



**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 куста №155 Харьягинского месторождения»

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»

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1

Том 5.7.1

2023



**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 куста №155 Харьягинского месторождения»

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»

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1

Том 5.7.1

Заместитель Генерального директора -

Главный инженер

О.С. Соболева

Главный инженер проекта

Д.О. Гармашов

2023

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

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1-С	Содержание тома 5.7.1	1 лист
09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения	48 листов
09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Г	Графическая часть	4 листа
	Общее количество листов документов, включенных в том 7.1	53 листа

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1-С					
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.	Колесов				
Н. контр.	Салдаева				

Содержание тома 5.7.1

Стадия	Лист	Листов
П	2	
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

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....	15
6	Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования.....	16
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 расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности, перечень всех организуемых постоянных рабочих мест отдельно по каждому зданию, строению и сооружению, а так же решения по организации бытового обслуживания персонала	22
10	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства (кроме жилых зданий), и решений, направленных на обеспечение соблюдения нормативов допустимых уровней воздействия шума и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах и в общественных зданиях	23

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
						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
Разраб.		Колесов					П	1	48
Разраб.							ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		
Н. контр.		Салдаева							
ГИП		Гармашов							

11	Перечень мероприятий, направленных на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды и трудового процесса на состояние здоровья работника..	25
12	Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе, для объектов производственного назначения	26
12.1	Объем контроля и автоматизации	26
12.2	Телемеханизация куста скважин	300
12.3	Технические средства автоматизации.....	36
13	Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники.....	39
14	Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду	40
15	Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению.....	41
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.....	42
17	Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в частности обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требования оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов.....	43
18	Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов	44
19	Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»	45
	Библиография	46

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист
								2
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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 капитального строительства «Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения», утвержденного Первым заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Д.А. Баталовым 23.10.2020;

– Технических условий на «Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения», утвержденных Главным инженером ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» А.Н. Гибадуллиным 15.07.2021;

В административном отношении участок строительства расположен на территории МО МР «Заполярный район» Ненецкого автономного округа Архангельской области, в географическом отношении – в пределах Большеземельской тундры. Основной землепользователь – СПК «Путь Ильича». Арендатор – ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Район строительства необжитый, окружной центр – г. Нарьян-Мар, находится в 157 км к северо-западу от района работ, ближайший населённый пункт – п. Харьягинский, расположенный в 3,9 км к востоку. Транспортная сеть на месторождении представлена автомобильной дорогой «Усинск – Харьяга». Все автодороги круглогодичного действия. Подъезд к участкам строительства осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск – Харьяга». Доставка исполнителей строительства и грузов к району работ также возможна вертолётным транспортом.

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

Настоящей проектной документацией предусмотрено обустройство куста скважин №155 Харьягинского месторождения.

На кусте скважин №155 (см. чертеж 09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Г3) расположены шесть проектируемых добывающих скважин (№№ 14ОЦ, 5211, 5212, 5213, 5215, 5216). Скважины 14ОЦ, 5212 после отработки на нефть переводятся под нагнетание (система заводнения).

В настоящем томе представлено обустройство добывающих скважин. Решения по системе ППД представлены в томе 09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.3.

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

Взам. инв №	Подп. и дата	Инв. № подл.	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	3

Скв. №14ОЦ – 26,1 т/сут по жидкости и 24,1 т/сут по нефти;

Скв. №5211 – 35,7 т/сут по жидкости и 32,8 т/сут по нефти;

Скв. №5212 – 36,0 т/сут по жидкости и 33,4 т/сут по нефти;

Скв. №5213 – 17,7 т/сут по жидкости и 16,6 т/сут по нефти;

Скв. №5215 – 14,8 т/сут по жидкости и 13,9 т/сут по нефти

Скв. №5216 – 34,7 т/сут по жидкости и 31,6 т/сут по нефти

Технологическим процессом для куста скважин №155 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 (ИУ), затем до расширителя и далее до путевого подогревателя;
- замер количественных показателей нефтегазовой эмульсии в ИУ согласно ГОСТ Р 8.1016-2022 [8];
- сепарация нефтегазовой эмульсии в расширителе с щелевым газовым сепаратором при давлении не более 4,0 МПа. Давление в газовой линии на подогреватель поддерживается на уровне 0,4 МПа при помощи регулирующего клапана;
- подача газа в качестве топлива на подогреватель с промежуточным теплоносителем от щелевого газового сепаратора через счетчик газа, входящий в обвязку блока;
- подогрев нефтегазовой эмульсии на подогревателе с промежуточным теплоносителем;
- транспортировка нефтяной эмульсии от путевого подогревателя до границы площадки куста (оси обвалования);
- сброс продукции скважины из обвязки измерительной установки, с расширителя и газового сепаратора, а также теплоносителя с подогревателя в случае проведения аварийных и ремонтных работ осуществляется в дренажную емкость с последующей откачкой передвижной автотехникой.

Основные технологические решения для куста скважин №155 отражены в принципиальной технологической схеме объекта проектирования (см. 09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Г2) в графической части данного тома.

Согласно Технических условий на проектирование, устья скважин оборудованы тройниковыми незамерзающими обратными клапанами (соответственно способу эксплуатации), а также предусмотрена возможность установки средств контроля давления.

В состав сооружений и основного оборудования для обустройства площадки куста скважин №155 входят:

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист	
			09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т							4
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- погружная установка электроцентробежного насоса (6 шт.);
- арматура фонтанная АФК1Э-65х35 К1 ХЛ1 (6 шт.) с рабочим давлением 35 МПа. До установки на устье, фонтанная арматура должна быть опрессована в собранном виде на пробное давление, предусмотренное паспортом;
- механизм депарафинизации скважин типа МДС-010 (6 шт.);
- автоматизированная измерительная установка (1 шт.);
- емкость дренажная типа ЕП-12,5-1600-1300-3, V=12,5 м3;
- свеча рассеивания газа с дренажной емкости;
- места под перспективные установки дозирования реагента (УДР) (6 шт.);
- подогреватель путевой с промежуточным теплоносителем ПП-0,63;
- сепаратор-расширитель нефтегазовый в комплекте с щелевым газовым сепаратором V=2 м³, P=4,0 Мпа;
- выкидные трубопроводы Ду80 мм от фонтанных арматур скважин до измерительной установки;
- нефтесборный коллектор Ду100 мм от измерительной установки до расширителя, от расширителя до путевого подогревателя и от путевого подогревателя до условной границы проектирования;
- газопровод Ду50 от расширителя в комплекте с щелевым газовым сепаратором до подогревателя путевого;
- дренажные трубопроводы Ду50 мм от измерительной установки, путевого подогревателя, расширителя и с СППК расширителя и газового сепаратора до емкости дренажной.

