ФМЗТ. После режима фильтрации воды на фильтре ФМЗТ, включается режим регенерации - промывка обратным потоком воды. Данный режим необходим для качественной промывки засыпки фильтра от скопившихся загрязнений. В режиме регенерации открыты электроприводные шаровые краны ЭК2, ЭК4, (ФМЗТ-1); ЭК6, ЭК8, (ФМЗТ-2); ЭК10, ЭК12, (ФМЗТ-3); закрыты электроприводные шаровые краны ЭК1, ЭК3, (ФМЗТ-1); ЭК5, ЭК7, (ФМЗТ-2); ЭК9, ЭК11, (ФМЗТ-3). Время работы блока в таком режиме - 2 мин. Чистая вода, для обратной промывки, начинает поступать в фильтр из емкости очищенной воды V=20м.куб. Вода в емкости очищенной воды за ранее скоплена в процессе режима фильтрации воды.

При синхронной работе 2-х фильтров необходимо настроить работу фильтров так, чтоб циклы их работы производились по очереди.

Насос Н4 подает очищенную воду из емкости очищенной воды на обратную промывку фильтров ФМЗТ. Работа насоса Н4 производится по ПИД-регулированию, по заданному давлению. В случае прекращения и отсутствии разбора воды в напорной линии насоса Н4 (ни один из фильтров не требует обратной промывки), насос отключится по максимальному давлению. При появлении разбора воды (включится обратная промывка одного или двух фильтров ФМЗТ), давление начинает падать - насос Н4 снова включается.

Из емкости очищенной воды V=20м.куб. чистая вода насосами Н5.1. или Н5.2. через ультрафиолетовую лампу и счетчик подается к потребителям.

Весь шлам из фильтров микрофильтрации, реактора озона кранами К8, К10, К13, К14 сбрасывается в шламовый трубопровод. После промывки фильтров ФМЗТ-1665, промывная вода через кран К17 сбрасывается в шламовый трубопровод. Все сбросы по шламовому трубопроводу через электрокоагулятор собираются в обезвоживателе осадка ООШ-50. В обезвоживателе скоагулированные шламовые воды отжимаются. Обезвоженный шлам подлежит утилизации. А отжатая вода возвращается обратно в емкость исходной воды.

Благодаря применению данной технологии, станция очистки воды ВОС-70 очищает воду без применения каких либо реагентов, с полным отсутствием

Инд. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Инд. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инд. № дубл.	
Подп. и дата	
Инд. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дата	ВОС-70,0.000.000.000.РЭ	Лист
						6

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ	Лист
							141

сбрасываемой шламовой воды. Все загрязнения отжимаются до плотного шлама с влажностью 75%.

Станция полностью автоматизирована и управляется через операторскую панель и не требует постоянного присутствия персонала.

Станция полностью автоматизирована и управляется через сенсорную панель Siemens.

4. Руководство по эксплуатации

Перед началом запуска станции нужно убедиться в том что:

исходная вода поступает на станцию, работа скважинных насосов проходит исправно;

подается электропитание на станцию;

визуально проверить исправность всех узлов станции.

1. Наполнение емкости исходной. Включить питание шкафа автоматизации, нажав клавишу «ПУСК». Включить на панели оператора «работа станции в автоматическом режиме». Емкость должна начать наполняться, счетчик СЧ1 должен показывать движение воды.

2. Запуск в работу технологического оборудования станции. После наполнения емкости исходной воды до минимального уровня ДУ3, необходимо открыть шаровые краны – К1, К2, К3, К4, К5, К6, К7, К9 станция автоматически включит насосы Н1.1 или Н1.2 в работу. Вода начнет подаваться в реактор озона для окисления воды. Сразу же нужно открыть краны К11, К12, Н15, Н16. При наполнении реактора озона до уровня ДУ5 автоматически включится генератор озона и насос циркуляции воды Н2. Насос Н3 включится и начнет подавать воду на блок фильтров ФМЗТ-1665 (1-3), а так же на блок ультрафильтрации. Работа фильтров и блока ультрафильтрации осуществляется в автоматическом режиме. Для обратной промывки блока ультрафильтрации и блока фильтров ФМЗТ-1665 (1-3) предусмотрен насос Н4. Необходимо убедиться в том, чтоб краны К18 и К19 были открыты. Насос Н4, включается автоматически.

3. Наполнение емкости очищенной воды. После блока фильтров и блока ультрафильтрации, проходя через установку обеззараживания воды, вода подается в емкость очищенной воды. Перед тем как вода начнет поступать в емкость, необходимо открыть краны К24, К26. Кран К25 должен быть закрыт. Данный кран предназначен для обхода водой установки обеззараживания воды в случае ее обслуживания. Емкость очищенной воды находится в другом блоке, в блоке емкостей.

4. Подача воды потребителям. При достижении водой нижнего уровня в емкости чистой воды ДУ7, система автоматизации дает сигнал на включение насосов Н5.1 или Н5.2. До этого необходимо открыть краны К20, К21, К22, К23. При включении насосов вода начинает подаваться к потребителям, счетчик СЧ2 – отображает движение воды. Отключение насосов Н5.1 или Н5.2 производится автоматически по датчику давления в сети ДД4 и РД4.

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	ВОС-70,0.000.000.000.РЭ	Лист
						7

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ	Лист
							142

5. Выключение станции. Выключение станции производится в обратном порядке. Необходимо на панели оператора отключить автоматический режим работы. Все краны необходимо закрыть.

5. Техническое обслуживание.

Техническое обслуживание заключается в следующих этапах.

Ежедневное техническое обслуживание.

Визуальный осмотр. Контроль исправности работы всех узлов станции. Проверка отсутствия протечек емкостного оборудования и протечки в соединениях трубопроводов.

Очистка фильтров механической очистки от накопившихся загрязнений. Для этого необходимо поочередно открыть промывные краны К8 и К10 на 30 сек. каждый.

Ежемесячное техническое обслуживание.

Проведение всех пунктов мероприятий, указанных в ежедневном техническом обслуживании.

Внутренний осмотр емкостей исходной воды и очищенной воды на скопление загрязнений. В случае большого скопления загрязнений, необходимо осуществить опорожнение емкости и промывка ее.

Внутренний осмотр емкостей реактора озонатора на скопление загрязнений. В случае большого скопления загрязнений, необходимо осуществить слив воды и промывку.

Ежегодное техническое обслуживание.

Проведение всех пунктов мероприятий, указанных в ежедневном и ежемесячном техническом обслуживании.

Обработка емкостного оборудования раствором гипохлорита натрия.

6. Текущий ремонт.

Текущий ремонт всего технологического оборудования станции производится согласно требований формуляров и паспортов, приложенных в комплекте с документацией к данной станции.

Текущий ремонт емкостного оборудования описан ниже:

Причины снижения надежности конструкций полимерных емкостей:

Полимерные емкости практически не подвержены износу, снижающему надежность их конструкций. Износ обуславливается только внешними факторами, такими как механическое воздействие (удар, превышение нагрузки на стенки или дно корпуса, разрыв стенки корпуса) и факторы нарушения технологии (производства, монтажа и/или эксплуатации емкости).

Условно причины надежности полимерных емкостей можно разделить на:

1. заводские дефекты:
 - дефекты листов полимера;
 - дефекты сварки листов между собой;
2. процессные проблемы:

Ине. № подл.	Подп. и дата	Ине. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дата	ВОС-70,0.000.000.000.РЭ	Лист
						8

Ине. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
102154		

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ	Лист
							143

- деструктивные влияния природной стихии (движение слоев почвы, повышенное влагосодержание почвы);
 - дефекты эксплуатации;
 - нарушение геометрии емкости из-за превышения нагрузок;
 - дефекты монтажа, включая недочеты монтажных сварных соединений;
3. дефекты, возникшие в процессе транспортировки емкости.

Планово-предупредительный ремонт емкостей предусматривает своевременное проведение:

- осмотрового ремонта емкости;
- текущего ремонта емкости;
- капитального ремонта емкости;

Соответственно необходимо с определенной регулярностью проводить обследования технического состояния емкости, по их результатам составлять дефектную ведомость, определять необходимый состав ремонтных работ и планировать последовательность вывода емкости в ремонт.

Оценка технического состояния емкости.

Оценка технического состояния емкости проводится на основании:

- СНиП 3.03.01-87 "Несущие и ограждающие конструкции" (устанавливает требования к новым емкостям);
- "Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту" (устанавливают требования к новым и эксплуатирующимся резервуарам).

В рамках оценки состояния конструкций емкости проводится измерение их фактических толщин и лабораторные исследования их механических свойств и химического состава.

7. Хранение.

Складирование, хранение изделий производится на подкладках заранее подготовленной, спланированной площадке с уклоном, обеспечивающей отвод дождевых и талых вод, защищающей от климатических воздействий, удовлетворяющей правилам пожарной безопасности. В зимнее время площадка должна очищаться от снега и льда. Должны быть предусмотрены проходы не менее 1 м шириной и подъезды для погрузочно-разгрузочных работ. Сооружения также должны быть защищены от разукрупления, повреждения, загрязнения.

Конструктивные элементы, получившие повреждения при транспортировке или выгрузке, должны отдельно храниться до принятия решения об их пригодности в эксплуатацию.

Сооружения, использование которых не планируется в течении 10-30 суток, должны быть поставлены на кратковременное хранение, а более 30 суток - на долговременное хранение.

Име. № дубл.	Име. № инв. №	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дата	ВОС-70,0.000.000.000.РЭ	Лист
						9

Име. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ	Лист
							144

При кратковременном хранении должны быть выполнены следующие операции:

- Закрыть окна и двери;
- Не допускается транспортирование любых элементов, включая блоки, волоком на любое расстояние;
- Места вводов и выводов электрики, воды и канализации герметизировать.

8. Транспортирование.

Отключить электрическое питание и свернуть питающий кабель.

Перед транспортировкой здания слить воду из сантехнической системы и системы водоснабжения. В зимнее время обязательно удалить воду из унитаза (при наличии) и нижних точек системы водоснабжения и других низких мест.

При транспортировке здания отдельные конструктивные элементы должны быть прикреплены к транспортным средствам.

Категорически запрещается транспортировка (горизонтальное перемещение) здания с зацеплением и тягой за подъемные петли.

Не допускается транспортирование здания с находящимися в нем людьми.

Для обеспечения устойчивости и сохранности здания в процессе перевозки автомобильным транспортом скорость движения автомашин **должна быть ограничена!!!**: на дорогах с асфальтобетонным и другим твердым покрытием до 30 км в час; на грунтовых дорогах до 15 км в час; по бездорожью до 5 км в час.

Перед установкой станции проверьте, нет ли повреждений на ней, полученных при транспортировке.

9. Сведения об утилизации.

Утилизация станции очистки воды ВОС-70 производится по следующей технологии:

1. Полная разборка станции
2. Сортировка комплектующих на 2 основные групп:
 - 2.1. Пластиковые комплектующие;
 - 2.2. Металлические комплектующие;
3. Крупные пластиковые изделия (корпус) разрезаются на более мелкие куски.

Пластиковые комплектующие отправляются на переработку – переплавку. Вторичной переплавкой занимаются специализирующиеся на вторичной переработке полимерного сырья организации.

Металлические изделия также отправляются на переплавку в организации, занимающиеся вторичной переплавкой металлов.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	ВОС-70,0.000.000.000.РЭ	Лист
							10

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ	Лист
							145

10. Консервация.

Консервация станции очистки воды ВОС-70 заключается в проведении следующих мероприятиях:

- ✓ Отключение от электропитания станции;
- ✓ Опорожнение емкостного оборудования;
- ✓ Очистка емкостей, оборудования изнутри и снаружи. Изнутри емкости необходимо промыть чистой водой.
- ✓ Закупорка всех патрубков и отверстий.
- ✓ Закрывать технологические люки и горловины.

Расконсервация станции очистки воды ВОС-70 заключается в проведении следующих мероприятий:

- ✓ Раскупорка патрубков и технологических отверстий;
- ✓ Очистка емкостей изнутри и снаружи. Изнутри емкости необходимо промыть чистой водой.
- ✓ Визуальный осмотр от повреждений.
- ✓ Ввод в эксплуатацию.

11. Нормы расходования запасных частей.

