



**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 2 «Технологические решения по системе ППД»

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2

Том 5.7.2



**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 2 «Технологические решения по системе ППД»

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2

Том 5.7.2

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...	9
3	Описание мест расположения приборов учета, используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов.....	10
4	Описание источников поступления сырья и материалов	11
5	Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции	12
6	Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования.....	13
7	Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов	14
8	Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах	15
9	Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого на подземных горных работах технологического оборудования и технических устройств	17
10	Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности	18
11	Перечень мероприятий обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственного объекта капитального строительства	19
12	Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе.....	20
12.1	Объем контроля и автоматизации	20
12.2	Телемеханизация куста скважин	20

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Васильева			
Разраб.		Конанов			
Нач.отд.		Ананьева			
Н. контр.		Салдаева			
ГИП		Уваров			

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

Стадия	Лист	Листов
П	1	35
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

12.3	Технические средства автоматизации.....	23
13	Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники.....	26
14	Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду	27
15	Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению.....	28
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.....	29
17	Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов.....	30
18	Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов	31
19	Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов.....	32
20	Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»	34
	Приложение А (обязательное) Химический состав пластовой воды.....	35
	Библиография	36

Инд. № подл.	Взам. инв №						
	Подп. и дата						
	Инд. № подл.						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т	Лист
							2

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 г.;

– Исходных данных и технических условий на «Обустройство Леккерского нефтяного месторождения. Обустройство кустов №№1бис, 13 бис» утвержденных Главным инженером ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» А. В. Косаком от 21.10.2020 г.

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.

Объект входит в систему нефтесбора Леккерского нефтяного месторождения комплексного цеха добычи нефти и газа № 5 (КЦДНГ-5) ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Настоящей проектной документацией предусмотрено обустройство системы ППД куста скважин №13бис.

Согласно заданию на проектирование:

- максимальное давление закачки рабочего агента в пласт – 18 МПа;
- максимальное рабочее проектное давление трубопровода – 21 МПа.

Для поддержания пластового давления на скважинах №№1004Н, 1009Н вода поступает

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист	
			61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т							3
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

по подземному высоконапорному водоводу от водозаборной скважины 5В3 куста №13.

Максимальная приемистость нагнетательных скважин составляет 150-180 м³/сут (+15%) на основании данных ТПП «ЛУКОЙЛ Усинскнефтегаз».

Учет объемов закачки ведется на нагнетательных скважинах №№1004Н, 1009Н.

Графически основные технологические решения по системе ППД куста скважин №13бис Леккерского месторождения представлены на листе 61-01-НИПИ/2020-ИОС7.2.Г2.

Для площадки куста скважин №13бис данным томом предусматривается: обустройство нагнетательных скважин №№1004Н, 1009Н, прокладка надземных и подземных высоконапорных водоводов.

Подбор и монтаж устьевых арматур; обустройство подземной части нагнетательных скважин данной проектной документацией не предусмотрено.

В состав системы заводнения куста скважин №13бис входят следующие сооружения:

- арматура устьевая нагнетательная АФК6Э-65х35К2ХЛ1 (2шт) с рабочим давлением 35 МПа. Рабочее давление для устьевой арматуры согласовано с заказчиком. До установки на устье, фонтанная арматура должна быть опрессована в собранном виде на пробное давление, предусмотренное паспортом;
- высоконапорный водовод Ду80мм от границы проектирования до нагнетательной устьевой арматуры.

На площадке куста скважин №13бис каждая нагнетательная скважина оборудована прибором учета воды с обвязкой отключающей арматурой, с системой телемеханики осуществляющей сбор, хранение и передачу информации. Для регулирования режима нагнетания в устьевой арматуре, установленной на скважинах №№1004Н, 1009Н используется задвижка дисковая штуцерная, предназначенная для ступенчатого регулирования расхода жидкости.

Графически технологическая схема обвязки нагнетательных скважин представлена на листе 61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Г2.

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

- приустьевые площадки нагнетательных скважин, представляющие собой отсыпанные уплотненным щебнем площадки, высотой 0,15 м, размером 1,7 х 2,8 м и двухъярусная площадка обслуживания фонтанной арматуры 4,8 х 2 м;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Г

Лист
4

- фундаменты под подъемный агрегат, представляющие собой конструкцию из железобетонных плит размером 6,0 x 14,0 м, размещенных на спланированном основании отсыпки куста;
- площадки (участок спланированной территории размером 6,5 x 12 м, расположенные около устья скважин) под установку приемных мостков для складирования элементов внутрискважинного оборудования во время проведения ремонтов скважин.

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

Согласно ГОСТ 32569-2013 табл. 5.1 проектируемый водовод системы ППД, наружным диаметром 89 мм, относится к группе транспортируемой среды В, категория I.

Все технологическое оборудование для закачки рабочего агента в нагнетательную скважину запроектировано на рабочее давление 21 МПа. Устьевая арматура, по согласованию с заказчиком, запроектирована на рабочее давление 35 МПа.

Проектной документацией принят подземный способ прокладки водоводов. Проектируемые сети водовода $\varnothing 89 \times 8$ прокладываются на глубине 2,0 м от границы проектирования до нагнетательных скважин.

Наружные сварные стыки подземных трубопроводов и фасонные части покрываются двухкомпонентным полиуретановым покрытием PROTEGOL UR-Coating 32-55.

Узлы обвязки нагнетательных скважин теплоизолируются полуцилиндрами теплоизоляционными из минеральной ваты на синтетическом связующем марки 150 по ГОСТ 23208-2003. Толщина изоляции 80 мм. Толщина изоляции принимается из условия не замерзания воды в течение двенадцати часов. Теплоизолированные трубопроводы покрываются листами из стали оцинкованной марки ОЦ Б-ПН-0,5 по ГОСТ 19904-90 толщиной 0,5 мм.

Запорная арматура изолируется быстросъемными термочехлами из негорючих материалов.

Перед теплоизоляцией надземные трубопроводы, фасонные детали и опоры покрываются грунт-эмалью СБЭ-111 «УНИПОЛ» марка АМ толщиной 160 мкм, нанесенной по очищенной и обезжиренной «Уайт-спиритом» поверхности.

Сети системы ППД для площадки куста представлены на листе 61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.ГЗ.

Условный диаметр проектируемого водовода рассчитан с учетом требований п. 6.6.3.5 ГОСТ Р 58367-2019 на пропуск максимально возможного расхода с учетом требований ГОСТ Р 58387 п. 6.2.1.9.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т

Лист
5

Для подбора толщины стенки был произведен расчет на прочность и устойчивость высоконапорных водоводов в программе СТАРТ-ПРОФ.

