



**Общество с ограниченной ответственностью
«НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
УХТИНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО
УНИВЕРСИТЕТА»**

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный № 284 от 12.02.2018 г.
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы
в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»
№ СРО-П-125-26012010

**ОБУСТРОЙСТВО ЛЕККЕРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.
ОБУСТРОЙСТВО КУСТА №13бис**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 7 «Технологические решения»

Книга 1 «Решения по кустовым площадкам»

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1

Том 5.7.1



**Общество с ограниченной ответственностью
«НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
УХТИНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО
УНИВЕРСИТЕТА»**

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный № 284 от 12.02.2018 г.
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы
в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»
№ СРО-П-125-26012010

**ОБУСТРОЙСТВО ЛЕККЕРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.
ОБУСТРОЙСТВО КУСТА №13бис**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 7 «Технологические решения»

Книга 1 «Решения по кустовым площадкам»

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1

Том 5.7.1

Заместитель Генерального директора -

Главный инженер

Главный инженер проекта

М.А. Желтушко

Д.С. Уваров

2022

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

Содержание

1	Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса	3
2	Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд.	11
3	Описание мест расположения приборов учета, используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов.....	12
4	Описание источников поступления сырья и материалов	13
5	Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции	14
6	Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования.....	15
7	Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов	17
8	Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах	18
9	Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого на подземных горных работах технологического оборудования и технических устройств	22
10	Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности	23
11	Перечень мероприятий обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственного объекта капитального строительства	24
12	Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе	26
12.1	Объем контроля и автоматизации	26
12.2	Телемеханизация куста скважин	30
12.3	Технические средства автоматизации.....	35

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
		Литвинов			
		Конанов			
		Ананьева			
		Салдаева			
		Уваров			

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

Стадия	Лист	Листов
П	1	47
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

13	Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники.....	38
14	Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду	39
15	Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению.....	40
16	Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов.....	41
17	Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов	42
18	Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов	43
19	Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»	46
	Библиография	47

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
			61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т				
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	

1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса

Настоящая проектная документация разработана на основании следующих документов:

- Задания на проектирование объекта «Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13 бис», утвержденного Первым заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» И.В.Шараповым 09.03.2021;
- Технических условий на «Обустройство Леккерского нефтяного месторождения. Обустройство кустов №№1бис, 13 бис» утвержденных Главным инженером ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» А.В. Косаком;

В административном отношении участок строительства расположен на территории МО ГО «Усинск», Леккерское месторождение. Участок работ расположен в пределах Леккерского нефтяного месторождения, осваиваемого ООО «ЛУКОЙЛ Коми».

Ближайшие населённые пункты – д. Сынянырд, расположенная в 4.5 км к северо-востоку от исследуемой территории.

Леккерское месторождение расположено в Усинском районе Республики Коми Российской Федерации и относится к Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Районный и административно-хозяйственный центр – г. Усинск расположен в непосредственной близости с месторождением и имеет воздушное, водное и железнодорожное сообщение.

В непосредственной близости от Леккерского месторождения расположены Осваньюрское (18,5 километра к северо-западу), Мастерельское (12 километров к северо-востоку), Суборское (8 километров к юго-востоку), Усинское (29 километров к северо-западу) нефтяные месторождения.

Настоящей проектной документацией предусмотрено обустройство куста скважин №13бис.

На кусте скважин №13бис (см. чертеж 61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.ГЗ) расположены пять добывающих скважин №№ 2001, 2002, 2003, 1004, 1009. Скважины 1004, 1009 после отработки на нефть переводятся под нагнетание (система заводнения).

В настоящем томе представлено обустройство добывающих скважин. Решения по системе заводнения нефтяных пластов представлены в томе 61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.

Дебиты скважин приняты согласно исходных данных ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» и составляют:

Скв. №2001 – 111,6 м³/сут по жидкости и 106,0 т/сут по нефти;

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

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т

Лист

3

Скв. №2002 – 106,5 м³/сут по жидкости и 101,2 т/сут по нефти;

Скв. №2003 – 91,3 м³/сут по жидкости и 86,8 т/сут по нефти;

Скв. №1004 – 56,2 м³/сут по жидкости и 61,4 т/сут по нефти;

Скв. №1009 – 70,2 м³/сут по жидкости и 49,1 т/сут по нефти;

Технологическим процессом предусмотрено:

- механизированный способ добычи продукции скважин с помощью установок погружных электроцентробежных насосов типа УЭЦН, с расположением станции управления на площадке КТП;
- транспортировка нефтегазовой эмульсии от устьев скважин до измерительной установки (ЗУ);
- замер количественных показателей нефтегазовой эмульсии в ИУ согласно ГОСТ Р 8.615-2005 [8];
- транспортировка нефтегазовой эмульсии от ИУ до условной границы проектирования – оси обвалования куста скважин;
- сброс дренажа из обвязки измерительной установки и дренажа из блока дозирования реагентов в случае проведения аварийных и ремонтных работ в дренажную емкость с последующей откачкой автотранспортом (передвижные автоцистерны);
- закачка реагентов из блока дозирования реагентов (БДР) в затрубное пространство скважин.

Основные технологические решения для куста скважин №13бис отражены в принципиальной технологической схеме объекта проектирования (см. 61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Г2) в графической части данного тома.

В связи с наличием в продукции скважин Леккерского нефтяного месторождения сероводорода, в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденных приказом №534 от 15.12.2020 г. [31] предусмотрены устройства контроля скорости коррозии, продувочные линии со свечой рассеивания, аварийные линии глушения скважин и ветроуказатели. Согласно Технических условий на проектирование, устья скважин оборудованы тройниковыми незамерзающими обратными клапанами (соответственно способу эксплуатации), пропарочными задвижками, ручными пробоотборниками, а также предусмотрена возможность установки средств контроля давления.

В состав сооружений и основного оборудования для обустройства площадки куста скважин №13бис входят:

- погружная установка электроцентробежного насоса (5 шт.);
- арматура фонтанная АФК6Э-65х35 К2 ХЛ1 (5 шт.) с рабочим давлением 35 МПа. До установки на устье, фонтанная арматура должна быть опрессована в собранном виде

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Взам. инв №

Подп. и дата

Инд. № подл.

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т

Лист

4

- на пробное давление, предусмотренное паспортом;
- установка депарафинизации скважин типа УДС (5 шт.);
 - автоматизированная измерительная установка (1 шт.);
 - блок дозирования реагентов (1 шт.);
 - емкость дренажная типа ЕП-5 V=5 м³;
 - свеча для сброса газа (1 шт.);
 - площадка точки подключения для глушения скважин (1 шт.);
 - выкидные трубопроводы Ду80 мм от фонтанных арматур скважин до измерительной установки (5 шт.);
 - нефтесборный коллектор Ду150 мм от измерительной установки до условной границы проектирования (ось обвалования куста скважин);
 - дренажные трубопроводы Ду50 мм от измерительной установки и БДР до емкости дренажной;
 - продувочная линия со свечой рассеивания Ду50;
 - линия подключения агрегатов для глушения скважин Ду50;
 - трубопроводы подачи реагентов Ду25 мм в затрубное пространство скважин.

Для обслуживания и ремонта скважин, настоящей проектной документацией предусмотрены следующие сооружения:

- приустьевые стальные площадки добывающих скважин, размерами 1,7 х 2,8 м и двух ярусная площадка обслуживания лубрикатора скважин и фонтанной арматуры 4,8 х 2 м;
- фундаменты под подъемный агрегат, представляющие собой конструкцию из железобетонных плит размером 6,0 х 14,0 м, размещенных на спланированном основании отсыпки куста;
- площадки (участок спланированной территории размером 6,5 х 12 м, расположенные около устья скважин) под установку приемных мостков для складирования элементов внутрискважинного оборудования во время проведения ремонтов скважин.

Конструкции площадок и фундаментов приведены в строительной части проектной документации 61-01-НИПИ/2021-КР1.

На выкидных трубопроводах и нефтесборном коллекторе предусмотрены пропарочные штуцеры для подключения передвижной парогенераторной установки (ППУ) или аппарата для депарафинизации (АДП) с целью ликвидации асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Пропарочный штуцер может также использоваться для плановой опрессовки трубопроводов. Инертный газ для продувки доставляется с базы Заказчика.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т	Лист
								5
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

Согласно ГОСТ 32569-2013 [21] и Руководства по безопасности [38] выкидные трубопроводы от устьев скважин до измерительной установки, трубопроводы подачи реагентов, трубопроводы глушения и нефтесборный коллектор относятся к группе А, подгруппе б, категории I, продувочные трубопроводы, дренажные трубопроводы от измерительной установки и блока дозирования реагентов относятся к группе Б, подгруппе б, категории II.

Все технологическое оборудование для сбора и транспорта добываемой продукции на кустах скважин запроектировано на избыточное давление 4,0 МПа.

Арматура, принятая данной проектной документацией имеет класс герметичности затвора А согласно ГОСТ Р 54808-2011.

Для строительства надземных технологических трубопроводов приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20А прошедшие испытание на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А с гарантией обеспечения ударной вязкости основного металла трубы не ниже KCU = 34,3 Дж/см² (3,5 кгс м/см²) при температуре испытания минус 60°С, с внутренним заводским двухслойным антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации до +80°С, с системой защиты сварного стыка втулкой биметаллической.

Для строительства подземных технологических трубопроводов приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20А прошедшие испытание на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А с гарантией обеспечения ударной вязкости основного металла трубы не ниже KCU = 34,3 Дж/см² (3,5 кгс м/см²) при температуре испытания минус 60°С, с внутренним заводским двухслойным антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации до +80°С и наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием, с системой защиты сварного стыка втулкой биметаллической.

Для строительства трубопроводов подачи реагентов приняты трубы стальные холоднодеформированные из стали 20А.

Выкидные трубопроводы от добывающих скважин до измерительной установки прокладывается подземно на глубине не менее 0,8м до верха трубы от поверхности земли. Диаметр и толщина стенки выкидных трубопроводов от скважин 2001,2002,2003 на основании расчета приняты Ø89х6 мм, для скважин №1004,1009 (переводятся после отработки на нефть под нагнетание) на основании расчета приняты Ø89х8 мм. Общая протяженность выкидных трубопроводов составляет: Ø89х6 мм - 150 м; Ø89х8 мм - 125 м.

Нефтесборный коллектор от измерительной установки до условной границы проектирования (ось обвалования куста скважин) прокладывается подземно на глубине не

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т

менее 0,8м до верха трубы от поверхности земли. Диаметр и толщина стенки нефтесборного коллектора на основании расчета составляют $\varnothing 159 \times 6$ мм. Общая протяженность трубопровода составляет 50 м.

Продувочная линия от добывающих скважин до свечи рассеивания прокладывается подземно на глубине не менее 0,8м до верха трубы от поверхности земли. Диаметр и толщина стенки трубопровода $\varnothing 57 \times 5$ мм. Общая протяженность трубопровода продувочной линии составляет 335 м.

Линия глушения от добывающих скважин до точки подключения агрегатов прокладывается подземно на глубине не менее 0,8м до верха трубы от поверхности земли. Диаметр и толщина стенки трубопровода линии глушения на основании расчета приняты $\varnothing 57 \times 5$ мм. Общая протяженность трубопровода составляет 265 м.

Трубопроводы подачи реагентов от блока дозирования реагентов до скважин прокладываются подземно на глубине не менее 0,8м до верха трубы от поверхности земли. Диаметр и толщина стенки трубопровода подачи реагента $\varnothing 32 \times 4,0$ мм. Общая протяженность трубопроводов составляет 415 м.

Дренажные трубопроводы от измерительной установки и блока дозирования реагентов до дренажной емкости прокладывается подземно на глубине не менее 0,8м до верха трубы от поверхности земли. Диаметр и толщина стенки трубопроводов $\varnothing 57 \times 5$ мм. Общая протяженность трубопроводов составляет 50 м.