Расходование запасных частей технологического оборудования станции производится согласно требований формуляров и паспортов, приложенных в комплекте с документацией к данной станции. Замена или расход запасных частей емкостного оборудования возникает в случае механического воздействия на емкость или составляющие детали. Как такового регламентного расхода запасных частей емкостей не требуется.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВОС-70,0.000.000.000.РЭ					Лист
					11

Лист
11

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

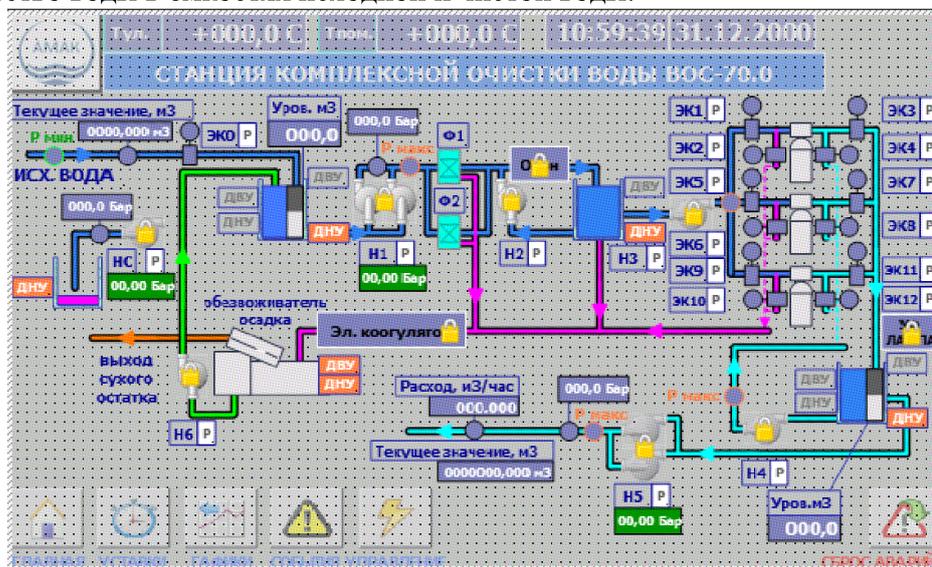
01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ					Лист
					146

Лист
146

12.Руководство по управлению панелью оператора.

Операторская панель производства Siemens обеспечивает информационное состояние всех насосов, датчиков уровня, шаровых электро-кранов, реле давления, а также управление станции в ручном и автоматическом режиме.

На главном экране операторской панели есть также индикация температуры в помещении и температура окружающей среды с наружи здания ВОС-70, а также количество воды в емкостях исходной и чистой воды.



Начало работы.

Перед началом работы нужно убедиться, что все связывающие переведены в режим в авто. Как показано на рисунке. То есть над каждой составляющей должно высвечиваться режим авто.

РУЧНОЕ УПРАВЛЕНИЕ									
ЭК0	ОТКРЫТЬ	ЗАКРЫТЬ	АВТО.	РУЧНОЙ	Н1	ВКЛ-ТЬ	ОТКЛ-ТЬ	АВТО.	РУЧНОЙ
ЭК1 и 3 (2 и 4)	ОТКРЫТЬ	ЗАКРЫТЬ	АВТО.	РУЧНОЙ	Н2	ВКЛ-ТЬ	ОТКЛ-ТЬ	АВТО.	РУЧНОЙ
ЭК5 и 7 (5 и 8)	ОТКРЫТЬ	ЗАКРЫТЬ	АВТО.	РУЧНОЙ	Н3	ВКЛ-ТЬ	ОТКЛ-ТЬ	АВТО.	РУЧНОЙ
ЭК9 и 11 (10 и 12)	ОТКРЫТЬ	ЗАКРЫТЬ	АВТО.	РУЧНОЙ	Н4	ВКЛ-ТЬ	ОТКЛ-ТЬ	АВТО.	РУЧНОЙ
					Н5	ВКЛ-ТЬ	ОТКЛ-ТЬ	АВТО.	РУЧНОЙ
					Н6	ВКЛ-ТЬ	ОТКЛ-ТЬ	АВТО.	РУЧНОЙ
					КНС	ВКЛ-ТЬ	ОТКЛ-ТЬ	АВТО.	РУЧНОЙ
					УФ ламп	ВКЛ-ТЬ	ОТКЛ-ТЬ	АВТО.	РУЧНОЙ
					Озона- тор	ВКЛ-ТЬ	ОТКЛ-ТЬ	АВТО.	РУЧНОЙ
					Эл. коогу	ВКЛ-ТЬ	ОТКЛ-ТЬ	АВТО.	РУЧНОЙ

РЕЖИМ РАБОТЫ СТАНЦИИ	
СТАРТ	СТОП

ВОС-70,0.000.000.000.РЭ

Лист

12

Ли Изм. № докум. Подп. Дат

Ивв. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

147

Затем на главном экране нажать кнопку УСТАВКИ и вы зайдете в режим уставок с 1 по 9 уровня.

В 1 уровне уставок мы задаем время работы очистки и время промывки засыпных колб.

В 2 уровне уставок мы задаем время задержки выключения УФ ламп после очистки, время работы электрокоагулятора после промывки колб и время работы насоса Н2 и работы озонатора так как озонатор включается с насосом Н2

В 3 уровне уставок мы задаем давление насоса Н1, а также видим наработку насосов Н1, Н2, Н3, Н4.

В 4 уровне уставок мы задаем давление насосов Н5 и давление скважинных насосов. А также видим наработку насосов Н5, Н6, скважинных насосов.

С 5 по 9 уровень уставок это настройка датчиков температуры и их состояние в работе, настройка расходомеров и их настройка, а также уровнемеров емкостей.

После уставок выходим на главный экран смотрим индикацию оборудования. Затем нажимаем кнопку УПРАВЛЕНИЕ в появившемся окне нажимаем кнопку СТАРТ. Станция запустится автоматически. При остановке станции нажмите кнопку СТОП.

При работе станции возможны ошибки такого характера как перелив емкости, высокое давление насосов. Если ошибка появилась, то станция автоматически остановится и появится на экране сообщение. Если ошибка исчезла, то станция запустится автоматически и окно исчезнет. Можно посмотреть архив ошибок нажав кнопку АВАРИЯ. Появится окно с списком по времени ошибок, можно очистить список ошибок нажав кнопку Сброс.

Также на главном экране есть кнопка ГРАФИКИ. Нажав ее появится окно графиков показывающее изменение по времени температуры в помещении и внешней окружающей среде. А также можно увидеть изменение уровня в емкостях по времени.

Инд. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Инд. № подл.	Подп. и дата	Инд. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

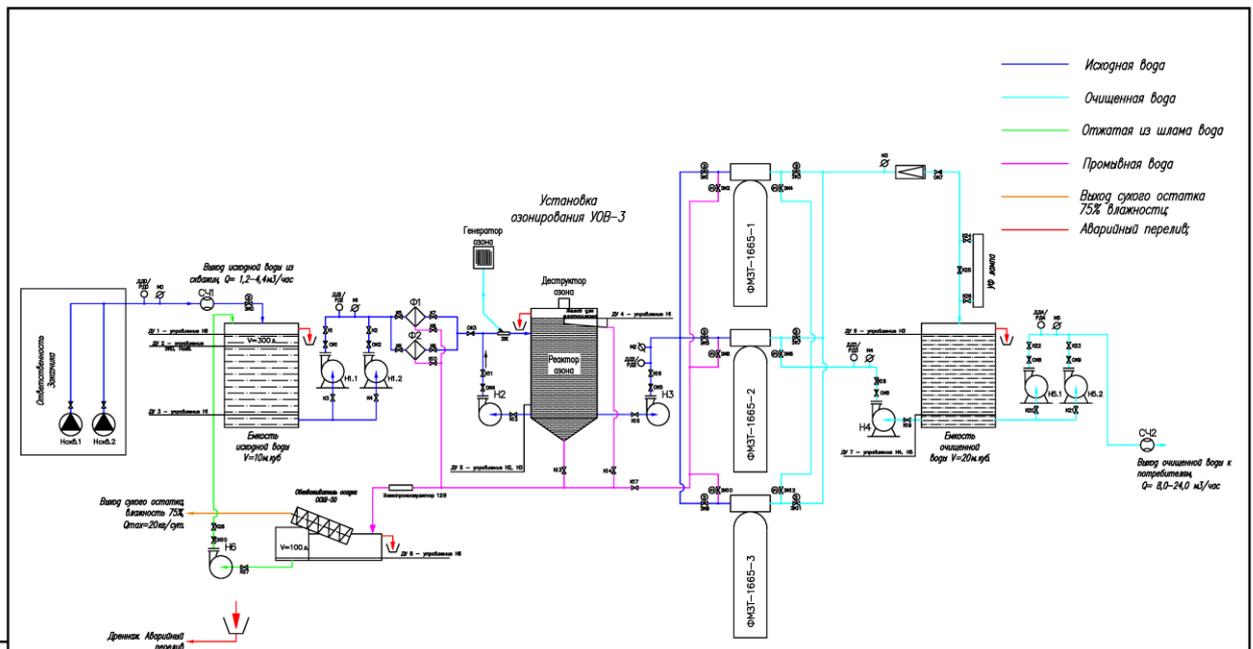
ВОС-70,0.000.000.000.РЭ

Лист
13

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
148



Изм. № подл. 102154
 Подп. и дата
 Взам. инв. №

№	Обозначение	Наименование	Кол.	Примеч.
1	И скважины	Ответственность Заказчика (важные предоставляем Заказчик)	2	траб./през.
2	Н1, Н1.2	Grundfos CR 3-5, Q=12-4,4 м ³ /час. Н=36-16м.	2	траб./през.
3	Н3	Pedrollo HF 50A, Q=3,0 м ³ /час. Н=27м.	1	траб.
4	Н4	Pedrollo HF 70A, Q=5,0 м ³ /час. Н=36м.	1	траб.
5	Н5.1, Н5.2	Grundfos CR 15-7, Q=8,0-24,0 м ³ /час. Н=95,0-51,0 м.	2	траб./през.
6	Н6	Pedrollo HF 50A, Q=1,5 м ³ /час. Н=12м.	1	траб.

ВОС-70, 0.000.000.000. TX				
"ООО "ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь" ТП "Урайнефтегаз"				
авт.	инж.уч.	лист	Исток	подпись
Разработчик	Иванов		03.16	
Инж. студ.				
И. констр.				
Инженер				
Станция очистки воды ВОС-70				этаж
Технологическая схема				лист
ООО "АМАК"				листов
				формат А3

Изм. № подл. 102154
 Подп. и дата
 Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Приложение И

Протокол качества питьевой воды (№ 480, № 3868) ВОС-70 Западно-Семивидовского месторождения

АО "Башнефтегеофизика"
Общество с ограниченной ответственностью
"Центр научно-исследовательских и производственных работ"
(ООО "ЦНИПР")
Лаборатория экологии и промсанитарии г. Урай
 Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц в национальной системе аккредитации РОСС RU.0001.512180, дата внесения в реестр 17.12.2014г.
 Юридический адрес: 628486, Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра, г. Когалым, ул. Центральная, д. 19
 Адрес места осуществления деятельности: 628285, Россия, Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра, г. Урай, ул. Ивана Шестакова, строение 66, Административно-бытовой корпус 1 этаж аналитические залы 5а, 5б, 8а, 9, 10, 2 этаж кабинеты: 16, 17, 22, 28; 628285, Россия, Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра, г. Урай, ул. Ивана Шестакова, стр. 68, пом.1: ремонтно-механические мастерские: помещение 1 (прием и регистрация образцов, хранение пробоотборного оборудования), телефон 8(34676)91876, trofimovaov1@bngf.ru

УТВЕРЖДАЮ
 Начальник лаборатории экологии и промсанитарии г. Урай ООО "ЦНИПР"
О.В.Трофимова
 28.03.2023



Протокол испытаний № 480 от 28.03.2023

1. **Наименование объекта:** вода питьевая
2. **Заказчик:** Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ" (ООО "ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ")
Юридический адрес: 109028, город Москва, бульвар Покровский, дом 3, строение 1, комната 22. Фактический адрес: 628285, РФ, Тюменская обл., ХМАО-Югра, г. Урай, проезд 1, подъезд 53, тел. 8(34676)42-1-00
3. **Место отбора образца:** СЦ "Урайэнергоневфть" ЗС РУ ООО "ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ", в/п Усть-Тетерево, распределительный кран резервуара
4. **Место осуществления временной деятельности (прямые измерения, отбор проб):** СЦ "Урайэнергоневфть" ЗС РУ ООО "ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ", в/п Усть-Тетерево, распределительный кран резервуара
5. **Дата отбора образца:** 09.03.2023
6. **Дата поступления образца в лабораторию:** 09.03.2023
7. **План и метод отбора образца (для п/п 1-32):** план отбора №17
8. **Дата начала и окончания испытаний:** 09.03.2023
9. **Место осуществления лабораторной деятельности:** административно-бытовой корпус, 1 этаж аналитические залы: 5б, 9, 10
3-381 акт отбора образца № 317
10. **Код образца:**
11. **Результаты испытаний:**

№ п/п	Определяемая характеристика (показатель)	Единицы измерения	Полученные в ходе испытаний фактические значения (результат)	Показатель точности (при P=0,95) /расширенная неопределенность (при k=2)	Документы устанавливающие правила и методы испытаний, измерений (количество результатов параллельных определений, использованных для расчета результата измерений)*
1	Алюминий	мг/дм ³	<0,01	-	ГОСТ 18165-2014 метод А (2) (Фотометрический метод)
2	Аммиак и ионы аммония	мг/дм ³	0,195	± 0,039	ГОСТ 33045-2014 метод А (2) (Фотометрический метод)
3	АП АВ	мг/дм ³	<0,025	-	ГОСТ 31857-2012 метод 1 (2) (Флуориметрический метод)
4	Бериллий	мкг/дм ³	<0,1	-	М 01-35-2006 ФР.1.31.2012.13563 (Издание 2011г.) (Флуориметрический метод)
5	Водородный показатель (рН)	ед.рН	7,1	± 0,2	ПНД Ф 14.1:2:3:4.121-97 (Издание 2018г.) (Потенциометрический метод)
6	Железо общее	мг/дм ³	0,245	± 0,059	ПНД Ф 14.1:2:4.50-96 (Издание 2011г.) (2) (Фотометрический метод)
7	Железо (II)	мг/дм ³	0,14	± 0,03	ПНД Ф 14.1:2:4.259-10 (Издание 2019г.) (2) (Фотометрический метод)
8	Жесткость общая	°Ж(градус жесткости)	1,42	± 0,21	ГОСТ 31954-2012 метод А (2) (Комплексонометрический метод)

