

СРО-П-026-17092009

Заказчик – ТПП «Повхнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

**Обустройство кустов скважин №501, 502 Повховского
лицензионного участка**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 7. Технологические решения

Часть 1. Технологические решения

08-2289.2/20С0684-ИОС7.1

Том 5.7.1

Изм. №док. Подп. Дата

2020

СРО-П-026-17092009**Заказчик – ТПП «Повхнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»****Обустройство кустов скважин №501, 502 Повховского
лицензионного участка****ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ****Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-
технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий,
содержание технологических решений****Подраздел 7. Технологические решения****Часть 1. Технологические решения****08-2289.2/20С0684-ИОС7.1****Том 5.7.1****Главный инженер****В.Ю. Лихотин****Главный инженер проекта****В.Н. Агейкин**

Изм. №док. Подп. Дата

2020

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

СОЮЗНЕФТЕГАЗ

Общество с ограниченной ответственностью «СоюзНефтеГаз»
625019, Тюменская область, г. Тюмень, Тракт старый Тобольский 2км, дом 8, строение 97, офис 5
тел.+7 (3452) 49-41-15, info@oosp.org

Заказчик – ТПП «Повхнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

**Обустройство кустов скважин №501, 502 Повховского
лицензионного участка**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 7. Технологические решения

Часть 1. Технологические решения

08-2289.2/20С0684-ИОС7.1

Том 5.7.1

Главный инженер

С.М. Майсюк

Главный инженер проекта

А.Н. Хавронин

2020

Иив. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
08-2289.2/20С0684-ИОС7.1-С	Содержание тома	2
08-2289.2/20С0684-ИОС7.1.ТЧ	Текстовая часть	3...52
	Графическая часть	
08-2289.2/20С0684-ИОС7.1.ГЧ1	Куст скважин №501	
	лист 1 – Технологическая схема куста скважин (принципиальная)	53
08-2289.2/20С0684-ИОС7.1.ГЧ2	Куст скважин №502	
	лист 1 – Технологическая схема куста скважин (принципиальная)	54

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №	08-2289.2/20С0684-ИОС7.1.С						Содержание тома	Стадия	Лист	Листов
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
									П		1	
			Разраб.		Габитов		21.12.20					
			Н.контр.		Майсюк		21.12.20					
			ГИП		Хавронин		21.12.20					
ООО «СоюзНефтеГаз»												

Содержание текстовой части

1	Технологические решения.....	3
1.1	Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции.....	3
1.1.1	Основание для проектирования и основные исходные данные	3
1.1.2	Описание технологической схемы.....	4
1.2	Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд.....	6
1.3	Описание источников поступления сырья и материалов	7
1.4	Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции	9
1.5	Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования	10
1.5.1	Устье добывающей скважины	11
1.5.2	Устье водозаборной скважины.....	11
1.5.3	Устье нагнетательной скважины.....	12
1.5.4	Площадка для обслуживания скважин и установки лубрикатора	12
1.5.5	Установка измерительная	12
1.5.6	Емкость дренажная V=8,0 м ³	14
1.5.7	Запорная арматура	15
1.5.8	Внутриплощадочные технологические трубопроводы.....	17
1.5.9	Расчет трубопроводов на прочность.....	21
1.5.10	Подготовка и производство монтажных работ	24
1.5.11	Контроль качества сварных соединений трубопроводов	26
1.5.12	Испытания трубопроводов.....	28
1.5.13	Изоляция трубопроводов	31
1.5.14	Контроль за надежной и безопасной эксплуатацией технологических трубопроводов	32
1.6	Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов	34

Взам. инв. №		Подп. и дата						08-2289.2/20C0684-ИОС7.1.ТЧ						
Ив. № подл.	Разраб.	Габитов	Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Текстовая часть					
												Стадия	Лист	Листов
												П	1	50
	Н.контр.	Майсюк						21.12.20				ООО «СоюзНефтеГаз»		
	ГИП	Хавронин						21.12.20						

1.7 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого на подземных горных работах технологического оборудования и технических устройств (при необходимости) – для объектов производственного назначения.34

1.8 Перечень мероприятий по обеспечению промышленной безопасности, противопожарные мероприятия, охрана труда и техника безопасности.....34

1.9 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе, для объектов производственного назначения39

1.10 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники40

1.11 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду40

1.12 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов40

1.13 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям.....41

1.14 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов45

1.15 Мероприятия, направленные на предотвращение несанкционированного доступа на объект производственного назначения.....45

2 Принятые сокращения47

3 Ссылочные нормативные документы.....48

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

08-2289.2/20С0684-ИОС7.1.ТЧ

1 Технологические решения

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

Данной проектной документацией предусматривается обустройство следующих объектов:

- а) куст скважин № 501;
- б) куст скважин № 502.

Общий фонд проектируемых скважин и основные исходные данные, показатели добычи жидкости, нефти, газа и закачки воды для проектируемых объектов представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Основные исходные данные

№ куста	Проектируемые скважины, шт.					Максимальный объем добычи жидкости, м ³ /сут	Максимальный объем добычи нефти, т/сут	Максимальный объем добычи воды, м ³ /сут	Максимальный объем добычи газа, м ³ /сут	Объем закачки воды, м ³ /сут.	Газовый фактор, м ³ /т	Обводненность, %
	всего	Добывающие (из них с отработкой)	Добывающие зависимые	Нагнетательные	Водозаборная							
501	24	14 (2)	-	8	2	420	200	181	21600	400	108	44
502	24	12 (3)	-	10	2	300	130	145	14040	475	108	48

В период обустройства и эксплуатации объекта возможно изменение назначения скважин, при соблюдении расстояний между ними.

Закачка воды предусмотрена от водозаборных скважин. Согласно технических условий, максимальное давление на устье водозаборных скважины составит 21,0 МПа.

Проектом предусмотрено выделение отдельных этапов строительства, что обеспечивает поочередный ввод в эксплуатацию отдельных объектов, инженерных коммуникаций, это позволяет одновременно вести добычу продукции и дальнейшее строительство всего комплекса запроектированного объекта.

1.1.1 Основание для проектирования и основные исходные данные

При разработке проектной документации использовались документы и материалы, предоставленные Заказчиком ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» ТПП «Повхнефтегаз» (см. том 1 «Пояснительная записка»):

– задание №419 на проектирование объекта капитального строительства: «Обустройство кустов скважин №501, 502 Повховского лицензионного участка» от 18.02.2020 г., утвержденное Первым заместителем директора – главным инженером ТПП «Повхнефтегаза» А.Н. Корниенко;

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист		
									3		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	08-2289.2/20С0684-ИОС7.1.ТЧ					

– технические условия на проектирование обустройства кустовых площадок №501, 502 Западно-Валюнинского лицензионного участка от 18.11.2019 г.;

– протокол заседания Центральной нефтегазовой секции (ЦКР Роснедр по УВС) № 7764 от 04.12.2019 г.

Проектная документация разработана в соответствии с технологической схемой разработки Повховского месторождения в границе Западно-Валюнинского лицензионного участка.

1.1.2 Описание технологической схемы

Технологические схемы (принципиальные) проектируемых объектов приведены на чертежах:

- куст № 501 - 08-2289.2/20С0684-ИОС7.1.ГЧ1 – лист 1;
- куст № 502 - 08-2289.2/20С0684-ИОС7.1.ГЧ1 – лист 2.

Согласно п. 2.3 РД 08-435-02 устья скважин располагаются на одной прямой оси куста и размещены группами. Количество скважин в группе – 4 шт. Согласно п.2.1 РД 08-435-02 расстояние между группами принято не менее 15 м. Согласно Приложения 3 ФНИП в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждённые приказом ФСЭТАН от 15.12.2020 № 534 устья добывающих скважин располагаются на расстоянии 5 м друг от друга, нагнетательные и водозаборные скважины на расстоянии 6 м друг от друга.

Подключение пробуренных скважин к измерительной установке (ИУ) производить при условии соблюдения безопасности монтажа, на расстоянии не менее 10 м от устья бурящейся скважины.

Продукция добывающих скважин кустов №501, 502 под давлением не более 4,0 МПа по выкидным линиям (Н19) поступает на УИ, где поочередно замеряется дебит скважин по жидкости. Переключение скважин на замер осуществляется при помощи ПСМ (переключатель скважин многоходовой с гидроприводом), располагаемого внутри блока УИ, по заданной программе или с пульта оператора. Одна скважина находится на замере, остальные по байпасной линии поступают в коллектор.

После ИУ газоводонефтяная смесь по системе нефтегазосборных сетей поступает на ДНС-2 Повховского месторождения.

Согласно СП 231.1311500.2015 п. 6.3.7 проектной документацией предусматривается установка запорной арматуры на выходе с ИУ с целью обеспечения возможности отключения куста скважин от общей нефтегазосборной сети месторождения. Согласно указанного требования, запорная арматура должна имеет дистанционное и автоматическое управление по

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	08-2289.2/20С0684-ИОС7.1.ГЧ	Лист
					4								

сигналам систем противоаварийной защиты. Предусматривается автоматическое управление запорной арматурой по следующим параметрам, которые отнесены к ПАЗ:

- пожар на территории кустовой площадки, либо в помещениях ИУ, КТП;
- загазованность 50% НПВ в помещении технологического блока ИУ;
- понижении давления в нефтегазосборном трубопроводе.

На основании этого, а также с целью предотвращения уменьшения загрязнений почвы и водоемов нефтью проектом предусмотрено отключение кустовых площадок с помощью дистанционно управляемых задвижки с электроприводом, запроектированной на нефтегазопроводе после выхода с ИУ.

С целью интенсификации добычи нефти на проектируемых объектах организуется система поддержания пластового давления (ППД). Поддержание пластового давления для куста скважины осуществляется путем закачки воды в нагнетательные скважины по высоконапорным водоводам от водозаборных скважин.

Проектируемый высоконапорный водовод DN100 расположен вдоль фронта скважин на расстоянии не менее 9,0 м от оси скважин. От коллектора высоконапорного водовода запроектированы врезки DN80 для подключения каждой нагнетательной скважины. Для замера объема закачиваемой в пласт воды установлены индивидуальные счетчики расхода воды для каждой скважины, которые размещены непосредственно на устье нагнетательных и водозаборных скважин. Место установки преобразователей расхода вихревых представлено на технологической схеме.

Дренажная емкость (ЕД) предусмотрена для сбора дренажных стоков от блока ИУ.

Для предотвращения загрязнения грунта в случае утечек из фланцевых соединений и оборудования во время ремонтных работ предусматривается использование инвентарных поддонов и емкостей, которыми снабжены бригады капитального ремонта скважин (КРС).

Для откачки стоков из емкости на люке предусмотрена труба DN 80 с быстроразъёмным соединением для подключения передвижной техники. Откачка производится передвижными средствами, с последующим вывозом на очистные сооружения ДНС-2 Повховского месторождения.

ЕД оборудуется вентиляционной трубой DN 50 мм, высотой 3 м для отвода газа в атмосферу. На вентиляционной трубе предусмотрена установка огнепреградителя ОП-50. Климатическое исполнение огнепреградителя – ХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

Для исключения появления статистического электричества во взрывоопасной зоне предусмотрено устройство для заземления спецтехники.

Для защиты выкидных трубопроводов от парафино-(соле) отложения и коррозии предусмотрена ударная или периодическая дозировка передвижными средствами, посредством ввода в затрубное пространство скважины. Дозировка и типы ингибиторов уточняются в

Взм. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

							08-2289.2/20C0684-ИОС7.1.ТЧ	Лист
								5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			

процессе эксплуатации в зависимости от возможных дебитов скважин, физико-химических параметров добываемой продукции.

Ввиду низких температур выпадения АСПО плюс 9,4 °С. (исходя из опыта эксплуатации аналогичных скважин на месторождении), а так же применение труб с внутритрубным антикоррозионным покрытием, отсутствует необходимость установки стационарного блока дозирования реагентов. Достаточно применение ударной или периодической дозировки передвижными средствами.

Для защиты внутренней поверхности НКТ добывающих скважин от гидрато-парафиноотложений проектом предусматривается возможность применения термоэлектрической установки для подогрева НКТ «Warm Stream» нагревательным кабелем.

1.2 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Основными ресурсами, требуемыми для технологических нужд проектируемых объектов, является вода для системы ППД кустов скважин №501, 502 и электричество.

Потребное количество объемов воды для системы ППД составляет:

- для куста № 501 - 400 м³/сут;
- для куста № 502 - 475 м³/сут.

Ресурсы, не связанные с технологическим процессом и не используемые в штатном режиме работы кустовой площадки:

- пар – для пропарки ЕД, а так же возможных промерзаний трубопроводов после длительных остановок их работы в зимний период;
- реагенты – для защиты трубопроводов от возможных образований парафино-(соле)отложения и коррозии.

Потребное количество энергоресурсов приведено в томе 5.1.

Основными потребителями электрической энергии являются:

- электродвигатели насосов добычи нефти;
- электродвигатели насосов водозаборных скважин,
- электроприводная запорная арматура;
- электроприемник технологического блока ИУ;
- блок аппаратурный ИУ;
- электроосвещение территории и проездов;
- электрообогрев устьев добывающих скважин;
- установка подогрева НКТ «Warm Stream».

Инов. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

08-2289.2/20С0684-ИОС7.1.ТЧ

Лист

6

1.3 Описание источников поступления сырья и материалов

Источником сырья на проектируемых кустах № 501, 502 являются добывающие скважины, нагнетательные скважины в период отработки на нефть и водозаборные скважины.

Газоводонефтяная смесь в добывающие скважины поступает из продуктивного пласта ЮВ₁¹. Проницаемость пласта ЮВ₁¹ - 0,001 мкм².

Продуктивный пласт водозаборных скважин - ПК Сенотан.