Согласно отчетной технической документации по инженерно-геодезическим, инженерно-геологическим, инженерно-геофизическим и инженерно-гидрометеорологическим изысканиям, выполненным ООО «Геосфера», на территории площадки исследования грунты характеризуются средней и низкой коррозионной агрессивностью.

Надземные участки трубопроводов, фасонные детали трубопроводов и технологические опоры трубопроводов для защиты от атмосферной коррозии покрываются атмосферостойкой грунт-эмалью, однокомпонентной на силикон-акриловой основе в два слоя (толщина каждого слоя 80 мкм). Окрашиваемые поверхности предварительно очищаются щетками, обеспыливаются и обезжириваются уайт-спиритом.

Фасонные детали и сварные стыки подземных участков трубопроводов для защиты от коррозии покрываются двухкомпонентным полиуретановым покрытием с толщиной защитного покрытия не менее 600 мкм.

По результатам расчёта срок эксплуатации трубопроводов составляет не менее 20 лет. Наличие внутреннего и внешнего покрытия обеспечивает надежную эксплуатацию в течение всего срока службы.

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

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

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т

Для надземных технологических трубопроводов предусматривается тепловая изоляция полуцилиндрами теплоизоляционными из минеральной ваты на синтетическом связующем марки 150 по ГОСТ 23208-2003. Толщина изоляции 80 мм для трубопроводов Ду150, Ду80 и 60 мм для трубопроводов Ду50. Запорная арматура и устьевая арматура теплоизолированы быстросъемными термочехлами из негорючих материалов.

Покровный слой для теплоизоляции трубопроводов принят из тонколистовой оцинкованной стали по ГОСТ 14918-80 толщиной 0,5 мм.

Надземные участки дренажных трубопроводов предусмотрены с электрическим обогревом (трубопроводы подлежащие обогреву отображены на чертеже 61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Г2, решения по электрическому обогреву трубопроводов представлены в подразделе 61-01-НИПИ /2021-ИОС1.).

Приустьевая площадка представляет собой металлическое корыто размерами 2800x1700мм, глубиной 1100 мм ($V=5,3\text{м}^3$), устанавливается подземно на уплотненную песчаную подсыпку. Выполняется из уголков равнополочных L75x75x6 по ГОСТ 8509-93 и листовой стали $b=10$ мм по ГОСТ 19903-2015 (сталь марки С255-4 по ГОСТ 27772-2015), с покрытием металлическим съемными щитами из уголков равнополочных L63x63x5 по ГОСТ 8509-93 с настилом из просечно-вытяжной стали ПВ506 по ТУ 36.26.11-5-89 (сталь марки С255-4 по ГОСТ 27772-2015).

Крышка корыта выполнена из металлических съемных щитов с настилом из просечно-вытяжной стали ПВ506 по ТУ 36.26.11-5-89.

Максимальный суточный объем дождевого стока с каждой приустьевой площадки определен согласно «Рекомендации по расчету систем сбора, отведения и очистки поверхностного стока с селитебных территорий, площадок предприятий и определению условий выпуска его в водные объекты».

$$W_{сут} = 10 \times h_{сут} \times F \times \psi, \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Где $h_{сут}$ - суточный максимум осадков, 64 мм [СП 131.13330.2020];

F - площадь водосбора приустьевой площадки, 0,00048 га ;

ψ - коэффициент стока, принимаемый в зависимости от вида поверхности - 0,95 (водонепроницаемые поверхности);

$W=10 \times 64 \times 0,00048 \times 0,95=0,29\text{м}^3$ – объем стока с каждой приустьевой площадки;

Предусмотренный проектом объем корыта (5,3 м³) обеспечивает неоднократный прием максимального суточного дождя, поэтому отдельная накопительная емкость для сбора

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т						Лист
															8

дождевого стока с приустьевых площадок проектом не предусмотрена. По мере накопления стоков, корыто откачивается передвижной техникой с последующим вывозом на ЦПС Леккерского месторождения. Уровень воды в емкости контролируется обходчиком измерительной линейкой.

Проектирование технологических трубопроводов осуществляется согласно ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», утв. приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 331-ст от 08.04.2014.

Тепловой и гидравлический расчет произведен в программе Гидросистема 4.4. В соответствии с п. 6.2.1.9 ГОСТ Р 58367-2019 скорость движения технологических потоков (нефтяная эмульсия) не превышает 1,0 м/с. В результате гидравлического расчета для выкидных трубопроводов скважин приняты трубопроводы с наружным диаметром 89 мм, для нефтесборного коллектора принят трубопровод с наружным диаметром 159 мм.

Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость произведен в программе СТАРТ-ПРОФ, нормативный документ для расчета ГОСТ 32388-2013. Скорость коррозии технологических нефтегазопроводов не более 0,1 мм год. В результате расчета трубопроводов на прочность и устойчивость для выкидных трубопроводов скважин 2001, 2002, 2003 и нефтесборного коллектора куста №13бис принята толщина стенки 6 мм.

Выкидные линии от скважин 1004,1009 после отработки на нефть будут использоваться для системы заводнения. Толщина стенок для этих выкидных линий рассчитаны с учетом требований к системе ППД и составляет 8 мм. Расчет представлен в томе 61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.

Расстояние между устьями проектируемых скважин составляет не менее 5 м (принято 15 м) в соответствии с требованиями СП 231.1311500.2015.

Проектной документацией предусмотрены следующие этапы строительства:

– Первый этап строительства:

Автоподъезд к кусту скважин №13бис;

Нефтегазосборный трубопровод «Нефтесборный коллектор от к.№13бис до т.вр.к.№13бис» Ø159х6;

ВЛЗ-6 кВ (1 линия) от существующей ВЛ-6кВ Ф-4Л;

ВЛЗ-6 кВ (2 линия) от существующей ВЛ-6кВ Ф-17Л;

Обустройство скважины №2001 с технологическими сетями и оборудованием;

АГЗУ (блок технологический и блок аппаратурный);

УДС;

Емкость дренажная подземная 5м³;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т

КТП 630/6/0,4 кВ;

Свеча рассеивания;

Площадка точки подключения линии глушения скважин;

Мачта связи с молниеотводом;

Мачта освещения;

Стоянка пожарной техники.

– Второй этап строительства:

Обустройство скважины №2002 с технологическими сетями и оборудованием;
УДС.

– Третий этап строительства:

Обустройство скважины №2003 с технологическими сетями и оборудованием;
УДС.

– Четвертый этап строительства:

Обустройство скважины №1004Н с технологическими сетями и оборудованием;
УДС.

– Пятый этап строительства:

Обустройство скважины №1009Н с технологическими сетями и оборудованием;
УДС.

– Шестой этап строительства:

Высоконапорный водовод «скв.№5ВЗ до скв.№№ 1004Н, 1009Н к.№13бис»;

Обустройство скважин №№ 1004Н и 1009Н под нагнетание.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т	Лист
								10
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

2 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Основным ресурсом для возможности безостановочного проведения технологического процесса добычи, учета и транспорта скважинной продукции является электроэнергия.

Основными потребителями электроэнергии являются:

- электродвигатели погружных центробежных насосов;
- электротехническое оборудование УДС;
- электротехническое оборудование измерительной установки;
- электротехническое оборудование БДР;
- электрообогрев трубопроводов;
- арматура с электроприводом.

Электроснабжение потребителей площадок кустов скважин осуществляется от проектируемой двухтрансформаторной подстанции 2КТП-630/6/0,4-УХЛ1. Количество, установленная и расчетная мощности электроприемников приведены в подразделе «Система электроснабжения» (61-01-НИПИ/2021-ИОС1).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т	Лист
								11
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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

Учет нефти от добывающих скважин куста скважин №13бис Леккерского нефтяного месторождения предусматривается в проектируемой измерительной установке. Измерительная установка в полной заводской готовности и представляет собой блочное сооружение, состоящее из двух блоков: технологического и аппаратного, на разных рамах.

Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв №		Лист	
						12
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т						

4 Описание источников поступления сырья и материалов

В таблице 4.1 представлена геолого-физическая характеристика пласта C1s1 Леккерского месторождения.

Таблица 4.1

Геолого-физическая характеристика пласта C1s1 Леккерского месторождения

№ п/п	Параметры	Размерность	Пласт C1s1
1	Абсолютная отметка кровли	м	-2363
2	Абсолютная отметка ВНК	м	-2397
3	Абсолютная отметка ГНК	м	-
4	Абсолютная отметка ГВК	м	-
5	Тип залежи		пластовая, сводовая
6	Тип коллектора		каверно-поровый
7	Площадь нефте/газонасыщенности	тыс.м ²	6388
8	Средняя общая толщина	м	29,1
9	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	17,1
10	Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина	м	15,2
11	Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м	
12	Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м	8,8
13	Коэффициент пористости	доли ед.	0,194
14	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	0,85
15	Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.	0,85
16	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,85
17	Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.	
18	Проницаемость	мкм ²	13,44
19	Коэффициент песчаности	доли ед.	0,60
20	Коэффициент расчлененности	ед.	7,83
21	Начальная пластовая температура	°С	48
22	Начальное пластовое давление	МПа	24,8
23	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	2,1
24	Плотность нефти в пластовых условиях	(кг./м ³)·10 ⁻³	0,816
25	Плотность нефти в поверхностных условиях	(кг./м ³)·10 ⁻³	0,857
26	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,15
27	Содержание серы в нефти	%	1,78
28	Содержание парафина в нефти	%	2,21
29	Давление насыщения нефти газом	МПа	14,14
30	Газосодержание	м ³ /т	85,1
31	Давление начала конденсации	МПа	
32	Плотность конденсата в стандартных условиях	(кг./м ³)·10 ⁻³	
33	Вязкость конденсата в стандартных условиях	мПа*с	
34	Потенциальное содержание стабильного конденсата в газе (C ₃₊)	г/м ³	
35	Содержание сероводорода	%	отс.*
36	Вязкость газа в пластовых условиях	мПа·с	
37	Плотность газа в пластовых условиях	кг/м ³	
38	Коэффициент сверхсжимаемости газа	доли ед.	
39	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа·с	0,84**
40	Плотность воды в поверхностных условиях	(кг./м ³)·10 ⁻³	1,114*
41	Коэффициент сжимаемости:	1/МПа·10 ⁻⁴	
42	нефти		11,8
43	воды		
44	породы		
45	Коэффициент вытеснения нефти водой	доли ед.	0,627

* - по залежам C1s и S1vk Восточно-Мастерьевского месторождения

** - по залежи C1s1 Усинского месторождения

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

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

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т

5 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Обустройство куста скважин является составляющей технологического комплекса добычи, сбора, подготовки нефти, газа и пластовой воды, который включает в себя технологические процессы получения, замера и транспорта продукции скважин.

Производственный процесс нацелен на сбережение сырьевых ресурсов, экономию энергии, сокращение всех видов выбросов и отходов от начала производственного процесса до его окончания.

Согласно техническому заданию на проектирование настоящим проектом предусматривается обустройство куста скважин №13бис Леккерского нефтяного месторождения.

Качественной подготовки проектом не предусмотрено.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т	Лист
								14
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

6 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

Выбор оборудования осуществлен, исходя из задания на проектирование и технических условий, технологического режима эксплуатации скважины, физико-химических свойств добываемой продукции, климатических условий района расположения месторождения. Кроме того технологическое оборудование подобрано согласно рекомендациям заводов-изготовителей оборудования по представленным опросным листам.