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

- приустьевые стальные площадки добывающих скважин, размерами 1,7 х 2,8 м; площадка обслуживания МДС 1,7 х 2,0 м; площадка обслуживания фонтанной арматуры 0,9 х 0,9 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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист	
									5
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.			

Конструкции площадок и фундаментов приведены в строительной части проектной документации 09-07-2НИПИ/2022-1-КР1.

Согласно ГОСТ 32569-2013 [21] и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности [38] выкидные трубопроводы от устьев скважин до измерительной установки, нефтесборный коллектор от измерительной установки до расширителя, от расширителя до путевого подогревателя и от путевого подогревателя до оси обвалования куста относятся к группе А, подгруппе б, категории I. Газопровод от щелевого газового сепаратора до путевого подогревателя, трубопроводы сброса газа с СППК в дренажный трубопровод, трубопровод подачи газа с дренажной емкости на свечу рассеивания относятся к группе Б, подгруппе а, категории II. Дренажные трубопроводы относятся к группе А, подгруппе б, категории II.

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

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

Проектом принята надземная прокладка трубопроводов выкидных линий и сборного коллектора. Дренажная линия прокладывается надземно и подземно.

Для надземных технологических трубопроводов и подземного дренажного трубопровода используются трубы бесшовные холоднодеформированные из стали марки 09Г2С. Мерной длиной 10 м. Группа поставки В, с гарантией обеспечения ударной вязкости основного металла трубы не ниже $KCU=34,3$ Дж/см² (3,5 кгс с/см²) при температуре испытания минус 60°C. Внутреннее двухслойное заводское антикоррозионное покрытие Вн2 2сл ЭПП на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации покрытия до 80°C с системой защиты стыка втулкой (длина концевых участков без внутреннего покрытия 50 мм).

Выкидные трубопроводы от добывающих скважин до измерительной установки прокладываются надземно на опорах на высоте не менее 0,8 м до низа трубы от поверхности земли в тепловой изоляции с электрообогревом. Диаметр и толщина стенки выкидных трубопроводов $\varnothing 89 \times 6$ мм. Общая протяженность выкидных трубопроводов составляет 384 м.

Трубопровод от ИУ до расширителя, от расширителя до путевого подогревателя и от путевого подогревателя до условной границы проектирования (ось обвалования куста скважин) прокладывается надземно на опорах на высоте не менее 1,0 м до низа трубы от поверхности земли в тепловой изоляции. Диаметр и толщина стенки трубопровода $\varnothing 114 \times 6$ и 57×5 мм. Общая протяженность трубопровода составляет 150 и 30 м.

Газопроводы подачи топливного газа от расширителя на подогреватель и сброса газа с СППК в дренажный трубопровод прокладываются надземно на опорах на высоте не менее 1,0 м до низа трубы от поверхности земли в тепловой изоляции с электрообогревом. Диаметр и

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

толщина стенки трубопроводов Ø57x5 мм. Общая протяженность трубопроводов составляет 53 м.

Дренажные трубопроводы от ИУ, подогревателя и расширителя до дренажной емкости прокладываются подземно на глубине не менее 1,1 м до верха трубы от поверхности земли. Надземные участки дренажного трубопровода прокладываются на средней высоте 1,0 м до низа трубы от поверхности земли в тепловой изоляции с электрообогревом. Диаметр и толщина стенки трубопроводов Ø57x5 мм. Общая протяженность трубопроводов составляет 75 м.

Согласно отчетной технической документации по инженерно-геодезическим, инженерно-геологическим, инженерно-геофизическим и инженерно-гидрометеорологическим изысканиям, в результате определения удельных электрических сопротивлений для оценки коррозионной агрессивности грунтов, измерений разности потенциалов для выявления наличия и интенсивности блуждающих токов установлено, что на территории площадки исследования коррозионная агрессивность грунтов по отношению к стали преимущественно низкая и средняя.

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.

Подземные участки дренажного трубопровода и фасонные детали для защиты от почвенной коррозии покрываются двухкомпонентным полиуретановым покрытием с температурой эксплуатации от минус 60⁰С до плюс 80⁰С.

Для изоляции наружной поверхности сварных стыков подземных участков трубопроводов предусматривается покрытие 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.

Для надземных технологических трубопроводов предусматривается тепловая изоляция полуцилиндрами теплоизоляционными из минеральной ваты на синтетическом связующем по ГОСТ 23208-2022. Толщина изоляции 80 мм. Запорная арматура и устьевая арматура теплоизолированы быстростъемными термочехлами из негорючих материалов.

Покровный слой для теплоизоляции трубопроводов принят из тонколистовой оцинкованной стали по ГОСТ 19904-90 толщиной 0,5 мм.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т

Для подземного дренажного трубопроводов предусматривается тепловая изоляция из сегментов теплоизоляционных из экструзионного пенополистирола. Толщина изоляции 40 мм.

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

Приустьевая площадка представляет собой металлическое корыто размерами 2800x1700мм, глубиной 1100 мм ($V=5,3$ м³), устанавливается подземно на уплотненную песчаную подсыпку. Выполняется из уголков равнополочных L75x75x6 по ГОСТ 8509-93 и листовой стали б=10 мм по ГОСТ 19903-2015 (сталь марки С255-4 по ГОСТ 27772-2021), 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 27772-2021).

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

Основным методом удаления поверхностного дождевого стока с автомобильной дороги и с обвалованной поверхности площадки куста скважин № 155 является организация естественного стока без предварительного сбора воды. Дорога выполняется из песчаного привозного дренирующего грунта с покрытием из щебеночно-песчаной смеси, что позволяет принять поверхностные воды дорожному полотну естественным способом. Дождевая вода будет просачиваться в грунт. Площадки кустов скважин выполняется из песчаного привозного дренирующего грунта, что так же обеспечивает полное просачивание дождевых стоков в грунт.

Инфильтрация поверхностных вод в дренирующий грунт площадки и песчано-гравийной смеси дорожного полотна является их обработкой и очисткой. Таким образом не будет скопления дождевого стока, соответственно сброса дождевого стока тоже не будет.