Вода для поддержания пластового давления поступает от водозаборных скважин кустов №№501, 502 по общему коллектору в нагнетательные скважины.

Физико-химические свойства нефти, попутно добываемых газа и воды приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Физико-химические свойства нефти

Показатели	Ед. изм.	Среднее значение
Пласт		ЮВ ₁ ¹
Плотность дегазированной нефти при 20 °С	т/м ³	0,838
Газовый фактор	м ³ /т	108
Давление насыщения	МПа	13,7
Вязкость дегазированной жидкости:		
при 20 °С	мм ² /с	6,36
при 50 °С	мм ² /с	3,97
Массовое содержание:		
Серы	% масс.	0,44
Смол силикагелевых	% масс.	6,07
Асфальтенов	% масс.	0,50
Парафинов	% масс.	0,06
Температура застывания дегазированной нефти	°С	-15,8
Температура начала образования твердых частиц (парафина)	°С	плюс 9,4

Таблица 3 - Физико-химические свойства и состав попутно добываемого газа

Показатели	Ед. изм.	Значение
Пласт		ЮВ ₁ ¹
Компонентный состав газа:	% об.	
- сероводород		не обнаружен
- двуокись углерода		0,12
- азот+редкие газы (в т.ч. гелий)		1,34

Взам. инв. №							Лист
Подп. и дата							7
Инв. № подл.							08-2289.2/20C0684-ИОС7.1.ТЧ
Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата		

Показатели	Ед. изм.	Значение
- метан		65,88
- этан		13,16
- пропан		12,90
- изобутан		1,23
- нормальный бутан		3,50
- изопентан		0,47
- нормальный пентан		0,67
- гексаны		0,33
- гептаны		0,40
Молекулярная масса		25,0
Плотность газа	кг/м ³	1,040
Плотность газа относительно воздуха	единиц	0,832

Таблица 4 - Физико-химические свойства и состав попутно добываемой воды

Показатели	Ед. изм.	Среднее значение
Пласт		ЮВ ₁ ¹
Водородный показатель, рН		6,78
Плотность воды		
– в стандартных условиях	кг/м ³	1017,9
– в условиях пласта	кг/м ³	994,9
Ионный состав воды:	мг/л	
– Na ⁺ + K ⁺		10555,13
– Ca ⁺²		672,9
– Mg ⁺²		99,92
– Cl ⁻		17377,25
– HCO ₃ ⁻		643,15
– CO ₃ ⁻²		-
– SO ₄ ⁻²		7,94
– NH ₄ ⁺		37,27
Минерализация общая	г/л	29,75
Тип вод		хлоридно-кальциевый

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
									8
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	08-2289.2/20C0684-ИОС7.1.ТЧ			

Таблица 5 - Физико-химическая характеристика используемой в системе ППД сеноманской воды

Показатели	Ед. изм.	Значение
Газовый фактор	м ³ /м ³	1,0
Водородный показатель, рН		6,8
Плотность воды	кг/м ³	1013
Содержание Метана (СН ₄)	%	95,29
Ионный состав воды:	мг/л	
– Na ⁺ +K ⁺		5362-6414
– Ca ⁺²		400-600
– Mg ⁺²		61-183
– Cl ⁻		9220-10993
– HCO ₃ ⁻		85-207
– J		2.8-21.6
– Br ⁻		32-45
– NH ₄ ⁺		18-53
Минерализация общая	г/л	15,6
Кол-во механических примесей	мг/л	не более 3,0
Содержание нефтепродуктов	мг/л	не более 0,5
Тип вод		хлоридно-кальциевый

Допустимое содержание механических примесей и нефтепродуктов в водах, используемых для заводнения нефтяных пластов, не превышает требований согласно ОСТ 39-255-88. Необходимость установки блока фильтров для дополнительной очистки и подготовки сеноманской воды отсутствует.

1.4 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Требования по максимально допустимому рабочему давлению установлены заданием на проектирование и составляют:

- на устье добывающей скважины – до 4,0 МПа;
- на устье нагнетательной скважины – до 21,0 МПа;
- на устье водозаборной скважины – до 21,0 МПа.

Взам. инв. №							Лист	
								08-2289.2/20C0684-ИОС7.1.ТЧ
Подп. и дата							9	
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата		

Температура добываемой жидкости на устье добывающей скважины составляет не более 60 °С, на устье водозаборной скважины не более 40°С.

Проектируемые кустовые площадки предназначены для добычи сырой нефти (с содержанием пластовой воды, свободного нефтяного газа), которая является сырьем для получения товарной продукции на ДНС-2 Повховского месторождения. Требования к качеству сырья отсутствуют.

Вода используемая для системы ППД на месторождении соответствует требованиям, предъявляемым в ОСТ 39-225-88. Физико-химические свойства воды представлены в таблице 5.

1.5 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

Основные технологические решения, предусмотренные проектной документацией, представлены комплексом технологических, технических и организационных мероприятий, направленных на обеспечение эффективной и безопасной разработки месторождения, рациональное использование природных ресурсов, минимизацию отрицательного воздействия на окружающую среду.

Выбор и закуп всего оборудования будет производиться по опросным листам на тендерной основе.

Технологическое оборудование, запорная арматура, трубы и соединительные детали должны соответствовать требованиям технических условий, стандартам на поставку, иметь заводскую маркировку.

Применяемое оборудование, арматура соответствуют климатическим характеристикам района строительства, принятое климатическое исполнение ХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

Состав технологических сооружений на проектируемых объектах приведен в таблице 6.

Таблица 6 - Состав оборудования и технологических сооружений

№ куста	Проектируемые скважины, шт.				Измерительная установка			Емкость дренажная V - 8,0 м ³
	всего	Добывающие (из них с отработкой)	нагнетательные	водозаборные	на 12 подключений	на 10 подключений	на 8 подключений	
501	24	14 (2)	8	2	1	-	1	2
502	24	12 (3)	10	2	-	1	1	2

Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата	08-2289.2/20С0684-ИОС7.1.ТЧ	Лист	10			
									Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.

1.5.1 Устье добывающей скважины

Для добывающих скважин предусмотрен механизированный способ эксплуатации с помощью погружных насосных установок типа ЭЦН.

На устьях добывающих скважинах устанавливается устьевая арматура: АУЭЦН 65/50х14.

Для проведения ремонтных работ в обвязке скважины предусматривается разъемное фланцевое соединение для возможности демонтажа трубопроводов обвязки устьевой арматуры.

Опорожнение производится в инвентарные поддоны и емкости, которыми снабжены бригады капитального ремонта скважин (КРС). В рабочем режиме запорная арматура, предусмотренная на дренажах, должна быть в закрытом положении и заглушена.

Обвязка устьевой арматуры оборудуется необходимыми контрольно-измерительными приборами для замера давления продукции скважины (см. том 5.7.3).

Для прогрева флюида в нефтяных скважинах и для термического воздействия на флюид с целью снижения его вязкости, предупреждения асфальто-смолистых и парафиновых отложений (АСПО) и гидратообразований по стволу нефтедобывающих скважин предусмотрено применение установки прогрева НКТ «Warm Stream».

Для предотвращения замерзания жидкости в выкидных трубопроводах обвязки скважин, а также сохранения температурного режима перекачки предусмотрена тепловая изоляция с электрообогревом надземных участков трубопроводов.

Устьевая арматура добывающих скважин не входят в поставку оборудования для обустройства проектируемых объектов и в комплект проектной документации.

1.5.2 Устье водозаборной скважины

Устье водозаборных скважин должно быть оборудовано:

- арматурой с электрическим кабельным вводом АФКЭ-65х210 с патрубком под колонну;
- площадкой – фундаментом для установки подъемного агрегата по ремонту.

Для отключения линии на устье скважин предусматривается отключающая запорная арматура DN 100, PN 250. Для исключения изменения направления потока добываемой воды, в случае отключения насоса на устье скважины предусмотрен обратный клапан DN 100, PN 250.

Принято расчетное давление согласно выданных технических условий 21,0 МПа.

Учет объема воды производится приборами учета воды, установленными непосредственно на устье водозаборных скважин.

Устьевая арматура и надземные участки трубопроводов обвязки устьев водозаборных скважин приняты в теплоизоляции.

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

							08-2289.2/20C0684-ИОС7.1.ТЧ	Лист
								11
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			

Устьевая арматура водозаборных скважин и установки погружных центробежных насосов типа ЭЦН не входят в поставку оборудования для обустройства проектируемых объектов и в комплект проектной документации.

1.5.3 Устье нагнетательной скважины

На устьях нагнетательных скважинах устанавливается устьевая арматура АНК 65х21.

Для отключения нагнетательной линии от коллектора на устье скважин предусматривается отключающая запорная арматура DN 80, PN 250.

Для замера объема закачиваемой в пласт воды установлены индивидуальные счетчики расхода воды для каждой скважины, которые размещены непосредственно на устье нагнетательной скважины.

Обвязка устьевой арматуры нагнетательной скважины оборудуется необходимыми контрольно-измерительными приборами для замера расхода и давления закачиваемой воды в скважину. Расход закачиваемой воды в нагнетательную скважину регулируется штуцером.

Устьевая арматура и трубопроводы обвязки проектируемых нагнетательных скважин выполнены в тепловой изоляции.

Для слива утечек с фонтанного оборудования при ремонте скважин предусмотрены сборные переносные поддоны, которыми укомплектованы бригады капитального ремонта скважин.

Устьевая арматура нагнетательных скважин не входит в поставку оборудования для обустройства куста скважин и в комплект проектной документации.

1.5.4 Площадка для обслуживания скважин и установки лубризатора

Для обслуживания фонтанной арматуры скважин в процессе эксплуатации, при ремонтно-профилактических работах, а также при проведении гидродинамических-геофизических исследований в скважинах, проектной документацией предусмотрена площадка обслуживания с перильным ограждением и лестницей, из расчета одна площадка на куст скважин. Конструкция площадки приведена в строительной части проектной документации. Площадки обслуживания скважин предусмотрены из расчета 1 на 3 добывающие скважины.

1.5.5 Установка измерительная

Для замера продукции скважин проектной документацией принята ИУ с максимальным массовым расходом жидкости по каждой измеряемой скважине 400 т/сут.

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

							08-2289.2/20C0684-ИОС7.1.ТЧ	Лист
								12
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			

Установка осуществляет поочередное автоматическое измерение массы жидкости, сырой нефти в составе нефтегазоводяной смеси добывающей скважины, в соответствии со всеми требованиями ПНСТ 360-2019.

Переключение на замер каждой скважины осуществляется автоматически по заданной программе или с диспетчерского пульта диспетчера промысла, с помощью многоходового переключающего устройства (ПСМ) с гидроприводом.

УИ включает в себя блок технологический и блок аппаратный.

Блок технологический предназначен для размещения, укрытия и обеспечения нормальных условий работы технологического оборудования и средств измерения установки.

Элементы системы жизнеобеспечения блока: укрытие (блок-бокс), обогрев, освещение, вентиляция и пожаро - газосигнализация создают условия для безопасной работы обслуживающего персонала.

Сбор дренажных стоков с ИУ предусматривается в ЕД. Технические характеристики ИУ приведены в таблице 7. Срок эксплуатации УИ не менее 10 лет.

Количество ИУ указано в таблице 6.

Таблица 7 - Технические характеристики ИУ и БА

Наименование		Ед. изм.	Параметры		
Измерительная установка					
Количество подключаемых скважин		шт.	8	10	12
Диапазон значений дебита, подключаемых скважин		т/сут	1-400		
Рабочее давление, не более		МПа (кгс/см ²)	4,0 (40)		
Диапазон значений массовой доли пластовой воды в жидкости			от 0 до 0,95		
Пределы допускаемой относительной погрешности установки, при:					
– измерении среднесуточного массового расхода жидкости		%	± 2,5		
– определении среднесуточного массового расхода нефти		%	± 6,0		
Контроль загазованности технологического блока			газоанализатор ДГС Эрис-210		
Исполнение электрооборудования:					
– технологического блок-бокса			Взрывозащищенное, соответствующее классу взрывоопасной зоны В-1А (ПУЭ)		
– аппаратного блок-бокса			обыкновенное		
Параметры питания электрических цепей:					
– род тока			переменный		
– напряжение		В	380/220		

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

		Наименование	Ед. изм.	Параметры			
		– допустимое отклонение от номинального напряжения	%	от минус 15 до плюс 10			
		– частота	Гц	50 ± 1			
		– потребляемая мощность, не более	кВт	15			
		Температура окружающего воздуха при относительной влажности до 100% при климатическом варианте исполнения установки ХЛ1	°С	от минус 60 до плюс 40			
		Группа взрывоопасной смеси газов и паров с воздухом по ГОСТ 31610.20-2020		ТЗ			
		Категория взрывоопасной смеси газов и паров с воздухом по ГОСТ 30852.11-2002		ПА			
		Категория помещения и здания по взрывопожарной и пожарной опасности по Федеральному закону от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ, СП 12.13130.2009, НПБ 105-03		А			
		Степень огнестойкости и класс конструктивной пожарной опасности по ФЗ от 22.07.2008 № 123-ФЗ		III.C0			
		Климатическое исполнение		ХЛ1			
		Габаритные размеры (не более):					
		а) длина	м	5,5			
		б) ширина	м	3,0			
		в) высота	м	3,1			
		Масса технологического блока (не более)	т	6,8	7,6	9,0	
Блок аппаратурный							
		Категория помещения и здания по взрывопожарной и пожарной опасности по Федеральному закону от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ, СП 12.13130.2009, НПБ 105-03		Д			
		Степень огнестойкости и класс конструктивной пожарной опасности по ФЗ от 22.07.2008 № 123-ФЗ		IV.C0			
		Климатическое исполнение		ХЛ1			
		Габаритные размеры (не более):					
		а) длина	м	3,0			
		б) ширина	м	2,0			
		в) высота	м	3,1			
		Масса блока аппаратурного (не более)	т	1,3			
		<p>1.5.6 Емкость дренажная $V=8,0 \text{ м}^3$</p> <p>На проектируемых объектах запроектированы ЕД для сбора дренажных стоков (периодические, при ремонтных работах) от блока ИУ. Объем ЕД – $8,0 \text{ м}^3$.</p> <p>Подземная ЕД заводского изготовления, оборудована уровнемером и алюминиевым замерным люком ЛЗ-150. Измерение уровня в ЕД производится уровнемером с выводом сигнала в блок местной автоматики. Для сигнализации достижения предельного максимального уровня применяется сигнализатор уровня РИЗУР-900.</p>					
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			08-2289.2/20C0684-ИОС7.1.ТЧ				14
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.