Надежность эксплуатации оборудования обеспечена следующими проектными решениями:

- все используемое оборудование и технические устройства имеют сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности и соответствующие разрешения на применение;
- все используемые материалы, оборудование и изоляционные покрытия рассчитаны на применение в транспортировке агрессивных сред с содержанием сероводорода до 6%;
- расчетное давление основного технологического оборудования превышает рабочее давление;
- по конструкции выбрано герметичное оборудование;
- соблюдены все требования экологической безопасности;
- выбор конструкционных материалов и материального исполнения оборудования соответствует регламентированным условиям технологического процесса и физико-химическим свойствам рабочей среды, при выборе конструкционных материалов также учтены категории взрывопожарной опасности зданий и сооружений СП 12.13130.2009 [22];
- диаметры трубопроводов и толщины стенок рассчитаны, согласно требованиям ГОСТ 32388-2013 [30];
- вентиляционный патрубок дренажной емкости, совмещенный с трубопроводом на свечу рассеивания оснащен предохранителем огневым, предназначенным для предотвращения проникновения пламени внутрь;
- оборудование оснащено контрольно-измерительными приборами и средствами сигнализации, необходимыми для безопасного ведения процесса;
- к каждой фонтанной арматуре присоединена линия глушения скважины через трубное и затрубное пространство, с обратным клапаном, длиной не менее 100м;

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т	Лист	
									15
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.			

- управление центральной задвижкой, первыми от устья боковыми задвижками, установленными на струнах фонтанной арматуры, управление насосом УЭЦН дистанционное и автоматическое;
- для защиты от коррозии технологического оборудования, эксплуатируемого в условиях воздействия сернистого водорода, применяются ингибиторы коррозии и специальные покрытия, а также осуществляется контроль коррозионного состояния оборудования (установка датчика скорости коррозии);
- предусмотрена комплексная система автоматизации, обеспечивающая получение требуемого количества и качества добываемой продукции, безаварийную работу оборудования без постоянного пребывания обслуживающего персонала.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв №		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т		Лист
								16

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

В процессе эксплуатации скважины на внутренних стенках выкидных насосно-компрессорных труб образуются асфальтосмолопарафиновые отложения. Ликвидация данных отложений выполняется установкой депарафинизации скважин УДС с помощью скребка, опускаемого в скважину на глубину ниже глубины начала образования АСПО.

Ликвидация АСПО с внутренних стенок выкидного нефтепровода, нефтесборного коллектора, технологического оборудования выполняется передвижной парогенераторной установкой (ППУ) или мобильным агрегатом депарафинизации (АДП), подключенным к пропарочным штуцерам.

Своевременное удаление парафина, механических примесей, водяных и газовых скоплений позволит поддерживать пропускную способность трубопроводов на проектном уровне.

Для проведения капитального и подземного ремонтов скважин, обслуживания и ремонта приустьевого оборудования устья на скважине проектом предусмотрено:

- фундамент для установки подъемного агрегата;
- площадка для установки приемных мостков-стеллажей с учетом их габаритов при развороте в рабочее положение;
- площадки обслуживания устьевого арматуры.

Производство капитальных и подземных ремонтов скважин выполняется специализированными бригадами, укомплектованными специальным оборудованием, инвентарными поддонами.

Производство текущих ремонтов наземного оборудования осуществляется силами персонала КЦДНГ-5 и подрядных организаций.

Оборудование и материалы для проведения текущих ремонтов (замена трубопроводной арматуры, сальниковой набивки, межфланцевых прокладок и т.д.) размещаются в складских помещениях и на площадках складирования КЦДНГ-5.

При выполнении работ, связанных с технологическими работами и осмотром оборудования кустов скважин, ремонтными работами, расчисткой снега и т.д., предусмотрено использование транспортных средств и спецтехники, базирующихся на территории КЦДНГ-5.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №						61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т	Лист
									17
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.		Дата

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

В соответствии с п.п. 1,2 приложения 1 к Федеральному закону № 116-ФЗ от 21.07.1997 [3], проектируемые технологические сооружения являются опасными производственными объектами по следующим признакам:

- наличие в технологическом процессе газов, горючих и легковоспламеняющихся жидкостей, представляющих опасность для окружающей среды и обслуживающего персонала;
- использование оборудования, работающего под давлением более 0,07 МПа.

Технологическое надземное оборудование размещено в соответствии с федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" [31].

Для обслуживания устьевой арматуры скважины, для доступа к технологическому оборудованию куста скважин предусмотрены площадки обслуживания с покрытием, исключающим проскальзывание обуви, и, начиная с высоты 0,75 м, перилами высотой 1,25 м. Ко всем сооружениям, требующим подхода обслуживающего персонала, предусмотрены пешеходные дорожки шириной не менее 1 м.

Для снижения взрывоопасности объекта в проекте приняты следующие решения:

- материальное исполнение, выбор конструкционных материалов соответствует регламентным условиям технологического процесса, физико-химическим свойствам рабочей среды температуры окружающей среды;
- герметичное исполнение технологического оборудования и трубопроводов;
- расположение аппаратуры и сооружений с соблюдением соответствующих противопожарных разрывов.

Характеристика объектов по взрывопожароопасности с указанием категории взрывопожароопасности, класса взрывоопасной зоны, категории и группы взрывопожарной смеси производственного процесса приведена в таблице 8.1.

Для контроля избыточного давления в технологических трубопроводах и оборудовании в межтрубном пространстве скважины предусмотрена установка показывающих манометров, демонтируемых на время проведения пропарки.

Объем контроля сварных соединений технологических трубопроводов I категории – 20%, трубопроводов II категории – 10 % от общего числа стыков ультразвуковым методом [24].

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист
			61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т						
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

Таблица 5.1 – Характеристика объектов с указанием категории взрывопожаробезопасности, класса взрывоопасной зоны, категории и группы взрывоопасной смеси производственного процесса

Наименование сооружения наружной установки и помещения производственного назначения	Категория по пожарной и взрывопожарной опасности наружных установок и помещений производственного назначения по СП 12.13130.2009	Классификация взрывоопасной зоны		
		Класс взрывоопасной и пожаробезопасной зоны по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ Р 51330.11-2002, ГОСТ Р 51330.5-99	Наименование веществ, определяющих категорию и группу взрывоопасных смесей
Приустьевая площадка добывающей скважины	АН	В-1г	ПА-ТЗ	Нефтяная эмульсия
Дренажная емкость V= 5 м ³	АН	В-1г	ПА-ТЗ	Нефтяная эмульсия
Блок дозирования реагентов	А	В-1г	ПА-ТЗ	Реагент
Измерительная установка	А	В-1а	ПА-ТЗ	Нефтяная эмульсия
Свеча рассеивания	АН	В-1г	ПА-ТЗ	Попутный нефтяной газ
Трубопровод глушения	АН	В-1г	ПА-ТЗ	Попутный нефтяной газ

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала и безопасного проведения работ предусмотрены следующие мероприятия:

- оснащение работающих средствами коллективной защиты, а также устройство ветровых конусов (ветроуказателей);
- установка предупреждающих знаков;
- устройство станций контроля загазованности окружающей среды;
- на установках, в помещениях и на промышленных площадках, где возможно выделение сернистого водорода в воздух рабочей зоны (добывающие скважины, установка по замеру дебита нефти и газа и другое оборудование, участвующее в технологическом процессе), осуществляется постоянный контроль воздушной среды и сигнализация опасных концентраций сернистого водорода.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв №	Подп. и дата	Инд. № подл.	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т	Лист
										19

Блок дозирования реагентов выполнен в блочном заводском исполнении. Процесс дозирования и подачи реагентов происходит с помощью насосных агрегатов в автоматическом режиме. Все соединения, связывающие коммуникации блока дозирования реагентов, включая насосные агрегаты, герметичны. Выбросы загрязняющих веществ отсутствуют. Обслуживание БДР в рабочем режиме не требуется. Плановое обслуживание блока дозирования реагентов производится при отключенном оборудовании и слитом реагенте.

Свеча рассеивания и дренажная емкость предназначены на случай аварийного сброса газа и продукции скважин. При штатном режиме эксплуатации данное оборудование не используется. Для защиты сепаратора измерительной установки от превышения давления свыше 3,5 МПа, в комплекте заводской поставки измерительной установки предусмотрен предохранительный клапан, газ сбрасывается на свечу рассеивания через емкость дренажную. Фонтанная арматура добывающих скважин соединена с продувочной свечой, через которую производится сброс газа в случае аварийной ситуации.

После окончания монтажных и сварочных работ, контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, а также после установки и окончательного закрепления всех опор, трубопроводы подвергаются визуальному контролю, испытанию на прочность и дополнительным испытаниям на герметичность.

Согласно СП 75.13330.2011 [24], ГОСТ 32569-2013 [21], Руководства по безопасности [38] на прочность, плотность и герметичность пневматическим способом испытываются технологические трубопроводы, после установки запорной арматуры и приборов контроля и автоматики.

Испытания на прочность и плотность предусматриваются с давлением $1,43 \times P_{расч}$. (Рисп = 5,72 МПа – для выкидных трубопроводов от скважин до измерительной установки, для нефтесборного коллектора от ИУ до условной границы проектирования, для трубопроводов подачи реагентов; Рисп = 0,2 МПа – для дренажных трубопроводов от измерительной установки, блока дозирования реагентов до дренажной емкости и газопроводов к свече рассеивания, Рисп = 50,05 МПа для трубопроводов глушения скважин. При испытании на прочность подъем давления следует производить плавно со скоростью, равной 5 % от Рисп в минуту, но не более 0,2 МПа (2 кгс/см^2) в минуту с периодическим осмотром трубопровода.

Испытания на плотность предусматриваются после снижения давления до расчетного, с давлением Рисп= $P_{расч}$. (Рисп = 4,0 МПа – для выкидных трубопроводов от скважин до измерительной установки, для нефтесборного коллектора от измерительной установка до условной границы проектирования, для трубопроводов подачи реагентов; Рисп = 0,2 МПа – для дренажных трубопроводов от измерительной установки, блока дозирования реагентов до дренажной емкости и газопроводов к свече рассеивания, Рисп = 35 МПа для трубопроводов

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

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т

глушения скважин. 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 поверхности элементов, сварных соединений и сами сварные соединения должны быть подвергнуты тщательному визуальному осмотру. Продолжительность испытания на прочность и плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

Испытания на герметичность производятся в соответствии с Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утв. Приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 №784 сжатым воздухом на величину рабочего давления (Рисп =4,0 МПа – для выкидных трубопроводов от скважин до измерительной установки, для нефтесборного коллектора от ИУ до условной границы проектирования, для трубопроводов подачи реагентов; Рисп = 0,2 МПа – для дренажных трубопроводов от измерительной установки, блока дозирования реагентов до дренажной емкости и газопроводов к свече рассеивания, Рисп = 35 МПа для трубопроводов глушения скважин, продолжительностью не менее 24 ч. Скорость падения давления должна составлять не более 0,1 % в час.

Продувка трубопроводов должна производиться под давлением, равным рабочему, но не более 4,0 МПа (40 кгс/см²). Продолжительность продувки должна составлять не менее 10 минут.

Контроль работы электрического погружного центробежного насоса ведется со станций управления с системами обратной связи.

Для предотвращения загрязнений окружающей среды в случае аварийного выброса нефти вокруг площадки куста скважин сооружено обвалование высотой 1 м и шириной по верху не менее 0,5 м.

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

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т

9 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого на подземных горных работах технологического оборудования и технических устройств

Обязательным условием для применения технических устройств, оборудования, материалов и изделий, является наличие документов, подтверждающих их соответствие обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации в ст. 7 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», в ст. 20, 23 Федерального закона от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», в том числе требованиям ст. 6 технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								22
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т

10 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности

К работе с оборудованием куста скважин допускаются лица, имеющие соответствующую профессиональную подготовку, прошедшие инструктаж согласно перечню обязательных инструкций, сдавшие экзамен на допуск к самостоятельной работе.