Протокол испытаний № 480 составлен на 2 страницах в двух экземплярах (экз. № 1).
 Результаты относятся только к образцу, прошедшему испытания (измерения), отбор.
 Протокол испытаний не должен быть воспроизведен не в полном объеме без разрешения начальника лаборатории.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.
102154

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
150

№ п/п	Определяемая характеристика (показатель)	Единицы измерения	Полученные в ходе испытаний фактические значения (результат)	Показатель точности (при P=0,95) /расширенная неопределенность (при k=2)	Документы устанавливающие правила и методы испытаний, измерений (количество результатов параллельных определений, использованных для расчета результата измерений)*
9	Интенсивность вкуса и привкуса	баллы	0	-	ГОСТ Р 57164-2016 (Органолептический метод)
10	Интенсивность запаха при 20 °С	баллы	0	-	ГОСТ Р 57164-2016 (Органолептический метод)
11	Кремнекислота(в пересчете на кремний)	мг/дм ³	9,1	1,8	ПНД Ф 14.1:2.4.215-06 (Издание 2019г.) (2) (Фотометрический метод)
12	Марганец	мг/дм ³	0,047	± 0,012	ГОСТ 4974-2014 метод А1 (Фотометрический метод)
13	Медь	мг/дм ³	<0,0005	-	М 01-02-2010 ФР.1.31.2010.07014 (Издание 2010г.)
14	Мутность	ЕМФ	<1,0	-	М 01-36-2006 ФР.1.31.2012.11857 (Издание 2011г.) (Нефелометрический метод)
15	Нефтепродукты	мг/дм ³	<0,05	-	ГОСТ Р 51797-2001 (1) (ИК-спектрометрический метод)
16	Никель	мг/дм ³	<0,01	-	ПНД Ф 14.1:2.4.202-03 (Издание 2011г.) (Флуориметрический метод)
17	Нитраты	мг/дм ³	<0,1	-	ГОСТ 33045-2014 метод Д (Фотометрический метод)
18	Полифосфаты	мг/дм ³	0,042	± 0,017	ГОСТ 18309-2014 метод А (Фотометрический метод)
19	Перманганатная окисляемость	мг/дм ³	2,3	± 0,2	ПНД Ф 14.1:2.4.154-99 (Издание 2012г.) (2) (Титриметрический метод)
20	Селен	мкг/дм ³	<0,1	-	ГОСТ 19413 (Флуоресцентный метод)
21	Сульфат-ионы	мг/дм ³	<2,0	-	ГОСТ 31940-2012 метод 3 (2) (Турбидиметрический метод)
22	Сухой остаток	мг/дм ³	76	± 7	ПНД Ф 14.1:2.4.261-2010 (Издание 2015г.) (Гравиметрический метод)
23	Фенолы (общие, летучие)	мг/дм ³	<0,0005	-	ПНД Ф 14.1:2.4.182-02 (Издание 2010г.) (Флуориметрический метод)
24	Формальдегид	мг/дм ³	<0,02	-	ПНД Ф 14.1:2.4.187-02 (Флуориметрический метод)
25	Фториды	мг/дм ³	0,114	± 0,024	ГОСТ 4386-89 А (Фотометрический метод)
26	Хлор остаточный свободный	мг/дм ³	<0,05	-	ГОСТ 18190-72 (1) (Титриметрический метод)
27	Хлор остаточный суммарный	мг/дм ³	<0,05	-	ГОСТ 18190-72 (1) (Йодометрический метод)
28	Хлориды	мг/дм ³	<2,0	-	ГОСТ 4245-72 п.3 (Титриметрический метод)
29	Хром шестивалентный-ионы	мг/дм ³	<0,01	-	ПНД Ф 14.1:2.4.52-96 (Издание 2016г.) (Фотометрический метод)
30	Цветность по хром-кобальтовой (Cr-Co) шкале	градус цветности	11,0	± 2,2	ГОСТ 31868-2012 метод Б (2) (Фотометрический метод)
31	Цианиды	мг/дм ³	<0,01	-	ПНД Ф 14.1:2.4.146-99 (Издание 2013г.) (2) (Флуориметрический метод)
32	Цинк	мг/дм ³	<0,005	-	ПНД Ф 14.1:2.4.183-02 (Издание 2019г.) (Флуориметрический метод)

* Способ определения результата - среднее арифметическое значение указанного количества параллельных определений.

Дополнения, отклонения или исключения из методов: отсутствуют.

Измерения со знаком "<" означают, что полученный результат ниже предела обнаружения или определения методики.

Данные предоставлены Заказчиком: п.п 2,3.

Подпись ответственного за оформление протокола:

инженер 2 категории ЛЭПС г.Урай

Дата выдачи протокола: 29.03.2023

М.Г.Матина

Протокол испытаний № 480 составлен на 2 страницах (2 стр.) в двух экземплярах (экз. № 1.).

Результаты относятся только к образцам, прошедшим испытания (измерения), отбор.

Протокол испытаний не должен быть воспроизведен не в полном объеме без разрешения начальника лаборатории.

Конец протокола испытаний.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	102154

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

151

АО "Башнефтегеофизика"
Общество с ограниченной ответственностью
"Центр научно-исследовательских и производственных работ"
(ООО "ЦНИПР")

Лаборатория экологии и промсанитарии г. Урай

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц в национальной системе аккредитации РОСС RU.0001.512180, дата внесения в реестр 17.12.2014г.

Юридический адрес: 628486, Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра, г. Когалым, ул. Центральная, д. 19

Адрес места осуществления деятельности: 628285, Россия, Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра, г Урай, ул Ивана Шестакова, строение 66, Административно-бытовой корпус 1 этаж аналитические залы 5а, 5б, 8а, 9, 10, 2 этаж кабинеты: 16, 17, 22, 28 628285, Россия, Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра, г. Урай, ул. Ивана Шестакова, стр. 68, пом.1: ремонтно-механические мастерские: помещение 1 (прием и регистрация образцов, хранение пробоотборного оборудования), телефон 8(34676)91876, trofimovaov1@bngf.ru

УТВЕРЖДАЮ
 Начальник лаборатории
 экологии и промсанитарии
 г.Урай ООО"ЦНИПР"
О.В.Трофимова
27.11.2023



Протокол испытаний № 3368 от 27.11.2023

1. **Наименование объекта:** питьевая вода
2. **Заказчик :** Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ" (ООО "ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ")
Юридический адрес: 109028, город Москва, бульвар Покровский, дом 3, строение 1, комната 22, e-mail energoseti@lukoil.com. Фактический адрес: 628285, РФ, Тюменская обл., ХМАО-Югра, г.Урай, проезд 1, подъезд 53, тел. 8(34676)42-1-00
3. **Место отбора образца:** СЦ"Урайэнергонефть" ЗСРУ ООО "ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ", в/п Усть-Тетерево, точка в распределительной сети
4. **Место осуществления временной деятельности (прямые измерения, отбор проб):** СЦ"Урайэнергонефть" ЗСРУ ООО "ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ", в/п Усть-Тетерево, точка в распределительной сети
5. **Дата отбора образца:** 01.11.2023
6. **Дата поступления образца в лабораторию:** 01.11.2023
7. **План и метод отбора образца(для п/п 1-4):** план отбора №19
8. **Дата начала и окончания испытаний:** 01.11.2023
9. **Место осуществления лабораторной деятельности:** административно-бытовой корпус, 1 этаж аналитические залы: 5б, 9, 10
10. **Код образца:** 3-3578 акт отбора образца № 3386
11. **Результаты испытаний:**

№ п/п	Определяемая характеристика (показатель)	Единицы измерения	Полученные в ходе испытаний фактические значения (результат)	Показатель точности (при P=0,95) /расширенная неопределенность при k=2)	Документы устанавливающие правила и методы испытаний, измерений (количество результатов параллельных определений, использованных для расчета результата измерений)*
1	Интенсивность запаха при температуре 20 °С	баллов	0	-	ГОСТ Р 57164-2016, п.5.8 (Органолептический (сенсорный) метод)
2	Интенсивность вкуса	баллов	0	-	ГОСТ Р 57164-2016, п.5.8 (Органолептический (сенсорный) метод)
3	Мутность	ЕМФ	<1,0	-	ФР.1.31.2012.11857, М 01-36-2006 (Издание 2011г.) (Флуориметрический метод)
4	Цветность по хром-кобальтовой шкале	градусов цветности	11,1	± 2,2	ГОСТ 31868-2012, метод Б (2) (Фотометрический метод)

* Способ определения результата - среднее арифметическое значение указанного количества параллельных определений.
 Дополнения, отклонения или исключения из методов: отсутствуют.
 Измерения со знаком "<" означают, что полученный результат ниже предела обнаружения или определения методики.
 Данные предоставлены Заказчиком.п.п 2,3.

Подпись ответственного за оформление протокола:
 инженер 2 категории ЛЭПС г.Урай

Дата выдачи протокола: 27.11.2023

М.Г.Матина

Протокол испытаний составлен на 1 странице в двух экземплярах (экз. № 1).
 Результаты относятся только к образцу, прошедшему испытания (измерения), отбор.
 Протокол испытаний не должен быть воспроизведен не в полном объеме без разрешения начальника лаборатории.
 Конец протокола испытаний.

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

152

АО "Башнефтегеофизика"
Общество с ограниченной ответственностью
"Центр научно-исследовательских и производственных работ"
(ООО "ЦНИПР")

Лаборатория экологии и промсанитарии г. Урай
 Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц в национальной системе аккредитации РОСС RU.0001.512180, дата внесения в реестр 17.12.2014г.
 Юридический адрес: 628486, Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра, г. Когалым, ул. Центральная, д. 19
 Адрес места осуществления деятельности: 628285, Россия, Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра, г. Урай, ул. Ивана Шестакова, строение 66, Административно-бытовой корпус 1 этаж аналитические залы 5а, 5б, 8а, 9, 10, 2 этаж кабинеты: 16, 17, 22, 28 628285, Россия, Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра, г. Урай, ул. Ивана Шестакова, стр. 68, пом.1: ремонтно-механические мастерские: помещение 1 (прием и регистрация образцов, хранение пробоотборного оборудования), телефон 8(34676)91876, trofimovaov1@bngf.ru

УТВЕРЖДАЮ
 Начальник лаборатории экологии и промсанитарии г. Урай ООО "ЦНИПР"

 О.В. Трофимова
 24.11.2023



Протокол испытаний № 3867 от 24.11.2023

1. **Наименование объекта:** питьевая вода
2. **Заказчик:** Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ" (ООО "ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ")
Юридический адрес: 109028, город Москва, бульвар Покровский, дом 3, строение 1, комната 22, e-mail energoseti@lukoil.com. Фактический адрес: 628285, РФ, Тюменская обл., ХМАО-Югра, г. Урай, проезд 1, подъезд 53, тел. 8(34676)42-1-00
3. **Место отбора образца:** СЦ "Урайэнергонефть" ЗСРУ ООО "ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ", в/п Усть-Тетерево, резервуар распределительный кран
4. **Место осуществления временной деятельности (прямые измерения, отбор проб):** СЦ "Урайэнергонефть" ЗСРУ ООО "ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ", в/п Усть-Тетерево, резервуар распределительный кран
5. **Дата отбора образца:** 01.11.2023
6. **Дата поступления образца в лабораторию:** 01.11.2023
7. **План и метод отбора образца (для п/п 1-4):** план отбора №19
8. **Дата начала и окончания испытаний:** 01.11.2023
9. **Место осуществления лабораторной деятельности:** административно-бытовой корпус, 1 этаж аналитические залы: 5б, 9, 10
10. **Код образца:** 3-3577 акт отбора образца № 3385
11. **Результаты испытаний:**

№ п/п	Определяемая характеристика (показатель)	Единицы измерения	Полученные в ходе испытаний фактические значения (результат)	Показатель точности (при P=0,95) /расширенная неопределенность при k=2)	Документы устанавливающие правила и методы испытаний, измерений (количество результатов параллельных определений, использованных для расчета результата измерений)*
1	Интенсивность запаха при температуре 20 °С	баллов	0	-	ГОСТ Р 57164-2016, п.5.8 (Органолептический (сенсорный) метод)
2	Интенсивность вкуса	баллов	0	-	ГОСТ Р 57164-2016, п.5.8 (Органолептический (сенсорный) метод)
3	Мутность	ЕМФ	<1,0	-	ФР.1.31.2012.11857, М 01-36-2006 (Издание 2011г.) (Флуориметрический метод)
4	Цветность по хром-кобальтовой шкале	градусов цветности	11,0	± 2,2	ГОСТ 31868-2012, метод Б (2) (Фотометрический метод)

* Способ определения результата - среднее арифметическое значение указанного количества параллельных определений.
 Дополнения, отклонения или исключения из методов: отсутствуют.
 Измерения со знаком "<" означают, что полученный результат ниже предела обнаружения или определения методики.
 Данные предоставлены Заказчиком: п.п 2,3.