Сертификация соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» от 18.10.2011 № 010/2011.

Расчетный срок службы арматуры составляет не менее 30 лет.

Трубопроводную арматуру рекомендуется поставлять комплектной, проверенной, испытанной, обеспечивающей расконсервацию без разборки. Результаты заводских испытаний отражены в паспорте на арматуру.

Перед монтажом арматуру рекомендуется подвергнуть входному контролю:

- на наличие эксплуатационных документов: ПС (паспорт), РЭ (руководство по эксплуатации), эксплуатационная документация на комплектующие детали;
- состояние внутренних полостей и поверхностей, на отсутствие загрязнений посторонними предметами;
- отсутствие консервационной смазки, при наличии удалить.

Контроль и объем испытаний арматуры перед монтажом и использованием по назначению проводят в соответствии с РЭ:

- на прочность и плотность материала основных деталей и сварных соединений, работающих под давлением;
- на герметичность относительно внешней среды;
- на герметичность затвора, давление испытания;
- на функционирование (работоспособность).

Испытание задвижек проводить:

- на прочность материалов корпусных деталей и сварных швов пробным давлением, которое равно 1,25 P_{расч}. Время выдержки при установившемся давлении - до DN 50 (включительно) – 15 с, свыше DN 65 до DN 150 (включительно) – 60 с;

- на плотность материала корпусных деталей и сварных швов, герметичность относительно внешней среды и уплотнений подвижных и неподвижных соединений - давлением номинальным (PN). Время выдержки при установившемся давлении - до DN 50 (включительно) – 15 с, свыше DN 65 до DN 150 (включительно) – 60 с. Пропуск испытательной среды через металл деталей, прокладочного соединения, сальникового уплотнения не допускается.

- на герметичность затвора - давлением 1,1 P_{раб} при минимальной продолжительности испытания (30 с) не должно быть видимых протечек испытательной среды. Время выдержки при установившемся давлении - до DN 50 (включительно) – 60 с, свыше DN 65 до DN 150 (включительно) – 2 мин.

Проверку функционирования арматуры проводят при испытательном давлении, равном рабочему давлению среды, в статике наработкой не менее трех циклов "открыто-закрыто".

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

							08-2289.2/20C0684-ИОС7.1.ТЧ	Лист
								16
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			

Арматуру открывают (закрывают) полностью штатным органом управления усилием или крутящим моментом, указанным в конструкторской документации (ТУ). Число циклов - в соответствии с конструкторской документации (ТУ).

Перед сдачей задвижек, установленных на трубопроводе, в эксплуатацию проверить состояние крепежных соединений, работоспособность задвижек без давления рабочей среды, затем при рабочем давлении в трубопроводе, все задвижки должны быть полностью открыты, проверить герметичность прокладочных соединений, сальникового уплотнения. Допускается многократная опрессовка задвижки водой давлением 1,25 Р раб.

Монтаж арматуры проводится с учетом требований безопасности в соответствии с РЭ.

В соответствии с п.14.3.20.1 ГОСТ 32569-2013, запорная арматура подлежит отбраковке в случае, если толщина стенки корпуса оказалось меньше величины, указанной в таблице 8.

Таблица 8 – Отбраковочная толщина запорной арматуры

Наружный диаметр, DN	80	100
Наименьшая допустимая толщина стенки, мм	4,0	5,0

Потребное количество арматуры для проектируемых объектов приведено в таблице 9.

Таблица 9 – Потребное количество арматуры для проектируемых объектов

Наименование	Ед.изм.	Количество	
		Куст скважин №501	Куст скважин №502
Задвижки запорные с электроприводом			
DN100 PN4,0 МПа с КОФ ХЛ1	шт.	1	1
Задвижки запорные с ручным управлением			
DN100 PN4,0 МПа с КОФ ХЛ1	шт.	2	2
DN15 PN25,0 МПа с КОФ ХЛ1	шт.	10	12
DN80 PN25,0 МПа с КОФ ХЛ1	шт.	8	10
DN100 PN25,0 МПа с КОФ ХЛ1	шт.	2	2
DN50 PN1,6 МПа с КОФ ХЛ1	шт.	2	2
DN80 PN1,6 МПа с КОФ ХЛ1	шт.	2	2
Клапан обратный			
DN100 PN25,0 МПа с КОФ ХЛ1	шт.	2	2

1.5.8 Внутриплощадочные технологические трубопроводы

Надежная работа трубопроводных систем, как показывает практика, в основном определяется степенью их защищенности от наружной и внутренней коррозии. Большое значение имеет также эффективное поддержание первоначальной надежности трубопровода в течение всего периода эксплуатации, что определяется высокими организационными технологическими уровнями проектирования, строительства и обслуживания трубопроводов, постоянным контролем, своевременным проведением профилактических и ремонтных работ.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			08-2289.2/20C0684-ИОС7.1.ТЧ						17
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	

Таблица 10 – Категория технологических трубопроводов

Наименование трубопровода	Расчетные параметры		Категория и группа труб-да	Давление испытания ($P_{исп.}$), МПа		
				Прочность и плотность		Герметичность (пневм.)
	P, МПа	T, °C		гидр.	пневм.	
Нефтегазосборный трубопровод (Н1)	4,0	плюс 5...60	I; А(б)	-	5,72	4,0
Выкидной трубопровод (Н19) (трубопроводы отработки нагнетательной скважины на нефть) (Н62)	4,0	плюс 5...60	I; А(б)	-	5,72	4,0
Трубопровод дренажа с оборудования (Д1)	0,1	плюс 5...60	II; А(б)	-	0,2	0,1
Высоконапорный водовод (ВВ4)	21,0	плюс 5...40	I; В	30,03	-	-
Высоконапорный водовод (ВВ5)	21,0	плюс 5...40	I; В	30,03	-	-
Трубопровод воздушного патрубка (Ш1)	0,1	плюс 5...40	II; Б(а)	-	0,2	0,1

Предназначение применяемых трубопроводов приведено в таблице 11. Потребное количество и характеристика принятых труб приведены в таблице 12.

Таблица 11 - Предназначение трубопроводов

Обозначение		Предназначение	Диаметр и толщина стенки, мм
Нефтегазосборный трубопровод	Н1	Подключение установки измерительной к нефтегазосборным сетям в пределах площадки куста скважин	114x5
Выкидные трубопроводы	Н19	Подключение добывающих скважин на кустовой площадке к ИУ	89x6
Трубопроводы отработки нагнетательных скважин на нефть	Н62		
Высоконапорные водоводы	ВВ4	Высоконапорный водовод от общего коллектора до нагнетательных скважин	89x9
	ВВ5	Высоконапорный водовод (коллектор), расположенный вдоль фронта скважин	114x12
Трубопровод дренажа	Д1	Для периодического (на время ремонта) сбора дренажных стоков от ИУ в ЕД	89x6
Трубопровод дыхательной линии	Ш1	Для отвода выделившегося газа в атмосферу	57x5

Для строительства технологических трубопроводов приняты трубы:

1. Стальные электросварные прямошовные в северном исполнении из стали 09ГСФ класс прочности К52, КСУ не менее $34,8 \text{ Дж/см}^2$ при $T=-60 \text{ }^\circ\text{C}$, временное сопротивление разрыву 510 Н/мм^2 , предел текучести не менее 350 Н/мм^2 . Ударная вязкость основного металла труб на образцах Шарпи (КСУ) при температуре минус $20 \text{ }^\circ\text{C}$ и на образцах Менаже (КСУ) при температуре минус $60 \text{ }^\circ\text{C}$ не менее $34,8 \text{ Дж/см}^2$ ($3,5 \text{ кгс}\cdot\text{м/см}$). Трубы приняты с заводским двухслойным внутренним противокоррозионным покрытием на основе эпоксидной порошковой краски с температурой длительной эксплуатации плюс $80 \text{ }^\circ\text{C}$:

– нефтегазосборный трубопровод от УИ до узла задвижек - (Н1).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	08-2289.2/20С0684-ИОС7.1.ТЧ						Лист					
																				19

2. Стальные бесшовные изготовленные из стали 20 гр. В, КСУ не менее 34,8 Дж/см² при T=-60 °С, временное сопротивление разрыву не менее 490,0 Н/мм², предел текучести не менее 245 Н/мм². Трубы приняты с заводским внутренним двухслойным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов с температурой эксплуатации не менее +80 °С.:

- высоконапорные водоводы от водозаборных скважин (общий коллектор) - (ВВ4).

3. Стальные бесшовные изготовленные из стали 20 гр. В, КСУ не менее 34,8 Дж/см² при T=-60°С, временное сопротивление разрыву не менее 490,0 Н/мм², предел текучести не менее 245 Н/мм²:

- высоконапорные водоводы от общего коллектора до устья нагнетательных скважин - (ВВ5);

- выкидные трубопроводы (трубопроводы отработки нагнетательной скважины на нефть) - (Н19, Н62).

5. Стальные электросварные прямошовные из стали 20 гр. В, КСУ не менее 34,8 Дж/см² при T=-60°С, временное сопротивление разрыву не менее 412,0 Н/мм², предел текучести не менее 245 Н/мм²:

- дренажные трубопроводы – (Д1);
- трубопровод воздушного патрубка – (Ш1).

Возможно применение других марок сталей, не уступающих данной по механическим и коррозионным свойствам.

Для футляров защитных приняты трубы стальные электросварные прямошовные по ГОСТ 10704-91/ГОСТ 10705-80 из стали 09Г2С или 20 группы Д, с толщиной стенки не менее DN/70, но не менее 10 мм.

Соединительные детали для нефтегазосборного трубопровода (Н1) и высоконапорного водовода (ВВ4) предусмотрены с характеристиками, аналогичными основной трубе, с заводским двухслойным внутренним противокоррозионным покрытием как у трубопровода.

Соединительные детали для выкидных трубопроводов (Н19), высоконапорного водовода (ВВ5), дренажа (Д1) и дыхательной линии (Ш1) предусмотрены с характеристиками, аналогичными основной трубе без внутренней изоляции.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			08-2289.2/20C0684-ИОС7.1.ТЧ						20
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата	

Таблица 12 - Потребное количество труб для кустов скважин

Наименование трубопровода	Диаметр и толщина стенки, мм	Куст № 501	Куст № 502
Выкидные трубопроводы (трубопроводы отработки нагнетательной скважины на нефть), сталь 20 гр.В	89x6	944	769
Нефтегазосборные трубопроводы от УИ до узла задвижек по, сталь 09ГСФ	114x5	140	140
Дренажные трубопроводы, сталь 20 гр.В	89x6	54	54
Высоконапорные водоводы от водозаборных скважин (общий коллектор), сталь 20 гр.В	114x12	186	199
Высоконапорные водоводы от общего коллектора до устья нагнетательных скважин, сталь 20 гр.В	89x9	92	120
Трубопровод воздушного патрубка, сталь 20 гр.В	57x5	6	6
Труба для футляров, сталь 20 гр.В	426x10	44	44

1.5.9 Расчет трубопроводов на прочность

Расчет толщины стенки технологических трубопроводов выполнен по ГОСТ 32388-2013.

Расчетная толщина стенки трубопровода S_R , мм, определяется по формуле

$$S_R = \frac{|p| \cdot D_a}{2 \cdot \varphi_y \cdot [\sigma] + |p|} \quad (1)$$

где $|p|$ - допустимое рабочее избыточное внутреннее или наружное давление, МПа;

D_a - наружный диаметр трубы или детали трубопровода, мм;

φ_y - коэффициент прочности продольного сварного шва при растяжении (см. п. 5.4.1 ГОСТ 32388-2013);

$[\sigma]$ - номинальное допускаемое напряжение, МПа;

$\varphi_y = 1$ для бесшовных труб и деталей.

Номинальное допускаемое напряжение $[\sigma]$, МПа, определяют по формуле

$$[\sigma] = \min \left(\frac{\sigma_{B/t}}{2,4}; \frac{\sigma_{p/t} \text{ или } \sigma_{0,2/t}}{1,5} \right), \quad (2)$$

где $\sigma_{B/t}$ - минимальное значение временного сопротивления (предела прочности) при растяжении при расчетной температуре, МПа;

$\sigma_{p/t}$ - минимальное значение предела текучести при расчетной температуре, МПа;

$\sigma_{0,2/t}$ - минимальное значение условного предела текучести (напряжение, при котором остаточное удлинение составляет 0,2 %) при расчетной температуре, МПа.

При расчете толщины стенки трубопроводов учтена прибавка на компенсацию коррозионного износа, исходя из необходимого расчетного срока службы трубопроводов и скорости коррозии.

Результаты расчета толщины стенки технологических трубопроводов представлены в табл. 14.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			08-2289.2/20C0684-ИОС7.1.ТЧ						21
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата	

Номинальная толщина стенки S , мм, определяется с учетом прибавки C по формуле

$$S \geq S_R + C, \quad (3)$$

но не менее минимальной толщины стенки при эксплуатации с учетом прибавки на коррозию, вычисляемой по формуле

$$S \geq S_{min} + C_2, \quad (4)$$

где S_R – расчетная толщина стенки трубопровода, мм;

C - суммарная прибавка к толщине стенки, мм;

S_{min} – минимальная толщина стенки при эксплуатации, мм.