Добыча продукции скважин ведется в автоматическом режиме, что позволяет эксплуатировать технологическое оборудование без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т	

11 Перечень мероприятий обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственного объекта капитального строительства

Мероприятия по охране труда на каждом рабочем месте являются приоритетными и направлены на снижение производственного травматизма, сохранения здоровья, работоспособности работников, на снижение потерь рабочего времени и, как следствие, на повышение производительности труда.

Указанные мероприятия разрабатываются в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 26.08.1995 г. №843 [6], а также другими нормативно-правовыми актами по охране труда.

Технологические процессы добычи, сбора и транспортировки нефти в системе нефтесбора сопряжены со следующими производственными опасными факторами:

- наличие легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ) и газов;
- свойство паров ЛВЖ и газов образовывать взрывоопасные смеси при соединении с воздухом;
- технологический режим добычи, сбора и транспорта скважинной продукции осуществляется при высоком рабочем давлении (4,0 МПа);
- свойство жидких и газообразных нефтепродуктов оказывать отравляющее действие на организм человека.

Все технологические решения приняты с учетом охраны труда и техники безопасности для персонала, обслуживающего кустовые площадки скважин. Принятая технологическая схема добычи, сбора и транспорта обеспечивает герметичность процесса и исключает выброс вредных и опасных веществ в нормальном рабочем режиме эксплуатации.

В процессе производства работ работодатель обязан обеспечить выполнение установленных законодательством условий безопасности труда:

- безопасность работников при эксплуатации сооружений, оборудования, применяемых в производстве инструментов;
- применение средств индивидуальной и коллективной защит работников;
- обязательная выдача специальной одежды, обуви и других индивидуальных средств защиты;
- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ;
- соблюдение производственной дисциплины;
- соблюдение графика планово-предупредительных ремонтов, осмотров и испытаний.

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала и безопасного проведения работ предусмотрены следующие мероприятия:

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т	Лист
								24
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

- оснащение работающих средствами коллективной защиты, а также устройство ветровых конусов;
- установка предупреждающих знаков;
- устройство станций контроля загазованности окружающей среды;
- на установках, в помещениях и на промышленных площадках, где возможно выделение сернистого водорода в воздух рабочей зоны (добывающие скважины, установка по замеру дебита нефти и газа и другое оборудование, участвующее в технологическом процессе), осуществляется постоянный контроль воздушной среды и сигнализация опасных концентраций сернистого водорода.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т	

12 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

Контроль и управление технологическими процессами объектов создается на базе современных средств контроля и автоматизации отечественного/зарубежного производства, удовлетворяющих лучшим международным стандартам и соответствующих Российским нормам и правилам.

Предусмотренный уровень контроля и автоматизации достаточен для обеспечения работы технологических установок с минимальным вмешательством обслуживающего персонала (оператора), обеспечивающий контроль и управление с диспетчерского пункта. Получая информацию о состоянии объекта, оператор имеет возможность проанализировать эту информацию и принять соответствующее решение об управляющем воздействии на объект. Информация поступает на диспетчерский пункт. Расположение диспетчерского пункта для куста скважин №13бис см. раздел проекта «Сети связи» (61-01-НИПИ/2021-ИОС5).

12.1 Объем контроля и автоматизации

Объем контроля и автоматизации, предусматриваемый данным проектом выполнен в соответствии с СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015, графически представлен на чертеже 61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Г2 для добывающих скважин. План расстановки средств автоматизации и телемеханизации представлен на чертежах 61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Г4.

Объектами автоматизации и телемеханизации являются:

- добывающая скважина (5 шт.);
- установка депарафинизации скважин УДС (5 шт.);
- автоматизированная измерительная установка ИУ (1 шт.);
- блок дозирования реагентов БДР (1 шт.);
- КТП (1 шт.);
- охранная сигнализация (см. п. 18);
- емкость дренажная V=5 м³;
- электроприводные задвижки на общем коллекторе на выходе с куста и на добывающих скважинах (16 шт.).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т	Лист
								26
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

Добывающие скважины

Добыча нефти на скважине осуществляется механизированным способом с помощью погружных электроцентробежных насосов типа УЭЦН с установкой устьевой арматуры.

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- местный и дистанционный контроль давления в выкидном трубопроводе скважины;
 - контроль состояния насоса;
 - контроль значения тока двигателя и сигнализация недогрузки и перегрузки по току;
 - деблокировка аварии;
 - работа по заданной программе;
 - сигнализация давления на приеме насоса, температуры двигателя, сопротивление изоляции кабеля и электродвигателя;
 - предусмотрена установка датчика предельно допустимых концентраций вредных веществ (ПДК H₂S) на высоте 1 м от земли;
 - аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК.
- Предусматривается по месту установки датчика загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт.
- контроль загазованности (ДВК). Установка стационарных датчиков контроля ДВК не предусматривается. Площадка куста скважин эксплуатируется без постоянного присутствия персонала. При обходах и ремонте сооружений обслуживающим персоналом, контроль загазованности (ДВК) осуществляется переносным газоанализатором.
 - отключение УЭЦН при пожаре на площадке куста скважин, в измерительной установке (технологический блок и аппаратный блок), в блоке дозирования реагентов;
 - отключение УЭЦН при загазованности в технологическом блоке измерительной установки;
 - отключение УЭЦН при аварийном максимальном и аварийном минимальном давлении на выкидном трубопроводе от устья скважины;
 - отключение УЭЦН при закрытии задвижки на нефтесборном коллекторе.

Автоматизированная измерительная установка

Автоматизация измерительной установки выполнена в объеме заводской поставки.

Объем автоматизации представлен следующими функциями:

- дистанционное измерение дебита по нефти, воде и газу;
- контроль давления в коллекторе;
- контроль и управление переключателем скважин;
- контроль несанкционированного доступа в помещение замерной установки;
- местное и дистанционное измерение температуры в помещении замерной установки;

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т	Лист	
									27
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.			

- сигнализация аварии в замерной установке;
- контроль загазованности в помещении замерной установки;
- включению аварийной вытяжной вентиляции в технологическом блоке измерительной установки при превышении концентрации горючих веществ в воздухе 10 % НКПР;
- отключению оборудования измерительной установки при достижении концентрации горючих газов 50 % НКПР в технологическом блоке ИУ и при пожаре;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация предусматривается у входа в помещение и внутри помещения с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- автоматическое отключение вентиляции при пожаре согласно ГОСТ 12.4.009-83.

Блок дозирования реагентов БДР

Автоматизация блока дозирования реагентов выполнена в объеме заводской поставки.

Объем автоматизации представлен следующими функциями:

- дистанционное измерение расхода, давления, температуры, уровня реагента;
- местное и дистанционное измерение температуры в помещении блока;
- состояние насоса реагента;
- управление двигателем дозирочного насоса;
- дистанционное измерение уровня реагента в расходном баке реагента;
- сигнализация низкого уровня реагента в емкости реагента;
- сигнализация пожара в блоке;
- сигнализация несанкционированного доступа;
- контроль загазованности в помещении БДР;
- включению аварийной вытяжной вентиляции в технологическом блоке при превышении концентрации горючих веществ в воздухе 10 % НКПР;
- отключению оборудования при достижении концентрации горючих газов 50 % НКПР в технологическом блоке и при пожаре;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация предусматривается у входа в помещение и внутри помещения с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- автоматическое отключение вентиляции при пожаре согласно ГОСТ 12.4.009-83.

Установка депарафинизации

Для ликвидации АСПО на устьевой арматуре предусматривается установка депарафинизации скважин.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т	Лист
								28
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

Автоматизация установки депарафинизации скважин выполнена в объеме заводской поставки. Объем автоматизации представлен следующими функциями:

- контроль состояния установки депарафинизации скважин;
- усилие натяжения проволоки;
- сигнализация аварии установки.

Дренажная емкость

Проектом предусматривается:

- сигнализация верхнего уровня в емкости;
- контроль ПДК (загазованности). Устанавливается один датчик загазованности на расстоянии 1 м со стороны подхода обслуживающего персонала к дренажной емкости на высоте 1 м от нулевой отметки;

– аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация устанавливается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;

– контроль ДВК (загазованности). Установка стационарных датчиков контроля ДВК не предусматривается. Площадка куста скважин эксплуатируется без постоянного присутствия персонала. При обходах и ремонте сооружений обслуживающим персоналом, контроль загазованности (ДВК) осуществляется переносным газоанализатором.

Электроприводная задвижка

Проектом предусматривается:

– управление задвижкой электроприводной на общем коллекторе на выходе с куста и на добывающей скважине: в автоматическом режиме - автоматическое закрытие в случае аварии (аварийном максимальном и аварийном минимальном давлении после задвижки (P_{max}/P_{min})), при пожаре на площадке куста скважин, в измерительной установке, в блоке дозирования реагентов; в ручном режиме – либо по месту, либо с поста управления на площадке КТП, либо с АРМ-оператора диспетчерского пункта;

- сигнализация состояния (открыто/закрыто/неисправность).

КТП

Автоматизация КТП выполнена в объеме заводской поставки. Объем автоматизации представлен следующими функциями:

- дистанционное измерение напряжения по фазе А,В,С;
- дистанционное измерение тока фазы А,В,С.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т

12.2 Телемеханизация куста скважин

Сбор информации и управления рассредоточенными объектами осуществляется системой телемеханики на базе программируемых логических контроллеров. Система производит съем информации с цифровых, аналоговых, частотных датчиков, передает информацию на сервер системы, передает на объекты команды контроля и управления, организует локальное управление оборудованием на объектах, формирует отчеты. В состав системы, кроме контроллеров, входит программное обеспечение, реализующее получение, передачу, обработку и отображение информации.

Структурная схема системы АСУ ТП представлена в графической части раздела 61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Г6.

Система АСУ ТП построена по трехуровневому иерархическому принципу:

- нижний (полевой) уровень: датчики-преобразователи физических величин (полевое оборудование КИПиА), датчики сигнализации состояния оборудования, исполнительные механизмы, аппаратура местного управления (электроприводные задвижки);
- средний уровень – шкаф телемеханики (СУ ТМ), в состав которого входит программируемый логический контроллер, элементы автоматики, коммутации и защиты;
- верхний уровень - уровень автоматизированного оперативного управления (сервер, рабочие станции, базовое и сервисное программное обеспечение).

Функции нижнего уровня реализуются первичными датчиками и преобразователями, которые монтируются на контролируемых объектах.

Комплекс технических средств нижнего уровня включает в себя следующее оборудование и датчики:

- измерительные приборы, выходной сигнал 4-20мА, «сухой» контакт, частотно-импульсный;
- запорно-регулирующая арматура (ЗРА).

Первичное преобразование физических величин в электрические сигналы реализуются с помощью датчиков давления, температуры, расхода установленных непосредственно на технологическом оборудовании.

ЗРА позволяет управлять технологическим процессом.

Для сбора первичной информации от датчиков, а также для формирования управляющих воздействий на исполнительные механизмы объекта скважин использована СУ ТМ на базе программируемого логического контроллера и модулей ввода/вывода в составе шкафа телемеханики установленного в пункте контроля и управления (ПКУ) на площадке КТП кустовой площадки.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т	Лист
								30
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

Система функционирует автономно, без участия человека.

Функции среднего уровня реализованы контроллерным оборудованием и специализированным программным обеспечением.

Основой СУ ТМ служит программируемый логический контроллер, выполняющий функции контроля цифровых, аналоговых и импульсных сигналов и выдачу команд управления на исполнительные механизмы.

Программа контроллера в реальном масштабе времени осуществляет сбор, первичную обработку, накопление, хранение текущих технологических данных, выполняет поступающие с верхнего уровня команды управления, выполняет автоматическое управление ЗРА, регулирует в заданных параметрах процесс и производит диагностику состояния оборудования СУ ТМ.

Шкаф телемеханики представляет из себя электротехнический металлический шкаф со степенью защиты IP65, в котором установлен ПЛК с набором унифицированных модулей сопряжения с датчиками и приборами.