Подпись ответственного за оформление протокола:
 инженер 2 категории ЛЭПС г.Урай

Дата выдачи протокола: 24.11.2023



М.Г.Магина

Протокол испытаний составлен на 1 странице в двух экземплярах (экз. № 1).
 Результаты относятся только к образцу, прошедшему испытания (измерения), отбор.
 Протокол испытаний не должен быть воспроизведен не в полном объеме без разрешения начальника лаборатории.
 Конец протокола испытаний.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	102154

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Результаты химических испытаний

Лабораторный номер пробы 23102303-1
Дата поступления проб 23.10.2023
Дата проведения испытания 23.10-27.10.2023

№ п/п	Определяемый показатель	Ед. измер.	Способ определения результата	Шифр методики	Результат
1	Аммонийный азот	мг/дм ³	среднее	ПНД Ф 14.1:2:3.1-95	12,3 ± 2,6
2	Взвешенные вещества	мг/дм ³	среднее	ПНД Ф 14.1:2:4.254-09, 11.1	218 ± 20
3	Водородный показатель	ед. рН	среднее	ПНД Ф 14.1:2:3:4.121-97	6,76 ± 0,20
4	Фосфат-ионы	мг/дм ³	среднее	ПНД Ф 14.1:2:4.112-97	1,30 ± 0,18
5	ХПК	мгО/дм ³	среднее	ГОСТ 31859	350 ± 53

Ивл. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Протокол испытаний не должен
 быть воспроизведен не в
 полном объеме без разрешения ИЦ.

Протокол № ВСТ– 23102303 -1 от 16.11.2023

Страница 2 из 3

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

155

Список используемого оборудования

Наименование оборудования	Заводской номер	Свидетельство о поверке/калибровке/аттестации
Весы электронные неавтоматического действия; Pioneer PR224	C139660669	C-AE/20-04-2023/240453118 от 20.04.2023
Иономер лабораторный; И-160МИ	A0628	C-AE/26-12-2022/211404280 от 26.12.2022
Спектрофотометр; В-1200	VER 1902010	C-AE/04-07-2023/259031465 от 04.07.2023
Термостат воздушный; ХТ-3/40	774	Аттестация ИО 21-002 от 08.04.2021
Термостат ТАГЛЕР для пробирок; НТ-170 ХПК	028	Аттестация ИО 21-004 от 09.04.2021
Электрод стеклянный; ЭС-10303	49320	C-ТТ/17-11-2022/203642848 от 17.11.2022
Электрод сравнения ЭСр-10103	34403	C-AE/26-12-2022/211404281 от 26.12.2022
Электропечь низкотемпературная лабораторная; SNOL 58/350	13258	Аттестация ИО 3353 от 08.04.2022
Бюретка 1-1-1-5-0,02	№21-012481	C-BA/26-11-2021/120207567 от 26.11.2021
Бюретка 1-1-1-10-0,05	№21-014025	C-BA/30-12-2021/128182326 от 30.12.2021

КОНЕЦ ПРОТОКОЛА

Протокол № ВСТ- 23102303 -1 от 16.11.2023

Протокол испытаний не должен
быть воспроизведен не в
полном объеме без разрешения ИЦ.

Страница 3 из 3

Ивл. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20C1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

156

Гидроиспытания (производственные стоки), по объекту-аналогу

**Автономная некоммерческая организация «Испытательный центр по контролю качества пищевых продуктов «НОРТЕСТ»
(АНО "Испытательный центр "Нортест")**

Испытательная лаборатория Автономной некоммерческой организации «Испытательный центр по контролю качества пищевых продуктов «НОРТЕСТ»

Юридический адрес: 123290, Россия, г. Москва, улица 2-я Магистральная, дом 18А, помещения III, ком. 1, этаж 2

Фактический адрес: 123290, Россия, Москва г, Магистральная 2-я ул, дом 18А, этаж 2 пом III, ком. 1-25, цокольный этаж пом. 1, ком. 1, 3, 4, 16, 18, 19, 24, 26 , тел. +74951082426 , эл.почта. mail@nortest.org

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц (Росаккредитация)
№ РОСС RU.0001.21ПЦ19



УТВЕРЖДАЮ

Заместитель начальника
испытательной лаборатории

(должность)

(подпись)

Д. А. Краснова
(инициалы, фамилия)

17 ноября 2023 г.
(дата утверждения)

**ПРОТОКОЛ ИССЛЕДОВАНИЙ (ИСПЫТАНИЙ) И ИЗМЕРЕНИЙ
№ В2315/23 от 17 ноября 2023 г.**

Объект исследований (испытаний) и измерений (фактор)	Вода сточная
Регистрационный номер Акта исследований (испытаний) и измерений, отбора образцов(проб)	В2315/23
Дата, время (при необходимости) измерений, отбора образцов (проб)	14.11.2023, 00:20
Дата, время (при необходимости) получения образцов (проб)	14.11.2023, 14:02
Дата, время (при необходимости) проведения исследований (испытаний)	14.11.2023 - 15.11.2023
Наименование заказчика	ООО «НИПИ «Нефтегазпроект», ИНН 7202234780
Юридический адрес заказчика, контактная информация	625027, Тюменская область, город Тюмень, ул. 50 лет Октября, д.38, этаж 4, тел. +7 922 042-70-45, эл.почта. info@nipingp.ru
Фактический адрес заказчика	625027, Тюменская область, город Тюмень, ул. 50 лет Октября, д.38, этаж 4
Адрес места измерений, отбора образца(ов) (проб(ы))	После гидроиспытаний трубопроводов на Тальниковом месторождении
Дополнительные сведения:	Пробы отобраны и маркированы заказчиком. Пробы доставлены в таре заказчика.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Ивв. № подл.	102154				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

157

Результаты исследований (испытаний) и измерений

Описание образца (пробы), маркировка	Определяемая характеристика (показатель)		Значение				Количество параллельных измерений	НД, устанавливающие правила и методы исследований (испытаний), измерений
	наименование	ед. изм.	факт. ч.	погрешность	неопределённость	норматив		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
в3941/23 / 2С	Взвешенные вещества/массовая концентрация взвешенных веществ	мг/дм ³	8,8	±1,6	-	не более 300 ⁽¹⁾	n=1	ПНД Ф 14.1:2:4.254-2009 (издание 2017 г.)
	Нефтепродукты	мг/дм ³	0,0223	-	±0,0078	не более 10 ⁽¹⁾	n=1	ПНД Ф 14.1:2:4.128-98 (издание 2012 г.)

¹ - Правила холодного водоснабжения, утв. ПП РФ от 29.07.2013 N 644 (ред. от 30.11.2021) (Прил. N 5 (I. бытовые стоки))

1. Протокол без голограммы недействителен.
2. Результаты относятся к объектам, прошедшим отбор образцов (проб), исследования (испытания) и измерения, и проведены испытательной лабораторией без привлечения внешних поставщиков.
3. Условия проведения испытаний соответствуют требованиям нормативной документации. Испытания проведены без отклонения от метода. Дополнения и исключения от метода отсутствуют.
4. Показатель качества (погрешность, неопределённость) рассчитан в соответствии с требованиями нормативных документов, устанавливающих правила и методы исследования (испытаний) и измерений.
5. Значение "Норматив" внесено по требованию Заказчика и носит информационный характер.
6. При отборе образцов (проб) представителем Заказчика ответственность за правильность отбора образцов (проб), отображение сведений по процедуре отбора, сроков и условий транспортировки образцов (проб) испытательная лаборатория не несет.
7. Информация, предоставленная заказчиком: "Объект исследований (испытаний) и измерений (фактор)", "Дата, время (при необходимости) измерений, отбора образцов", "Наименование заказчика" (включая ИНН, юридический и фактический адреса), "Адрес места измерений, отбора образца(ов) (пробы(ы))", "Описание образца (пробы)". Испытательная лаборатория не несет ответственности за информацию, предоставленную Заказчиком.
8. n - количество параллельных измерений. При n = 2 и более в качестве результатов исследований (испытаний), измерений было принято среднее арифметическое значение.

Результаты относятся только к объектам, прошедшим исследования (испытания) и измерения, отбор образцов (проб).

Протокол составил:

Инженер испытательной
лаборатории 3 разряда
(категории)
(должность)



(подпись)

А. М. Татауровская
(инициалы, фамилия.)

Настоящий протокол не должен быть воспроизведен не в полном объеме без разрешения Испытательной лаборатории АНО «Испытательный центр по контролю качества пищевых продуктов «НОРТЕСТ»

окончание протокола

Протокол исследований (испытаний) и измерений от 17.11.2023 № В2315/23

Стр.2 из 2

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

158

Поверхностные (дождевые стоки), по объекту-аналогу

**Автономная некоммерческая организация «Испытательный центр по контролю качества пищевых продуктов «НОРТЕСТ»
(АНО "Испытательный центр "Нортест")**

Испытательная лаборатория Автономной некоммерческой организации «Испытательный центр по контролю качества пищевых продуктов «НОРТЕСТ»

Юридический адрес: 123290, Россия, г. Москва, улица 2-я Магистральная, дом 18А, помещения III, ком. 1, этаж 2

Фактический адрес: 123290, Россия, Москва г, Магистральная 2-я ул, дом 18А, этаж 2 пом III, ком. 1-25, цокольный этаж пом. I, ком. 1, 3, 4, 16, 18, 19, 24, 26, тел. +74951082426, эл.почта. mail@nor-test.org

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц (Росаккредитация)
№ РОСС RU.0001.21ПЦ19



УТВЕРЖДАЮ

Заместитель начальника
испытательной лаборатории
(должность)

(подпись)

Д. А. Краснова
(инициалы, фамилия)

17 ноября 2023 г.
(дата утверждения)

**ПРОТОКОЛ ИССЛЕДОВАНИЙ (ИСПЫТАНИЙ) И ИЗМЕРЕНИЙ
№ В2314/23 от 17 ноября 2023 г.**

Объект исследований (испытаний) и измерений (фактор)	Вода сточная
Регистрационный номер Акта исследований (испытаний) и измерений, отбора образцов(проб)	В2314/23
Дата, время (при необходимости) измерений, отбора образцов (проб)	14.11.2023, 00:10
Дата, время (при необходимости) получения образцов (проб)	14.11.2023, 14:00
Дата, время (при необходимости) проведения исследований (испытаний)	14.11.2023 - 15.11.2023
Наименование заказчика	ООО «НИПИ «Нефтегазпроект», ИНН 7202234780
Юридический адрес заказчика, контактная информация	625027, Тюменская область, город Тюмень, ул. 50 лет Октября, д.38, этаж 4, тел. +7 922 042-70-45, эл.почта. info@nipingp.ru
Фактический адрес заказчика	625027, Тюменская область, город Тюмень, ул. 50 лет Октября, д.38, этаж 4
Адрес места измерений, отбора образца(ов) (проб(ы))	Временная строительная площадка при строительстве и обустройстве кустовой площадки на Тальниковом месторождении
Дополнительные сведения:	Пробы отобраны и маркированы заказчиком. Пробы доставлены в таре заказчика.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Результаты исследований (испытаний) и измерений

Описание образца (пробы), маркировка	Определяемая характеристика (показатель)		Значение				Количество параллельных измерений	НД, устанавливающие правила и методы исследований (испытаний), измерений
	наименование	ед. изм.	факт. ч.	погрешность	неопределённость	норматив		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
в3940/23 / 1С	Взвешенные вещества/массовая концентрация взвешенных веществ	мг/дм ³	16	±2	-	не более 300 ⁽¹⁾	n=1	ПНД Ф 14.1:2:4.254-2009 (издание 2017 г.)
	Нефтепродукты	мг/дм ³	0,029	-	±0,010	не более 10 ⁽¹⁾	n=1	ПНД Ф 14.1:2:4.128-98 (издание 2012 г.)

¹ - Правила холодного водоснабжения, утв. ПП РФ от 29.07.2013 N 644 (ред. от 30.11.2021) (Прил. N 5 (I. бытовые стоки))

1. Протокол без голограммы недействителен.
2. Результаты относятся к объектам, прошедшим отбор образцов (проб), исследования (испытания) и измерения, и проведены испытательной лабораторией без привлечения внешних поставщиков.
3. Условия проведения испытаний соответствуют требованиям нормативной документации. Испытания проведены без отклонения от метода. Дополнения и исключения от метода отсутствуют.
4. Показатель качества (погрешность, неопределённость) рассчитан в соответствии с требованиями нормативных документов, устанавливающих правила и методы исследования (испытаний) и измерений.
5. Значение "Норматив" внесено по требованию Заказчика и носит информационный характер.
6. При отборе образцов (проб) представителем Заказчика ответственность за правильность отбора образцов (проб), отображение сведений по процедуре отбора, сроков и условий транспортировки образцов (проб) испытательная лаборатория не несет.
7. Информация, предоставленная заказчиком: "Объект исследований (испытаний) и измерений (фактор)", "Дата, время (при необходимости) измерений, отбора образцов", "Наименование заказчика" (включая ИНН, юридический и фактический адреса), "Адрес места измерений, отбора образца(ов) (проб(ы))", "Описание образца (пробы)". Испытательная лаборатория не несет ответственности за информацию, предоставленную Заказчиком.
8. n - количество параллельных измерений. При n = 2 и более в качестве результатов исследований (испытаний), измерений было принято среднее арифметическое значение.