Для технологических высоконапорных водоводов (в пределах технологических площадок) в программе нормативный документ для расчета ГОСТ 32388-2013. Результаты расчета технологических высоконапорных водоводов представлены в таблице 1.1.

Скорость коррозии технологических высоконапорных водоводов не более 0,1 мм год.

Таблица 1.1 – Результаты расчета на прочность технологических высоконапорных водоводов

Диаметр трубопровода, мм	Давление, МПа	Расчетная температура, °С	Расчетная толщина стенки, мм	Сумма прибавок для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки и максимального утонения при технологических операциях, с1, мм	Прибавка на коррозию, с2, мм	Толщина стенки по расчету с учётом прибавок, мм	Отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчётный срок службы трубопровода без учёта наличия внутреннего покрытия, лет
89	21,0	20	4,67	1,2	2,0	7,87	5,87	8,0	21

Назначенный срок службы технологических высоконапорных водоводов составляет 20 лет согласно приложения Д ГОСТ 32388-2013.

На основании расчетов к проекту принят трубопровод 89х8,0 мм.

Для строительства надземного проектируемого высоконапорного водовода приняты трубы стальные бесшовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности по ТУ 1317-006.1-593377520-2003, прошедшие испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А с внутренним двуслойным заводским антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации по ТУ 1390-003-52534308-2013, с системой защиты сварного стыка подкладной биметаллической втулкой.

Для строительства подземного проектируемого высоконапорного водовода приняты трубы стальные бесшовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности по ТУ 1317-006.1-593377520-2003, прошедшие испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А с внутренним двуслойным заводским антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т

Лист
6

длительной эксплуатации и наружным покрытием на основе экструдированного полиэтилена по ТУ 1390-003-52534308-2013, с системой защиты сварного стыка подкладной биметаллической втулкой.

По результатам расчёта срок эксплуатации трубопроводов составляет не менее 21 года. Наличие внутреннего и внешнего заводского покрытия обеспечивает надежную эксплуатацию в течение всего срока службы.

В качестве запорной арматуры в проекте приняты задвижки шиберные Ду80, Ру 25 МПа. Герметичность затвора по ГОСТ 9544-93 класс А.

В качестве спускной арматуры на время остановки водовода к проекту приняты краны шаровые Ду20, Ру 21 МПа.

На устье нагнетательной скважины предусмотрен обратный клапан Ду80, Ру 25МПа. Герметичность затвора по ГОСТ 9544-93 класс А.

Все фланцевые соединения оснащаются защитными кожухами, согласно п. 6.4.1.31 ГОСТ Р 58367-2019.

Для контроля качества закачиваемого агента проектом предусмотрена установка вентиля – пробоотборников. К проекту принят вентиль пробоотборник ВП1-15х21-01(К2)-ХЛ1, Ду15, Ру 21 МПа, климатическое исполнение ХЛ1.

Учет жидкости, подаваемой на нагнетательные скважин, осуществляется с помощью датчик расхода жидкости «ВЗЛЕТ МР», или аналогичного, согласно опросному листу рабочей документации, с системой телемеханики осуществляющей сбор, хранение и передачу информации.

Внутренняя защита сварных стыков предусмотрена втулкой подкладной биметаллической.

Проектной документацией предусмотрены следующие этапы строительства:

– Первый этап строительства:

Автоподъезд к кусту скважин №13бис;

Нефтегазосборный трубопровод «Нефтеборный 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;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т					7
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

Емкость дренажная подземная 5м3;
 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.№5В3 до скв.№№ 1004Н, 1009Н к.№13бис»;
 Обустройство скважин №№ 1004Н и 1009Н под нагнетание.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т	Лист
								8
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

2 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Для обустройства нагнетательных скважин используется запорная, нагнетательная арматура, обслуживаемая человеком без дополнительных ресурсов.

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

Основными потребителями электроэнергии являются электроосветительные приборы.

Электроснабжение проектируемых электроприемников системы ППД на площадке куста скважин предусматривается от проектируемой подстанции КТП-2х630.

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-ИОС7.2.Т	Лист
								9
			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

Проектом предусматривается установка приборов учета энергетических ресурсов и средств контроля и автоматизации.

В узлах обвязки нагнетательных скважин предусмотрена установка расходомеров «ВЗЛЕТ МР» или аналогичных, согласно опросному листу рабочей документации, осуществляющего замер давления на скважине (см. раздел 12).

Контроль и подтверждение соответствия вводимых в эксплуатацию сооружений требованиям оснащенности их приборами учета используемых ресурсов осуществляется Заказчиком. Необходимо периодически проводить проверку приборов учета, с целью определения их погрешности, с последующей калибровкой, при необходимости. Также необходимо создать нормативную и техническую базу для периодической поверки измерительных трансформаторов тока и напряжения в рабочих условиях эксплуатации с целью оценки их фактической погрешности.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								10
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т		

4 Описание источников поступления сырья и материалов

Для поддержания пластового давления на скважинах №№1004Н, 1009Н вода поступает по подземному высоконапорному водоводу от водозаборной скважины 5ВЗ куста №13.

Источником водоснабжения для системы поддержания пластового давления на скважинах №№1004Н, 1009Н является вода из водозаборной скважины 5ВЗ куста №13, подаваемая по проектируемому высоконапорному водоводу.

Максимальная приемистость нагнетательных скважин составляет 150-180 м³/сут (+15%) на основании данных ТПП «ЛУКОЙЛ Усинскнефтегаз».

Химический анализ поступающей пластовой воды из водозаборной скважины представлен в Приложении А.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т	Лист
								11
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

5 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Обустройство куста скважин №№1004Н, 1009Н является составляющей технологического комплекса добычи, сбора, подготовки нефти, газа и пластовой воды, который включает в себя технологические процессы получения, замера и транспорта продукции скважин.

Согласно техническому заданию на проектирование, настоящим проектом предусматривается транспорт, замер и закачка в пласт рабочего агента. Для поддержания пластового давления в нагнетательные скважины должна подаваться вода, соответствующая требованиям РД «Требованию к качеству воды, используемой для заводнения на нефтяных месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» №182 от 05.03.21г.

Контроль качества воды для заводнения осуществляется на нагнетательной скважине с помощью вентилля пробоотборника.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т	Лист
								12
			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 скважин, физико-химических характеристик воды, климатических условий района расположения месторождения.