Шкаф телемеханики состоит из:

1) ПЛК:

- ЦПУ ;
- модули дискретного ввода;
- модуль дискретного вывода;
- модули аналогового ввода;
- блок питания 24В.

2) Дополнительное оборудование:

- барьеры искрозащиты;
- источник бесперебойного питания 1500 VA с АКБ;
- автоматические выключатели, промежуточные реле, лампы, переключатели, кнопки;
- источник питания полевого оборудования 24В.

Передача информации от СУ ТМ в диспетчерский пункт осуществляется по средствам комплекса технических средств системы передачи данных на базе системы широкополосного беспроводного доступа установленного в шкафу ТМ.

Подключение к оборудованию сетей связи выполнено по сети Ethernet TCP/IP.

Функции верхнего уровня, уровня диспетчерского пункта системы выполняются управляющим вычислительным комплексом (УВК ДПС), который включает в себя сервер, основную и резервную рабочую станцию диспетчера, рабочую станцию инженера.

На верхнем уровне система управления выполняет следующие функции:

– сбор информации с СУ ТМ технологических объектов, регистрация текущих значений технологических параметров;

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

- сигнализация отклонений технологических параметров за аварийные и технологические границы;
- телеуправление;
- ведение базы данных;
- наглядное представление хода технологического процесса;
- хранение информации по замерам технологических параметров, по изменению состояния оборудования, аварийной сигнализации;
- обслуживание информационных запросов обслуживающего персонала в диалоговом режиме;
- формирование регламентных отчетных документов;
- интерфейс с другими информационными системами.

Верхний уровень представлен серверным шкафом и АРМом оператора.

Организация обмена информации между СУ ТМ площадок скважин и диспетчерским пунктом предусматривается разделом 5, подразделом 5 «Сети связи» (61-01-НИПИ/2021-ИОС5). Объем информации, передаваемой в систему телемеханики, приведен в таблице 6.

Таблица 6 – Объем информации, передаваемой с площадки скважин №13бис в систему телемеханики

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
СКВАЖИНА С ЭЦН			
Дебит скважины по жидкости (м ³ /сут)	x	-	-
Давление линейное	x	x	-
Состояние ПЭД (включен, отключен, авария)	x	x	x
Напряжение по фазам А, В, С	x	x	-
Ток фаз А, В, С ПЭД	x	x	-
Сопротивление изоляции	x	x	-
Загрузка ПЭД	x	x	-
Частота выходная	x	-	-
Давление на входе ПЭД	x	x	-
Температура жидкости на входе ПЭД	x	x	-
Температура ПЭД	x	x	-
Вибрация по осям ПЭД	x	x	-

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
Частота турбинного вращения	х	-	-
Причина последнего отключения	х	-	-
Дата и время последнего отключения	х	-	-
Наработка с момента последнего запуска	х	-	-
Установка защиты от недогрузки (ЗСП)	х	-	х
Установка защиты от перегрузки (ЗП)	х	-	х
Аварийный останов	-	-	х
БДР			
Расход реагента (г/т, по уровню в емкости)	х	х	-
Расход реагента накопленный, за сутки	х	-	-

Давление реагента	х	х	-
Уровень реагента	х	х	-
Температура реагента	х	х	-
Состояние насоса заправки реагента (включен/отключен)	-	х	-
Частотное управление двигателем дозирующего насоса	х	х	х
Состояние дозирующего насоса (включен/отключен)	-	х	х
Сигнализация неотключения ТЭН при минимальном уровне реагента в емкости	-	х	-
Несанкционированный доступ	-	х	-
Сигнализация загазованности	-	х	-
Пожарная сигнализация	-	х	-
КТП			
Напряжение по фазе А, В, С	х	-	-
Ток фазы А, В, С	х	-	-
Пожарная сигнализация	-	х	-
Несанкционированный доступ	-	х	-

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ЗАМЕРНАЯ УСТАНОВКА

Дебит скважины по нефти (т/сут)	X	-	-
Дебит скважины по воде (т/сут)	X	-	-
Объемный расход скважины по жидкости (м3/сут)	X	-	-
Объемный расход скважины по газу (м3/сут)	X	-	-
Объемный расход скважины по газу при Н.У. (м3/сут)	X	-	-
Плотность жидкости	X	-	-
Обводненность нефти	X	-	-
Давление в общем коллекторе	X	X	-
Положение ПСМ	-	X	X
Время замера	-	X	X
Режим работы (ручной, автоматический)	-	X	X
Несанкционированный доступ	-	X	-
Температура в БТ	X	X	-
Температура в БА	X	X	-

Сигнализация загазованности в БТ	-	X	-
Пожарная сигнализация	-	X	-
Аварийный останов	-	-	X

УДС

Напряжение фаз А, В, С	X	X	-
Ток фаз А, В, С	X	X	-
Состояние (спуск/подъем/отстой)	-	X	-
Предельное усилие на барабане	-	X	-
Напряжение проволоки выше нормы	-	X	-
Напряжение проволоки ниже нормы	-	X	-

ДРЕНАЖНАЯ ЕМКОСТЬ

Уровень в емкости (максимальный)	-	X	-
----------------------------------	---	---	---

ЗАГАЗОВАННОСТЬ

1,2 порог (авария) загазованности H ₂ S (обобщенный сигнал)	-	X	-
--	---	---	---

ПРОЧИЕ

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т

Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть/закрыть; открыта/закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	x	x
Пожар на кусте скважин	-	x	-
Неисправность охранно-пожарной сигнализации	-	x	-

ТИ – телеизмерение, ТС – телесигнализация, ТУ – телеуправление.

12.3 Технические средства автоматизации

При разработке проекта были использованы технические средства отечественного производства, соответствующие требованиям государственных и отраслевых стандартов.

Для контроля технологических параметров предусматривается применение нижеперечисленных датчиков и приборов:

- для контроля температуры термометры биметаллические показывающие ТБП (IP64) производства ООО НПО «ЮМАС», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

- для контроля давления манометры МП (IP65) производства ООО НПО «ЮМАС», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

- для дистанционного измерения давления – датчик избыточного давления АИР-10Н (0Ex ia ПА ТЗ Ga X, IP67) производства ООО НПП «Элемер», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

- для дистанционного измерения температуры преобразователь температуры ТПУ 0304-М1/Н (0Ex ia ПА ТЗ Ga X, IP65) производства ООО НПП «Элемер», Россия или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

- для сигнализации уровня датчик уровня ПМП-052 (0ExiaIIВТ4GaX, IP66) производство ЗАО НПО «Сенсор», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

- для контроля загазованности и контроля ПДК предусматриваются сигнализаторы газовые оптические СГОЭС (1Exd[ib]IICT4, IP66) производства ЗАО «Электростандарт-прибор», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

- пост аварийной сигнализации ПАСВ1 (1ExsIICT6, IP66) производства ОАО «ВЭЛАН», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации.

По устойчивости к воздействию окружающей среды приборы соответствует климатическому исполнению УХЛ 1 по ГОСТ 15150-69.

Установленные приборы сохраняют работоспособность при температуре окружающей среды от минус 55 до плюс 60 °С.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т

Электропитание приборов и средств автоматизации осуществляется постоянным током напряжением 24 В.

Заземление средств автоматизации и телемеханизации выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ. По месту приборы заземляются согласно требованиям изготовителей приборов. Присоединение к заземляющему устройству осуществляется при помощи провода в желто-зеленой изоляции ПуГВ 1х6 и полосы Б2 4х20 (СтЗкп ГОСТ 535-2005, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89). Монтаж выполняется согласно инструкции по монтажу зануления и защитного заземления ТИ4.25088.17000. Сопротивление заземляющего устройства площадок составляет не более 4,0 Ом.

В соответствии с требованиями ПУЭ, ГОСТ Р 58367-2019 электроснабжение средств автоматизации и телемеханики на площадках скважин предусматривается по 1-й категории надежности электроснабжения (см.61-01-НИПИ/2021-ИОС1). Дополнительно в шкафу телемеханики предусматривается установка источника бесперебойного питания 1500 VA с АКБ. Время работы от АКБ не менее 1 часа.

Безопасность функционирования запроектированных средств автоматизации, в частности, методы заделки мест прохода проводок средств автоматизации через ограждающие строительные конструкции, обеспечивающие требуемую огнестойкость этих конструкций и предотвращение распространения огня, выполняется в соответствии с ПУЭ.

Для кабельных линий КИПиА, прокладываемых во взрывоопасных зонах предусматривается кабель герметичный с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным наполнителем СКАБ250нг(А)-LS Nx2xS/СКАБ250Кнг(А)-LS Nx2xS (или аналогичный), соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Для кабельных линий КИПиА, прокладываемых вне взрывоопасных зон предусматривается кабель КВВГЭнг(А)-LS/МКЭШВнг(А)-LS-Nx2xS/МКЭШВнг(А)-LS-ХЛ Nx2xS (или аналогичные), соответствующие требованиям ГОСТ 31565-2012. Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям. Жилы кабелей, прокладываемые во взрывоопасной зоне, в соответствии с СП 423.1325800.2018 имеют сечение не менее 1 мм². При этом концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно СП 77.13330.2016.

Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям. Жилы кабелей, прокладываемые во взрывоопасной зоне, в соответствии с СП 423.1325800.2018 имеют сечение не менее 1 мм². При этом концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно СП77.13330.2016.

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

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т

В соответствии с требованиями СП 76.13330.2011, ПУЭ проходы кабелей через стены и перекрытия предусматриваются с использованием специализированных кабельных проходок СПО-Э, противопожарных подушек ППВ и противопожарных уплотнителей ППУ, огнезащитной мастики МГКП. Предел огнестойкости проходок и материалов предусматривается не ниже предела огнестойкости конструкций. Заделки с использование вышеперечисленных средств допускают замену и дополнительную прокладку новых проводов и кабелей.

Высота прокладки кабельных трасс по эстакаде в соответствии с СП 18.13330.2010, ПУЭ принята 5 м до проезжей части для переходов через дороги. Для кабельной эстакады и галереи в непроезжей части территории промышленного предприятия высота прокладки кабельной трассы не менее 2,5 м от планировочной отметки земли.

Прокладка измерительных кабелей, кабелей управления и сигнализации осуществляется в коробах по эстакадам, металлическим конструкциям совместно с электротехническими кабелями, но на разных полках.

Прокладка внешних искробезопасных и искроопасных цепей, в соответствии с ПУЭ и ГОСТ 22782.5-78*, осуществляется отдельными кабелями.

Небронированные кабели прокладываются в стальных водо-газопроводных трубах или в стальных коробах. Бронированные кабели применяются в резиновой, поливинилхлоридной и металлической оболочках, не распространяющих горение. При этом стальные трубы электропроводки, коробка с небронированными кабелями и бронированные кабели прокладываются на расстоянии не менее 0,5 м от трубопроводов, со стороны трубопроводов с негорючими веществами.

Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв №		Лист	
						37
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т						Лист

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

В период эксплуатации Леккерского месторождения источником выбросов загрязняющих веществ являются площадка куста скважин №13бис.

Состав выбросов представлен легкими углеводородами, проникающими в атмосферу через неплотности фланцевых соединений технологического оборудования, расположенных на площадке куста скважин №13бис.

Источниками поступления загрязняющих веществ в атмосферный воздух при строительстве объекта являются строительные машины, механизмы, передвижные дизельные электростанции, сварочные и шлифовальные, газорезательные и лакокрасочные посты.

Передвижные источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу характеризуются постоянным изменением их местоположения, количеством одновременно работающих источников, а также различным режимом и временем их работы.

Подробная информация о результатах расчетов выбросов в атмосферу представлена в разделе «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» 61-01-НИПИ/2021-ООС1.