В целях соблюдения требований п. 16. статьи 65 главы 6 «Охрана водных объектов» Водного кодекса Российской Федерации и согласно п.57 главы V «Требования к обустройству нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений» Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности на площадке куста скважин №155 предусмотрен сбор дождевого стока с приустьевых площадок (там возможны утечки и образование загрязненного дождевого стока).

Приустьевая площадка представляет собой металлическое корыто размерами 2800x1700мм, глубиной 1100 мм ($V=5,3$ м³), устанавливается подземно на уплотненную песчаную подсыпку. Выполняется из уголков равнополочных L75x75x6 по ГОСТ 8509-93 и листовой стали б=10 мм по ГОСТ 19903-2015 (сталь марки С255-4 по ГОСТ 27772-2021), с покрытием металлическим съемными щитами из уголков равнополочных L63x63x5 по

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т

Лист
8

ГОСТ 8509-93 с настилом из просечно-вытяжной стали ПВ506 по ТУ 36.26.11-5-89 (сталь марки С255-4 по ГОСТ 27772-2021).

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 дождевого стока с приустьевых площадок проектом не предусмотрена. По мере накопления стоков, корыто откачивается передвижной техникой с последующим вывозом на УПН «Харьяга». Уровень воды в емкости контролируется обходчиком измерительной линейкой. Эти меры позволят исключить сброс загрязненного дождевого стока.

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 114 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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист
							9
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					

на прочность и устойчивость для выкидных трубопроводов скважин и нефтесборного коллектора принята толщина стенки 6 мм.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист
			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 МДС;
- электротехническое оборудование путевого подогревателя ПП-0,63;
- электротехническое оборудование измерительной установки;
- электрообогрев трубопроводов и дренажной емкости;
- арматура с электроприводом;
- электроосветительные приборы.

Электроснабжение проектируемых электроприемников на площадке куста скважин предусматривается от КТП, установленной на площадке куста скважин.

Количество, установленная и расчетная мощности электроприемников приведены в подразделе «Система электроснабжения» (09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС1).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №						09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист
									11
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.		Дата

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 №155 Харьягинского месторождения предусматривается в измерительной установке. Измерительная установка в полной заводской готовности и представляет собой блочное сооружение, состоящее из двух блоков: технологического и аппаратурного, смонтированных на одной раме.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист
								12
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

4 Описание источников поступления сырья и материалов

В таблицах 4.1 - 4.3 представлены: физико-химические свойства дегазированной нефти для схемы нефтесбора Харьягинского нефтяного месторождения; компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти для схемы нефтесбора Харьягинского нефтяного месторождения; химический состав и физические свойства пластовых вод для схемы нефтесбора Харьягинского нефтяного месторождения.

Таблица 4.1 – Физико-химические свойства дегазированной нефти (поверхностные пробы) для схемы нефтесбора Харьягинского нефтяного месторождения.

Наименование параметра	Количество		Диапазон изменения	Среднее значение
	исследованных			
	скважин	проб		
Плотность при 20 ⁰ С, кг/м ³	2	2	0,8249- 0,8461	0,8355
Вязкость, мПа·с				
при 20 ⁰ С	1	1		24,0
при 50 ⁰ С	2	2	6,1-11,0	8,55
Температура застывания, °С				
Массовое содержание, %				
серы	2	2	0,09-0,32	0,2
смол силикагелевых	2	2	4,0-4,6	4,3
асфальтенов	2	2	0,1-0,4	0,25
парафинов	2	2	13,4-18,3	15,85
Температура плавления парафина, °С				
	2	2	58,5-61,0	59,5
Температура начала кипения, °С				
	2	2	79-125	102
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %				
до 100 ⁰ С				
до 150 ⁰ С	1	1		3,0
до 200 ⁰ С	2	2	11,0-22,0	16,5
до 250 ⁰ С	1	1		22,0
до 300 ⁰ С	2	2	34-50,0	42,0

Таблица 4.2 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти для схемы нефтесбора Харьягинского нефтяного месторождения.

Наименование параметра	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях	при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях	пластовая нефть
	выделившийся газ	выделившийся газ	
Молярная концентрация компонентов, %			
- сероводород	отс	отс	отс
- двуокись углерода	0,98	0,47	0,42
- азот+редкие	2,731	2,15	0,77

Изм. инв. №

Подп. и дата

Изм. № подл.

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

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т

Лист
13

Наименование параметра	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях	при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях	пластовая нефть
	выделившийся газ	выделившийся газ	
в т.ч. гелий	0,035	0,03	-
- метан	58,5	59,85	9,41
- этан	16,4	18,33	5,02
- пропан	11,02	11,21	5,01
- изобутан	0,96	0,79	3,39
- норм, бутан	4,62	3,93	
- изопентан	0,97	0,76	2,29
- норм. пентан	2,04	1,36	
- гексаны	1,76	1,12	1,59
- остаток C ₉₊	-	-	
Молекулярная масса	27,35	-	77,7
Плотность			
- газа, кг/м ³	1,155	1,100	-

Таблица 4.3 – Химический состав и физические свойства пластовых вод для схемы нефтесбора Харьягинского нефтяного месторождения

Геологический возраст	Пластовая температура, °С	Газосодержание, м ³ /м ³	Плотность воды г/см ³	Общая минерализация, г/л	Основной компонентный состав, мг/л					
					Na ⁺ + K ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Cl ⁻	SO ₄ ⁻	H ₂ S
D2	91,0	2,4	1,101	192	38833	12840	997,10	85030,00	113,70	0,5

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т		Лист
											14

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, сокращению всех выбросов и отходов уже в процессе производства до окончания производственного процесса.

Согласно техническому заданию на проектирование настоящим проектом предусматривается обустройство куста скважин №155 Харьгинского нефтяного месторождения.

Качественной подготовки проектом не предусмотрено.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №						09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист
									15
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.		Дата

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;
- 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 с учетом требований ГОСТ 32388-2013 [30];
- свеча сброса газа с дренажной емкости оснащена предохранителем огневым, предназначенным для предотвращения проникновения пламени внутрь;
- оборудование оснащено контрольно-измерительными приборами и средствами сигнализации, необходимыми для безопасного ведения процесса;
- предусмотрена комплексная система автоматизации, обеспечивающая получение требуемого количества и качества добываемой продукции, безаварийную работу оборудования без постоянного пребывания обслуживающего персонала.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №						09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист
									16
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.		Дата

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

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

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 приустьевое оборудование 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 устьевой 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 №							09-07-2НИПИ/2022-1-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 устьевого 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 3.