Результаты относятся только к объектам, прошедшим исследования (испытания) и измерения, отбор образцов (проб).

Протокол составил:

Инженер испытательной
лаборатории 3 разряда
(категории)

(должность)



(подпись)

А. М. Татауровская

(инициалы, фамилия.)

Настоящий протокол не должен быть воспроизведен не в полном объеме без разрешения Испытательной лаборатории АНО «Испытательный центр по контролю качества пищевых продуктов «НОРТЕСТ»

окончание протокола

Протокол исследований (испытаний) и измерений от 17.11.2023 № В2314/23

Стр.2 из 2

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ	Лист
							160

Приложение Л

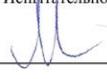
Протокол качества стоков на период эксплуатации

Поверхностные стоки



Общество с ограниченной ответственностью "Лекус"
 (ООО "Лекус")
 ИНН 1101146470 КПП 110101001 ОГРН 1131101008752
 Испытательный центр «ЛЕКС»
 Адрес: 167005, Россия, Коми Респ., г. Сыктывкар, ул. Печорская, дом 64, 1 этаж, помещение Н-1
 Тел.: 8 (8212) 26-26-46;
 Сайт: www.lekslab.ru;
 e-mail: info@lekslab.ru
 Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц №РА.RU.21НН99



УТВЕРЖДАЮ:
 Начальник Испытательного центра "ЛЕКС"

 Н.В. Мишарина
 30 июня 2023 г.

ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ

№ ВСТ– 23062027 -1 дата выдачи: 30.06.2023

Цель испытания: Количественный химический анализ

Место осуществления деятельности: Россия, Коми Респ., г. Сыктывкар, ул. Печорская, дом 64, 1 этаж, помещение Н-1

Объект испытаний: Вода сточная

Заказчик: ООО НИПИ "НЕФТЕГАЗПРОЕКТ"

Юридический адрес Заказчика: 625027, Тюменская область, г.Тюмень, ул.50 лет октября, д.38, этаж 4

Фактический адрес Заказчика: 625027, Тюменская область, г.Тюмень, ул.50 лет октября, д.38, этаж 4

Контактные данные Заказчика: doldindr@nipingp.ru

Объект изысканий: 01-3195.1/20С1775 Действующая кустовая площадка на территории Западно-Семивидовского месторождения

Сопроводительные документы: Заявка б/н от 19.06.2023, акт отбора проб сточной воды б/н от 19.06.2023

НД на метод отбора: ГОСТ 31861-2012; ГОСТ 59024-2020

№ лабораторный	№ полевой	Место отбора	Тара, упаковка	Глубина отбора, м	Дата отбора
23062027-1	1С	ХМАО, Кондинский район, Западно-Семивидовский лицензионный участок, сток	Пластиковая тара, 3 л.	-	19.06.2023

Дополнительные сведения: Проба отобрана заказчиком. При отборе проб Заказчиком, ИЦ не несет ответственность за правильность процедуры отбора, консервации и доставки проб.

Результаты испытаний распространяются только на образцы, подвергнутые испытаниям.
 ИЦ несет ответственность за всю информацию, представленную в протоколе испытаний, за исключением случаев, когда информация предоставляется заказчиком.
 Данные предоставленные Заказчиком: номер полевой; информация о Заказчике и пробе, в том числе дате отбора; наименование объекта изысканий; НД на метод отбора, место отбора, глубина отбора, тара, упаковка.

Ответственный за оформление протокола испытаний: Турков Н.А.

Протокол № ВСТ– 23062027 -1 от 30.06.2023

Протокол испытаний не должен быть воспроизведен не в полном объеме без разрешения ИЦ.

Страница 1 из 3

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
102154					

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
161

Результаты химического анализа

Лабораторный номер пробы 23062027-1
Дата поступления проб 20.06.2023
Дата проведения испытания 20.06-27.06.2023

№ п/п	Определяемый показатель	Ед. измер.	Способ определения результата	Шифр методики	Результат
1	БПК5	мгО ₂ /дм ³	среднее	ПНД Ф 14.1:2:3:4.123-97 (йодометрический метод)	1,11 ± 0,29
2	Взвешенные вещества	мг/дм ³	среднее	ПНД Ф 14.1:2:4.254-09, 11.1	<0,5
3	Нефтепродукты	мг/дм ³	единичное	ПНД Ф 14.1:2:4.128-98 (М-01-05-2012)	0,005 ± 0,003

Ивл. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Протокол испытаний не должен быть воспроизведен не в полном объеме без разрешения ИЦ.

Страница 2 из 3

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
162

Список используемого оборудования

Наименование оборудования	Заводской номер	Свидетельство о поверке/калибровке/аттестации
Анализатор жидкости люминесцентно-фотометрический; Флоорат-02-4М	8718	С-АЕ/21-04-2022/152062690 от 28.03.2023
Весы электронные неавтоматического действия; Pioneer PR224	С139660669	С-АЕ/20-04-2023/240453118 от 20.04.2023
Термометр технический стеклянный ; ТТП №4	25	С-АЕ/25-11-2022/203998879 от 25.11.2022
Термостат воздушный; ХТ-3/40	774	Аттестация ИО 21-002 от 08.04.2021
Электропечь низкотемпературная лабораторная; SNOL 58/350	13258	Аттестация ИО 3353 от 08.04.2022
Бюретка 1-1-1-5-0,02	21-012481	С-ВА/26-11-2021/120207567 от 26.11.2021

КОНЕЦ ПРОТОКОЛА

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм. № подл.
102154

Подп. и дата

Взам. инв. №

Протокол № ВСТ- 23062027 -1 от 30.06.2023
 Протокол испытаний не должен быть воспроизведен не в полном объеме без разрешения ИЦ.
 Страница 3 из 3

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
163

Приложение М

Ведомость потребности в материалах на период строительства по этапам

Задание для разработки ООС: Ведомость потребности в строительных материалах на период строительства

Объект: Кусты №8, №11 Западно-Семиводского месторождения, ш. 01-3195.1/20С1775

Потребность в основных конструкциях и материалах куста скважин №8

Материалы	Ед. изм.	Всего	Количество по этапам												
			1 этап	2 этап	3 этап	4 этап	5 этап	6 этап	7 этап	8 этап	9 этап	10 этап	11 этап		
Газы															
Кислород технический газообразный	м3	1084,54	183,41	42,93	42,93	42,93	42,93	42,93	42,93	42,93	42,93	42,93	42,93	42,93	21,465
Аргон газообразный, сорт высший	м3	32,835	5,55	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	0,65
Ацетилен газообразный технический	м3	42,677	7,21	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	0,845
Сыпучие материалы															
Песок	м3	231	30	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	5
Щебень фракционный	м3	793,982	96,46	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	17,5
Гидроизоляционный материал «Нетма-Теплонит»	м2	3056,9	517	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	60,5
Цементные р-ры															
Раствор готовый кладочный цементный марки 200	м3	12,3	2,19	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,3
Смесь пескоцементная (цемент М 400)	м3	1335,2	235,19	55,04	55,04	55,04	55,04	55,04	55,04	55,04	55,04	55,04	55,04	55,04	27,5
Металлические изделия	т	3894,5	685,82	160,51	80,3										
Лакокрасочные материалы															
Грунтовка ГТ-752	т	0,02779	0,0047	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,00055
Грунтовка ГФ-017	т	0,4673	0,079	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,00925

Ивв. № подл.	102154	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------	--------------	--------------

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Ивв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
102154		

Материалы	Ед. изм.	Всего	Количество по этапам													
			1 этап	2 этап	3 этап	4 этап	5 этап	6 этап	7 этап	8 этап	9 этап	10 этап	11 этап			
Грунтовка ГФ-021 красно-коричневая	т	0,37384	0,0632	0,0148	0,0148	0,0148	0,0148	0,0148	0,0148	0,0148	0,0148	0,0148	0,0148	0,0148	0,0148	0,0074
Краска БТ-177 серебристая	т	0,58641	0,0993	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232	0,0116
Краски масляные земляные марки МА-0115 муния, сурик железный	т	0,12621	0,0213	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,0025
Краски масляные и алкидные густогертые, цинковые МА-011-2	т	0,00992	0,0016	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0002
Ксилол нефтяной марки А	т	3,87538	0,6554	0,1534	0,1534	0,1534	0,1534	0,1534	0,1534	0,1534	0,1534	0,1534	0,1534	0,1534	0,1534	0,0767
Олифа комбинированная, марки К-2	т	0,00214	0,0002	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,00005
Олифа комбинированная, марки К-3	т	0,02018	0,0034	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0004
Отвердитель № 1	т	0,00496	0,0008	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0001
Растворитель марки № 646	т	0,00282	0,0006	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,00005
Растворитель марки № 648	т	0,00496	0,0008	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0001
Растворитель марки Р-4	т	0,26747	0,0451	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106	0,0053
Эмаль ПФ-115 серая	т	4,12814	0,6982	0,1634	0,1634	0,1634	0,1634	0,1634	0,1634	0,1634	0,1634	0,1634	0,1634	0,1634	0,1634	0,0817
Эмаль ХВ-124 защитная, зеленая	т	0,00231	0,0003	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,00005
Эмаль эпоксидная ЭП-140 защитная	т	0,14938	0,0254	0,0059	0,0059	0,0059	0,0059	0,0059	0,0059	0,0059	0,0059	0,0059	0,0059	0,0059	0,0059	0,00295
Грунтовка битумная под полимерное или резиновое покрытие	т	0,33348	0,0564	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0066

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

165

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
102154		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Материалы	Ед. изм.	Всего	Количество по этапам													
			1 этап	2 этап	3 этап	4 этап	5 этап	6 этап	7 этап	8 этап	9 этап	10 этап	11 этап			
Клей фенолполивинилацетатный марки БФ-2, БФ-2Н, сорт высший	т	0,04532	0,0076	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0009
Трубы																
Трубы стальные электросварные прямшовные из стали 09ГСФ (К52), 156х6	м	97,265	16,45	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	1,925
Трубы стальные электросварные прямшовные по ГОСТ 10704-91/Д ГОСТ 10705-80, 426х6	м	25,011	4,23	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,495
Трубы стальные бесшовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности класс прочности К48, сталь 20А, 89х8	м	3240,31	548,02	128,26	128,26	128,26	128,26	128,26	128,26	128,26	128,26	128,26	128,26	128,26	128,26	64,13
Трубопровод из стальных бесшовных холоднодеформированных катаных (кованых) заготовок, 22х4	м	14,938	2,54	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,295
Трубы стальные бесшовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности класс прочности К48, сталь 20А, 57х6	м	25,011	4,23	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,495

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

166

Ивв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
102154		

Материалы	Ед. изм.	Всего	Количество по этапам														
			1 этап	2 этап	3 этап	4 этап	5 этап	6 этап	7 этап	8 этап	9 этап	10 этап	11 этап				
Трубы стальные бесшовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности класс прочности К48, сталь 20А, 89х8	м	193,239	32,67	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65	3,825
Трубы стальные бесшовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности класс прочности К48, сталь 20А, 114х10	м	455,756	77,08	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	9,02
Трубы стальные бесшовные горячдеформированные из стали 20 группы В (не менее К50) по ГОСТ 8732/ГОСТ 8731, 114х10	м	265,493	44,89	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	5,255
Трубопровод из стальных бесшовных холоднодеформированных катаных (кованых) заготовок, 22х4	м	27,79	4,7	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	0,55
Трубы стальные бесшовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности класс прочности К48, сталь 20А, 57х6	м	7,824	1,32	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,155

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

167

Ивв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
102154		

Материалы	Ед. изм.	Всего	Количество по этапам													
			1 этап	2 этап	3 этап	4 этап	5 этап	6 этап	7 этап	8 этап	9 этап	10 этап	11 этап			
Трубопровод из стальных бесшовных холоднодеформированных катаных (кованых) заготовок, 32x4	м	44,464	7,52	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	0,88
Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20 группы В по ГОСТ 8732-78/В20 ГОСТ 8731-74, 57x6	м	1,488	0,24	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,03
Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20 группы В по ГОСТ 8732-78/В20 ГОСТ 8731-74, 89x6	м	2,779	0,47	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,055
Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20 группы В по ГОСТ 8732-78/В20 ГОСТ 8731-74, 114x6	м	152,845	25,85	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	3,025
Трубы стальные электросварные прямшовные по ГОСТ 10704-91/Д ГОСТ 10705-80	м	25,011	4,23	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,495
Бетон	м3	105,602	17,86	4,18	2,09											
Железобетонные изделия	т	420,142	71,06	16,63	8,315											
Минеральная вага	т	4,549	0,77	0,18	0,09											
Провода и кабели	т	8,2079	1,387	0,325	0,1625											
Пиломатериалы	м3	373,429	63,17	14,78	7,39											