Сбросов в водные источники в настоящем проекте не предусмотрено.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т	Лист
								38
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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

При проектировании объекта обустройства куста скважин №13бис Леккерского месторождения предусмотрены мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду:

- герметизация системы сбора и транспорта нефти, предусматривающая установку отсекающей арматуры (задвижка Ду80, Ру4,0 МПа) на выкидном трубопроводе и установки устьевой фонтанной арматуры АФК6В - 80 х 35 на устье добывающих скважин. Согласно ГОСТ Р 54808-2011 вся арматура имеет класс герметичности затвора А [39];
- напорная система сбора и транспорта продукции скважин, что обеспечивает максимальную герметичность системы и минимальные выделения нефти и газа в окружающую среду при нормальных условиях эксплуатации;
- защитное обвалование площадки куста скважин высотой не менее 1 м, откосы обвалования укрепляются посевом трав по торфо-песчаной смеси, толщиной слоя 10 см. Насыпь планировки выполняется из привозного песчаного грунта;
- выбор материалов, конструкций сосудов и трубопроводов с учетом обеспечения прочности и надежности эксплуатации в рабочем диапазоне температур от возможной минимальной температуры нефтегазовой эмульсии и окружающей среды до максимальной;
- выбор оборудования и установок на базе стандартного оборудования, выпускаемого заводами-изготовителями, в максимально возможном объеме блочного и блочно-комплектного типа по техническим характеристикам, удовлетворяющим проведению технологического процесса;
- использование при строительстве промысловых нефтегазопроводов труб стальных бесшовных горячедеформированных из стали 20А, прошедшие испытание на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А с гарантией обеспечения ударной вязкости основного металла трубы не ниже $KCU = 34,3 \text{ Дж/см}^2$ ($3,5 \text{ кгс м/см}^2$) при температуре испытания минус 60°C , с внутренним и наружным покрытием.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т					39
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

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

При эксплуатации сооружений на площадке куста скважин №13бис не образуются производственные отходы. Так как на площадке куста скважин не предусмотрено постоянного присутствия рабочего персонала, хозяйственно-бытовые отходы также не образуются.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т	

16 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов

Для предупреждения и уменьшения теплопотерь, сохранения температуры, предотвращения конденсации, образования ледяных, гидратных или иных пробок трубопроводы теплоизолируются полуцилиндрами теплоизоляционными, изготовленными из минеральной ваты на синтетическом связующем марки 150 по ГОСТ 23208-2003, с наружным покрытием из оцинкованной тонколистовой стали ГОСТ 14918-80. Запорная арматура и устьевая арматура изолируется быстросъемными термочехлами из несгораемых материалов.

Тепловая изоляция трубопроводов и арматуры соответствует требованиям нормативно-технической документации. Теплоизоляция обладает высокой огнестойкостью и низкой токсичностью продуктов горения, высокой теплопроводностью и низкой водопроницаемостью, химически устойчива к воздействию промышленной атмосферы, удобна при монтаже, сохраняет все свои технические характеристики в процессе эксплуатации.

Для подземных технологических трубопроводов предусматривается тепловая изоляция из сегментов теплоизоляционных из экструзионного пенополистирола.

Подземная дренажная емкость ЕП-5 поставляется в комплекте с заводской теплоизоляцией из рулонов из вспененного каучука и защитного покрытия в соответствии с СП 61.13330.2012 и электрическим обогревом.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т	Лист
								41
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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

Настоящая проектная документация разработана в соответствии с действующими нормами и правилами, требованиями взрыво- и пожароопасности [32].

Проектными решениями предусмотрены:

- размещение сооружений выполнено с соблюдением минимальных противопожарных разрывов в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58367-2019 [45] и федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" [31];
- герметизированная система сбора и транспортирования продукта с полным использованием нефти, газа и сопутствующих компонентов, их утилизация из мест аварийных утечек в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58367-2019 и федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" и разработанным планом ликвидации аварий;
- все трубопроводы и арматура приняты из расчета максимально возможного рабочего давления, на максимальную добычу жидкости в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58367-2019;
- применение в максимально возможных объемах блочного и блочно-комплектного оборудования и установок в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58367-2019;
- защита оборудования, трубопроводов и арматуры антикоррозионными покрытиями в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58367-2019;
- применение технологического оборудования, укомплектованного системами автоматического управления в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58367-2019 и федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №						61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т	Лист
									42
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.		Дата

18 Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» разработан и реализован комплекс мер по обеспечению защиты опасного производственного объекта и противодействию к возможным террористическим актам.

В целях снижения вероятности реализации террористических угроз на объекте на основании проектных решений создана система обеспечения его антитеррористической защищенности (АТЗ).

В соответствии с пп.6.1-6.3 СП 132.13330.2011 объекту присвоен 3 класс значимости (низкая значимость) – ущерб в результате реализации террористических угроз приобретет локальный масштаб в соответствии с критериями, утвержденными постановлением Правительства РФ от 21.05.2007 №304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

В соответствии с приложением 1 к Правилам по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса (Постановление Правительства РФ от 05.05.2012 №458) для объекта низкой категории опасности проектом предусмотрено:

- ворота на въезде на куст;
- предупредительные, разграничительные, указательные и запрещающие знаки на въезде на территорию кустов скважин;
- технические средства (переносные) обнаружения (досмотра) металлических предметов и взрывчатых веществ, имеющиеся в составе патруля охраны ЧОП «ЛУКОМ-А-Север».

При этом технологическим регламентом предусматриваются регулярные осмотры проектируемых объектов операторами со снятием показаний приборов КИПиА не менее 2-х раз в сутки, а также патрулирование месторождения силами ЧОП «ЛУКОМ-А-Север».

Доступ физических лиц, транспортных средств и грузов на объект регулирует «Положение о пропускном и внутриобъектовом режимах в ООО «ЛУКОЙЛ». Во время проведения строительно-монтажных работ должно быть предусмотрено постоянное присутствие охранного персонала ООО «Агентство «ЛУКОЙМ-А-Север».

Средства преграждения. Вокруг площадок кустов скважин запроектировано замкнутое защитное обвалование высотой 1,0 м с шириной по верху обвалования 0,5 м. Для беспрепятственного доступа техники на территорию площадки куста скважин предусмотрен

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т

переезд через обвалование. Переезд выполняется без разрыва обвалования с устройством пандусов на всю высоту обвалования.

На въезде на площадку куста скважин предусмотрена установка предупредительных знаков (аншлагов) с указанием реквизитов и телефонов эксплуатирующей организации и надписью «ПОСТОРОННИМ ВЪЕЗД И ВХОД ЗАПРЕЩЕН».

Охранные услуги (обеспечение охраны имущества на объектах) ТПП «ЛУКОЙЛ–Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» согласно договору (ежегодно пролонгируется) оказывает ООО «Частное охранное предприятие Агентство «ЛУКОМ-А-Север».

В соответствии с Приказом Минэнерго России от 10.02.2012 №48 проектируемый объект относится к критически важным объектам топливно-энергетического комплекса, подлежащим категорированию. Учитывая степень потенциальной опасности, согласно ст.5 Федерального закона от 21.07.2011 №256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» проектируемому объекту присвоена низкая категория опасности.

В соответствии с пп.6.1-6.3 СП 132.13330.2011 «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования» проектируемый объект в зависимости от вида и размера ущерба, который может быть нанесен в случае реализации террористических угроз, относится к 3 классу (низкая значимость) – ущерб в результате реализации террористических угроз приобретает муниципальный масштаб.

Согласно СП 132.13330.2011 проектируемый объект оснащается средствами защиты, представленными в таблице 7.

Таблица 7 – Требования к оснащению и применению средств защиты

Общая площадь объекта, м ²	Класс объекта по значимости	Ограждение периметра и КПП по периметру	КПП в здании	ДРК	СКУД	СрВД
Более 1500	3	-	-	-	+	+

На объекте предусмотрена охранная сигнализация, которая предназначена для своевременного оповещения о факте несанкционированного проникновения в здание ИУ, БДР на площадках кустов скважин. В системе охранно-пожарной сигнализации блочных зданий предусмотрены блоки/приборы приемно-контрольные охранно-пожарные производства НВП «Болид» г. Королев БПКОП «Сигнал-20П"/ ППКОП «Сигнал-10».

В данном комплекте предусмотрена передача сигналов сухой контакт «Доступ» с «С2000-СП1» в шкаф телемеханики и далее по проектируемому каналу связи на диспетчерский пункт Леккерского месторождения (в помещении с круглосуточным пребыванием дежурного персонала).

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т

Структурную схему технической системы охранной сигнализации см. лист 61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Г5.

Для кабельных линий охранной сигнализации, прокладываемых во взрывоопасных зонах, предусмотрен кабель герметичный с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным наполнителем СКАБ250нг(А)-FRHF-ХЛ Nx2xS (или аналогичный), соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Для кабельных линий охранной сигнализации, прокладываемых вне взрывоопасных зон предусмотрен кабель КСБнг(А)-FRHF Nx2xS (или аналогичный), соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012. Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям. Жилы кабелей, прокладываемые во взрывоопасной зоне, в соответствии с СП 423.1325800.2018 имеют сечение не менее 1 мм². При этом концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно СП77.13330.2016.

Заземление средств автоматизации и телемеханизации выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ. По месту приборы заземляются согласно требованиям изготовителей приборов. Присоединение к заземляющему устройству осуществляется при помощи провода в желто-зеленой изоляции ПуГВ 1x6 и полосы Б2 4x20 (СтЗкп ГОСТ 535-2005, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89). Монтаж выполняется согласно инструкции по монтажу зануления и защитного заземления ТИ4.25088.17000. Сопротивление заземляющего устройства площадок составляет не более 4,0 Ом.

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

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т

19 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»

Кустовая площадка скважин не является объектом транспортной инфраструктуры. Проектируемые объекты расположены на удалении более 200 м от границы земельных участков, предоставленных для размещения объектов транспортной инфраструктуры. В соответствии с п. 1 «Требований по обеспечению транспортной безопасности объектов (зданий, строений, сооружений), не являющихся объектами транспортной инфраструктуры и расположенных на земельных участках, прилегающих к объектам транспортной инфраструктуры и отнесенных в соответствии с земельным законодательством Российской Федерации к охраняемым зонам земель транспорта», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 23.01.2016 г. N 29, мероприятия по выполнению требований по обеспечению транспортной безопасности объектов в проекте не разрабатываются.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т	Лист
								46
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

Библиография

- | | | |
|----|---|---|
| 1 | 190-ФЗ от 29.12.2004 | Градостроительный кодекс Российской Федерации |
| 2 | 74-ФЗ от 3 июня 2006 г. | Водный кодекс |
| 3 | 116-ФЗ от 21.07.1997 | О промышленной безопасности опасных производственных объектов |
| 4 | Постановление №87 от 16.02.2008 | Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию |
| 5 | Постановление №390 от 25.04.2012 | Правила противопожарного режима в Российской Федерации |
| 6 | Постановление № 843 от 26 августа 1995 г. | О мерах по улучшению условий и охраны труда (в ред. Постановления Правительства РФ от 21.03.98 № 332) |
| 7 | ГОСТ Р 51164-98 | Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии |
| 8 | ГОСТ Р 8.615-2005 | Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования |
| 9 | ГОСТ Р 21.1101-2009 | Основные требования к проектной и рабочей документации |
| 10 | ГОСТ Р 51330.5-99 | Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения |
| 11 | ГОСТ Р 51330.11-99 | Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам |
| 12 | ГОСТ Р 30852.13-2002 | Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок) |
| 13 | ГОСТ Р 53315-2009 | Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности |
| 14 | ГОСТ 9544-2015 | Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов |
| 15 | ГОСТ 2.105-95 | Единая система конструкторской документации (ЕСКД). Общие требования к текстовым документам |
| 16 | ГОСТ 2.106-96 | Единая система конструкторской документации (ЕСКД). Текстовые документы |