Для контроля избыточного давления в технологических трубопроводах и оборудовании в межтрубном пространстве скважины предусмотрена установка показывающих манометров.

Сварные соединения проектируемых технологических трубопроводов подлежат контролю неразрушающими методами (ультразвуковым контролем). Объем контроля сварных стыков от общего числа сваренных каждым сварщиком соединений (но не менее одного) в соответствии с таблицей 12.3 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные.

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

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т

Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», с учетом высокой агрессивности среды составляет 100%.

Контроль качества сварных соединений осуществляется физическими методами и производится лабораториями строительно-монтажных организаций, выполняющих сварочные работы.

Ультразвуковой контроль качества сварных соединений трубопроводов должен осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55724-2013.

Таблица 3 – 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 30852.11-2002, ГОСТ Р 51330.5-99	Наименование веществ, определяющих категорию и группу взрывоопасных смесей
Приустьевая площадка добывающей скважины	АН	В-1г	ПА-Т3	Нефтяная эмульсия
Подогреватель путевой ПП-0,63	АН	В-1а	ПА-Т3	Нефтяная эмульсия, нефтяной газ
Дренажная емкость V= 12,5 м ³	АН	В-1г	ПА-Т3	Нефтяная эмульсия, теплоноситель
Расширитель в комплекте с щелевым газовым сепаратором	АН	В-1г	ПА-Т3	Нефтяная эмульсия, нефтяной газ
Измерительная установка типа АГЗУ	А	В-1а	ПА-Т3	Нефтяная эмульсия, нефтяной газ
Свеча рассеивания	АН	В-1г	ПА-Т3	Попутный нефтяной газ

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], Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности [38] на прочность, плотность и герметичность

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист
							19

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 ИУ, для нефтесборного коллектора от ИУ до расширителя, от расширителя до подогревателя, от подогревателя до условной границы проектирования; Рисп = 0,2 МПа – для дренажных трубопроводов от ИУ, подогревателя и расширителя; Рисп = 0,572 МПа – для газопровода от сепаратора до подогревателя. 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/см²) в минуту с периодическим осмотром трубопровода.

Испытания на плотность предусматриваются после снижения давления до расчетного, с давлением $R_{исп} = P_{расч}$. (Рисп = 4,0 МПа – для выкидных трубопроводов от скважин до ИУ, для нефтесборного коллектора от ИУ до расширителя, от расширителя до подогревателя, от подогревателя до условной границы проектирования; Рисп = 0,1 МПа – для дренажных трубопроводов от ИУ, подогревателя и расширителя; Рисп = 0,4 МПа – для газопровода от сепаратора до подогревателя. 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 Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности [38] сжатым воздухом на величину рабочего давления (Рисп = 4,0 МПа – для выкидных трубопроводов от скважин до ИУ, для нефтесборного коллектора от ИУ до расширителя, от расширителя до подогревателя, от подогревателя до условной границы проектирования; Рисп = 0,1 МПа – для дренажных трубопроводов от ИУ, подогревателя и расширителя; Рисп = 0,4 МПа – для газопровода от сепаратора до подогревателя 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.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист	
								20
Взам. инв №	Подп. и дата	Инд. № подл.						

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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист
								21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

9 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности, перечень всех организуемых постоянных рабочих мест отдельно по каждому зданию, строению и сооружению, а также решения по организации бытового обслуживания персонала

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. Организация бытового обслуживания персонала на площадках кустах скважин не требуется.

Проектными решениями не предусматривается изменение количества штатного обслуживающего персонала.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист
								22
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

10 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства (кроме жилых зданий), и решений, направленных на обеспечение соблюдения нормативов допустимых уровней воздействия шума и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах и в общественных зданиях

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.

Все технологические решения приняты с учетом охраны труда и техники безопасности для персонала, обслуживающего кустовую площадку 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. Обеспечить учет, содержание в исправном состоянии, проведение обслуживания и периодических проверок на состояние требованиям, указанным в документации (инструкции) изготовителя, средств коллективной и индивидуальной защиты;
- 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;
- наличие на объекте инструкций по охране труда и промышленной безопасности по профессиям и видам работ;
- организация и контроль применения в работе работниками исправных и испытанных инструментов, приспособлений, с указанием даты следующего испытания, инверторного номера и принадлежности на маркировке;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист	
									23
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.			

- в местах общего пользования установлены таблички с указанием единого номера телефона вызова пожарной охраны. На объекте установлены знаки пожарной безопасности «Курение и пользование открытым огнем запрещено»;
- размещение на входных дверях с наружной стороны помещения с обозначением категорий по взрывопожарной и пожарной опасности с указанием ответственных за пожарную безопасность;
- не допускать размещение (в том числе временное) горючих материалов, оборудования и отходов в противопожарных разрывах между зданиями и сооружениями. Обеспечить контроль за свободными подъездом пожарных машин;
- проводить учет, периодические осмотры, первичных средств пожаротушения в соответствии с требованиями Правил противопожарного режима в РФ №1479 от 16.09.2020, с последующем внесением записи в журнал эксплуатации систем противопожарной защиты;
- обеспечить хранение материалов и веществ с учетом их пожароопасных физико-химических свойств (способности к окислению, самонагреванию и воспламенению при попадании влаги, соприкосновения с воздухом и др.), хранение легковоспламеняющихся и горючих жидкостей обеспечить в специально отведенных и оборудованных для этого местах.

Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв №		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т					Лист
					24

11 Перечень мероприятий, направленных на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды и трудового процесса на состояние здоровья работника

Мероприятия направленные на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды на каждом рабочем месте являются приоритетными и направлены на снижение производственного травматизма, сохранения здоровья, работоспособности работников.

Технологические процессы добычи, сбора, транспортировки нефти в системе нефтесбора сопряжены со следующими производственными опасными факторами воздействующими на здоровье работников:

- наличие легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ) и газов;
- свойство паров ЛВЖ и газов образовывать взрывоопасные смеси при соединении с воздухом;
- свойство жидких и газообразных нефтепродуктов оказывать отравляющее действие на организм человека.