Суммарная прибавка к толщине стенки C , мм, вычисляется по формуле

$$C = C_1 + C_2, \quad (5)$$

где C_1 – сумма прибавок для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки и максимального утонения при технологических операциях, мм;

C_2 – прибавка для компенсации коррозии и эрозии, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам с учетом расчетного срока эксплуатации, мм.

Сумма прибавок для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки и максимального утонения при технологических операциях C_1 , мм, определяется по формуле

$$C_1 = C_{11} + C_{12}, \quad (6)$$

где C_{11} – прибавка для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки, мм;

C_{12} – прибавка для компенсации максимального утонения при технологических операциях, мм.

Минимальная толщина стенки труб и деталей при эксплуатации принята согласно п. 5.5.2 ГОСТ 32318-2013 и приведена в таблице 13.

Таблица 13 – Минимальная толщина S_{min} стенки труб и деталей при эксплуатации

Показатель	D_a , мм						
	≤ 25	≤ 57	≤ 114	≤ 219	≤ 325	≤ 377	> 426
Наименьшая отбраковочная толщина, мм	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0

Отбраковочная толщина стенки $[S]$, мм, технологического трубопровода согласно п. 5.5.3 ГОСТ 32388-2013 определяется по формуле

$$[S] = \max(S_R + C_1; S_{min}), \quad (7)$$

где C_1 – сумма прибавок для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки и максимального утонения при технологических операциях, мм;

S_{min} – минимальная толщина стенки при эксплуатации, мм;

Взам. инв. №							Лист
Подп. и дата							Лист
Инв. № подл.							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	08-2289.2/20C0684-ИОС7.1.ТЧ	
							22

S_R – расчетная толщина стенки трубопровода, мм.

Результаты расчета отбраковочной толщины стенки технологических трубопроводов представлены в табл. 14.

Расчет назначенного ресурса технологических трубопроводов в проектной документации для проектируемых объектов выполнен с учетом:

- принятой отбраковочной толщины стенки трубы, при которой труба должна быть изъята из эксплуатации;
- согласно исследований по определению скорости коррозии, предоставленных ТПП "Повхнфтегаз", скорость образцов свидетелей в средах: сеноманская вода - 0,25 мм/ год, нефтегазоводяная эмульсия - 0,1 мм/год.;
- применения наружного и внутреннего покрытия (гарантированный срок службы внутреннего заводского покрытия – 10 лет).

Расчет назначенного ресурса технологических трубопроводов T_r , лет, произведен согласно приложению Д ГОСТ 32388-2013 по формуле

$$T_r = (S - C_1 - S_R)/V_c, \quad (8)$$

где S – принятая номинальная толщина стенки трубопровода, мм;

C_1 – сумма прибавок для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки и максимального утонения при технологических операциях, мм;

S_R – расчетная толщина стенки трубопровода, мм;

V_c – скорость коррозии трубной стали, мм.

В расчете учтен п. Д.10 ГОСТ 32388-2013. Если расчетная толщина стенки элемента окажется меньше ее отбраковочного размера, то назначенный ресурс подсчитывается также по формуле (8), в которой расчетная толщина стенки заменена на отбраковочную, а затем выбирают наименьшее значение.

Расчетные значения назначенного ресурса технологических трубопроводов представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчета толщины стенки и назначенного ресурса технологических трубопроводов

Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Значение					
			Ш1	Д1	Н19, Н62	Н1	ВВ5	ВВ4
Назначение трубопровода	-	-	Ш1	Д1	Н19, Н62	Н1	ВВ5	ВВ4
Наружный диаметр трубопровода	D_a	мм	57	89	89	114	89	114
Расчетное давление в трубопроводе	P	МПа	0,1	0,1	4,0	4,0	21,0	21,0
Материал трубопровода	-	-	20 гр.В		20 гр.В	09ГСФ	20 гр.В	

Взам. инв. №							Лист
Подп. и дата							23
Инв. № подл.							08-2289.2/20C0684-ИОС7.1.ТЧ
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Значение					
			Ш1	Д1	Н19, Н62	Н1	ВВ5	ВВ4
Назначение трубопровода	-	-	Ш1	Д1	Н19, Н62	Н1	ВВ5	ВВ4
Наружный диаметр трубопровода	D_a	мм	57	89	89	114	89	114
Минимальное значение временного сопротивления (предела прочности) при растяжении при расчетной температуре	$\sigma_{B/t}$	МПа	412		490	510		490
Минимальное значение предела текучести при расчетной температуре	$\sigma_{p/t}$	МПа	245		245	372		245
Допускаемые напряжения	$[\sigma]$	МПа	163,3		163,3	212,5		163,3
Сумма прибавок для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки и максимального утонения при технологических операциях	c_1	мм	0,6	0,72	0,72	0,6	1,08	1,44
Прибавка для компенсации коррозии и эрозии	c_2	мм	2	2	2	2	2	2
Суммарная прибавка к толщине стенки	c	мм	2,6	2,72	2,72	2,6	3,08	3,44
Скорость коррозии	V_c	мм/год	0,1	0,1	0,1	0,1	0,25	0,25
Расчетная толщина стенки трубопровода	S_R	мм	0,02	0,03	1,08	1,06	5,38	6,89
Расчетная номинальная толщина стенки трубопровода	s	мм	3	3	4	4	9	11
Принятая номинальная толщина стенки трубопровода	s	мм	5	6	6	5	9	12
Допускаемое давление для труб	$[p]$	МПа	2,31	1,03	4,77	5,28	23,28	36,7
Отбраковочная толщина стенки	$[s]$	мм	1,5	2,5	2,5	2,5	6,5	8,3
Расчетное значение назначенного ресурса трубопровода	T_r	лет	43	52	42	33	10	24
Назначенный срок эксплуатации		лет	20	20	20	20	10	20

Потребное количество труб для проектируемых объектов приведено в таблице 12.

1.5.10 Подготовка и производство монтажных работ

Проектирование внутриплощадочных трубопроводов, строительно-монтажные работы в пределах площадки куста скважин производятся в соответствии с требованиями раздела 11 «Требования к монтажу трубопроводов» ГОСТ 32569-2013, планом производства работ (ППР) и проектом. Не допускается отступление от проекта и ППР без проведения согласования в установленном порядке.

В соответствии с п. 11.1.3 ГОСТ 32569-2013 при монтаже трубопроводов следует осуществлять входной контроль качества материалов, деталей трубопроводов и арматуры на соответствие их сертификатам, стандартам, ТУ и другой технической документации, а также операционный контроль качества выполненных работ. Результаты входного контроля оформляют актом с приложением всех документов, подтверждающих качество изделий.

Ивв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	08-2289.2/20C0684-ИОС7.1.ТЧ						Лист
									24
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

В соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 изделия и материалы, поставляемые предприятиями – поставщиками укомплектованы сертификатами, паспортами и промаркированы. В случае отсутствия сертификатов и паспортов или необходимых данных в них, а также при несоответствии ярлыков (бирок) на упаковках данным сертификатов, проводятся необходимые испытания.

Согласно СНиП 3.05.05-84, раздел 2 п. 2.7 «При передаче оборудования в монтаж производится его осмотр, проверка комплектности и соответствия сопроводительной документации требованиям рабочих чертежей, стандартов, технических условий и других документов, определяющих монтажно-технологические требования, проверка наличия и срока действия гарантии предприятий-изготовителей».

Согласно п.11.1.5 ГОСТ 32569-2013 оборудование и изделия, на которые истек гарантийный срок, указанный в технических условиях, а при отсутствии таких указаний - по истечении года, могут быть приняты в монтаж только после проведения ревизии, исправления дефектов, испытаний, а также других работ, предусмотренных эксплуатационной документацией.

Прокладка трубопроводов на проектируемом объекте:

- выкидные трубопроводы и нефтегазосборные трубопроводы проложены подземно на глубине не менее 0,8 м до верха трубы с расстоянием в свету между параллельными трубопроводами 400-500 мм;
- прокладку высоконапорного водовода произвести подземно на глубину 1,8 м до верха трубы, с расстоянием в свету между параллельными трубопроводами 500 мм.
- выпуски из блока ИУ, обвязка ЕД запроектирована надземно;
- дренажные трубопроводы прокладываются подземно на глубине не менее 0,8 м до верха трубы и с уклоном не менее 0,002 в сторону ЕД.

При пересечении подземных трубопроводов в свету не менее 350 мм, согласно п.9.1.4 СП 36.13330.2012.

Движение техники на кустовой площадке осуществляется согласно схеме движения транспортных средств по круговому проезду. Возникновение дополнительных нагрузок на подземные трубопроводы в районе устьев скважин исключено, ввиду отсутствия движения техники. Подъезд к устью скважин осуществляется только при необходимости ремонта скважин, с предварительной подготовкой площадки для установки агрегата для подземного ремонта скважин. Сохранение прочности трубопроводов, с учетом всех действующих нагрузок, осуществляется путем укладки плит ПДН на место установки агрегата КРС/ПРС. После завершения работ плиты ПДН должны быть демонтированы.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№докум.	Подп.	Дата

08-2289.2/20С0684-ИОС7.1.ТЧ

Лист

25

Подземная прокладка трубопроводов принята с учетом условия безопасности и удобства технического обслуживания оборудования и сооружений, возможности проведения работ по подземному ремонту скважин.

При надземной и подземной прокладке технологических трубопроводов проектной документацией учтены требования по методам ревизии данных трубопроводов в соответствии с ГОСТ 32569-2013 подраздела 14.3 «Ревизия трубопроводов».

В местах пересечения с внутриплощадочными проездами на площадке куста, трубопроводы (нефтегазосборный трубопровод, дренажный трубопровод) проложены в защитных металлических трубах (футлярах), с последующей герметизацией концов футляра манжетой, изготовленной из высококачественной масло-бензостойкой резины. Для защиты герметизирующих манжет предусмотрена установка укрытия герметизирующих манжет из стеклопластика. Концы футляра отстоят от обочины дороги не менее чем на 2 м в каждую сторону, расстояние от верхней образующей защитной трубы до полотна дороги - не менее 0,6 м согласно п. 6.12 (а) СП 18.13330.2019. Для предотвращения касания трубопровода с футляром применяются специальные диэлектрические опорно-центрирующие устройства, которые не имеют металлических деталей, контактирующих с трубопроводом, что исключает возможность образования очага коррозии и повреждения изоляции трубопровода.

Конструкция защитного футляра приведена на рисунке 1.

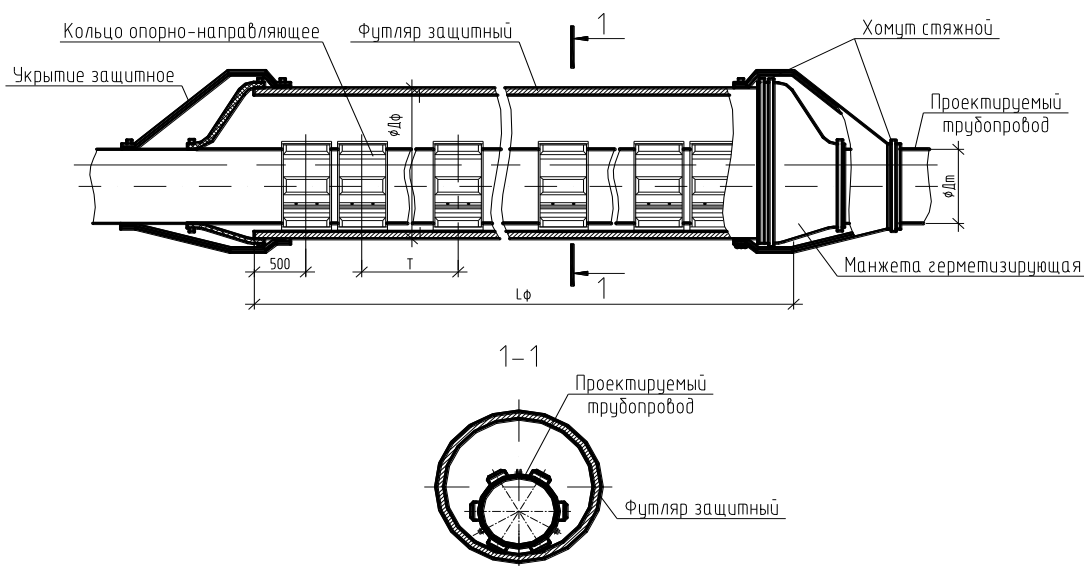


Рисунок 1 - Конструкция защитного футляра

1.5.11 Контроль качества сварных соединений трубопроводов

При сварке и контроле сварных стыков труб следует руководствоваться требованиями ГОСТ 32569-2013, ПБ 03-273-99, РД 03-614-03, РД 03-615-03.

Требования к применению сварочных материалов, флюсов, технология сварки при производстве сварочных работ представлены в томе 6 «Проект организации строительства».

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

При сварке трубопроводов следует применять сварочные материалы, соответствующие действующим ГОСТ и техническим условиям, прошедшие контроль качества перед их применением.

На сварочные материалы должен иметься сертификат качества завода-изготовителя, в котором указываются марка, химический состав и механические свойства наплавленного металла.

Перед использованием сварочные материалы необходимо прокалывать в электрических печах по заданному режиму, хранить в сушильных шкафах или герметичной таре.

Прокаленные сварочные материалы на рабочие места следует подавать в количестве, необходимом для работы в течение 4 ч, в плотно закрытой таре: электроды - в специальных термопеналах, порошковую проволоку и флюс – в закрытых металлических бочках или упаковке из водонепроницаемого материала.