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Лист

168

Ивв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
102154		

Потребность в основных конструкциях и материалах куста скважин №11

Материалы	Ед. изм.	Всего	Количество по этапам												
			1 этап	2 этап	3 этап	4 этап	5 этап	6 этап	7 этап	8 этап	9 этап	10 этап	11 этап		
Газы															
Кислород технический газообразный	м3	1084,54	183,41	42,93	42,93	42,93	42,93	42,93	42,93	42,93	42,93	42,93	42,93	42,93	21,465
Аргон газообразный, сорт высший	м3	32,835	5,55	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	0,65
Ацетилен газообразный технический	м3	42,677	7,21	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	0,845
Сыпучие материалы															
Песок	м3	231	30	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	5
Щебень фракционный	м3	793,982	96,46	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	17,5
Гидроизоляционный материал «Нетма-Теплонит»	м2	3056,9	517	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	60,5
Цементные р-ры															
Раствор готовый кладочный цементный марки 200	м3	12,3	2,19	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,3
Смесь пескоцементная (цемент М 400)	м3	1335,2	235,19	55,04	55,04	55,04	55,04	55,04	55,04	55,04	55,04	55,04	55,04	55,04	27,5
Металлические изделия	т	3894,5	685,82	160,51	80,3										
Лакокрасочные материалы															
Грунтовка ГТ-752	т	0,02779	0,0047	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,00055
Грунтовка ГФ-017	т	0,4673	0,079	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,00925
Грунтовка ГФ-021 красная коричневая	т	0,37384	0,0632	0,0148	0,0148	0,0148	0,0148	0,0148	0,0148	0,0148	0,0148	0,0148	0,0148	0,0148	0,0074
Краска БТ-177 серебристая	т	0,58641	0,0993	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232	0,0232	0,0116

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Ивв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
102154		

Материалы	Ед. изм.	Всего	Количество по этапам														
			1 этап	2 этап	3 этап	4 этап	5 этап	6 этап	7 этап	8 этап	9 этап	10 этап	11 этап				
Краски масляные земляные марки МА-0115 мумия, сурик железный	т	0,12621	0,0213	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,0025
Краски масляные и алкидные густотертые, цинковые МА-011-2	т	0,00992	0,0016	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0002
Ксилол нефтяной марки А	т	3,87538	0,6554	0,1534	0,1534	0,1534	0,1534	0,1534	0,1534	0,1534	0,1534	0,1534	0,1534	0,1534	0,1534	0,1534	0,0767
Олифа комбинированная, марки К-2	т	0,00214	0,0002	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,00005
Олифа комбинированная, марки К-3	т	0,02018	0,0034	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0004
Отвердитель № 1	т	0,00496	0,0008	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0001
Растворитель марки № 646	т	0,00282	0,0006	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,00005
Растворитель марки № 648	т	0,00496	0,0008	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0001
Растворитель марки Р-4	т	0,26747	0,0451	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106	0,0053
Эмаль ПФ-115 серая	т	4,12814	0,6982	0,1634	0,1634	0,1634	0,1634	0,1634	0,1634	0,1634	0,1634	0,1634	0,1634	0,1634	0,1634	0,1634	0,0817
Эмаль ХВ-124 защитная, зеленая	т	0,00231	0,0003	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,00005
Эмаль эпоксидная ЭП-140 защитная	т	0,14938	0,0254	0,0059	0,0059	0,0059	0,0059	0,0059	0,0059	0,0059	0,0059	0,0059	0,0059	0,0059	0,0059	0,0059	0,00295
Грунтовка битумная под полимерное или резиновое покрытие	т	0,33348	0,0564	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0066
Клей фенолополивинилацетатный марки БФ-2, БФ-2Н, сорт высший	т	0,04532	0,0076	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0009

Трубы

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

171

Ивл. № подл.	Подп. и дата	Взам. ивл. №
102154		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Материалы	Ед. изм.	Всего	Количество по этапам													
			1 этап	2 этап	3 этап	4 этап	5 этап	6 этап	7 этап	8 этап	9 этап	10 этап	11 этап			
Трубы стальные электросварные прямошовные из стали 09ГСФ (K52), 156x6	м	97,265	16,45	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	1,925
Трубы стальные электросварные прямошовные по ГОСТ 10704-91/Д ГОСТ 10705-80, 426x6	м	25,011	4,23	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,495
Трубы стальные бесшовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности класс прочности K48, сталь 20A, 89x8	м	3240,31	548,02	128,26	128,26	128,26	128,26	128,26	128,26	128,26	128,26	128,26	128,26	128,26	128,26	64,13
Трубопровод из стальных бесшовных холоднодеформированных катаных (кованых) заготовок, 22x4	м	14,938	2,54	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,295
Трубы стальные бесшовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности класс прочности K48, сталь 20A, 57x6	м	25,011	4,23	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,495

01-3195.1/20C1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

172

Ивл. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
102154		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Материалы	Ед. изм.	Всего	Количество по этапам														
			1 этап	2 этап	3 этап	4 этап	5 этап	6 этап	7 этап	8 этап	9 этап	10 этап	11 этап				
Трубы стальные бесшовные нефрегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности класс прочности К48, сталь 20А, 89х8	м	193,239	32,67	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65	3,825
Трубы стальные бесшовные нефрегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности класс прочности К48, сталь 20А, 114х10	м	455,756	77,08	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	9,02
Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20 группы В (не менее К50) по ГОСТ 8732/ГОСТ 8731, 114х10	м	265,493	44,89	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	5,255
Трубопровод из стальных бесшовных холоднодеформированных катаных (кованых) заготовок, 22х4	м	27,79	4,7	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	0,55
Трубы стальные бесшовные нефрегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности класс прочности К48, сталь 20А, 57х6	м	7,824	1,32	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,155

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

173

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
102154		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Материалы	Ед. изм.	Всего	Количество по этапам													
			1 этап	2 этап	3 этап	4 этап	5 этап	6 этап	7 этап	8 этап	9 этап	10 этап	11 этап			
Трубопровод из стальных бесшовных холоднодеформированных катаных (кованых) заготовок, 32x4	м	44,464	7,52	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	0,88
Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20 группы В по ГОСТ 8732-78/В20 ГОСТ 8731-74, 57x6	м	1,488	0,24	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,03
Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20 группы В по ГОСТ 8732-78/В20 ГОСТ 8731-74, 89x6	м	2,779	0,47	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,055
Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20 группы В по ГОСТ 8732-78/В20 ГОСТ 8731-74, 114x6	м	152,845	25,85	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	3,025
Трубы стальные электросварные прямошовные по ГОСТ 10704-91/Д ГОСТ 10705-80	м	25,011	4,23	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,495
Бетон	м3	105,602	17,86	4,18	2,09											
Железобетонные изделия	т	420,142	71,06	16,63	8,315											
Минеральная вага	т	4,549	0,77	0,18	0,09											
Провода и кабели	т	8,2079	1,387	0,325	0,1625											
Пиломатериалы	м3	373,429	63,17	14,78	7,39											

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Ивв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
102154		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Материалы	Ед. изм.	Всего	Количество по этапам													
			1 этап	2 этап	3 этап	4 этап	5 этап	6 этап	7 этап	8 этап	9 этап	10 этап	11 этап			
Электроды																
Электроды диаметром 4 мм Э42А	т	0,58128	0,0984	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,0115
Электроды диаметром 4 мм Э46	т	0,25242	0,0426	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,005
Электроды диаметром 4 мм Э50А	т	0,4673	0,079	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,00925
Электроды диаметром 4 мм Э55	т	1,48544	0,2512	0,0588	0,0588	0,0588	0,0588	0,0588	0,0588	0,0588	0,0588	0,0588	0,0588	0,0588	0,0588	0,0294
Электроды диаметром 5 мм Э42А	т	2,10161	0,3553	0,0832	0,0832	0,0832	0,0832	0,0832	0,0832	0,0832	0,0832	0,0832	0,0832	0,0832	0,0832	0,0416
Электроды диаметром 6 мм Э42	т	0,4673	0,079	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,00925
Электроды с основным покрытием класса Э42А диаметром 2,5 мм	т	0,28038	0,0474	0,0111	0,0111	0,0111	0,0111	0,0111	0,0111	0,0111	0,0111	0,0111	0,0111	0,0111	0,0111	0,00555
Электроды с основным покрытием класса Э42А диаметром 3 мм	т	0,01488	0,0024	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0003
Электроды с основным покрытием класса Э50А диаметром 4 мм	т	0,33562	0,0566	0,0133	0,0133	0,0133	0,0133	0,0133	0,0133	0,0133	0,0133	0,0133	0,0133	0,0133	0,0133	0,00665

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

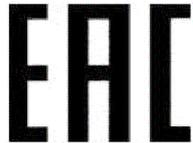
175

Приложение Н

Сведения по устьевому фильтру для водозаборных скважин

Конфиденциальный документ*

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА «ПАКЕР»



ФИЛЬТРЫ УСТЬЕВЫЕ

Руководство по эксплуатации

* В отношении настоящего документа установлен режим конфиденциальности информации. Разглашение, передача настоящего документа третьим лицам запрещена. Использование настоящего документа с целью копирования деталей оборудования, их изготовления, а также любого иного несанкционированного использования, НЕ ДОПУСКАЕТСЯ. При нарушении настоящего требования предусматривается ответственность в соответствии с действующим законодательством РФ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	102154	Подп. и дата	Взам. инв. №	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ	Лист
																176

Содержание

1 ОПИСАНИЕ И РАБОТА.....	4
1.1 Назначение	4
1.2 Технические характеристики	4
1.3 Устройство и работа	5
1.4 Средства измерения, инструмент и принадлежности	6
1.5 Маркировка	7
1.6 Упаковка.....	8
2 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ	9
2.1 Эксплуатационные ограничения	9
2.2 Указание мер безопасности.....	9
2.3 Подготовка ФУ к использованию	10
2.4 Использование ФУ	10
3 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ.....	12
3.1 Общие указания.....	12
3.2 Порядок технического обслуживания ФУ	12
4 ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ И РЕВИЗИЯ	14
5 ХРАНЕНИЕ	16
6 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ	17
7 УТИЛИЗАЦИЯ.....	18
ПРИЛОЖЕНИЕ А Регламент проведения в зимнее время пуска (остановки) или испытаний на герметичность.....	19
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Структура обозначения фильтра устьевого при заказе	20
Перечень ссылочных нормативных документов	21
Лист регистрации изменений	23

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Ивв. № подл. 102154	Подп. и дата	Взам. инв. №	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ	Лист
										177

Настоящее руководство по эксплуатации (далее – РЭ) содержит техническое описание изделия и указания необходимые для правильной и безопасной эксплуатации и технические данные, гарантируемые изготовителем ООО НПФ «Пакер» (далее – изготовителем).

Изготовитель непрерывно улучшает собственные разработки, поэтому схема конструкции в РЭ может незначительно отличаться от изделия, что не влияет на его функционал и безопасность эксплуатации.

Фильтры устьевые разработаны с использованием патентов РФ и выпускается по лицензионному договору.

П р и м е ч а н и е – Копирование деталей и руководства по эксплуатации фильтра устьевого для изготовления без лицензионного договора с патентообладателем не допускается, т. к. это нарушает исключительные права патентообладателей, охраняемые законом РФ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм. № подл.

102154

1 ОПИСАНИЕ И РАБОТА

1.1 Назначение

1.1.1 Фильтры устьевые (далее – ФУ) применяются в нефтяной и газовой промышленности и предназначены для очистки от механических примесей закачиваемой технологической жидкости в нагнетательные, добывающие и другие скважины в процессе эксплуатации, освоения и ремонта нефтяных и газовых скважин.

ФУ эксплуатируются в условиях, нормированных для климатического исполнения – У, ХЛ, УХЛ, Т, ОМ, В категория размещения – 1 по [ГОСТ 15150](#).

ФУ изготавливаются в стандартном или стойком к сульфидному коррозионному растрескиванию исполнении согласно Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534.