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

- применение средств индивидуальной и коллективной защиты работников;
- обязательная выдача специальной одежды, обуви и других индивидуальных средств защиты;
- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ.
- 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;
- герметичное исполнение технологического оборудования и трубопроводов.

Обеспечить учет и своевременную передачу информации о НС, а также организационно-техническую готовность доставки пострадавшего от несчастного случая на производстве в учреждение здравоохранения Ближайшего населенного пункта или мед терминал Заказчика.

Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист	
									25
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.			

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

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 №155 см. раздел проекта «Сети связи» (09-07-2НИПИ/2022-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 09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Г2 для добывающих скважин.

Объектами автоматизации и телемеханизации являются:

- добывающая скважина (6 шт.);
- автоматизированная измерительная установка ИУ (1 шт.);
- подогреватель путевой (1 шт.);
- сепаратор – расширитель (1 шт.);
- МДС (6шт.);
- КТП (1 шт.);
- дренажная емкость $V=12,5$ м³;
- электроприводные задвижки на выходе сепаратора и подогревателя (3 шт.).

Добывающие скважины

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

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- местный и дистанционный контроль давления в выкидном трубопроводе скважины;
- местный и дистанционный контроль давления в затрубе;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					

- дистанционный контроль буферного давления
- дистанционный контроль температуры 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;
- отключение УЭЦН при пожаре на площадке куста скважин, в измерительной установке;
- отключение УЭЦН при аварийном максимальном и аварийном минимальном давлении на выкидном трубопроводе от устья скважины.

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;
- 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.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист	
									27
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.			

Путевой подогреватель ПП-0,63

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

- дистанционный розжиг горелки с предварительным проветриванием топки естественной тягой через дымовую трубу;
- регулирование процесса нагрева продукта;
- включение рабочей и аварийной сигнализации, автоматическую защиту печи при отклонении от нормы контролируемых параметров;
- автоматическое (при достижении загазованности 50% от НКПВ) прекращение подачи топлива к форсункам;
- контроль и сигнализация давления на входе;
- контроль и сигнализация давления и температуры на выходе;
- контроль и сигнализация состояния (работа/ простой);
- контроль и сигнализация температуры теплоносителя;
- контроль и сигнализация температуры отводящих газов;
- контроль и сигнализация давления газа;
- сигнализация минимального аварийного уровня теплоносителя;
- пожарная сигнализация;
- автоматический останов печи при пожаре;
- контроль загазованности на площадке печи. Предусмотрена установка датчика загазованности со стороны шкафа регулятора давления на высоте 1,0 м от нулевой отметки.
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация устанавливается по месту установки датчика загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт.

Сепаратор расширитель

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- местный контроль и дистанционное измерение давления, температуры в расширителе;
- дистанционное измерение уровня в сепараторе-расширителе;
- сигнализация верхнего уровня в сепараторе-расширителе;
- сигнализация нижнего уровня в сепараторе-расширителе;
- автоматическое управление (закрытие) отсечного клапана в газовой линии на подогревателе при достижении верхнего уровня нефти в сепараторе-расширителе и пожаре на кусте;
- измерение расхода газа в трубопроводе газа на печи;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					

– контроль загазованности на площадке расширителя. Устанавливается один датчик загазованности на расстоянии 1 м со стороны подхода обслуживающего персонала к расширителю у регулирующего клапана 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.

Дренажная емкость

Проектом предусматривается:

– сигнализация верхнего уровня в емкости;

– контроль загазованности на площадке емкости, предусмотрена установка датчика до взрывной концентрации веществ (ДВК СН4) на высоте 1 м от земли;

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

– апробирование сигнализации загазованности.

Электроприводная задвижка

Проектом предусматривается:

– управление задвижкой электроприводной: 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/местн./дист./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;
- Расход э/э.

МДС

– работа МДС в автоматическом режиме;

– защита и контроль параметров работы МДС (положение скребка, провис, напряжение питающей сети выше (ниже) уставки, обрыв фазы, перегрузка по максимальному

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т

току фазы, перегруз мощности на валу, не проход препятствия вверх, не проход препятствия вниз, обрыв проволоки, неисправность контроллера);

- отключение МДС при останове ЭЦН;

выбор значений уставок: режим запуска от ЭЦН, время до пуска после включения ЭЦН, время опускания скребка, глубина отстоя скребка от верха скважины, период чистки, число попыток поиска верха скважины, число попыток прохода препятствий вверх, число попыток прохода препятствия вниз, время до автоматического пуска.

12.2 Телемеханизация куста скважин

Сбор информации и управления рассредоточенными объектами осуществляется системой телемеханики на базе программируемых логических контроллеров. Система производит съём 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.

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 4-20 мА, «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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т

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 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 24 В.

2) Дополнительное оборудование:

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

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.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т

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

Верхний уровень представлен серверным шкафом и АРМом оператора.

Схему структурную системы АСУ ТП см. 09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.ГЗ.

Организация обмена информации между СУ ТМ площадок скважин и диспетчерским пунктом предусматривается разделом 5, подразделом 5 «Сети связи» (09-07-2НИПИ/2022-ИОС5). Объем информации, передаваемой в систему телемеханики, приведен в таблице 6.

Таблица 6 – Объем информации, передаваемой с площадки скважин 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	-

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист 32
------	--------	------	--------	-------	------	------------------------------------	------------

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
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	-
Частота турбинного вращения	x	-	-
Причина последнего отключения	x	-	-
Дата и время последнего отключения	x	-	-
Наработка с момента последнего запуска	x	-	-
Установка защиты от недогрузки (ЗСП)	x	-	x
Установка защиты от перегрузки (ЗП)	x	-	x
Аварийный останов	-	-	x
ЗАГАЗОВАННОСТЬ			
1,2 порог (авария) загазованности СН4(обобщенный сигнал)	-	x	-
Сигнализация загазованности	-	-	x
ПУТЕВОЙ ПОДОГРЕВАТЕЛЬ ПП-0,63			
Состояние (работа/простой)	x	x	-
Температура нефти на входе	x	x	-
Температура нефти на выходе	x	x	-
Температура теплоносителя	x	x	-
Уровень теплоносителя (минимальный аварийный)	-	x	-
Давление на входе	x	x	-
Давление на выходе	x	x	-
Давление газа	x	x	-
Температура отводящих газов	x	x	-
Пожарная сигнализация	-	x	-
Загазованность на площадке	-	x	-
СЕПАРАТОР РАСШИРИТЕЛЬ			