Для сварки кольцевых стыков промысловых трубопроводов следует применять следующие виды сварочных материалов:

- электроды с целлюлозным видом покрытия (Ц) для ручной дуговой сварки неповоротных стыков или с основным видом покрытия (Б) для ручной дуговой сварки поворотных и неповоротных стыков;
- флюс и сварочную проволоку для автоматической сварки под флюсом поворотных стыков труб;
- самозащитную порошковую проволоку для автоматической и механизированной сварки неповоротных стыков труб с принудительным формированием шва;
- защитный газ и сварочную проволоку для автоматической и полуавтоматической сварки в защитных газах.

Проектной документацией предусмотрен контроль сварных стыков всех трубопроводов физическим методом согласно требованиям подраздела 12.3 «Контроль качества сварных соединений» ГОСТ 32569-2013. Согласно требованиям контроль качества сварных соединений стальных трубопроводов включает:

- пооперационный контроль;
- внешний осмотр и измерения;
- ультразвуковой или радиографический контроль;
- капиллярный или магнитопорошковый контроль;
- определение содержания ферритной фазы;
- стилоскопирование;
- измерение твердости;
- механические испытания;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата

- гидравлические;
- пневматические (на герметичность) испытания.

Пооперационный контроль предусматривает проверку качества и соответствия труб и сварочных материалов требованиям стандартов и ТУ на изготовление и поставку, качества подготовки концов труб и деталей трубопроводов под сварку и качества сборки стыков, температуры предварительного подогрева, качества и технологии сварки, режимов термообработки сварных соединений.

Согласно п.12.3.3 подраздела 12.3 «Контроль качества сварных соединений» ГОСТ 32569-2013 внешнему осмотру и измерениям подлежат все сварные соединения после их очистки от шлака, окалины, брызг металла и загрязнений по обе стороны от шва. Число контролируемых сварных швов должно быть не ниже приведенных в таблице 12.3 ГОСТ 32569-2013 и составляет:

- для трубопроводов I категории – 20 % от общего числа сваренных каждым сварщиком соединений;
- для трубопроводов II категории – 10 % от общего числа сваренных каждым сварщиком соединений;
- для трубопроводов с $P > 10,0$ МПа (высоконапорные водоводы) – 100 % от общего числа сваренных каждым сварщиком соединений (из них 75 % ультразвуковым методом и 25 % радиографическим).

Для надежной работы трубопроводов произвести 100 % контроль качества сварных соединений.

1.5.12 Испытания трубопроводов

При испытании трубопроводов следует руководствоваться требованиями ГОСТ 32569-2013 раздел 13 «Требования к испытанию и приемке смонтированных трубопроводов».

Все трубопроводы после окончания монтажных и сварочных работ, контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, а также после установки и окончательного закрепления всех опор, оформления документов, подтверждающих качество выполненных работ, подвергаются наружному осмотру, испытанию на прочность и плотность, и при необходимости – дополнительным испытаниям на герметичность с определением падения давления.

Так как обустройство куста скважин будет производиться в зимний период, согласно п.388 "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", гидравлический метод испытания заменен на пневматический для трубопроводов с PN не более 100.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			08-2289.2/20C0684-ИОС7.1.ТЧ						28
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№докум.	Подп.	Дата	

Пневматические испытания технологических трубопроводов контролируются методом акустической эмиссии. Контроль методом акустической эмиссии осуществляется по специальной инструкции, которая составляется строительной-монтажной организацией и согласовывается с заказчиком. Результаты АЭ контроля отражаются в отчетных документах - отчете, протоколе и заключении, которые составляются организацией-исполнителем, проводившей АЭ контроль.

Пневматическое испытание рекомендуется проводить в светлое время суток. При пневматическом испытании трубопроводов на прочность подъем давления следует производить плавно со скоростью равной 5% от $P_{исп}$ в минуту, но не более 0,2 МПа (2 кгс/см²) в минуту с периодическим осмотром трубопровода, при рабочем давлении выше 0,2 МПа (2 кгс/см²) - осмотр производится при давлении, равном 0,3 и 0,6 $P_{исп}$, и при рабочем давлении.

Испытания на прочность и плотность трубопроводов с номинальным давлением более PN100 предусматриваются гидравлическим способом.

Испытания производятся в соответствии с требованиями подраздела 13.2 «Гидравлические испытания на прочность и плотность» ГОСТ 32569-2013.

Гидравлическое испытание трубопроводов должно проводиться преимущественно в теплое время года при положительной температуре окружающего воздуха. Для гидравлических испытаний с давлением до 100 МПа должна применяться, как правило, вода с температурой не ниже плюс 5 °С и не выше плюс 40 °С или специальные смеси. По согласованию вместо воды может быть использована другая жидкость (некоррозийная, неядовитая, невзрывоопасная, маловязкая). Разность температур стенки трубопровода и окружающего воздуха во время испытаний не должна вызывать выпадения влаги на стенке трубопровода.

Если гидравлическое испытание проводят при температуре окружающего воздуха ниже 0 градусов, должны быть приняты меры против замерзания воды и обеспечено надежное опорожнение трубопровода.

После окончания гидравлического испытания трубопровод должен быть полностью опорожнен и продут до полного удаления воды или жидкости.

Величина пробного давления на прочность $P_{пр}$, МПа, определяется согласно п. 13.2.1 ГОСТ 32569-2013 и должна составлять (см. табл. 14)

$$P_{пр}=1,43 \cdot P, \quad (9)$$

где P – расчетное давление трубопровода МПа;

Давление в трубопроводе при испытании должно увеличиваться до значения около 50 % от установленного испытательного давления. Затем давление необходимо увеличивать поэтапно приблизительно по 10 % от заданного испытательного давления до его достижения. Трубопроводная система должна поддерживаться при этом испытательном давлении в течение не менее 30 мин. Затем давление необходимо уменьшить до расчетного давления, и все

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

поверхности элементов, сварных соединений и сами сварные соединения должны быть подвергнуты тщательному визуальному осмотру. Во время этого осмотра на трубопроводе должны отсутствовать следы пластической деформации.

Продолжительность испытания на прочность и плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

После окончания гидравлического испытания все воздушники на трубопроводе должны быть открыты, трубопровод должен быть полностью опорожнен через соответствующие дренажи и продут до полного удаления воды и жидкости.

Арматура должна подвергаться гидравлическому испытанию пробным давлением в соответствии с ГОСТ 356-80.

При заполнении трубопровода водой воздух должен быть удален полностью. Давление в испытываемом трубопроводе следует повышать плавно. Скорость подъема давления должна быть указана:

- для испытания трубопровода на заводе-изготовителе - в технической документации;
- для испытания трубопровода в процессе монтажа - в инструкции производителя работ.

При испытаниях не допускается обстукивание стальных трубопроводов.

Для гидравлических испытаний трубопроводов с номинальным давлением более 10 МПа проектной документацией предусмотрено использование технической воды, доставляемой передвижными средствами, из системы поддержания пластового давления от БКНС Повховского месторождения.

После промывки и проведения гидравлических испытаний техническая вода вывозится передвижными средствами на очистные сооружения ДНС Повховского месторождения для последующего применения в системе поддержания пластового давления.

Объём воды для гидроиспытаний:

- куста скважин № 501 составляет 1,6 м³;
- куста скважин № 502 составляет 1,7 м³.

После окончания испытаний на прочность и плотность все трубопроводы продуваются сжатым воздухом в соответствии с подразделом 13.4 «Промывка и продувка трубопровода» ГОСТ 32569-2013.

В соответствии с п.13.4.3 и 13.4.4 ГОСТ 32569-2013 продувка трубопроводов должна производиться под давлением, равным рабочему, но не более 4,0 МПа (40 кгс/см²). Продувка трубопроводов, работающих под избыточным давлением до 0,1 МПа (1 кгс/см²) или вакуумом, должна производиться под давлением не более 0,1 МПа (1 кгс/см²). Продолжительность продувки должна составлять не менее 10 мин.

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

						08-2289.2/20C0684-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							30
Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата		

Во время продувки трубопровода арматура, установленная на спускных линиях и тупиковых участках, должна быть полностью открыта, а после окончания промывки или продувки тщательно осмотрена и очищена.

Согласно подразделу 13.5 «Дополнительные испытания на герметичность» ГОСТ 32569-2013 после испытаний на прочность и плотность необходимо произвести дополнительные пневматические испытания трубопроводов группы А и Б на герметичность с определением падения давления во время испытания. Дополнительные испытания на герметичность производятся воздухом или инертным газом давлением равным рабочему.

Согласно п. 13.5.1 ГОСТ 32569-2013 и п. 400 руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» Приказ Ростехнадзора «Об утверждении Руководства по безопасности» от 27.12.2012 № 784, трубопроводы, находящиеся в обвязке технологического оборудования, следует испытывать совместно с этим оборудованием.

Продолжительность дополнительных испытаний должна составлять не менее 24 часов. Значения давлений при гидравлическом и пневматическом (на герметичность) испытаниях приведены в таблице 10.

1.5.13 Изоляция трубопроводов

Устья добывающих скважин запроектированы с электрообогревом в теплоизоляции. Остальные надземные участки трубопроводов и запорная арматура теплоизолируются согласно СП 61.13330.2012. Обвязка устьевого арматуры нагнетательных скважин, надземные участки трубопроводов подключаемых к УИ, а так же узлы запорной арматуры запроектированы в теплоизоляции.

Конструкция изоляции надземных трубопроводов и запорной арматуры:

- грунтовка ГФ-021 по ГОСТ 25129-2020 в один слой;
- краска БТ-177 по ГОСТ 5631-79* в два слоя;
- маты минераловатные прошивные $s=50$ мм по ГОСТ 21880-2011*;
- оцинкованный лист $s=0,5$ мм по ГОСТ 14918-2020.

При переходе от надземной прокладки к подземной теплоизоляция наносится на 0,5 м ниже поверхности земли.

Теплоизоляционные конструкции запорной арматуры и фланцевых соединений должны быть съемными в соответствии с требованием СП 61.13330.2012 п.5.20.

Теплоизоляционный слой крепится бандажами из оцинкованной ленты.

Покровный слой крепится с помощью оцинкованных саморезов.

Подземные участки теплоизоляции необходимо покрыть лентой «Полилен 40-ЛИ-63» в один слой для гидроизоляции или другой липкой лентой.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

08-2289.2/20С0684-ИОС7.1.ТЧ

Лист

31

Для защиты от почвенной коррозии наружной поверхности нефтегазосборного трубопровода (Н1), выкидных трубопроводов (Н19), трубопроводы отработки нагнетательной скважины на нефть (Н62), высоконапорных водоводов (ВВ4, ВВ5), дренажных трубопроводов (Д1), футляров применяется пленочная антикоррозионная изоляция усиленного типа (п.10.1.33 ГОСТ 32569-2013) по ГОСТ Р 51164-98 (конструкция № 15).

Конструкция пленочного изоляционного покрытия:

- грунтовка «Праймер–НК-50» в один слой (температура эксплуатации: от минус 60 до плюс 60⁰ С);
- полимерная лента «Полилен 40-ЛИ-63» в один слой (температура эксплуатации: от минус 60 до плюс 60⁰ С);
- наружная обертка "Полилен-ОБ 40-ОБ-63" в один слой (температура эксплуатации: от минус 60 до плюс 60⁰ С).

Работы по нанесению изоляционных покрытий выполняются в соответствии с требованиями ВСН 008-88.

При переходе от надземной прокладки трубопровода к подземной предусмотрено перекрытие защитных покрытий внахлест шириной не менее 0,5 м ниже поверхности земли.

Защита внутренней поверхности зоны сварного стыка на трубопроводах с заводским внутренним антикоррозионным покрытием приняты изолирующие втулки марки CPS (для высоконапорных водоводов с усиленной теплоизоляцией) или аналоги.

Наружное и внутреннее антикоррозионное покрытие емкости предусмотрено заводское. Наружная поверхность подземной емкостей покрывается антикоррозионной изоляцией усиленного типа согласно п.7.1 ГОСТ 9.602-2016.

1.5.14 Контроль за надежной и безопасной эксплуатацией технологических трубопроводов

Основным методом контроля за надежной и безопасной эксплуатацией технологических трубопроводов является периодическая ревизия, которая проводится в установленном порядке согласно требованиям подраздела 14.3 «Ревизия трубопроводов» раздела 14 «Требования к эксплуатации трубопроводов» ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

Результаты ревизии служат основанием для оценки состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации.

Продление сроков службы трубопроводов и его элементов проводится в установленном порядке.

Сроки проведения ревизии трубопроводов при давлении до 10,0 МПа необходимо определять согласно таблице К1 приложения К ГОСТ 32569-2013.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инов. № подл.	

Периодичность проведения ревизий трубопроводов при давлении до 10,0 МПа указаны в таблице 15.

Таблица 15 - Периодичность проведения ревизий трубопроводов при давлении до 10 МПа.

Категория, группа	Назначение трубопроводов	Периодичность проведения ревизий при скорости коррозии, мм/год		
		более 0,5	от 0,1 до 0,5	до 0,1
I, А(б)	выкидной трубопровод от скважины (Н19), нефтегазосборный трубопровод (Н1), трубопровод отработки нагнетательной скважины на нефть (Н62)	не реже одного раза в год	не реже одного раза в 2 года	не реже одного раза в 4 года
II, А(б)	трубопровод дренажа с оборудования (Д1)			
II, Б(а)	трубопровод дыхательной линии (Ш1)			

Согласно п. 14.3.4 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» для трубопроводов высокого давления, свыше 10,0 МПа, предусматриваются следующие виды ревизии: выборочная и полная. Сроки выборочной ревизии устанавливает администрация предприятия в зависимости от условий эксплуатации, но не реже одного раза в 4 года. Первую выборочную ревизию трубопроводов, транспортирующих неагрессивные или малоагрессивные среды, следует производить не позднее, чем через 2 года после ввода трубопровода в эксплуатацию.