1.2 Технические характеристики

1.2.1 Технические характеристики и тонкость фильтрации приведены в табл.1

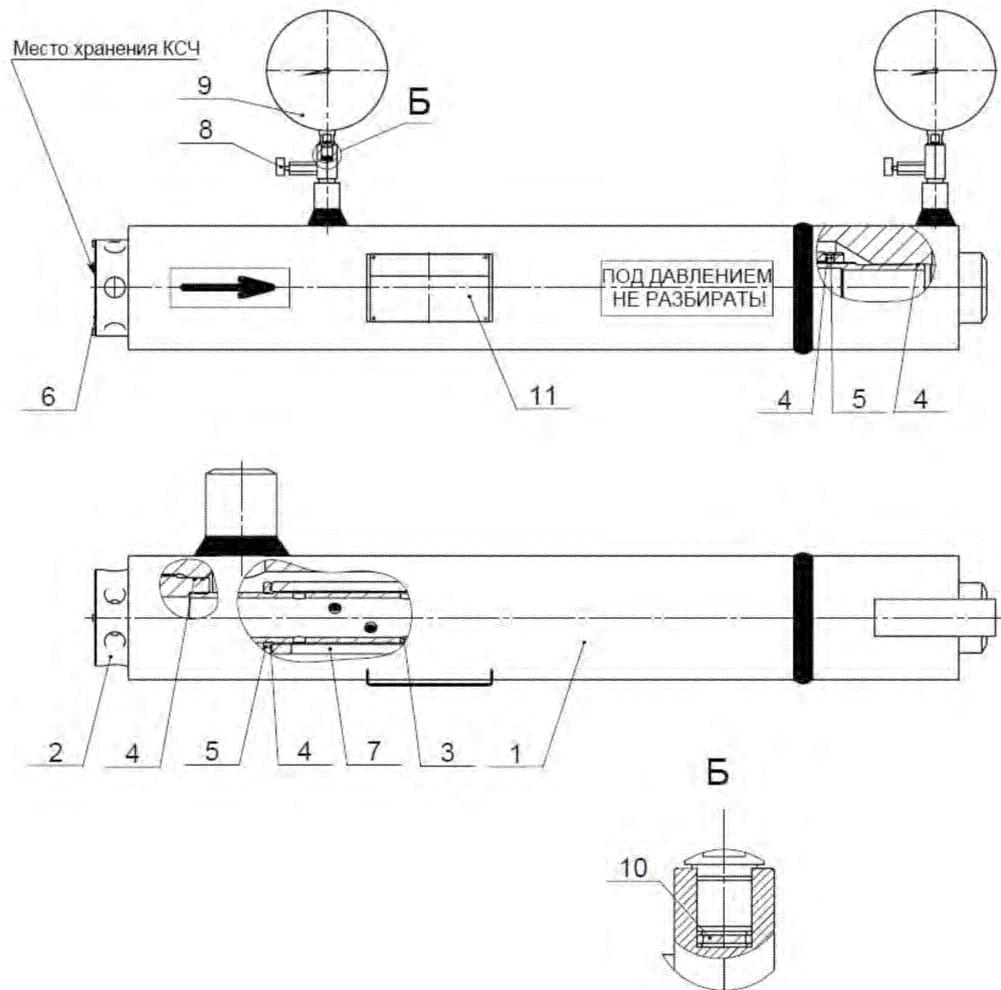
Таблица 1 – Основные параметры и технические характеристики ФУ

№ п/п	Наименование характеристики, единица измерения	Показатель*
1	Габаритные размеры, мм, не более Длина Ширина Высота	2000 1000 1000
2	Масса, кг, не более	500
3	Номинальный диаметр присоединяемых трубопроводов (<i>DN</i>), мм	40; 50; 65; 80; 100; 125; 150; 160; 200
4	Номинальное давление (<i>PN</i>), МПа, не более	4; 6,3; 10; 16; 21; 25; 32
5	Рабочая среда	Технологическая жидкость для заводнения нефтяных пластов, вода пресная, пластовая, подтоварная, вода из водозаборных скважин, не образующие взрывоопасную смесь
6	Температура рабочей среды, °С, не более,	Плюс 80
7	Номинальная тонкость фильтрации, мкм	5; 25; 50; 100; 200; 300; 500
Примечание: * В соответствии с требованиями заказчика «показатели» ФУ могут быть скорректированы		

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Ивв. № подл.	102154				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

1.3 Устройство и работа

1.3.1 Конструкция и состав ФУ приведена на рис. 1



1-корпус, 2- крышка, 3- опора, 4- элемент уплотняющий (кольцо), 5 – гайка, 6- крышка, 7- блок фильтрующий, 8- клапан игольчатый, 9 –манометр, 10 – прокладка медная, 11-шильдик.

Рисунок 1 Общее устройство ФУ

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20C1775-ООС1.4.ТЧ

Лист
180

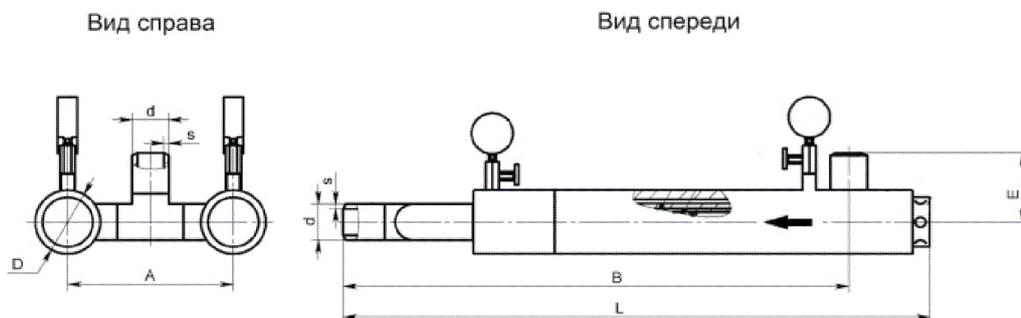


Рисунок 2 Общий вид ФУ2-65.00.000

1.3.2 Принцип работы

При прохождении потока жидкости через корпус поз.1 ФУ (см. рис. 1), механические примеси отсеиваются с помощью блока фильтрующего поз.7, представляющего собой мелкоячеистую сетку.

По мере загрязнения фильтрующего элемента снижается его пропускная способность, что приводит к увеличению разности давлений на входе и выходе ФУ. Конструкция ФУ позволяет за счет использования быстросъемной крышки поз. 2 производить быструю промывку фильтрующего элемента в полевых условиях, в том числе без привлечения дополнительной техники и без демонтажа ФУ.

ФУ могут изготавливаться с резьбовыми отверстиями под манометры со стандартной резьбой М20х1,5.

ФУ присоединяется к промышленным трубопроводам скважины при помощи фланцевого, сварного или резьбового соединения.

1.4 Средства измерения, инструмент и принадлежности

1.4.1 Для замера давления применены манометры класса точности 1,5 – ТМ-510 Р.00 (0-40МПа) М20х1,5 1,5 IP54 (или аналогичные).

1.4.2 При подготовке к работе, техническому обслуживанию и выявлению неисправностей ФУ необходимо обеспечение контрольно-измерительными приборами и мерительным инструментом, приведенным в таблице 2.

Ивл. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Таблица 2 Мерительный инструмент и контрольно- измерительные приборы.

Наименование прибора (инструмента)	Диапазон измерения	Назначение
Рулетка металлическая ГОСТ 7502	Диапазон 5 м, цена деления 1 мм, класс точности 2	Для контроля качества сборки
Штангенциркуль ГОСТ 166	(0-125) мм, цена деления 0,1 мм	Для контроля качества сборки
Контактный термометр	Температура металла от 0 °С до 80 °С	Для контроля температуры металлической поверхности
Примечание Для контроля ФУ допускается применение других средств измерений, обеспечивающих необходимую точность.		

1.4.3 Мерительный инструмент и КИП в комплект поставки не входит. Выбор конкретного типа мерительного инструмента и КИП производится потребителем ФУ.

1.5 Маркировка

1.5.1 Маркировка наносится непосредственно на ФУ в местах, указанных в соответствующей конструкторской документации (см. рисунок 2), а также на информационные таблички, прикрепляемые к ФУ и на упаковку.

1.5.2 На видном месте корпуса ФУ прикреплена фирменная табличка (шильдик) с маркировкой, содержащей следующие данные:

- а) логотип (товарный знак) изготовителя;
- б) условное обозначение оборудования;
- в) номинальный диаметр;
- г) расчетное давление;
- д) пробное давление;
- е) расчетная температура стенки;
- ж) минимальная допустимая температура стенки;
- з) масса;
- и) дата изготовления (число, месяц, год);
- к) заводской номер;
- л) клеймо технического контроля.

1.5.3 Маркировка дублируется на корпусе ФУ ударным способом шрифтом 3..5 - Пр3 ГОСТ 26.008-85 и имеет следующую информацию:

- товарный знак;
- заводской номер;
- дата изготовления;
- клеймо технического контроля.

Маркировка заключена в рамку и защищена тонким слоем смазки Литол-24 ГОСТ 21150-2017. Глубина маркировки 0,2-0,3 мм.

1.5.4 На корпус ФУ наносится стрелка, отражающая направление движения потока.

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Ивв. № подл.
102154

7

1.6 Упаковка

1.6.1 ФУ отправляются заказчику с заглушенными патрубками, штуцерами и присоединительными концами для обеспечения защиты от загрязнений и повреждений уплотнительных поверхностей и внутренней полости патрубков.

1.6.2 Перед установкой защитных колпачков, резьбы покрываются тонким слоем смазки пресс-солидол Ж [ГОСТ 1033](#).

1.6.3 КИП, запорная арматура на время транспортировки укладывается в тару с изделием в заводской упаковке и надежно закрепляется от перемещения.

1.6.4 ФУ и эксплуатационная документация к нему упаковываются в ящики.

1.6.5 Ящики и способы крепления соответствуют требованиям инструкции АХА 0.005.016И.

1.6.7 Перед упаковкой ФУ оборачивается в полиэтиленовую пленку по [ГОСТ 10354](#) толщиной не менее 0,1 мм.

П р и м е ч а н и е - Допускается применение иных методов защиты ФУ от коррозии на период транспортирования или длительного хранения, которые не ухудшают сохранность оборудования.

1.6.8 Эксплуатационная и сопроводительная документация вкладывается в герметично закрытый пакет из полиэтиленовой пленки толщиной не менее 0,1 мм по [ГОСТ 10354](#).

1.6.9 Консервация обеспечивает защиту от коррозии при транспортировании, хранении и монтаже не менее 12¹ месяцев со дня отгрузки ФУ изготовителем (иное по требованию заказчика).

1.6.10 В случае хранения ФУ свыше 12 месяцев или обнаружения дефектов временной антикоррозионной защиты при контрольных осмотрах в процессе хранения, необходимо произвести переконсервацию согласно [ГОСТ 9.014](#).

1.6.11 Методы консервации и применяемые для этого материалы должны обеспечивать возможность расконсервации. Расконсервацию производить по [ГОСТ 9.014](#).

¹ Фактическое значение срока консервации указывается в паспорте ФУ.

Ивл. № подл.	102154	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										183
Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ				

2 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

2.1 Эксплуатационные ограничения

2.1.1 Для обеспечения безопасной работы категорически запрещается использование фильтров при параметрах рабочей среды, превышающих указанные в таблице 1.

2.1.2 Запрещается эксплуатация ФУ со снятыми манометрами (поз.9).

2.1.3 **ВНИМАНИЕ! НЕ ДОПУСКАЕТСЯ ИСПОЛЬЗОВАТЬ ОБОРУДОВАНИЕ В КАЧЕСТВЕ НЕСУЩЕЙ КОНСТРУКЦИИ ТРУБОПРОВОДА. ОБЯЗАТЕЛЬНА УСТАНОВКА ФУ НА ОПОРЫ.**

2.2 Указание мер безопасности

2.2.1 Все работы по транспортировке, монтажу, демонтажу, эксплуатации, техническому обслуживанию, ревизии и ремонту ФУ проводить с соблюдением требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденным приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534, другими нормативными документами, паспортом и настоящим РЭ.

2.2.2 К эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту ФУ должны допускаться лица, имеющие соответствующий допуск, прошедшие инструктаж по безопасности, ознакомленные с устройством, особенностями конструкции и работы данного оборудования.

2.2.3 ВНИМАНИЕ!

НЕ ДОПУСКАЕТСЯ ПРОВЕДЕНИЕ РЕМОНТНЫХ РАБОТ ФУ, НАХОДЯЩЕГОСЯ ПОД ДАВЛЕНИЕМ.

РАЗБОРКУ ФУ ПРОИЗВОДИТЬ ТОЛЬКО В НЕРАБОТАЮЩЕМ СОСТОЯНИИ И ПОСЛЕ СБРОСА ДАВЛЕНИЯ ИЗ ЕГО ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ. СБРОС ДАВЛЕНИЯ ИЗ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ ПРОВОДИТЬ В СООТВЕТСТВИИ С ПОДПУНКТОМ 4.3.3

ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ЛЮБЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РАБОТ С ФУ (ПРОМЫВКА, РАЗБОРКА И Т.Д.) НЕОБХОДИМО ПЕРЕКРЫТЬ ЗАДВИЖКИ ТРУБОПРОВОДА НА ВХОДЕ И ВЫХОДЕ ФУ.

2.2.5 Ремонт ФУ производят в сервисных центрах квалифицированным персоналом, прошедшим инструктаж по безопасности.

2.2.7 Требования безопасности при погрузочно-разгрузочных работах должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.3.009.

2.2.8 Транспортирование ФУ должно проводиться в соответствии с правилами, действующими на конкретных видах транспорта.

2.2.9 Эксплуатирующая организация несет полную ответственность за безопасное применение ФУ в технологическом процессе, в т.ч. за правильный выбор соответствия материалов фильтров к агрессивному воздействию рабочей среды.

2.2.10 Изготовитель не несет ответственности за повреждение ФУ, возникшее в результате ненадлежащего их использования

2.2.11 Все конструктивные узлы и компоненты, предназначенные для воздействия рабочих температур и давлений, рассчитаны на их предельные значения при постоянных условиях. Внешние воздействия, вызванные, например, напряжениями трубы, механическими воздействиями и т.п., при расчете предельных рабочих условий не принимались во внимание.

2.2.12 В случае если существует вероятность повышения давления в фильтре выше рабочего, для его защиты на линии входа жидкости должен быть

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

184

установлен предохранительный клапан или иные проектные решения, исключающие возможность таких воздействий.

2.2.13 При нарушении непрерывности технологического процесса или его остановке, в условиях низких температур окружающей среды, существуют риски замерзания жидкости. В таком случае, необходимо производить общий разогрев фильтруемой среды или трубопровода, либо локальный обогрев фильтра. Регламент проведения в зимнее время пуск или испытаний приведен в приложении А.

2.2.14 Запрещается эксплуатация ФУ при отсутствии эксплуатационной документации.

2.3 Подготовка ФУ к использованию

2.3.1 Монтаж фильтра должен производиться монтажной организацией на основании проектной документации, утвержденной в установленном порядке.