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
Температура в сепараторе	x	x	-
Давление в сепараторе	x	x	-
Уровень жидкости в сепараторе (верхний)	-	x	-
Уровень жидкости в сепараторе (нижний)	-	x	-
Уровень жидкости в сепараторе	x	-	-
Положение клапана	x	x	x
Давление в газосборном коллекторе	x	x	-
Расход газа	x	-	-
Регулирование уровня нефти Кл.1	x	x	x
Регулирование Кл.5	-	x	x
Регулирование уровня нефти Кл.3	x	x	x
КТП			
Напряжение по фазе А, В, С	x	-	-
Ток фазы А, В, С	x	-	-
Пожарная сигнализация	-	x	-
Несанкционированный доступ	-	x	-
АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ 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

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
Несанкционированный доступ	-	x	-
Температура в БТ	x	x	-
Температура в БА	x	x	-
Сигнализация загазованности в БТ	-	x	-
Пожарная сигнализация	-	x	-
Аварийный останов	-	-	x
МДС			
Напряжение фаз А, В, С	x	x	-
Ток фаз А, В, С	x	x	-
Коэффициент мощности	x	-	-
Мощность активная	x	x	-
Время до изменения режима или глубина положения скребка от верха скважины	x	-	-
Время опускания	x	-	-
Глубина отстоя скребка от верха скважины	x	-	-
Период очистки	x	-	-
Число попыток прохода препятствия вверх	x	-	-
Число попыток прохода препятствия вниз	x	-	-
Время до автоматического пуска	x	-	-
Порог препятствия вверх от тока номинального	x	-	-
Останов при провисе	x	-	-
ДРЕНАЖНАЯ ЕМКОСТЬ			
Уровень в емкости (максимальный)	-	x	-
ЗАГАЗОВАННОСТЬ			
1,2 порог (авария) загазованности СН4(обобщенный сигнал)	-	x	-
Сигнализация загазованности	-	-	x
ПРОЧИЕ			
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть/закрыть; открыта/закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	x	x

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т

Лист
35

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
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 IIA T3 Ga X, IP67) производства ООО НПП «Элемер», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

- для дистанционного измерения температуры преобразователь температуры ТПУ 0304-M1/Н (0Ex ia IIA T3 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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист
							36

Установленные приборы 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. 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/МКЭКШВнг(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 СП77.13330.2016.

В соответствии с требованиями СП 76.13330.2011, ПУЭ проходы кабелей через стены и перекрытия предусматриваются с использованием специализированных кабельных проходок

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т

СПО-Э, противопожарных подушек ППВ и противопожарных уплотнителей ППУ, огнезащитной мастики МГКП. Предел огнестойкости проходов 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 38
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т

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

В период эксплуатации объектов Харьягинского нефтяного месторождения источником выбросов загрязняющих веществ являются площадка куста скважин №155.

Состав выбросов представлен легкими углеводородами, проникающими в атмосферу через неплотности фланцевых соединений технологического оборудования, расположенных на площадке куста скважин №155.

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» 09-07-2НИПИ/2022-1-ООС1.

Сбросов в водные источники в настоящем проекте не предусмотрено.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист	
			09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т							39
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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

При проектировании объекта обустройства куста скважин №155 Харьягинского 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 АФК1Э - 65 х 35 на устье добывающих скважин. Согласно ГОСТ 9544-2015 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 из стали 09Г2С по ГОСТ 32528-2013, с внутренним и наружным покрытием.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист	
									40
			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 №155 Харьягинского 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 №					09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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 по ГОСТ 23208-2022, с наружным покрытием из оцинкованной тонколистовой стали по ГОСТ 19904-90. 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.

Подземная дренажная емкость ЕП-12,5 поставляется в комплекте с заводской теплоизоляцией из рулонов из вспененного каучука и защитного покрытия в соответствии с СП 61.13330.2012.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист
								42
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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

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 №					Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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 обвязки добывающих скважин должен быть составлен и утвержден новый технологический регламент на производственный объект.

Эксплуатация предусмотренной данной проектной документацией системы сбора скважинной продукции 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 №					09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист
								44
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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. № 29, мероприятия по выполнению требований по обеспечению транспортной безопасности объектов в проекте не разрабатываются.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист
								45
			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 №1479 от
16.09.2020 | 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 8.1016-2022 | Государственная система обеспечения единства измерений
(ГСИ). Измерения количества добываемых из недр нефти и
попутного нефтяного газа. Общие метрологические и
технические требования |
| 9 | ГОСТ Р 21.101-2020 | Система проектной документации для строительства
(СПДС). Основные требования к проектной и рабочей
документации |
| 10 | ГОСТ Р 51330.5-99 | Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод
определения температуры самовоспламенения |
| 11 | ГОСТ 31610.20-1-2020 | Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики
веществ для классификации газа и пара. Методы
испытаний и данные |
| 12 | ГОСТ Р 30852.13-2002 | Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14.
Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме
подземных выработок) |
| 13 | ГОСТ 31565-2012 | 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.		09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист
							46
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 23740-2016 | Грунты. Методы 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 18.13330.2019 | Производственные объекты. Планировочная организация земельного участка (Генеральные планы промышленных предприятий) |
| 24 | СП 75.13330.2011 | Технологическое оборудование и технологические трубопроводы |
| 25 | СП 76.13330.2016 | Электротехнические устройства |
| 26 | СП 77.13330.2016 | Системы автоматизации |
| 27 | СП 115.1330.2016 | Геофизика опасных природных воздействий |
| 28 | СП 131.13330.2020 | Строительная климатология |
| 29 | СП 50.13330.2012 | 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 15.12.2020 № 533 | Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для |