Взам. инв №		Подп. и дата		Инв. № подл.		61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т	Лист
							47
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- | | | |
|----|---|---|
| 17 | ГОСТ 2.301-68 | Единая система конструкторской документации (ЕСКД).
Форматы |
| 18 | ГОСТ 12.4.009-83 | Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание |
| 19 | 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 |
| 20 | ГОСТ 23740-79 | Грунты. Методы лабораторного определения содержания органических веществ |
| 21 | ГОСТ 32569-2013 | Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах |
| 22 | СП 12.13130.2009 | Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности |
| 23 | СП 18.13330.2010 | Генеральные планы промышленных предприятий |
| 24 | СП 75.13330.2011 | Технологическое оборудование и технологические трубопроводы |
| 25 | СП 76.13330.2011 | Электротехнические устройства |
| 26 | СП 77.13330.2011 | Системы автоматизации |
| 27 | СНиП 22-01-95 | Геофизика опасных природных воздействий |
| 28 | СП 161.13330.2012 | Строительная климатология |
| 29 | СП 50.13330.2010 | Тепловая защита зданий |
| 30 | ГОСТ 32388-2013 | Трубопроводы технологические.
Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия |
| 31 | Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 года № 534 | Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" |
| 32 | Приказ Ростехнадзора от 11.03.2013 № 96 | Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств" |

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т	Лист
										48
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- | | | |
|----|----------------------------|---|
| 33 | ПУЭ 7 | Правила устройства электроустановок. Издание седьмое |
| 34 | СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015 | Стандарт ПАО «ЛУКОЙЛ». Автоматизированная система управления технологическими процессами и производством. Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти и газа |
| 35 | СТМ 14-29-2009 | Электрические и трубные проводки систем автоматизации. Проходки проводов через ограждающие строительные конструкции |
| 36 | РД 39.142-00 | Методика расчета выброса вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования |
| 37 | ТУ-газ-86 | Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов |
| 38 | Приказ № 784 от 27.12.2012 | Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» |
| 39 | ГОСТ Р 54808-2011 | Арматура трубопроводная. нормы герметичности затворов |
| 40 | 61-01-НИПИ/2021-ИГДИ | Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий для подготовки проектной и рабочей документации. |
| 41 | 61-01-НИПИ/2021-ИГИ | Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной и рабочей документации. |
| 42 | 61-01-НИПИ/2021-ИЭИ | Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной и рабочей документации. |
| 43 | 61-01-НИПИ/2021-ИГМИ | Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий для подготовки проектной и рабочей документации. |
| 44 | ГОСТ 31565-2012 | Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности |
| 45 | ГОСТ Р58367-2019 | Обустройство месторождений нефти на суше |

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Т	Лист
										49
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Ведомость документов графической части

<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Примечание</i>
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Г1	Ведомость документов графической части	
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Г2	Принципиальная технологическая схема и схема автоматизации куста скважин №13дис	
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Г3	План площадки куста скважин №13дис	
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Г4	План расположения средств автоматизации и телемеханизации.	
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Г5	Структурная схема технической системы охранной сигнализации	
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Г6	Структурная схема системы АСУ ТП.	

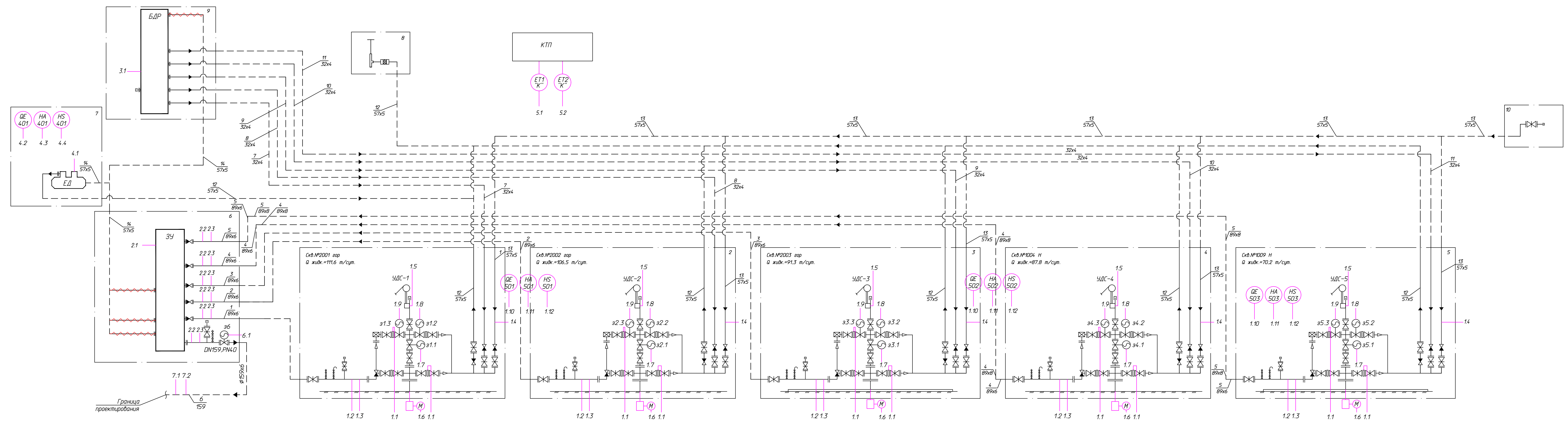
<i>Взам. инв. N</i>									
	<i>Подпись и дата</i>							61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Г1	
						Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13дис			
<i>Изм.</i>		<i>Кол.уч.</i>	<i>Лист</i>	<i>Ндок.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Литвинов</i>					<i>Стадия</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Инв. N подл.</i>	<i>Рук. группы</i>	<i>Ананьева</i>					П	1	
	<i>Н. контр.</i>	<i>Салдаева</i>					Ведомость документов графической части		
							ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		

Ведомость технологических узлов

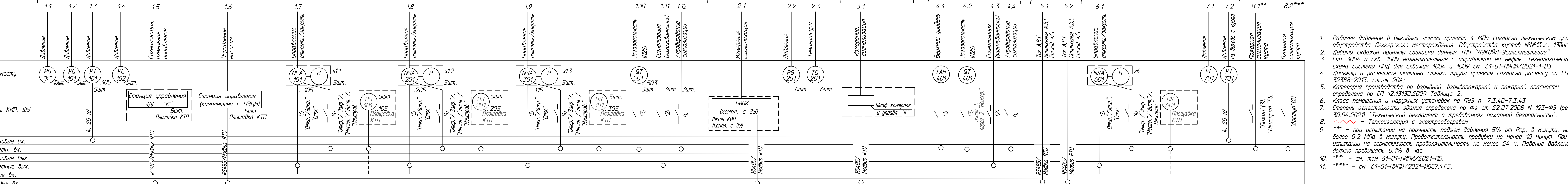
Номер узла по схеме	Наименование технологического узла	Категория производства по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности	Степень взрывопожарной опасности здания	Класс помещения и наружных установок по ПУЭ	Группа процессов по пожарной характеристике
1,2,3,4,5	Обвязка устья скв.	АН	-	В-1г	1
6	Автоматизированная измерительная установка	А	III	В-1а	1
7	Емкость дренажная	АН	-	В-1г	1
8	Свеча рассеивания газа	АН	-	В-1г	1
9	Блок дозирования реагентов	А	III	В-1а	1
10	Площадка точки подключения для глушения скважин	АН	-	В-1г	1

Характеристика трубопроводов

Обозначение	Наименование транспортируемого продукта	Категория трубопровода	Рабочие условия: Температура, °С	Давление, МПа (кгс/см ²)	Испытание: Испытание, МПа (кгс/см ²)	Дополнительные указания
1 - 6	Нефтяная эмульсия + реагент	I	40	4,0	Пневматическое	* (см. примечание 9)
7 - 11	Реагент	I	30	4,0	Герметичность	4,0
12	Газ	I	40	4,0	Пневматическое	5,72
13	Пластовая вода	I	40	35,0	Герметичность	50,05
14	Дренаж	II	30	атм.	Пневм.	35,0
					Прочн.	0,2
					Гермет.	0,1



Добывающие скважины №№2001гор., 2002гор., 2003гор., 1004Н, 1009Н (всего 5 шт.)



1. Рабочее давление в видных линиях принято 4 МПа согласно техническим условиям оборудования Леккерского месторождения. Оборудование кустов №№101с, 130ис.
2. Дебиты скважин приняты согласно данным ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз".
3. Скв. 1004 и скв. 1009 наземные с отработкой на нефть. Технологическая схема системы ПВД для скважин 1004 и 1009 см. 61-01-НИПИ/2021-1-ВЗ. Диаметр и расчетная толщина стенки трубы приняты согласно расчету по ГОСТ 32389-2013, статья 20А.
4. Категория производства по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности определена на ОП 12.13130.2009 Таблица 2
5. Класс помещения и наружных установок по ПУЭ п. 7.3.40-7.3.43
6. Степень огнестойкости здания определена по Фз от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".
7. *** - при испытании на прочность подъем давления 5% от P_{рп} в минуту, но не более 0,2 МПа в минуту. Продолжительность продувки не менее 10 минут. При испытании на герметичность продолжительность не менее 24 ч. Падение давления не должно превышать 0,1% в час
8. **** - см. там 61-01-НИПИ/2021-1Б.
9. ***** - см. там 61-01-НИПИ/2021-1Г5.

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1Г2			
Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №130ис			
Изм. Колуч	Лист № док	Подп.	Дата
Разраб. Литвинов			
Разраб. Шер			
Нач. отд. Анянева			
Н. контр. Салдаева			
Принципиальная технологическая схема и схема автоматизации куста №130ис		Стадия	Лист
		П	1
		ООО "НИПИ нефти и газа УГТ"	
Формат А3х4			

Экспликация зданий и сооружений

Номер по ген-плану	Наименование	Координаты
1.1	Приустьевая площадка добывающей скважины	3 шт.
1.2	Приустьевая площадка нагнетательной скважины (с отработкой на нефть)	2 шт.
2	Фундамент под подъемный агрегат	5 шт.
3	Площадка установки приемных мостков	5 шт.
	Автоматизированная измерительная установка, в составе:	
4.1	Технологический блок	1 шт.
4.2	Аппаратурный блок	1 шт.
5	Блок дозирования реагентов	1 шт.
6	Емкость дренажная V=5м ³	1 шт.
7	Свеча рассеивания газа	1 шт.
8	Площадка точки подключения для глушения скважин	1 шт.
9	Установка дегарификации скважин (УДС)	5 шт.
10	Площадка для стоянки пожарной техники	1 шт.