Надежность эксплуатации оборудования обеспечена следующими проектными решениями:

- все используемое оборудование и технические устройства имеют сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности и соответствующие разрешения на применение (подробнее см. раздел 9);
- 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;
- диаметр трубопровода и толщина стенки рассчитаны, согласно требованиям ГОСТ 32388-2013 (подробнее см. раздел 1);
- оборудование оснащено контрольно-измерительными приборами и средствами сигнализации, необходимыми для безопасного ведения процесса;
- предусмотрена комплексная система автоматизации, обеспечивающая безаварийную работу оборудования без постоянного пребывания обслуживающего персонала.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т	Лист
								13
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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

При эксплуатации выбранного приустьевого оборудования для нагнетательных скважин дополнительное вспомогательное оборудование не требуется.

Для проведения капитального и подземного ремонта скважин, обслуживания и ремонта приустьевого оборудования проектом предусмотрены:

- приустьевая площадка нагнетательной скважин;
- фундаменты под подъемный агрегат;
- площадки под установку приемных мостков, с учетом их габаритов при развороте в рабочее положение.

Производство капитальных и подземных ремонтов скважин выполняется специализированными бригадами, укомплектованными специальным оборудованием, а также инвентарными поддонами и емкостями для сбора загрязненных стоков.

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

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

При выполнении работ, связанных с осмотром оборудования куста 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-ИОС7.2.Т	Лист
								14
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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

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

Для обслуживания устьевой арматуры скважин, для доступа к технологическому оборудованию 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 контроля избыточного давления в узле обвязки нагнетательной скважины проектом предусмотрена установка показывающих манометров.

Контроль сварных стыков проектируемого высоконапорного водовод, согласно типовых ТУ на проектирование трубопроводов от ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» п. 34, выполняется в объеме 100% радиографическим методом, а также ультразвуковым методом в объеме 10%.

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 Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» п. 651 испытание системы нагнетания на прочность, плотность и герметичность гидравлическим способом предусмотрено с давлением $1,5 \cdot P_{\text{раб.}} = 31,5 \text{ МПа}$.

Радиус опасной зоны при гидравлических испытаниях проектируемых трубопроводов принят 900 метров для системы нагнетания.

Испытательное давление в трубопроводе не должно превышать заводское испытательное давление для труб и арматуры.

Для предотвращения вибрации, возможной при эксплуатации высоконапорных водоводов, на трубопроводах предусмотрены:

- крепление трубопровода корпусно-хомутовой технологической опорой и опорой под задвижку, расположенных на строительных конструкциях;
- применение равнопроходной арматуры;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т

– применение единого диаметра труб.

Для предотвращения термических деформаций, в силу климатических особенностей месторасположения, на высоконапорных водоводах предусмотрено применение теплоизоляции для исключения возникновения резких перепадов температур. Данные мероприятия позволяют добиться самокомпенсации возможных термических деформаций в полном объеме.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т	Лист
								16
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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 №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т	Лист
								17
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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 системы ППД Леккерского месторождения допускаются лица, имеющие соответствующую профессиональную подготовку, прошедшие инструктаж согласно перечню обязательных инструкций, сдавшие экзамен на допуск к самостоятельной работе.

Технологический процесс нагнетания воды в скважины ведется в автоматическом режиме, что позволяет эксплуатировать технологическое оборудование без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т	Лист
								18
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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.

Технологический процесс нагнетания рабочего агента в пласт сопряжен со следующими производственными опасными факторами:

- технологический режим закачки рабочего реагента в нагнетательную скважину осуществляется при высоком рабочем давлении (21 МПа).

Все технологические решения приняты с учетом охраны труда и техники безопасности для персонала, обслуживающего кустовые площадки скважин.

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.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т	Лист
								19
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

12 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

Контроль и управление технологическими процессами объектов создается на базе современных средств контроля и автоматизации отечественного 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

Проектом предусматривается обустройство нагнетательных скважин. 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-ИОС7.2.Г2. План расстановки средств автоматизации и телемеханизации представлен на чертеже 61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Г4.

Объектами автоматизации и телемеханизации является нагнетательная скважина (2 шт.).

Нагнетательная скважина

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- местный и дистанционный контроль давления до и после штуцера;
- дистанционное измерение температуры воды, поступающей на скважину;
- дистанционное измерение расхода воды на скважину.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т	Лист
							20
Взам. инв №	Подп. и дата	Инов. № подл.					

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-ИОС7.2.Г5.

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, частотно-импульсный;
- ЗРА запорно-регулирующая арматура.

Первичное преобразование физических величин в унифицированные 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.

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Г	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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:

ПЛК согласно опросного листа рабочей документации:

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

дополнительное оборудование:

- барьеры искрозащиты;
- источник бесперебойного питания;
- 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 телемеханики.

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;
- 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;

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв №					
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т				

- формирование регламентных отчетных документов;
- интерфейс с другими информационными системами.

Верхний уровень представлен серверным шкафом и АРМом оператора.

Сервер системы и АРМы диспетчеров системы ДПС размещены в помещении диспетчерского инженерного пункта (ДИП) Леккерского месторождения.

Организация обмена информацией между СУ Т куста скважин №13бис и диспетчерским пунктом предусматривается по каналу связи, запроектированному по заказу 61-01-НИПИ/2021-ИОС5. Объем информации, передаваемой в систему телемеханики, приведен в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Объем информации, передаваемой с площадки куста скважин №13бис в систему телемеханики

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	Измерение	Сигнализация	Управление
СКВАЖИНА НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ			
Давление до штуцера	x	x	-
Расход воды на скважину (м ³ /ч)	x	x	-
Расход воды на скважину накопленный за сутки	x	-	-

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 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 (0Ех ia ПА Т3 Ga X, IP67) производства ООО НПП «Элемер», или аналог согласно опросному листу рабочей документации;
- для дистанционного измерения расхода воды датчик расхода жидкости «ВЗЛЕТ МР» (УРСВ-722 Ех) (1Ехd[ib]ПС Т6 Gb X, IP65), производства ГК «ВЗЛЕТ», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;
- для дистанционного измерения температуры преобразователь температуры ТПУ 0304-

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т

Лист
23

M1/H (0Ex ia PA T3 Ga X, IP65) производства ООО НПП «Элемер», или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

– для контроля уровня жидкости датчик уровня ПМП-052 (IP66, Ga/Gb Ex db IIВ ТЗ) производство ЗАО НПО «Сенсор», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации.

По устойчивости к воздействию окружающей среды приборы соответствует климатическому исполнению УХЛ 1 по ГОСТ 15150-69 и сохраняют работоспособность при температуре окружающей среды от минус 55 до плюс 60 °С.

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/2020-ИОС1). Дополнительно в шкафу телемеханики предусматривается установка источника бесперебойного питания 1500 VA с АКБ. Время работы от АКБ не менее 1 часа.