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

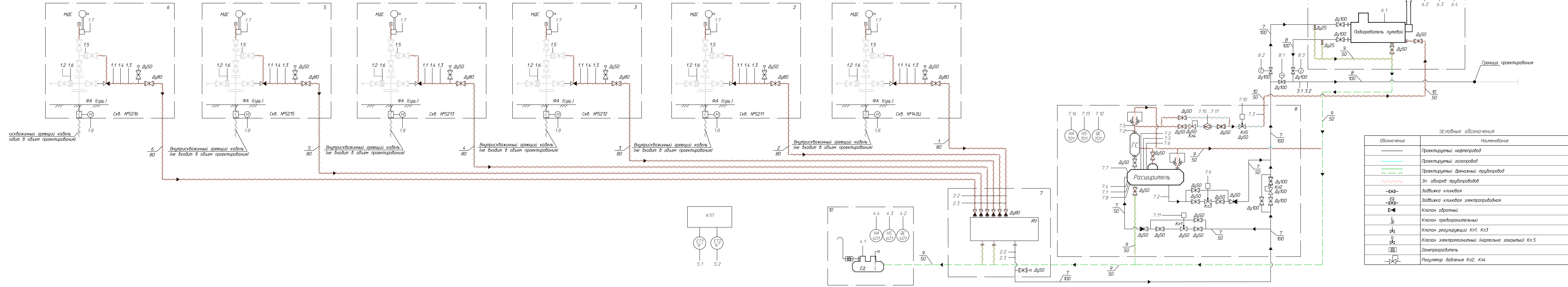
- взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств"
- 33 ПУЭ 7 Правила устройства электроустановок. Издание седьмое
- 34 СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015 Стандарт ПАО «ЛУКОЙЛ». Автоматизированная система управления технологическими процессами и производством. Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти и газа
- 35 СТМ 14-29-2009 Электрические и трубные проводки систем автоматизации. Проходки проводок 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 № 444 от 21.12.2021 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности “Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов”
- 39 ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов
- 40 09-07-2НИПИ/2022-1-ИГДИ Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий для подготовки проектной и рабочей документации.
- 41 09-07-2НИПИ/2022-1-ИГИ Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной и рабочей документации.
- 42 09-07-2НИПИ/2022-1-ИЭИ Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной и рабочей документации.
- 43 09-07-2НИПИ/2022-1-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 №					09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

Ведомость документов графической части

<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Примечание</i>
09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Г1	Ведомость документов графической части	
09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Г2	Принципиальная технологическая схема и схема автоматизации куста скважин №155	
09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Г3	Схема структурная системы АСУ ТП	
09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Г4	План площадки куста скважин №155	
09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Г5	План расположения средств автоматизации и телемеханизации.	

<i>Взам. инв. N</i>						
<i>Подпись и дата</i>						
<i>Изм.</i>	<i>Кол.уч.</i>	<i>Лист</i>	<i>Индок.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Г1
						Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения
<i>Разраб.</i>	<i>Колесов</i>					<i>Стадия</i>
						<i>Лист</i>
						<i>Листов</i>
						П
						1
<i>Н. контр.</i>	<i>Салдаева</i>					Ведомость документов графической части
						ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
—	Проектируемый нефтепровод
—	Проектируемый газопровод
—	Проектируемый дренажный трубопровод
—	Эл. обогрев трубопровода
—	Задвижка клиновья
—	Задвижка клиновья электроприводная
—	Клапан обратный
—	Клапан предохранительный
—	Клапан регулирующий Кл1, Кл3
—	Клапан электромагнитный (нормально закрытый) Кл5
—	Омпреградитель
—	Резистор давления Кл2, Кл4

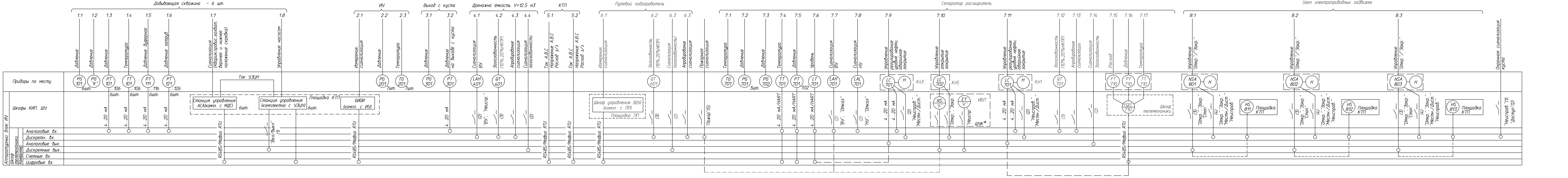
Ведомость технологических узлов

Номер узла по схеме	Наименование технологического узла	Категория производства по взрывной, пожароопасности	Степень огне-взрывоопасности здания	Класс помещения и наружных установок по ПУЭ	Группа процессов по санитарной характеристике
1	Объёмка устья скв. №607	Ан	-	В-1е	1
2	Объёмка устья скв. №606	Ан	-	В-1е	1
3	Объёмка устья скв. №602	Ан	-	В-1е	1
4	Объёмка устья скв. №601	Ан	-	В-1е	1
5	Объёмка устья скв. №604	Ан	-	В-1е	1
6	Объёмка устья скв. №603	Ан	-	В-1е	1
7	Автоматизированная измерительная установка	А	III	В-1а	1
8	Сепаратор	Ан	-	В-1е	1
9	Подогреватель пучковой автоматизированный	Ан	-	В-1е	1
10	Ёмкость дренажная	Ан	-	В-1е	1

V=12,5 м³

Характеристика трубопроводов

Обозначение	Наименование трубопровода	Категория трубопровода	Рабочие условия трубопровода: Температура, Давление, МПа	Испытательное давление, МПа	Дополнительные указания
1 - 7	Нефтяная эмульсия	I	30, 4,0	Пневм. Прочн. 5,72	* (см. примечание 1)
8	Нефтяная эмульсия	I	30-70, 4,0	Пневм. Прочн. 5,72	
9	Нефтяная эмульсия	II	30-70 атм.	Пневм. Прочн. 0,2	
10	Нефтяная эмульсия	I	30, 0,4	Пневм. Прочн. 0,572	



- * - При испытании на прочность подьем давления 5% от P_{рп.} в минуту, но не более 0,2 МПа в минуту. Продолжительность продувки не менее 10 минут. Три испытания на герметичность продолжительность не менее 24 ч. Давление должно превышать 0,1% в час.
- Условные обозначения по ГОСТ 13846-89; по ГОСТ 2.785-70; по паспорту к ГОСТ 21408-93 РМ-2-96.
- Спуски и воздушники в технологических трубопроводах условно не показаны.
- Эл. обогрев фланцевой арматуры скважин проектом не предусмотрен.