Условные обозначения

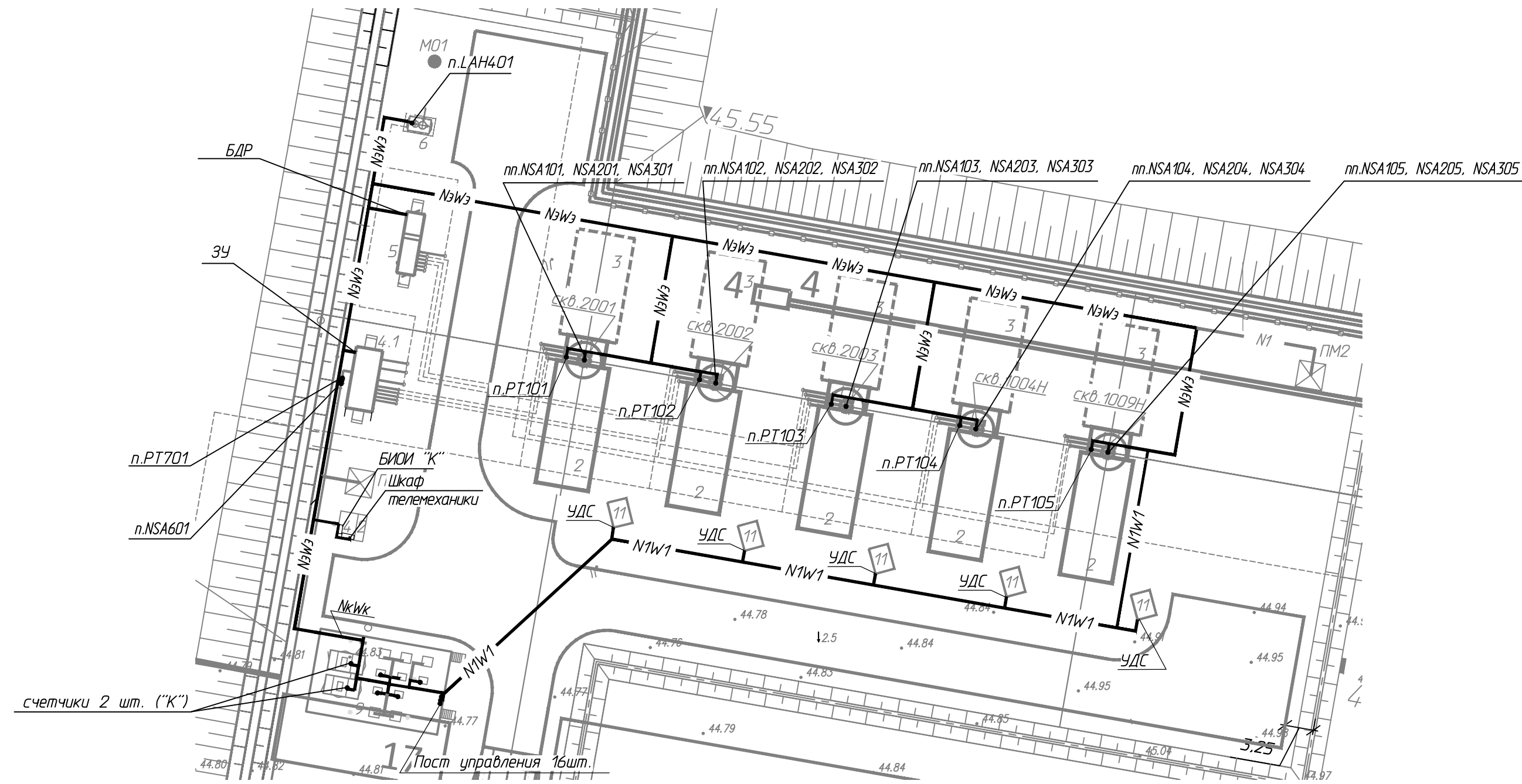
Обозначение	Наименование
	Проектируемые инженерные сети
	Технологический трубопровод, подземный
	Технологический трубопровод, подземный
	Силовой кабель, проложенный по эстакаде
	Водопровод
	Заземление
	ВЛ3-6 кВ до куста скважин №138ис
	Нефтегазопровод от площадки куста скважин №138 дис до тр.врезки на ЦПС Леккерского н.п.
	Граница инженерных изысканий



Составитель	Проверил
Имя, И.Ф. Отч.	Имя, И.Ф. Отч.
Дата	Дата
Лист	Лист
Итого листов	Итого листов

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1Г3					
Обустройство Леккерского месторождения.					
Обустройство куста №138ис					
Имя	Колл.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Литвинов				
Нач. отд.	Ананьева				
Имя, И.Ф. Отч.	Салдаева				
План площадки куста скважин №138ис				Стр.	Лист
				П	1
ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"				Формат А1	

План
М1:500



Экспликация зданий и сооружений

Номер по ген-плану	Наименование	Координаты
1.1	Приустьевая площадка добывающей скважины 3 шт.	
1.2	Приустьевая площадка нагнетательной скважины (с обработкой на нефть)	
2	Фундамент под подъемный агрегат 5 шт.	
3	Площадка установки приемных мостков Автоматизированная измерительная установка, в составе:	
4.1	Технологический блок 1 шт.	
4.2	Аппаратурный блок 1 шт.	
5	Блок дозирования реагентов 1 шт.	
6	Емкость дренажная V=5м ³ 1 шт.	
7	Свеча рассеивания газа 1 шт.	
8	Площадка точки подключения для глушения скважин 1 шт.	
9	Установка депарафинизации скважин (УДС) 5 шт.	

Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
— NЭВЭ —	Силовые кабели, прокладываемые по эстакаде совместно с кабелями КИП
— Nккк —	Силовые кабели, прокладываемые по металлоконструкциям совместно с кабелями КИП
— N1W1 —	Силовые кабели, прокладываемые в траншее совместно с кабелями КИП

1. "К" - поставляется в комплекте с КТП, ИУ.

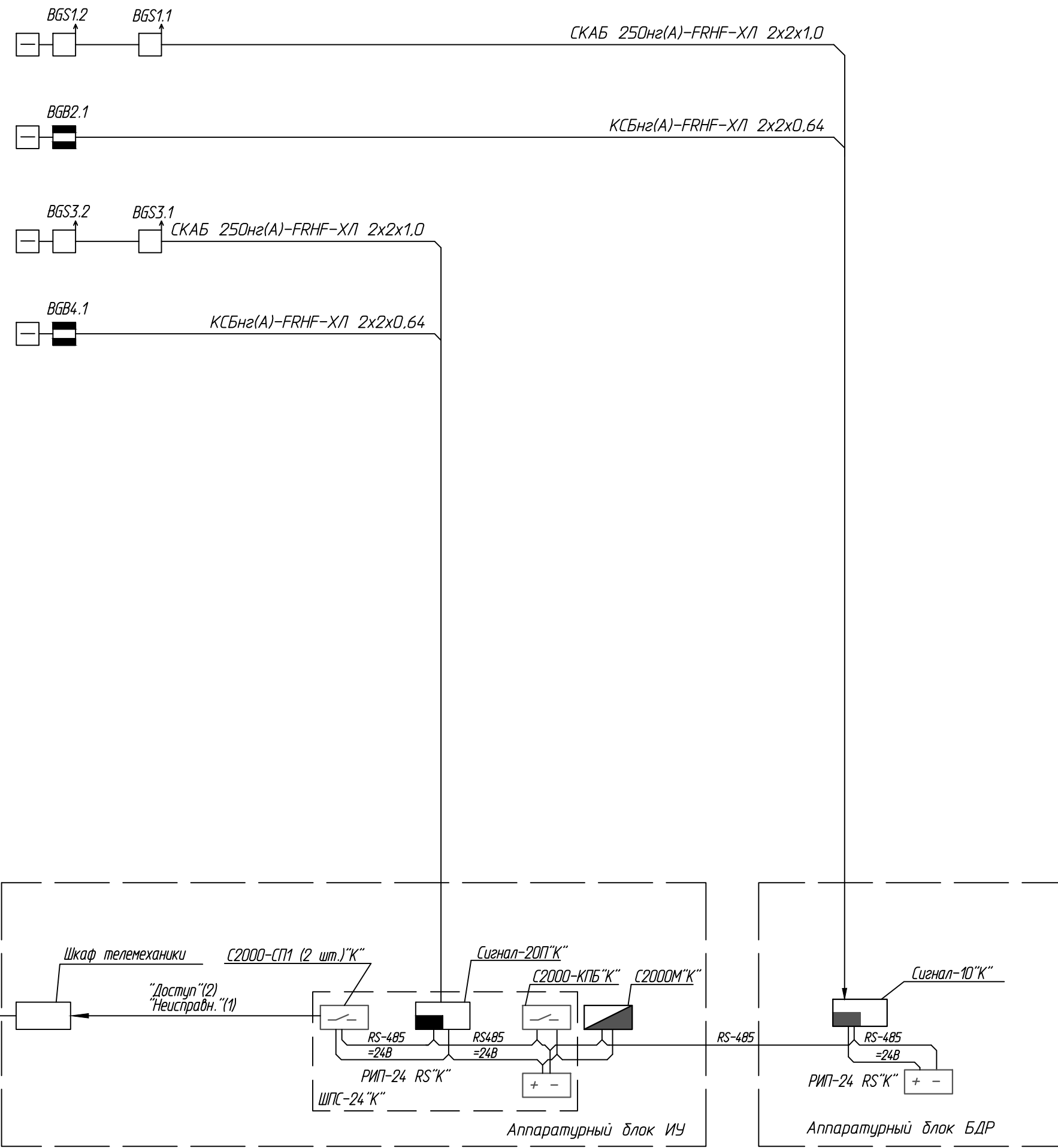
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1Г4					
Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13 дис					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Шнер				
Проверил	Конанов				
Нач. отд.	Полков				
Н. контр	Салдаева				
				Стадия	Лист
				П	1
План расположения средств автоматизации и телемеханизации				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

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

Структурная схема технической системы охранной сигнализации

Охранная сигнализация

Тип датчиков	Зона защиты
ВЛВ-1А* (1Ехd11СТ6 Gb, IP66)	БДР Технологический блок
ИО 102-26* (IP66)	
ВЛВ-1А* (1Ехd11СТ6 Gb, IP66)	Имерительная установка (ИУ) Технологический блок
ИО 102-26* (IP66)	



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Извещатель охранный точечный магнитоконтактный
	Извещатель путевой конечный
	Приборы, шкафы ОПС
	Пульт управления
	Релейный модуль
	Источник питания

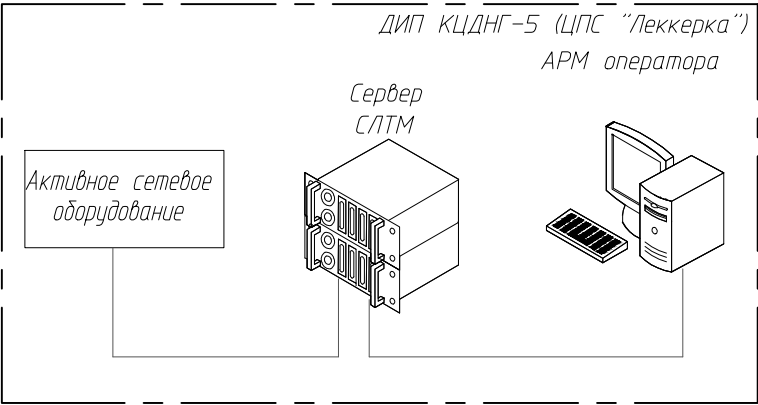
1. Проектом предусматривается СОУЭ 1 типа.
2. "К" - оборудование, приборы и кабели ОПС, поставляемые в комплекте со зданиями блочной поставки.

						61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1Г5		
						Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13 дис		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Разраб.	Чирикова						Стадия	Лист
Проверил	Конанов						п	1
Нач.отд.	Полков							
Н. контр	Салдаева						Структурная схема технической системы охранной сигнализации	
						ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		
						Формат А2		

Согласовано
 Взам.инв.№
 Подп. и дата
 Инв.№накл.

Автоматизированные системы управления
ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз"
ЦАУ ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" в г. Усинске

Ethernet



Площадка куста №13бис

Аппаратурный блок ИУ

Шкаф телемеханики (СУ ТМ)

КТС СПД см. ИОС5

ИБП

СУТМ

Ethernet

Охранно-пожарная сигнализация

DI

AI, DI, DO

RS-485

Средства нижнего уровня: датчики, ИМ, аппараты.

МДС, УЭЦН, ИУ, КТП, БДР

Сеть связи см. ИОС5

Активное сетевое оборудование

БС-1 ШБД (сущ.)
Леккерское нефтяное м/р

Условные обозначения:

- оборудование проектируемое

- оборудование, учтенное в смежных томах

- источник бесперебойного питания

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

						61-01-НИПИ/2021-ИОС7.1.Г6		
						Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13 бис		
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Шнер				П		1
Проверил		Конанов						
Нач.отд.		Попков						
Н. контр.		Салдаева				Структурная схема системы АСУ ТП		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Формат А3