Для кабельных линий, прокладываемых во взрывоопасных зонах, предусмотрен кабель герметичный заполнителем КУВЭШВнг(А)-LS-ХЛ Nx2xS (или аналогичный) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Для кабельных линий, прокладываемых вне взрывоопасных зон предусмотрены кабели КВВГЭнг(А)-LS/МКЭШВнг(А)-LS Nx2xS (или аналогичные) 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 СП423.1325800.2018 имеют сечение не менее 1 мм². При этом концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно СП77.13330.2016.

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

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т					24
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

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 поливинилхлоридной и металлической оболочках, не распространяющих горение.

Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв №		Лист	
						25
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т						Лист
						25

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

Технологический процесс закачивания рабочего агента в нагнетательные скважины не предусматривает организованных и неорганизованных выбросов вредных веществ в атмосферу и водные объекты.

Проектируемый объект находится за пределами границ водоохранных полос водотоков и водоемов (Водный кодекс Российской Федерации №74-ФЗ от 03.06.2006 г.). В процессе эксплуатации объекта вредных сбросов в водные источники не будет.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т	Лист
								26
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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

Технологический процесс закачивания воды в нагнетательные скважины на площадке куста скважин №№1004Н, 1009Н Леккерского месторождения не предусматривает выброс вредных веществ в атмосферу и водные объекты.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т	Лист
								27
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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

При эксплуатации сооружений на площадке куста скважин №№1004Н, 1009Н Леккерского месторождения 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
			61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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 надземные участки проектируемого высоконапорного водовода (узлы обвязки скважин) теплоизолируются полуцилиндрами из матов минераловатных на синтетическом связующем марки 150 по ГОСТ 23208-2003 толщиной 80 мм. Запорная арматура изолируется быстросъемными термочехлами. Наружное покрытие из оцинкованной тонколистовой стали по ГОСТ 14918-80.

Тепловая изоляция трубопровода 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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т	Лист
								29
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

17 Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов

Энергосбережение обеспечивается за счет выбора высокотехнологичного оборудования, использования энергоэффективных схемных решений управления.

В данном проекте предусматриваются:

- рациональные объемно-планировочные решения, которые обеспечивают оптимальный уровень энергозатрат при строительстве и эксплуатации;
- применение современных, эффективных теплоизоляционных материалов группы горючести НГ, плотностью не более 125 кг/м³
- применение ограждающих конструкций здания с приведенным сопротивлением теплопередаче отдельных ограждающих конструкций не менее нормируемых значений сопротивлений теплопередаче;
- автоматическое регулирование тепловой мощности нагревательного элемента электрического отопительного прибора в зависимости от температуры воздуха в помещении с помощью термостатов и датчиков температуры воздуха;
- применение энергоэффективного оборудования;
- применение приборов учета энергетических ресурсов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т	Лист
								30
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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

В целях предупреждения аварий и обеспечения промышленной безопасности в процессе эксплуатации, а также мероприятий, направленных на порядок и способы устранения возможных неполадок технологического процесса и оборудования, в том числе и аварийной остановки системы сбора и транспорта скважинной продукции, после проведения работ по строительству систем ППД куста скважин №№1004Н, 1009Н должен быть составлен и утвержден новый технологический регламент на производственный объект.

Эксплуатация предусмотренной данной проектной документацией системы ППД возможна только после разработки и утверждения нового технологического регламента, который уточняется после проведения пусконаладочных работ. Технологический регламент разрабатывается проектной организацией.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								31
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т

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

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» 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:

- основное ограждение территории кустов скважин, узлов линейной части трубопроводов;
- 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». К объекту имеется единственная дорога. Въезд на указанную автодорогу имеет контрольно-пропускной пункт со шлагбаумом, на котором круглосуточно находятся охранный персонал ООО «Агентство «ЛУКОЙМ-А-Север». Во время проведения строительно-монтажных работ должно

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т	Лист
										32

быть предусмотрено постоянное присутствие охранного персонала ООО «Агентство «ЛУКОЙМ-А-Север» на дежурном автомобиле.

Ограждение площадок кустов скважин. Ограждение территории предусматривается из секций заграждения «МАХАОН-СТАНДАРТ» с воротами (1 шт.) шириной 6,0 м. Высота ограждения 2,5 м и на глубину 0,5 м от поверхности земли, шаг стоек 3,0 м. Панели из стальной проволоки диаметром 5 мм и шагом ячеек 50×120 мм. Так же предусмотрено дополнительное верхнее ограждение от перелаза из объемной стальной спирали высотой 0,85 м.

Средства преграждения. Вокруг площадок кустов с добывающими скважинами запроектировано замкнутое защитное обвалование высотой 1,0 м с шириной по верху обвалования 0,5 м. Для беспрепятственного доступа техники на территорию площадок кустов скважин предусмотрен проезд через обвалование. Проезд выполняется без разрыва обвалования с устройством пандусов на всю высоту обвалования.

На въезде на площадки кустов 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 «Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» согласно договора (ежегодно пролонгируется) оказывает ООО «Частное охранное предприятие Агентство «ЛУКОМ-А-Север».

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т	Лист
								33
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

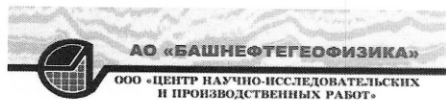
20 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»

Площадка куста скважин №№1004Н, 1009Н нефтяного Леккерского месторождения не является объектом транспортной инфраструктуры. Проектируемый объект расположен на удалении более 200 м от границ 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-ИОС7.2.Т	Лист
								34
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

Приложение А (обязательное)

Химический состав пластовой воды



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ЦЕНТР НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ
И ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ РАБОТ»

Лаборатория физико-химических исследований г. Усинск
Усинское нефтяное месторождение

Юридический адрес:	628481, Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Когалым, ул. Центральная, д. 19, тел./факс: +7 (34667) 4-82-30, e-mail: snigr@bngf.ru
Адрес лаборатории:	169710, Республика Коми, г. Усинск, п. Головные сооружения
телефон:	8(82144) 5-73-88
ИНН 8608053410, КПП 860801001, ОГРН 1088608000436, ОКПО 87201661	

ОТЧЁТ О ПРОВЕДЕНИИ ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ № 7793пв от 26.07.2019

Наименование объекта испытаний	Вода пластовая
Заказчик	ТТП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" КИДНГ-5
Место отбора	скв. 5Вз
Сведения об отборе пробы	Проба предоставлена заказчиком
Дата и время отбора пробы (образца)	21.07.2019
Дата проведения испытаний	26.07.2019
Регистрационный номер пробы	7793пв

Результаты испытаний:

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Результат испытания	
			Результат	Метод испытания
1	Плотность при 20°C,	г/см ³	8,220	ГОСТ 18995.1
2	Водородный показатель, рН	ед.рН	1,01	ГОСТ 26449.1
3	Массовая концентрация хлоридов,	мг/дм ³	15441,2	ГОСТ 26449.1
4	Массовая концентрация карбонатов	мг/дм ³	менее 8,0	ГОСТ 26449.1
5	Массовая концентрация гидрокарбонатов	мг/дм ³	79,3	ГОСТ 26449.1
6	Массовая концентрация сульфатов	мг/дм ³	109,9	ГОСТ 26449.1
7	Массовая концентрация кальция	мг/дм ³	900,0	ГОСТ 26449.1
8	Массовая концентрация магния	мг/дм ³	300,0	ГОСТ 26449.1
9	Массовая концентрация натрия и калия	мг/дм ³	8869,5	ГОСТ 26449.1
10	Общая жесткость	ммоль/дм ³	70,00	ГОСТ 26449.1
11	Общая минерализация	мг/дм ³	25699,9	ГОСТ 26449.1

Дополнительные сведения:

Результаты испытаний относятся только к пробе (образцу), прошедшей испытания.

Отчёт лабораторных испытаний не может быть частично воспроизведен без письменного разрешения начальника КЛФХИ г. Усинск

Должность	Ф.И.О.	Подпись
Лаборант химического анализа	Пивоваров В.А.	
Начальник КЛФХИ г. Усинск	Мухаметова А.Х.	

Отчёт: № 7793пв от 26.07.2019

страница 1 из 1

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

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

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т

Лист
35

						химически опасных производствах
18	СП 12.13130.2009					Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности
19	СП 18.13330.2019					Генеральные планы промышленных предприятий
20	СП 75.13330.2011					Технологическое оборудование и технологические трубопроводы
21	СП 76.13330.2016					Электротехнические устройства
22	СП 77.13330.2016					Системы автоматизации
23	СП 131.13330.2020					Строительная климатология
24	СП 50.13330.2012					Тепловая защита зданий
25	Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 года № 534					Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
26	ПУЭ 7					Правила устройства электроустановок. Издание седьмое
27	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
28	СТМ 14-29-2009					Электрические и трубные проводки систем автоматизации. Проходки проводок через ограждающие строительные конструкции
29	Приказ № 784 от 27.12.2012					Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».
30	ГОСТ Р 58367-2019					Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование.
31	61-01-НИПИ/2021-ИГИ					Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной документации.
32	61-01-НИПИ/2021-ИЭИ					Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации.
33	61-01-НИПИ/2021-ИГМИ					Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий для подготовки

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	37

- 34 61-01-НИПИ/2021-ИГДИ проектной документации.
 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий для подготовки проектной документации.
- 35 СП 423.1325800.2018 Электроустановки низковольтные зданий и сооружений.
 Правила проектирования во взрывоопасных зонах.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв №	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Т	Лист
							38

Ведомость документов графической части

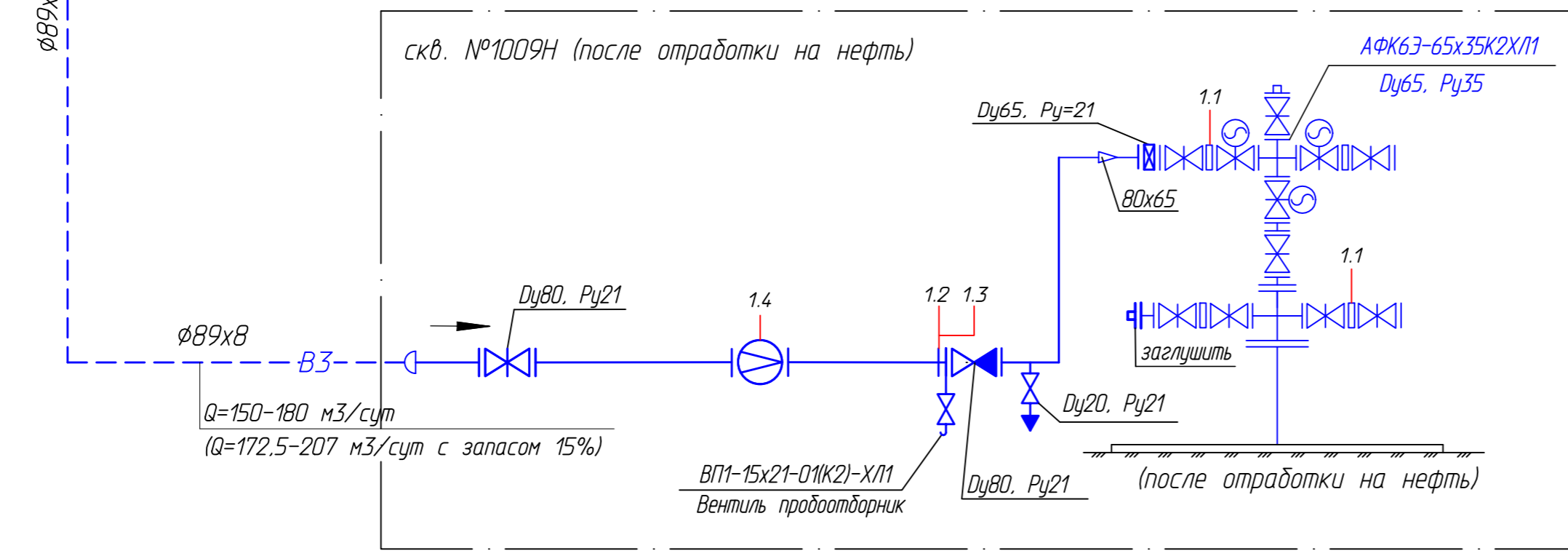
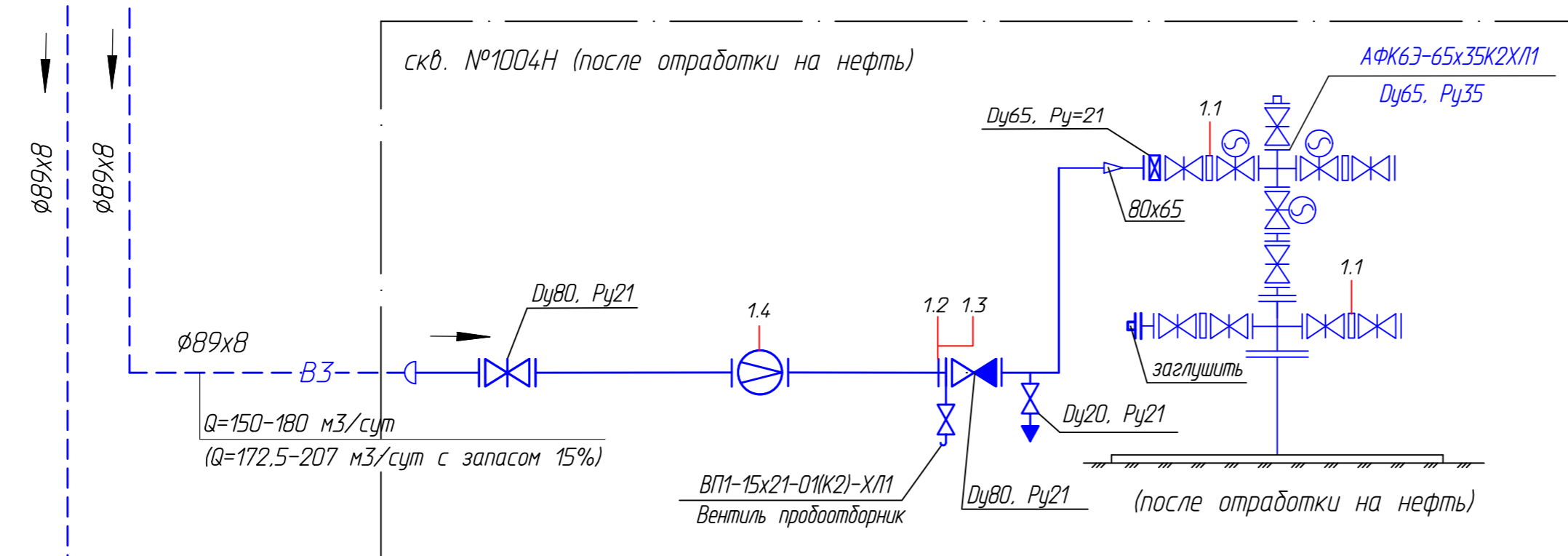
<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Примечание</i>
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Г1	Ведомость документов графической части.	
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Г2	Технологическая схема системы ППД и схема автоматизации	
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Г3	План сети ВЗ	
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Г4	План расположения средств автоматизации и телемеханизации.	
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Г5	Структурная схема системы АСУ ТП	