2.3.2 Места установки ФУ должны быть доступны для проведения работ по их обслуживанию

2.3.3 ФУ поставляются на место монтажа с заглушенными патрубками. Перед установкой ФУ необходимо снять заглушки и провести расконсервацию.

2.3.4 ФУ, имеющие внешние признаки повреждений должны быть подвергнуты ревизии.

2.3.5 После монтажа и перед пуском в работу ФУ должны подвергаться гидравлическому испытанию совместно с присоединяемыми трубопроводами и техническому осмотру в соответствии требованиями проектной документации.

2.4 Использование ФУ

2.4.1 Запрещается эксплуатация ФУ без показывающих манометров (поз.9).

2.4.2 Неисправности возможные при эксплуатации ФУ и способы их устранения приведены в табл. 3

Таблица 3 - Неисправности и их устранение

Возможная неисправность	Вероятная причина	Метод устранения
Перепад давления превышает допустимое значение	Засорился блок фильтрующий	Очистить или заменить блок фильтрующий
Утечка среды через крышку	Ослаблено соединение крышки	Подтянуть резьбовое соединение. Проверить элемент уплотняющий (поз.4)
Несоответствие показаний манометров ФУ параметрам закачки	Неисправность манометра	Заменить манометр

2.5. Перечень возможных отказов, в том числе критических.

2.5.1 Опасность нанесения вреда жизни и здоровью обслуживающего персонала, окружающей среде, имуществу, исходящая от оборудования в результате их критического отказа, заключается в:

– полном или частичном разрушении корпусных деталей и потери плотности материала корпусных деталей, работающих под давлением;

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

- потере герметичности оборудования по отношению к внешней среде в результате повреждения прокладки;
 - изменении геометрических форм поверхностей корпусных деталей свыше допустимых;
 - недопустимом увеличении разности давлений на входе и выходе изделий вследствие засорения блока фильтрующего;
- 2.5.2 При безотказном выполнении функции по назначению возможно нанесение вреда жизни и здоровью обслуживающего персонала, окружающей среде, имуществу в результате:
- несоответствия параметров фильтра условиям эксплуатации и параметрам рабочей среды;
 - нарушения правил безопасности в процессе эксплуатации изделия;
 - неправильной установки изделия.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	102154	Подп. и дата	Взам. инв. №	11	01-3195.1/20C1775-ООС1.4.ТЧ	Лист
											186

3 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

3.1 Общие указания

3.1.1 Для поддержания ФУ в постоянной готовности и обеспечения его нормальной работы необходимо проводить техническое обслуживание ФУ.

3.1.2 К техническому обслуживанию ФУ допускаются лица, изучившие устройство, правила безопасности при его работе, требования настоящего руководства.

3.1.3 Техническое обслуживание производится в процессе эксплуатации

3.1.4 Своевременное и качественное выполнение мероприятий по техническому обслуживанию предупреждает появление неисправностей и отказов в работе и обеспечивает высокий уровень эксплуатационной надежности ФУ

3.1.5 Все неисправности, выявленные в процессе технического обслуживания должны быть устранены, замечания о техническом состоянии ФУ и его составных частей занесены в паспорт.

3.1.6 При проведении технического обслуживания необходимо соблюдать меры безопасности, изложенные в подразделе 2.2.

3.2 Порядок технического обслуживания ФУ

3.2.1 Перечень работ для различных видов технического обслуживания при эксплуатации ФУ приведены в таблице 4

Таблица 4 – Виды технического обслуживания

Перечень работ	Периодичность и технические требования
Контроль параметров ФУ	Во время эксплуатации
Визуальный контроль (наружный осмотр): <ul style="list-style-type: none"> – внешний осмотр ФУ; – отсутствие следов подтекания; – отсутствие механических повреждений; – отсутствие следов коррозии; – отсутствие нарушений лакокрасочного покрытия; – контроль полноты затягивания крышки (поз. 2), манометров (поз. 9); – контроль загрязнения ФУ по манометрам на момент превышения давления до и после блока фильтрующего 	Визуальный осмотр ФУ и контроль технического состояния узлов перед пуском в эксплуатацию, ежемесячно, при необходимости. На наружных поверхностях ФУ не должно быть механических повреждений, следов коррозии. Разница показаний манометров до и после блока фильтрующего не должна превышать 0,5 МПа

3.2.2 Техническое освидетельствование ФУ (при необходимости) производится в следующей последовательности:

- наружный осмотр в объеме таблицы 4;
- ревизия в соответствии с п. 4.3;
- гидравлические испытания.

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

3.2.3 По результатам технического освидетельствования запрещается эксплуатация ФУ, если скорость коррозии может привести к уменьшению толщины стенки ФУ выше расчетной до срока следующего осмотра. Скорость коррозии должна определяться исходя из сравнения результатов предыдущего и очередного замеров толщины стенки при осмотрах.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	102154	Подп. и дата	Взам. инв. №	13	01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ	Лист
											188

4 ТЕКУЩИЙ РЕМОТ И РЕВИЗИЯ

4.1 Общие требования

4.1.1 Все работы по техническому обслуживанию и ремонту ФУ проводить с соблюдением требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденным приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534, другими нормативными документами, паспортом и настоящим РЭ.

ВНИМАНИЕ! РЕВИЗИЮ ФУ СЛЕДУЕТ ПРОВОДИТЬ НЕ МЕНЕЕ ЧЕМ ДВУМЯ СПЕЦИАЛИСТАМИ. ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАБОТ ОБЯЗАТЕЛЬНО ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СРЕДСТВ ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ. ВСЕ РАБОТЫ ПО РЕВИЗИИ ФИЛЬТРА НЕОБХОДИМО ВЫПОЛНЯТЬ СТРОГО СОБЛЮДАЯ ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ СООТВЕТСТВУЮЩИХ РАБОТ.

4.2 Перед проведением работ по ревизии и ремонту необходимо убедиться, что:

- в ФУ и подводящем трубопроводе отсутствует рабочая среды и давление;
- температура корпуса не превышает 45°C;
- обеспечен безопасный доступ к месту проведения работ;
- подготовлено место для разборки и укладки деталей;
- подготовлен необходимый инструмент и приспособления;
- подготовлен комплект ЗИП.

4.3 Последовательность проведения ревизии (см. рис. 1):

4.3.1 Убедиться, что задвижки на трубопроводе на входе и выходе ФУ закрыты и поток закачиваемой жидкости перекрыт.

4.3.2 Убедиться, что ручки игольчатых клапанов (поз. 8) находятся в положении «Открыто».

4.3.3 Через стравливающие отверстия стяжных муфт игольчатых клапанов (поз. 8) сбросить остаточное давление. Не допускать попадания струи жидкости под давлением со стравливающих отверстий на людей, для этого стяжные муфты откручивать находясь с противоположной стороны стравливающих отверстий.

4.3.4 Оценить показания манометров (поз. 9). Значения давлений на обоих манометрах (до и после фильтрэлемента) должны быть равны 0 (нулю).

ВАЖНО! РАЗБОРКУ ИЗДЕЛИЯ ПРОИЗВОДИТЬ ТОЛЬКО В НЕРАБОТАЮЩЕМ СОСТОЯНИИ И ПОСЛЕ СБРОСА ДАВЛЕНИЯ ИЗ ЕГО ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ.

4.3.5 Произвести наружный осмотр фильтра устьевого. Убедиться в его исправном состоянии, при этом обратить внимание на следующие возможные дефекты:

- пропуски и "потения" в основном металле и металле шва;
- наличие трещин, отслаиваний, отдулин;
- наличие видимых деформаций;
- неправильная сборка, дефекты резьбы;
- состояние прокладок, сварных швов;

4.3.6 Выполнить демонтаж крышки (поз.2).

4.3.7 Снять кольца, уплотняющий элемент (поз 4), извлечь блок фильтрующий (поз. 7) из полости корпуса ФУ. При необходимости выполнить демонтаж опоры блока фильтрующего (поз. 3).

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

4.3.8 Выполнить промывку блока фильтрующего (поз. 7) и полости фильтра от отфильтрованной механической примеси. Произвести внешний осмотр блока фильтрующего, забоины, следы коррозии и другие повреждения не допускаются. В случае наличия дефектов на блоке фильтрующем произвести его замену.

4.3.9 Произвести очистку, внешний осмотр и дефектацию деталей. Забоины, следы коррозии и другие повреждения не допускаются.

4.3.10 Произвести сборку ФУ в порядке обратном разборке. При этом обеспечить прижатие блока фильтрующего (поз.7) в осевом направлении на 2..3 мм гайками (поз. 5).

4.3.11 Зафиксировать проведение ревизии, ремонта ФУ в паспорте.

4.4 Периодичность ревизии фильтра

4.4.1 Рекомендуется проводить ревизию фильтра по мере его загрязнения, но не реже 1 раза в месяц. Загрязнение фильтра следует контролировать по двум манометрам (поз. 9), которые показывают значение давления до и после блока фильтрующего. При значительной разнице давлений (более 0,5 МПа) следует провести ревизию фильтра.

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

7 УТИЛИЗАЦИЯ

7.1 Утилизация металлических частей оборудования должна производиться путем сдачи в металлолом в очищенном виде от элементов среды эксплуатации.

7.2 Утилизация не металлических деталей и упаковки производится путем сдачи в специализированные пункты приема. Все детали утилизируются в очищенном виде от элементов среды эксплуатации.

ОБРАЗЕЦ

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм. № подл.
102154

18 Фильтры устьевые

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Лист

191

ОПРОСНЫЙ ЛИСТ
на проектирование, изготовление и поставку
фильтра очистки жидкости на кустовой площадке

№	Наименование	Показатели
1		
2		
3		
4	Назначение	Очистка от механических примесей технологической жидкости, подаваемой по трубопроводу системы повышения пластового давления (ППД), для последующей ее закачки в нагнетательные, добывающие и другие скважины
5	Место расположения изделия (в помещении, на открытой площадке)	- В помещении - На открытой площадке
Характеристики района эксплуатации		
6	Температура окружающего воздуха, °С: - наиболее холодной пятидневки - средняя максимальная температура наиболее жаркого месяца - абсолютная максимальная - абсолютная минимальная	минус 45 (0,98) плюс 22,6 плюс 35 минус 55
7	Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	УХЛ1 (минус 55)
Общие данные		
8	Наименование рабочей среды	Технологическая жидкость для заводнения нефтяных пластов, вода пресная, пластовая, подтоварная, вода из водозаборных скважин, не образующие взрывоопасную смесь
9	Объемный расход рабочей среды, м³/сут	600-650
10	Рабочее давление рабочей среды, МПа	21
11	Допустимый перепад давления на фильтре, МПа	0,5
12	Температура рабочей среды, °С	от +5 до +45
13	Исходное содержание механических примесей в рабочей среде, мг/л	Приложение 1
14	Фракционный состав механических примесей в рабочей среде	Приложение 1
15	Номинальная тонкость фильтрации, мкм	300
16	Режим регенерации или замены фильтрующего элемента	Ручной, крышка в сборе с фильтрующим элементом и его опорой
17	Исполнение фильтра	Справочные габаритные размеры Приложение 2
18	Материальное исполнение корпусных деталей	Сталь 09Г2С

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Ивв. № подл.	102154				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

19	Материальное исполнение фильтрующего элемента	Фильтрующий элемент тонкой очистки, многоразовый, коррозионностойкого исполнения
20	Диаметр подводящего трубопровода	65
21	Покрытие наружных поверхностей	Грунт-эмаль ЯрЛИcoat 1412Т ПГЛ
22	Срок службы, лет	10
23	Схема работы	1 рабочий
24	Прибавка на коррозию для корпусных деталей, мм	3
25	Способ обеспечения соосности крышки и опоры фильтрующего элемента при их установке в корпус	Наличие конической поверхности внутри корпуса фильтра
26	Расположение фильтрующего элемента в корпусе фильтра	Горизонтальное
27	Исполнение крышки для извлечения фильтрующего элемента	Резьбовое соединение, обеспечение герметичности соединения крышки и ответного корпуса уплотнительными кольцами, наличие в крышке «отсека» для хранения ЗИП, отворот крышки длинным рычагом (лом)
Общие требования		
28	Комплект поставки	1. Поставщик согласовывает объем оборудования с Заказчиком и Генпроектировщиком (при необходимости). 2. К оборудованию должна прилагаться следующая документация: - Паспорт; - Руководство по эксплуатации; 3. Комплект ЗИП должен содержать набор запасных уплотнительных колец.
29	Требования к упаковке, транспортированию и хранению	1. Масса транспортной единицы не должна превышать 5 тонн. 2. Хранение на открытой площадке. 3. Комплект разрешительной документации. 4. Комплект эксплуатационной документации. 5. Изготовление и поставка оборудования. 6. Гарантийное обслуживание в течение 12 месяцев с момента завершения пусконаладочных работ.
30	Требования по электрической части	1. Схемы электрические. 2. Технические характеристики электроприемников.
31	Требования к приборам и средствам КИП	1. Предусмотреть местный либо удаленный контроль давления в полости фильтра до и после фильтрующего элемента (согласовать с Заказчиком и Генпроектировщиком). 2. Средства измерения должны быть иметь действующие свидетельства об утверждении типа средств измерений. 3. Все средства измерений должны быть поверены или откалиброваны.

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

Изм. № подл.	102154
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ООС1.4.ТЧ