Согласно п. 14.3.6 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» при проведении ревизии внимание следует уделять участкам, работающим в особо сложных условиях, где наиболее вероятен максимальный износ трубопровода вследствие коррозии, эрозии, вибрации и других причин. К таким относятся участки, где изменяется направление потока (колена, тройники, врезки, дренажные устройства, а также участки трубопроводов перед арматурой и после нее) и где возможно скопление влаги, веществ, вызывающих коррозию (тупиковые и временно неработающие участки).

После проведения ревизии составляются акты, к которым прикладываются все протоколы и заключения о проведенных проверках. Результаты ревизии заносятся в паспорт трубопровода. Акты и остальные документы прикладываются к паспорту.

После истечения проектного срока службы независимо от технического состояния трубопровод должен быть подвергнут комплексному обследованию (экспертизе промышленной безопасности) с целью установления возможности и сроков дальнейшей эксплуатации.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	08-2289.2/20С0684-ИОС7.1.ТЧ	Лист
										33

1.6 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов

На кусте скважин монтаж блоков следует производить только на принятые по акту фундаменты.

Блочно-комплектные устройства (БКУ) рекомендуется максимально монтировать «с колес» с помощью крана КС-35714.

Вес и габариты монтируемых конструкций должны соответствовать характеристике монтажного крана, возможна замена указанных кранов на другие со сходными монтажными характеристиками.

Во избежание сдавливания или разрушения боковых поверхностей блочных устройств, при монтаже БКУ применяют различные траверсы.

1.7 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого на подземных горных работах технологического оборудования и технических устройств (при необходимости) – для объектов производственного назначения.

Сертификация оборудования, эксплуатируемого на опасном производственном объекте (ОПО), проводится на соответствие требованиям технических регламентов Таможенного союза: ТР ТС 010/2011, ТР ТС 012/2011, ТР ТС 032/2013.

Декларация о соответствии или сертификат соответствия является единственным документом, подтверждающим соответствие оборудования требованиям технического регламента.

Подтверждение соответствия оборудования осуществляется по схемам в соответствии с Положением о порядке применения типовых схем оценки (подтверждения) соответствия в технических регламентах Таможенного союза, утвержденным Комиссией Таможенного союза.

Декларирование соответствия оборудования должно осуществляться по схеме 5д, которая используется для оборудования, применяемого на опасных производственных объектах. Сертификация оборудования должна осуществляться по эквивалентной схеме.

Оборудование, соответствующие требованиям безопасности технического регламента и прошедшие процедуру подтверждения соответствия, должны иметь маркировку единым знаком обращения продукции на рынке государств-членов Таможенного союза.

1.8 Перечень мероприятий по обеспечению промышленной безопасности, противопожарные мероприятия, охрана труда и техника безопасности

Охрана труда - система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно-гигиенические, лечебно – профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата

Для обеспечения безопасности работающих на кустовой площадке на период возможных аварий представлен перечень приборов и материалов:

- газоанализатор портативный — 2 шт.;
- радиотелефонная связь — 1 шт. на одного работающего;
- противогазы - 1 шт. на одного работающего (индивидуальный);
- ящик с рабочим инструментом – 1 шт.;
- вспомогательное оборудование (переносные сигнальные знаки, лопаты, грабли, ведра, веревки)
- средства индивидуальной защиты (очки защитные, спецодежда (по сезонам), спецобувь (по сезонам), предохранительный пояс, каска защитная, костюм прорезиненный (хим. защита), сапоги болотные, перчатки, фонарь взрывозащищенный);
- медицинские средства (носилки санитарные складные, аптечка, шины).

Оборудование, специальные приспособления, инструменты, материалы, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты, должны находиться в полной готовности на складах аварийного запаса предприятий или специализированных служб. Дислокация складов должна обеспечивать оперативную доставку необходимых средств на проектируемый объект.

Проектные решения, принятые в проектной документации, соответствуют государственным нормативным требованиям охраны труда действующих на территории РФ и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей и эксплуатации объекта.

Все технологическое оборудование выбрано в блочном исполнении в соответствии с заданными технологическими параметрами и по возможности размещено на открытых площадках, что уменьшает вероятность образования взрывоопасных смесей. Проектируемый объект и сооружения размещены на безопасном расстоянии от смежных предприятий и при аварии, или взрыве, или пожаре не могут для них представлять серьезной опасности.

Принятое проектной документацией технологическое оборудование поставляется в полной заводской готовности к эксплуатации и отвечает требованиям по пределу огнестойкости строительных конструкций, площади легкобрасываемых конструкций и т.д. Все эти требования обеспечивает завод – изготовитель.

Система сбора и транспорта нефти полностью герметизирована.

В целях повышения надежности при эксплуатации, проектной документацией предусмотрено испытание оборудования и трубопроводов на прочность и плотность после монтажа, покрытие их антикоррозионной изоляцией согласно требованиям руководства по безопасности от 27.12.2012 № 784 «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

В целях предотвращения разлива нефти проектируемый объект имеет обвалование.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

08-2289.2/20С0684-ИОС7.1.ТЧ

Технологическая схема и комплектация основного оборудования гарантируют непрерывность и безопасность производственного процесса за счет оснащения технологического оборудования системами автоматического регулирования, блокировки и сигнализации, что исключает необходимость постоянного пребывания обслуживающего персонала на объекте.

Проектной документацией для площадки куста скважины предусмотрена площадка для стоянки пожарной техники с учетом требований пожарной безопасности согласно п. 2.6 РД 08-435-02.

Пожарная безопасность обеспечивается степенью огнестойкости строительных конструкций, наличием инвентарных средств пожаротушения.

Предприятия (объекты) нефтяной промышленности обеспечены первичными средствами пожаротушения согласно ППБО-85 п. 12.1.

Администрация предприятия обязана обеспечить площадку установки первичными средствами пожаротушения и разработать план ликвидации аварий, пожаров и поведения персонала при аварийных ситуациях.

В случае возникновения пожара (аварии) следует немедленно вызвать пожарную команду (аварийную бригаду), одновременно приступив к ликвидации пожара (аварии) имеющимися в наличии силами и средствами.

Проектом предусматривается применение технологий и оборудования, обеспечивающих противопожарную, эксплуатационную и экологическую безопасность запроектированного объекта.

Технологическое оборудование принято в соответствии с заданными технологическими параметрами и оснащено необходимым объемом автоматического регулирования, блокировки и сигнализации, что исключает обязательное постоянное присутствие обслуживающего персонала на площадке.

При проектировании предусмотрены следующие мероприятия по безопасности объектов проектирования:

- для предотвращения пролива нефти кустовая площадка имеет обвалование;
- для предотвращения замораживания предусмотрена теплоизоляция и электрообогрев трубопроводов;
- для защиты от почвенной и атмосферной коррозии предусмотрена антикоррозионная защита трубопроводов;
- чтобы избежать загрязнения грунта в случае утечек из фланцевых соединений и оборудования во время ремонта предусматривается использование инвентарных поддонов и емкостей;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

08-2289.2/20C0684-ИОС7.1.ТЧ

- сбор дренажных стоков от ИУ осуществляется в ЕД с последующим вывозом с помощью передвижной техники;
- прокладка трубопроводов подземная;
- использование труб из материалов, соответствующих климатическим условиям района строительства;
- послемонтажное испытание трубопроводов и запорной арматуры;
- для предупреждения развития аварий проектом предусмотрена система сигнализации, обеспечивающая отключение электродвигателей ЭЦН при нестандартных ситуациях;
- для трубопроводов использованы трубы повышенной эксплуатационной надежности;
- площадка куста скважин оборудуется датчиком загазованности, с выводом сигналов в операторную;
- обеспечение требуемого уровня качества сварных соединений трубопроводов достигается проверкой сварных швов неразрушающими методами контроля;
- конструкция устья скважин и колонной головки обеспечивает контроль за возможными флюидопроявлениями за обсадными колоннами и возможность аварийного глушения скважин.

После монтажа в целях повышения безопасности при эксплуатации предусматривается испытание оборудования и трубопроводов на прочность и плотность с предварительной очисткой внутренней поверхности труб и дополнительное пневматическое:

- испытание на герметичность трубопроводов категории Аб, Ба, Бб;
- также осуществляется входной, операционный контроль изделий и материалов;
- ингибиторная защита нефтесборных трубопроводов;
- рекомендован 100 % контроль качества сварных швов;
- проведение ревизии в процессе эксплуатации;
- для исключения проявления статического электричества во взрывоопасной зоне предусмотрено контактное заземляющее устройство для заземления спецавтотранспорта (УЗА) (см. тома 5.1.1.1, 5.1.1.2 «Сети электрические»);
- технологическая схема и комплектация основного оборудования гарантируют непрерывность и безопасность производственного процесса за счет оснащения технологического оборудования системами автоматического регулирования, блокировки и сигнализации, что исключает необходимость постоянного пребывания обслуживающего персонала на объекте.
- организации, эксплуатирующие опасный производственный объект, обязаны обеспечивать проведение экспертизы промышленной безопасности, проводить диагностику, испытание, освидетельствование сооружений и технических устройств, организовывать и

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	08-2289.2/20С0684-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							38
Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности.

При эксплуатации трубопроводов необходимо производить контроль их технического состояния, техническое обслуживание и ремонт, выполняя при этом:

- наружный осмотр трубопроводов, узлов запорной арматуры;
- ревизию трубопроводов и арматуры;
- диагностику;
- периодические испытания.

По результатам контроля и технического обслуживания необходимо производить своевременную отбраковку труб и деталей трубопроводов.

Безопасность сооружений в процессе эксплуатации обеспечивается также посредством технического обслуживания, периодических осмотров, контрольных проверок и мониторинга состояния основания, строительных конструкций и систем инженерно-технического обеспечения, также посредством текущих ремонтов сооружения.

В случае возникновения пожара (аварии) следует немедленно вызвать пожарную команду (аварийную бригаду), одновременно приступив к ликвидации пожара (аварии) имеющимися в наличии силами и средствами.

Оборудование, специальные приспособления, инструменты, материалы, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты, должны находиться в полной готовности на складах аварийного запаса предприятий или специализированных служб. Дислокация складов должна обеспечивать оперативную доставку необходимых средств на кустовую площадку.

1.9 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе, для объектов производственного назначения

Весь производственный процесс на проектируемом объекте автоматизирован. Оснащение технологических объектов датчиками, измерительными преобразователями, исполнительными механизмами и другой аппаратурой предусматривается в объёме, позволяющем осуществить следующие основные функции АСУ ТП по контролю и управлению этими объектами:

- работу технологического объекта в условиях нормальной эксплуатации в автоматическом режиме с заданными параметрами технологического процесса без постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- формирование и передачу информации на верхний уровень управления;
- телеуправление с уровня диспетчерского пункта (центральной операторной) отдельными объектами и агрегатами;
- сигнализацию об отклонениях основных технологических параметров от заданных значений;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата

08-2289.2/20C0684-ИОС7.1.ТЧ

Лист

39

– автоматизированный контроль функционирующих объектов и оборудования, анализ режимов работы, оценку работы и состояния технологического оборудования, оперативное обнаружение и локализацию неисправностей и аварийных ситуаций, реализацию поступающих команд управления;

– сбор, обработку и представление информации специалистам о параметрах технологического процесса и состояния оборудования в реальном масштабе времени.

Более подробная информация приведена в томе 5.7.3.

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

На проектируемом объекте основными взрыво- и пожароопасными, вредными и токсичными веществами, находящимися в производстве, является нефть, попутный нефтяной газ.

Результаты расчетов о количестве составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в окружающую среду приведены в томе 8.1.1.

В период эксплуатации проектируемых объектов выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух крайне малы, расчет рассеивания проводить не целесообразно. В связи с этим, превышение ПДКр.з. отсутствует (см. том 8).

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

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

- система сбора и транспорта нефти полностью герметизирована;
- технологическое оборудование выбрано в соответствии с заданными технологическими параметрами и оснащено необходимым объемом автоматического регулирования, блокировки и сигнализации;
- арматура принята с учетом условий эксплуатации, рабочих параметров, физико-химических свойств транспортируемой среды, класс герметичности затвора – А;
- отключение насосов (ЭЦН), при нестандартных ситуациях;
- обвалование по всему периметру площадки для локализации аварийных проливов.

Более подробная информация приведена в томе 8.

1.12 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов

Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, приведены в томе 8.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			08-2289.2/20C0684-ИОС7.1.ТЧ						40
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата	

1.13 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям

Проектируемые объекты в соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» относятся к опасным производственным объектам и подлежат регистрации в государственном реестре в порядке, устанавливаемом Правительством РФ.

Сведения о регистрации в государственном реестре опасных производственных объектов (ОПО), в состав которых входят обустраиваемые кусты скважин:

- регистрационный номер А58-30016-1263;
- наименование «Фонд скважин Повховского месторождения ТПП «Повхнефтегаз»»;
- класс опасности – III;
- год регистрации ДПБ –11.11.202.

Сертификация оборудования, эксплуатируемого на ОПО, проводится на соответствие требованиям ТР ТС 010/2011.

Безопасность работы технических устройств, оборудования, зданий и сооружений при эксплуатации проектируемых объектов обеспечивается путем соблюдения требований технических регламентов утвержденных Федеральным законодательством РФ, постановлениями Правительства РФ, а также соблюдением требований нормативно-технической документации в области промышленной, пожарной безопасности и стандартизации в процессах:

- проектирования;
- строительства;
- монтажа;
- эксплуатации.

Строительство, монтаж и эксплуатация технических устройств и оборудования должны осуществляться в соответствии с требованиями ТУ, руководств и инструкций заводов изготовителей по эксплуатации, монтажу, техническому обслуживанию.