<i>Взам. инв. N</i>							
	<i>Подпись и дата</i>						
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Г1							
Обустройство Леккерского нефтяного месторождения. Обустройство куста №13бис							
<i>Изм.</i>		<i>Кол.уч.</i>	<i>Лист</i>	<i>Идок.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>	
<i>Разраб.</i>	Васильева						
<i>Нач. отд.</i>	Ананьева						
<i>Инв. N подл.</i>					<i>Стадия</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
					П		1
				Ведомость документов графической части		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

Технологическая схема системы ППД

от скв. №5Вз
куст 13

$Q=300-360 \text{ м}^3/\text{сут}$
($Q=345-414 \text{ м}^3/\text{сут}$ с запасом 15%)



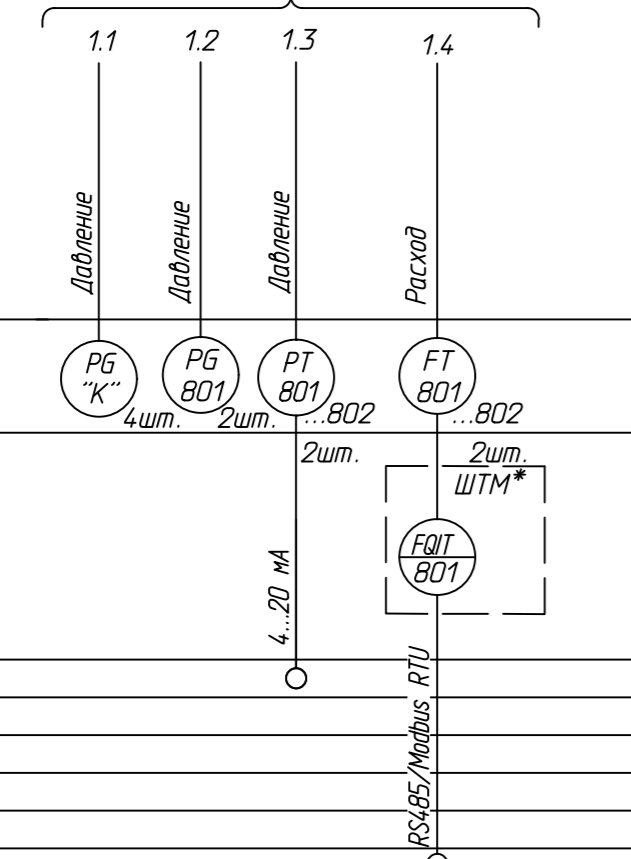
Условные обозначения трубопроводов

Обозначение	Наименование
— ВЗ —	Высоконапорный водовод
- - ВЗ - -	Высоконапорный водовод подземный
▶	Обратный клапан
⋈	Задвижка
▶▶	Спускник
⊞	Кран шаровый дроссельный
→	Направление движения потока

Примечание:

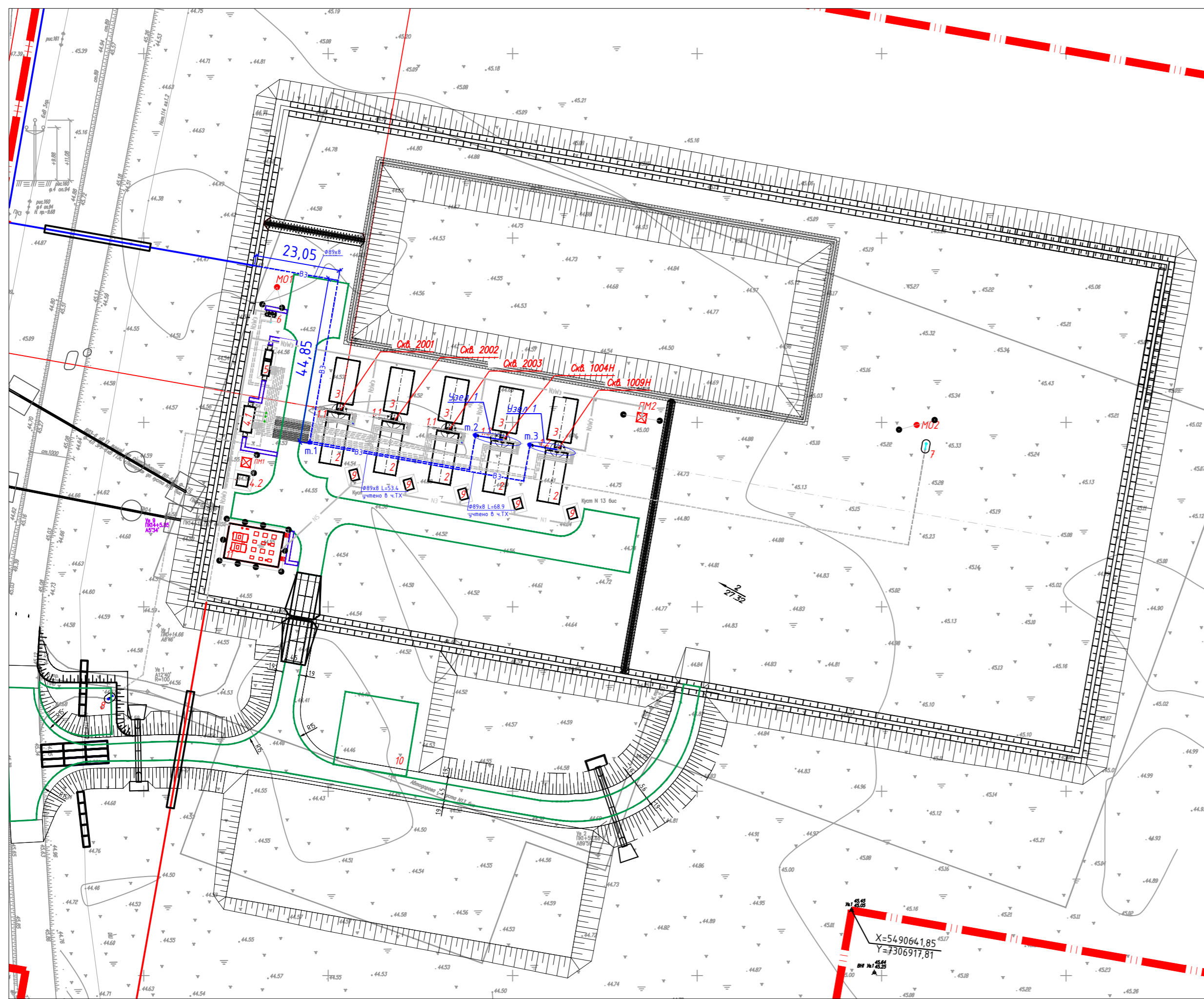
1. Добывающие скважины после обработки на нефть выводятся из эксплуатации с переводом под нагнетание с демонтажом обвязки добывающих скважин. Подземные выкидные трубопроводы $\phi 89 \times 8$ после обработки на нефть переключаются к высоконапорному водоводу и используются для нагнетания.
2. Максимальная приемистость нагнетательных скважин составляет $150-180 \text{ м}^3/\text{сут}$ (+15%) на основании данных ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз".
3. Максимальное рабочее давление ($P_{\text{раб}}=21 \text{ МПа}$) принято на основании технических условий оборудования Леккерского месторождения. Оборудование кустов №№1бис, 13бис.
4. Испытательное давление на прочность и герметичность принято согласно п.651 " Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности" Рискп = 1,5 Раб=31,5 МПа.
5. Расчетная толщина стенки трубы принята согласно расчету по ГОСТ 32388-2013, сталь 20А.
6. "К" - оборудование, поставляемое комплектно с технологическим оборудованием.

Нагнетательная скважина
№№1004, 1009 (2шт.)



Согласовано			
Изм. №	Взам. шиф. №	Подп. и дата	Изм. №
Инв. № подл.	Апп. блок ИУ	Шкафы КИП, ШУ	Приборы по месту
	Шкафы телемеханики		
	Контроллер		
	Аналоговые вх.		
	Дискретн. вх.		
	Аналоговые вых.		
	Дискретные вых.		
	Счетные вх.		
	Цифровые вх.		

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2				
Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13 бис				
Изм. Кол.уч.	Лист № док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Васильева			
Разраб.	Шнер			
Нач. отд.	Ананьева			
Н. контр.	Салдаева			
Технологическая схема системы ППД и схема автоматизации			Стадия	Лист
			П	1
			ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	



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	Ёмкость 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.
10	Площадка для стоянки пожарной техники	1 шт.
11	КТП	1 шт.

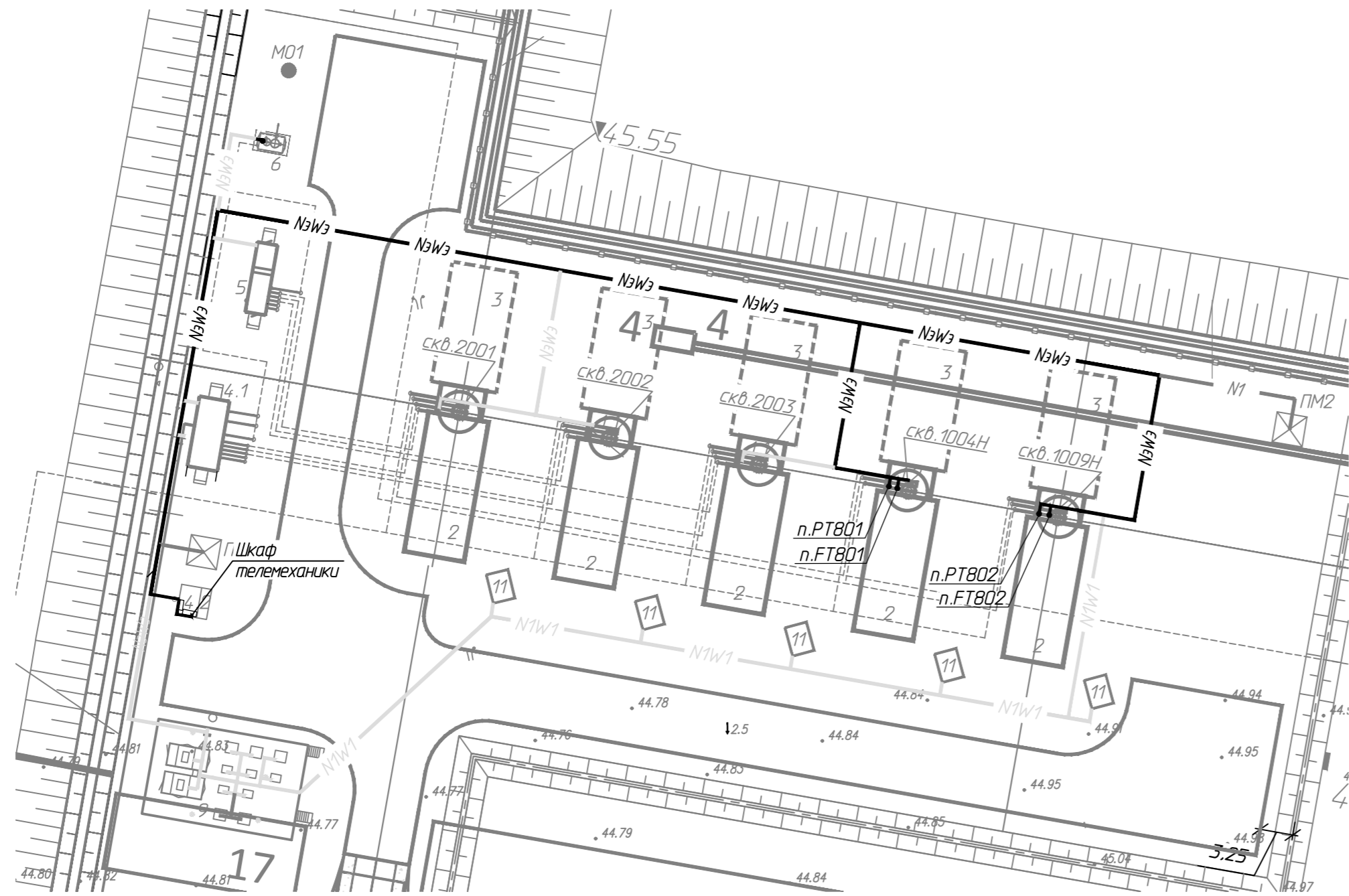
Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Нефтепровода
	Высоконапорный водовод (надземный)
	Высоконапорный водовод (подземный)