Согласно требованиям ТР ТС 010/2011 и ТР ТС 012/2011 безопасность оборудования, применяемого в проекте обеспечивается путем идентификации возможных видов опасности по следующим признакам в соответствии с техническими регламентами на соответствующие виды оборудования, национальными стандартами и сводами правил:

- взрывобезопасность;
- механическая безопасность;
- промышленная безопасность;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата

– пожарная безопасность.

В целях обеспечения промышленной безопасности в условиях высокой концентрации опасных производственных объектов на ограниченной территории при совмещении во времени технологических операций по бурению, освоению, эксплуатации и ремонту скважин на кустовых площадках проведение работ необходимо выполнять с учетом требований РД 08-435-02 и СП 231.1311500.2015.

Допускается ввод в эксплуатацию ранее пробуренных скважин, расположенных на расстоянии, обеспечивающем безопасный монтаж и эксплуатацию установок (агрегатов) для освоения и ремонта скважин в соответствии с инструкциями завода-изготовителя, но не менее расстоянию равным высоте вышки плюс 10 м

Скважины, законченные бурением и находящиеся от бурящейся скважины (в батарее или ряду) на расстоянии менее высоты буровой вышки плюс 10 м, необходимо временно законсервировать.

Служебные и бытовые помещения на территории кустовой площадки оборудуются в соответствии с требованиями пожарной безопасности и размещаются от устья бурящейся скважины на расстоянии, равном высоте вышки плюс 10 м.

Расстояния между пробуренными, действующими скважинами и служебными (бытовыми) помещениями соответствуют требованиям действующих нормативно-технических документов.

При передвижении вышечно-лебедочного блока, других блоков и оборудования на новую позицию, при испытании вышки, а также при аварийных работах, связанных с повышенными нагрузками на вышку, должны быть прекращены работы по освоению соседних скважин, расположенных в опасной зоне. Из опасной зоны (в радиусе, равном высоте вышки плюс 10 м) должны быть удалены люди, кроме работников, занятых непосредственно ликвидацией аварии, передвижкой вышечно-лебедочного блока.

При проведении опрессовок трубопроводов, продувок скважин работы по бурению, освоению и ремонту скважин должны быть прекращены, если они создают помехи для проведения перечисленных видов работ, и технологических операций.

Подключение освоенной скважины к коммуникациям сбора нефти должно производиться в строгом соответствии с проектом. Использование временных схем сбора и транспортирования нефти запрещается.

С вводом в эксплуатацию первой скважины на кусте должен быть установлен порядок контроля загазованности воздушной среды всей территории кустовой площадки. Разработка графика, определение места отбора проб и порядок контроля осуществляются представителем пользователя недр (заказчиком). Реализация этого контроля возлагается на ответственного руководителя работ на кустовой площадке. В пределах запретных (опасных) зон у

Инов. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата

08-2289.2/20С0684-ИОС7.1.ТЧ

эксплуатирующихся скважин не допускается присутствие лиц и транспортных средств, не связанных с непосредственным выполнением работ.

В взрывоопасных зонах класса В-1г на наружных установках категории АН (см. таблицу 16) установлены газоанализаторы СГОЭС предназначенные для измерения до взрывоопасных концентраций горючих газов и паров горючих жидкостей в воздухе рабочей зоны, маркировка взрывозащиты 1ExdIICT4 соответствует степени защиты IP66, диапазон температуры окружающей и анализируемой сред, от минус 60 до плюс 85 °С.

Демонтаж буровой установки с кустовой площадки, транспортирование ее блоков и узлов производится при остановке скважин, находящихся в опасной зоне. Размеры и границы опасных зон, в зависимости от вида работ (опускание вышки, снятие с точки и транспортирование вышечно-лебедочного блока и т.д.), устанавливаются Положением.

Ликвидация аварий, связанных с нефтегазоводопроявлениями или открытыми фонтанами, должна производиться в соответствии с Планом ликвидации аварий (ПЛА)

При непрерывном цикле работ на кусте по строительству скважин после окончания очередной скважины бурением и положительных результатов проверки качества цементирования, прочности и герметичности эксплуатационной колонны и устьевого обвязки допускается консервация скважины без спуска насосно-компрессорных труб.

Сдача очередной скважины буровым подрядчиком и приемка ее заказчиком производится после предварительных исследований качества выполнения работ и оформляется актом, подписанным обеими сторонами. Состояние передаваемой скважины (эксплуатационная колонна испытана на герметичность; эксплуатационная колонна перфорирована и спущено внутрискважинное оборудование; скважина закончена «под ключ» и т.п.) устанавливается договором подряда.

Ввод скважины в эксплуатацию производится заказчиком в установленном порядке.

Согласно требованиям ФНП в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" основным документом на строительство скважины является рабочий проект, разработанный и утвержденный в соответствии с требованиями настоящих Правил, других нормативных документов, регламентирующих порядок проектирования.

Конструкция скважин обеспечивает условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации.

Конструкция устья скважин и колонной головки обеспечивает контроль за возможными флюидопроявлениями за обсадными колоннами и возможность аварийного глушения скважин.

В процессе испытания колонн на герметичность способом опрессовки, создаваемое внутреннее давление на трубы должно превышать не менее чем на 10 % возможное давление,

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата

возникающее при ликвидации нефтегазопроявлений и открытых фонтанов, а также при опробовании и испытании скважин.

В соответствие с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» на период проведения буровых работ, устраивается амбар противовыбросного оборудования с установкой ГФУ. Согласно п. 430 ФНП в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 размещение амбара выполнено на расстоянии не менее 30 м от скважины.

Характеристика среды и объектов по классам, группам и категориям взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности определена согласно ПУЭ, ГОСТ 31610.20-1-2020, Федеральному закону от 22.07.2008 № 123-ФЗ, СП 12.13130.2009 и приведены в таблице 16.

Производство опасных работ на кустовых площадках должно проводиться в соответствии с требованиями ФНП в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 по нарядам-допускам, выдаваемым ответственным руководителем работ на кусте.

Таблица 16 - Классификация основных объектов по классам, группам и категориям взрывопожарной и пожарной опасности

Производства (отдельные помещения) и сооружения	Характеристика среды в помещениях, аппаратах и трубопроводах	Класс взрывопожароопасной зоны по (ФЗ №123/поПУЭ)	Группа взрывоопасной смеси газов и паров с воздухом по ГОСТ 31610.20-1-2020	Категория взрывоопасной смеси газов и паров с воздухом по ГОСТ 31610.20-1-2020	Категория помещения и здания по взрывопожарной и пожарной опасности по ФЗ №123-ФЗ ст. 25, 27 СП 12.13130.2009	Степень огнестойкости и класс конструктивной пожарной опасности и ФЗ №123-ФЗ табл. 21, 22
Устье добывающей скважины и нагнетательной скважины на период отработки	Нефть, вода, нефтяной попутный газ	2-й класс / В-1г	T3	ПА	АН	–
Устье водозаборной скважины	Сеноманская вода	2-й класс / В-1г	T1	ПА	АН	–
Устье нагнетательной скважины	Сеноманская вода	2-й класс / В-1г	T3	ПА	АН	–
Измерительная установка	Нефть, вода, нефтяной попутный газ	2-й класс / В-1а	T3	ПА	А	III, С0
Дренажная емкость	Нефть, вода, нефтяной попутный газ	2-й класс / В-1г	T3	ПА	АН	–

Границы взрывоопасных зон на проектируемых объектах представлены в таблице 17.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	08-2289.2/20С0684-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							44

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм. № подл.

Таблица 17 - Классификация и размеры взрывоопасных зон

Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Границы взрывоопасной зоны по ПУЭ, ФНП в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
Устье добывающей скважины	Зона В-1г до 3 м по горизонтали и вертикали от скважины Зона 1: 3 м во все стороны вокруг фонтанной арматуры
Измерительная установка	Зона В-1а – до 0,5 м по горизонтали и вертикали от проемов Зона 1 закрытое помещение, в котором установлено закрытое технологическое оборудование, содержащее нефть; 3 м во все стороны вокруг любых отверстий блока; радиусом 3 м вокруг отверстия вытяжной вентиляции из помещения. Зона 2 – 2,5 м во все стороны вокруг вытяжного вентилятора
Дренажная емкость	Зона В-1г: 5 м по горизонтали и вертикали от дыхательного клапана; Зона 1: 5 м по вертикали, горизонтали, вниз до земли от отверстия дыхательного клапана; Зона 2: 2 м по горизонтали и вертикали от зоны 1.

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

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

Технологические процессы на проектируемом объекте должны проводиться в соответствии с утвержденной в установленном порядке нормативно-технической и эксплуатационной документацией. Оборудование должно соответствовать конструкторской документации.

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

1.15 Мероприятия, направленные на предотвращение несанкционированного доступа на объект производственного назначения

Проектируемые площадки скважин не попадают под критерии объектов, рекомендованных к включению на территории ХМАО-Югры, подлежащих категорирования по Федеральному закону №256-ФЗ от 27.07.2011 «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса». Класс объектов по значимости в зависимости типа и размера ущерба, который может быть нанесен в результате террористических угроз - (низкий) в соответствии с СП 132.13330.2011.

Въезд на существующие и вновь проектируемые объекты Повховского месторождения ТТП «Повхнефтегаз» осуществляется через контрольно-пропускной пункт

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									45
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	08-2289.2/20С0684-ИОС7.1.ТЧ

(КПП) на съезде с Федеральной автодороги. Управление доступом осуществляется службой охраны.

На КПП проводятся досмотровые мероприятия с использованием специальной досмотровой аппаратуры. Круглосуточная охрана осуществляется ООО Агентство «ЛУКОМ-А-Западная Сибирь».

Служба охраны для выполнения визуального досмотра различных транспортных средств, грузов, труднодоступных мест оснащена средствами визуального досмотра: досмотровыми зеркалами, техническими эндоскопами, металлодетекторами.

Для предотвращения несанкционированного доступа посторонних лиц к проектируемому объекту и предупреждения террористических актов предусмотрены следующие инженерно-технические средства и мероприятия:

- средства предупреждения и сигнализации о нарушениях параметров технологического процесса:
- телесигнализацию пожара;
- входы в технологические блоки оборудованы дверями, оснащенными замками;
- технологические блоки оснащены датчиками, автоматически передающими информацию на пульт диспетчера о несанкционированном проникновении в блок;
- предусмотрено наружное освещение территории площадки куста скважин, которое обеспечивает необходимые условия видимости в темное время суток.

Инов. № подл.							08-2289.2/20C0684-ИОС7.1.ТЧ	Лист
								46
	Взам. инв. №	Подп. и дата						
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	

2 Принятые сокращения

АБК	Административно-бытовой корпус
АСУ	Автоматизированная система управления
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологических процессов
АУЭЦН	Арматура устьевая под установку электронасоса
БА	Блок аппаратурный
БКУ	Блочно-комплектное устройство
БТ	Блок технологический
ДНС	Дожимная насосная станция
КПП	Контрольно-пропускной пункт
КРС	Капитальный ремонт скважин
НКТ	Насосно - компрессорные трубы
НПВ	Нижний предел взрываемости
ОПО	Опасный производственный объект
ПДК	Предельно-допустимая концентрация
ППД	Поддержание пластового давления
ППУА	Передвижная парогенераторная установка
ПРС	Подземный ремонт скважин
ПС	Паспорт
ПСМ	Переключатель скважин многоходовой
РЭ	Руководство по эксплуатации
ТПП	Территориальное производственное предприятие
УЗА	Устройство для заземления спецавтотранспорта
УИ	Установка измерительная
ЦДНГ	Цех добычи нефти и газа
ЭЦН	Электроприводной центробежный насос

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							08-2289.2/20С0684-ИОС7.1.ТЧ	Лист
										47
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

3 Ссылочные нормативные документы

- 1 Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- 2 Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- 3 Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- 4 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 15.12.2020. № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- 5 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности № 536 от 15.12.2020 «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением»;
- 6 Приказ Ростехнадзора от 27.12.2012 № 784 Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;
- 7 Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию»;
- 8 ВНТП 01/87/04-84 «Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением»;
- 9 ВНТП 03/170/567-87 «Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса»;
- 10 ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция»;
- 11 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;
- 12 ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки»;
- 13 ПНСТ 360-2019 «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества, извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»;
- 14 ГОСТ 31610.20-1-2020 «Взрывоопасные среды»;
- 15 ГОСТ 30852.10-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь»;
- 16 ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов»;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	08-2289.2/20C0684-ИОС7.1.ТЧ						Лист
															48

- 17 ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды»;
- 18 ГОСТ 21880-2011 «Маты из минеральной ваты прошивные теплоизоляционные. Технические условия»;
- 19 ГОСТ 14918-2020 «Прокат листовой горячеоцинкованной. Технические условия»;
- 20 ГОСТ 10704-91 «Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент»;
- 21 ГОСТ 10705-80 «Трубы стальные электросварные»;
- 22 ГОСТ 25129-2020 «Грунтовка ГФ-021. Технические условия»;
- 23 ГОСТ 9.602-2016 «Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»;
- 24 ГОСТ 5631-79 «Лак БТ-577 и краска БТ-177. Технические условия»;
- 25 ГОСТ 6465-76 «Эмали ПФ-115. Технические условия»;
- 26 ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
- 27 ГОСТ 356-80 «Арматура и детали трубопроводов. Давления номинальные пробные и рабочие. Ряды.»;
- 28 ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия»;
- 29 ПУЭ 6, 7 издания «Правила устройства электроустановок»;
- 30 РД 03-614-03 «Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов»;
- 31 РД 03-615-03 «Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов»;
- 32 РД 08-435-02 Инструкция по безопасности одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин на кусте»;
- 33 СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- 34 СП 132.13330.2011 «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования»;
- 35 СП 18.13330.2019 «Планировочная организация земельного участка»;
- 36 СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- 37 СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений»;
- 38 СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы»;
- 39 СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»;
- 40 ПБ 03-273-99 «Об утверждении Правил аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства»;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	08-2289.2/20С0684-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							49
Взам. инв. №		Подп. и дата		Инов. № подл.			