Инф. N подл. Подпись и дата. Взам. инв. N

					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.ГЗ			
					Обустройство Леккерского нефтяного месторождения.			
					Обустройство куста №13дис			
Изм.	Кол.уч.	Лист	Идок.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Васильева				П		1
Нач. отд.		Ананьева						
Н. контр.		Салдаева				План сети ВЗ		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

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 шт.	
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	Ёмкость дренажная V=5м3 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

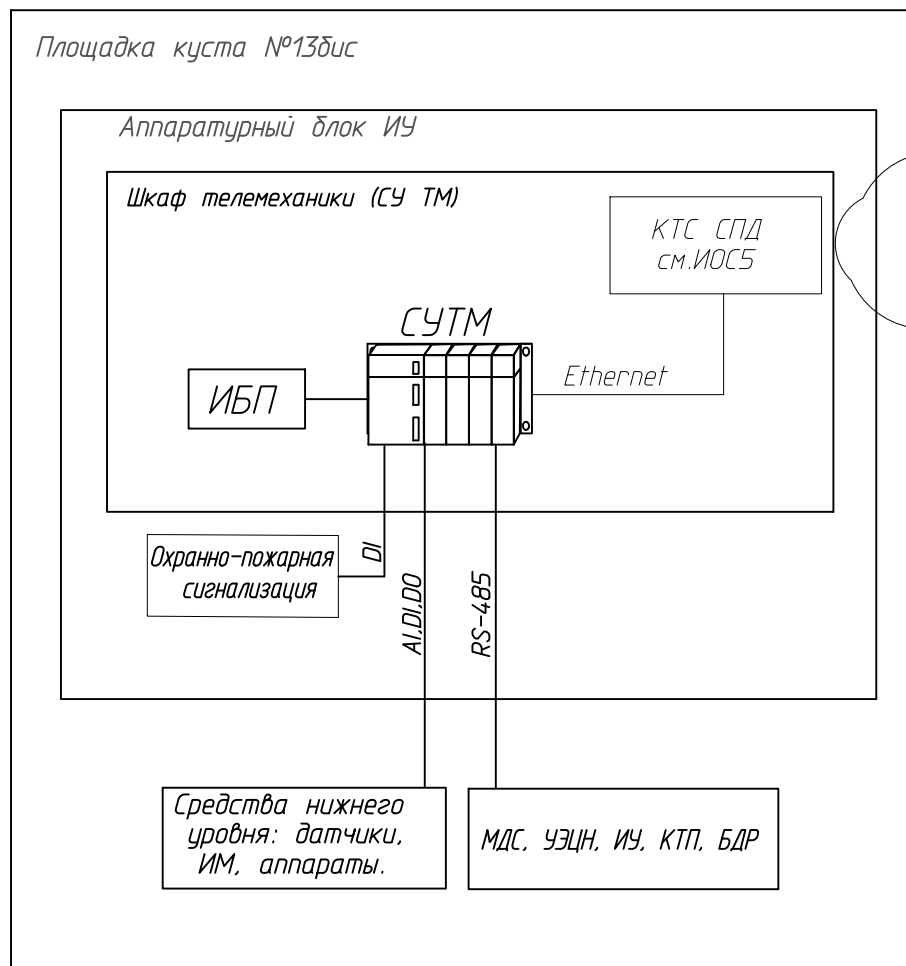
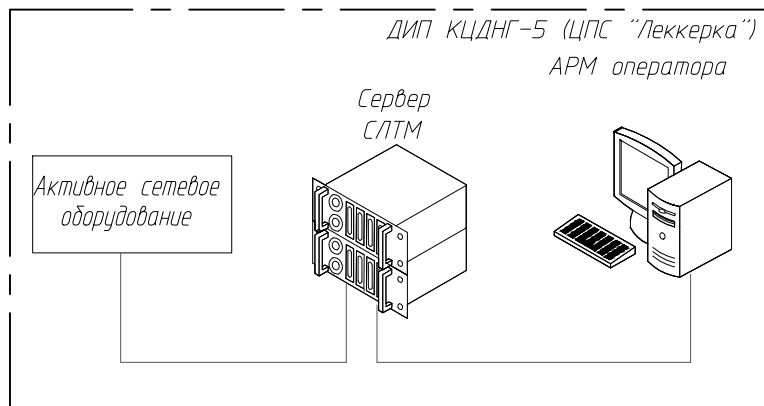
Обозначение	Наименование
— N3W3 —	Силовые кабели, прокладываемые по эстакаде совместно с кабелями КИП
— NkWk —	Силовые кабели, прокладываемые по металлоконструкциям совместно с кабелями КИП
— N1W1 —	Силовые кабели, прокладываемые в траншее совместно с кабелями КИП

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

61-01-НИПИ/2021-ИОС 7.1.Г4					
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	Листов	
		П		1	
План расположения средств автоматизации и телемеханизации				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

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

Существующая сеть передачи данных
ООО "ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ"



Сеть связи см. ИОС5

Активное сетевое оборудование

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

Условные обозначения:

- оборудование проектируемое
- оборудование, учтенное в смежных томах
- ИБП - источник бесперебойного питания

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

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.2.Г5					
Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13 бис					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Захаров			
Проверил		Конанов			
Нач.отд.		Попков			
Н. контр.		Салдаева			
				Структурная схема системы АСУ ТП	ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"
				Стадия	Лист
				п	1
				Листов	1