- 41 НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- 42 ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности»;
- 43 ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» от 18.10.2011 № 010/2011;
- 44 ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» от 18.10.2011 № 012/2011.

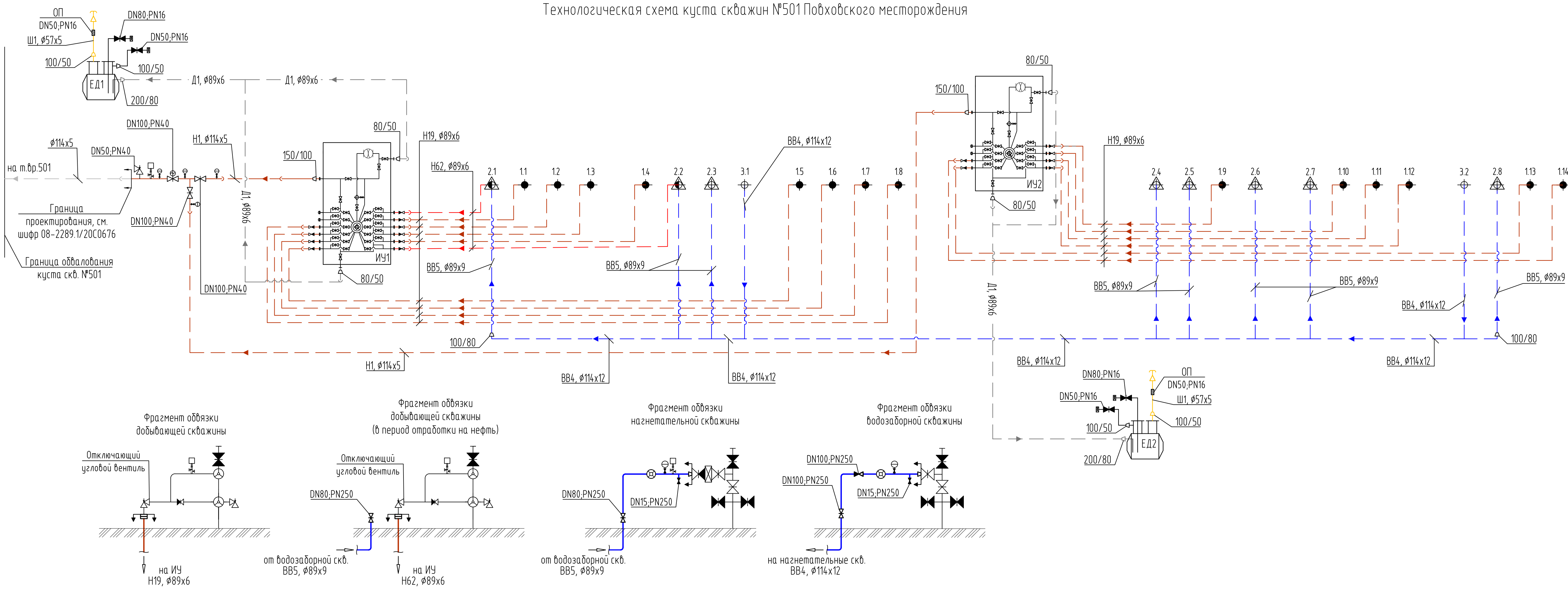
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	08-2289.2/20С0684-ИОС7.1.ТЧ	

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	08-2289.2/20С0684-ИОС7.1.ТЧ		Лист
Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						

Технологическая схема куста скважин №501 Повховского месторождения



Условные обозначения и изображения

Обозначение	Наименование
●	Устье добывающей скважины
⊕	Устье водозаборной скважины
⊕	Устье нагнетательной скважины
⊕	Устье нагнетательной скважины с отработкой на нефть
— H1	Трубопровод нефтегазосборный
— H19	Трубопровод выкидной
— H62	Трубопровод отработки нагнетательной скважины
— BB4	Высоконапорный водовод от водозаборной скважины
— BB5	Высоконапорный водовод на нагнетательные скважины
— D1	Трубопровод дренажа с оборудования
— Ш1	Трубопровод дыхательной линии
⊗	Задвижка с ручным управлением
⊗	Клапан обратный
⊗	Задвижка с электроприводом
⊗	Арматура нормально-закрытая в рабочем состоянии
⊗	Штуцер регулируемый
⊗	Переключатель скважин многоходовой
⊗	Обратный клапан устьевой
⊗	Огнепреградитель
⊗	Манометр показывающий
⊗	Преобразователь давления
⊗	Счетчик жидкости
▽	Переход
—	Место изменения способа прокладки
⊗	Фланцевое соединение
⊗	Угловой вентиль

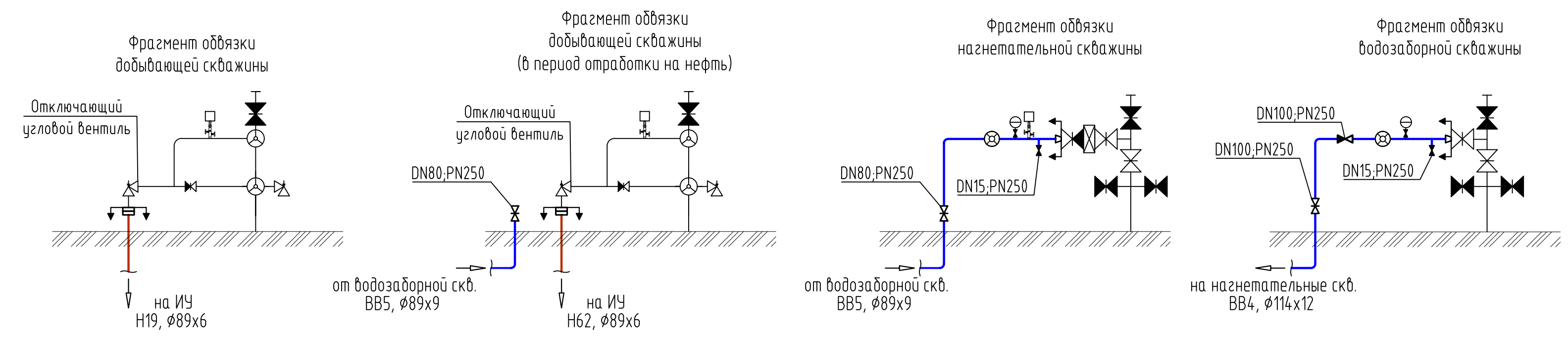


Таблица материальных потоков

Наименование	Название потока			
	H1	H19	BB2	BB5
Расход, м³/сут	420	30	400	50
Расход, кг/сут	-	-	-	-
Температура, град. °C	+60	+60	+40	+40
Давление, МПа	4	4	21	21
Диаметр x толщина, мм	114x5	89x6	114x12	89x9

Экспликация оборудования

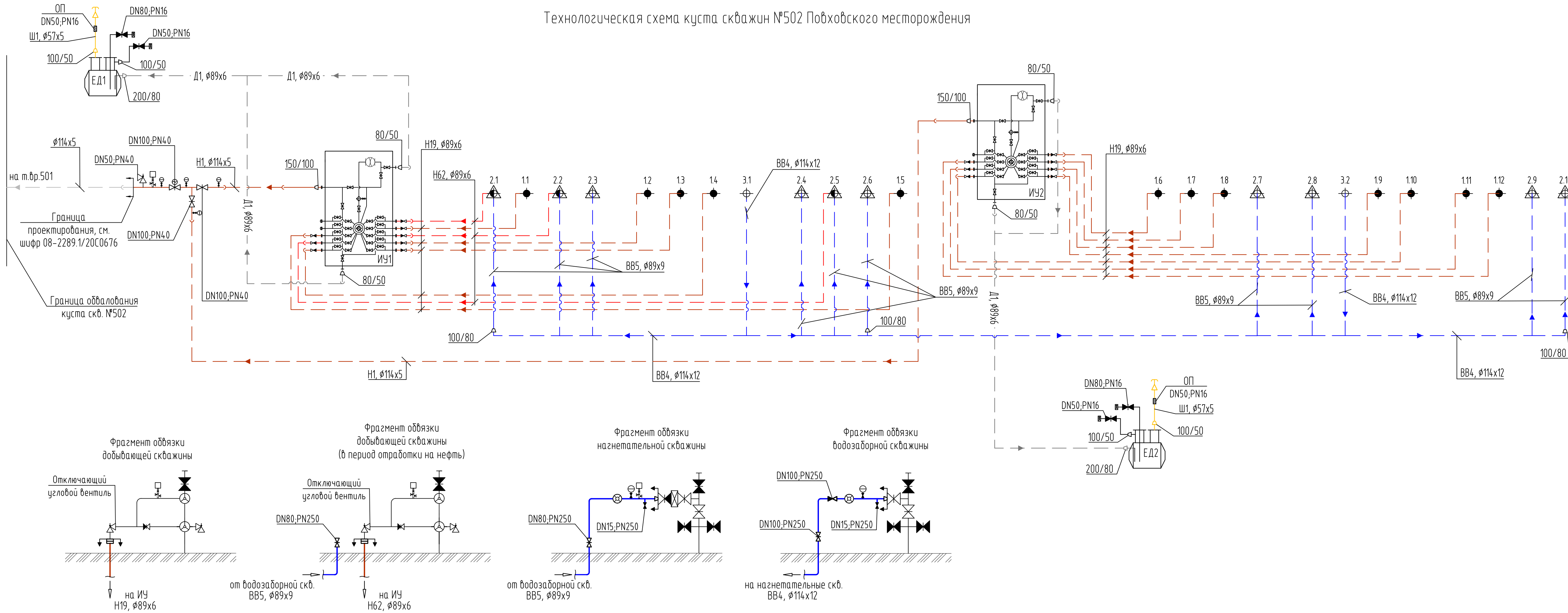
Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
ИУ 1	Измерительная установка	1	Q= 400 т/сут, P=4,0 МПа	
ИУ 2	Измерительная установка	1	Q= 400 т/сут, P=4,0 МПа	
ЕД 1, 2	Емкость дренажная	2	V=8,0м³, P=0,07 МПа	
	ЕП 8,0-2000-1400-3			

- Блок измерительной установки поставляется комплектно с приборами КИП и системой автоматики;
- Установка измерительная предусмотрена со счетчиком СКЖ;
- Фонтанная устьевая арматура не входит в комплект рабочей документации.

08-2289.2/20C0684-ИОС7.1ГЧ1					
Обустройство кустов скважин №501, 502 Повховского лицензионного участка					
Изм.	Колуч	Лист	В док	Подпись	Дата
Разраб.	Габитов				21.12.20
Куст скважин №501				Стандия	Лист
				П	1
Технологическая схема куста скважин (принципиальная)				ООО "СоюзНефтеГаз"	
Н.контр.	Майский				21.12.20
ГИП	Хавронин				21.12.20

Взам. инв. №
Изд. № подл.
Листов 1

Технологическая схема куста скважин №502 Повховского месторождения



Условные обозначения и изображения

Обозначение	Наименование
●	Устье добывающей скважины
⊕	Устье водозаборной скважины
▲	Устье нагнетательной скважины
▲	Устье нагнетательной скважины с отработкой на нефть
— H1 —	Трубопровод нефтегазосборный
— H19 —	Трубопровод выкидной
— H62 —	Трубопровод отработки нагнетательной скважины
— BB4 —	Высоконапорный водовод от водозаборной скважины
— BB5 —	Высоконапорный водовод на нагнетательные скважины
— D1 —	Трубопровод дренажа с оборудования
— Ш1 —	Трубопровод дыхательной линии
⊗	Задвижка с ручным управлением
⊗	Клапан обратный
⊗	Задвижка с электроприводом
⊗	Арматура нормально-закрытая в рабочем состоянии
⊗	Обратный клапан устьевой
⊗	Штуцер регулируемый
⊗	Переключатель скважин многоходовой
⊗	Огнепреградитель
⊗	Манометр показывающий
⊗	Преобразователь давления
⊗	Счетчик жидкости
⊗	Переход
— —	Место изменения способа прокладки
⊗	Фланцевое соединение
⊗	Угловой вентиль (ВУС) DN50 PN40

Таблица материальных потоков

Наименование	Название потока			
	H1	H19	BB2	BB5
Расход, м³/сут	300	30	475	47
Расход, кг/сут	-	-	-	-
Температура, град. °C	+60	+60	+40	+40
Давление, МПа	4	4	21	21
Диаметр x толщина, мм	114x5	89x6	114x12	89x9

Экспликация оборудования

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
ИУ 1	Измерительная установка	1	Q= 400 т/сут, P=4,0 МПа	
			n скв.=10 шт, N=15кВт.	
ИУ 2	Измерительная установка	1	Q= 400 т/сут, P=4,0 МПа	
			n скв.=8 шт, N=15кВт.	
ЕД 1, 2	Емкость дренажная	2	V=8,0м³, P=0,07 МПа	
	ЕП 8,0-2000-1400-3			

- Блок измерительной установки поставляется комплектно с приборами КИП и системой автоматики;
- Установка измерительная предусмотрена со счетчиком СКЖ;
- Фонтанная устьевая арматура не входит в комплект рабочей документации.

08-2289.2/20C0684-ИОС7.1ГЧ2					
Обустройство кустов скважин №501, 502 Повховского лицензионного участка					
Изм.	Копуч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Габитов				21.12.20
Куст скважин №502				Стандия	Лист
				П	1
Технологическая схема куста скважин (принципиальная)				ООО "СоюзНефтеГаз"	
Н.контр.	Майский				21.12.20
ГИП	Хавронин				21.12.20