09-07-2НИПИ/2022-1-ИИС.7.1.Г2

Изм.	Контр.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

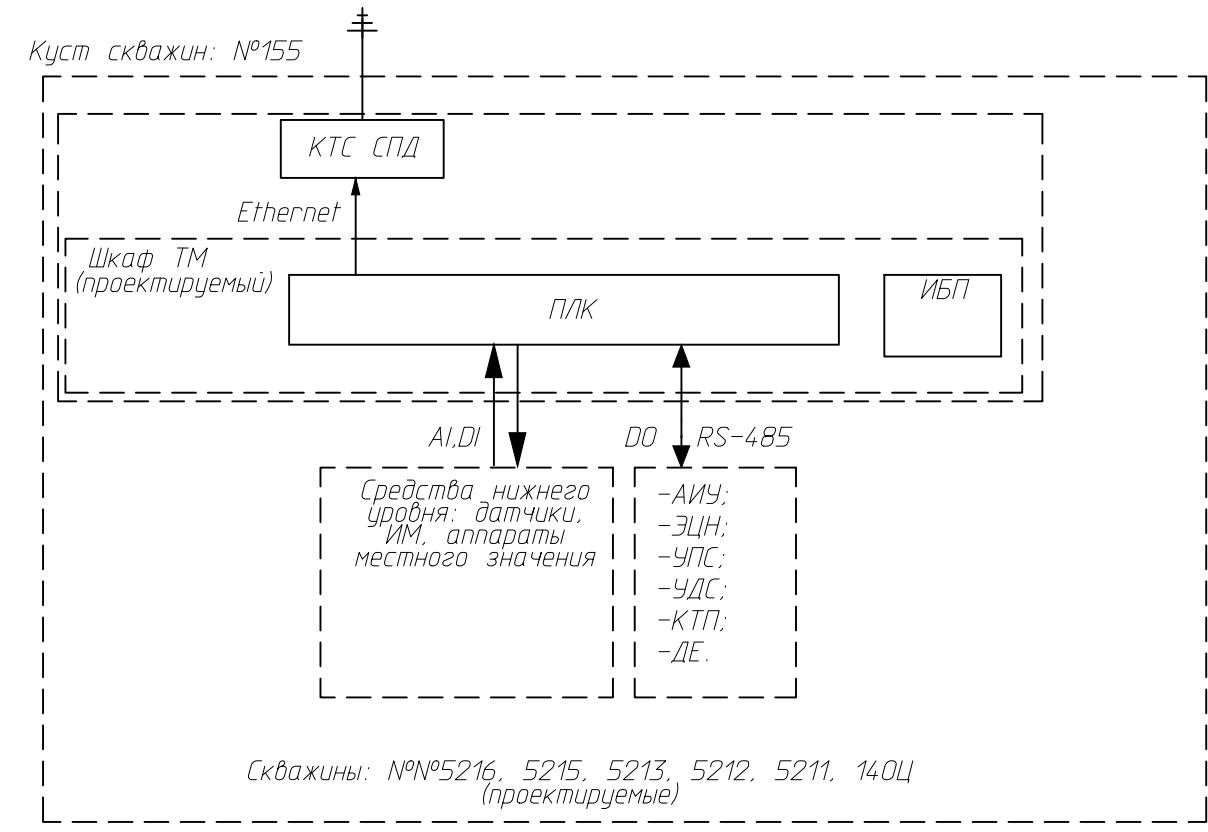
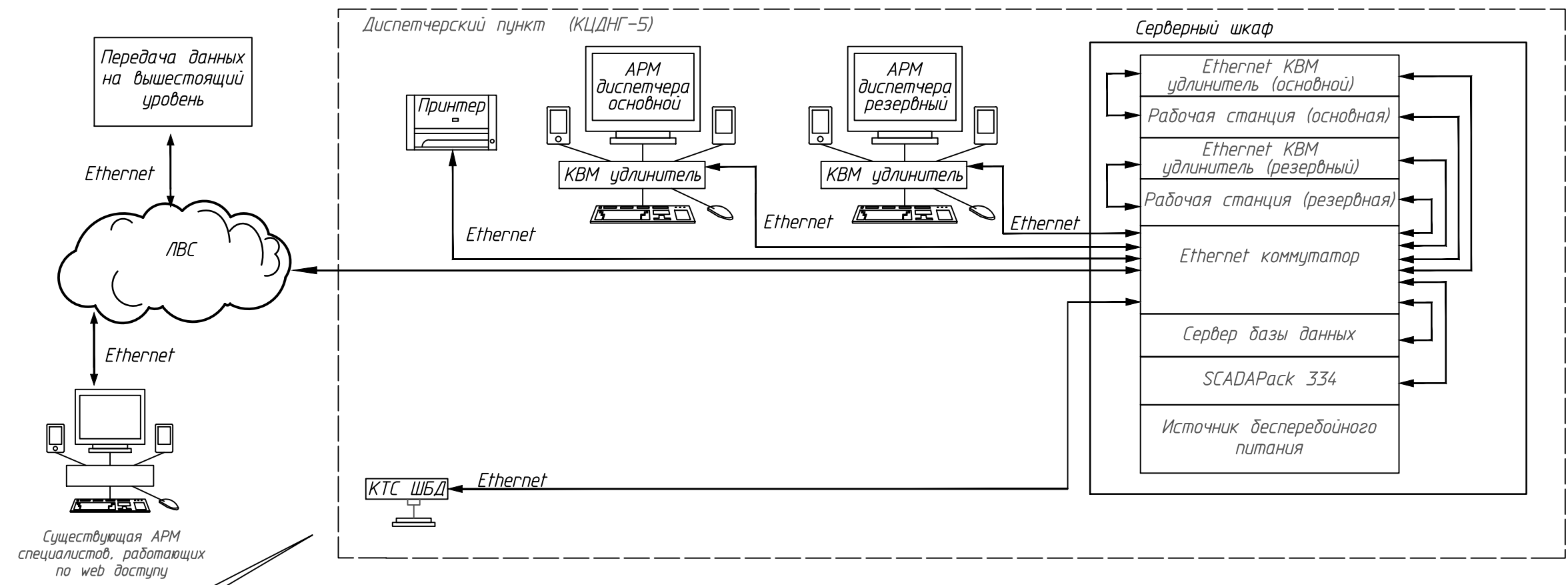
Обустройство куста №155 Харьковского месторождения

Имя	Контр.	Лист	Листов
Разработ.	Калесов		
Проверил	Кананов		
Нач. отд.	Литвинов		
Нач. контр.	Салаева		

Технологическая схема и схема автоматизации

000 "НИПИ нефти и газа УГ"Ф

Формат А3x5

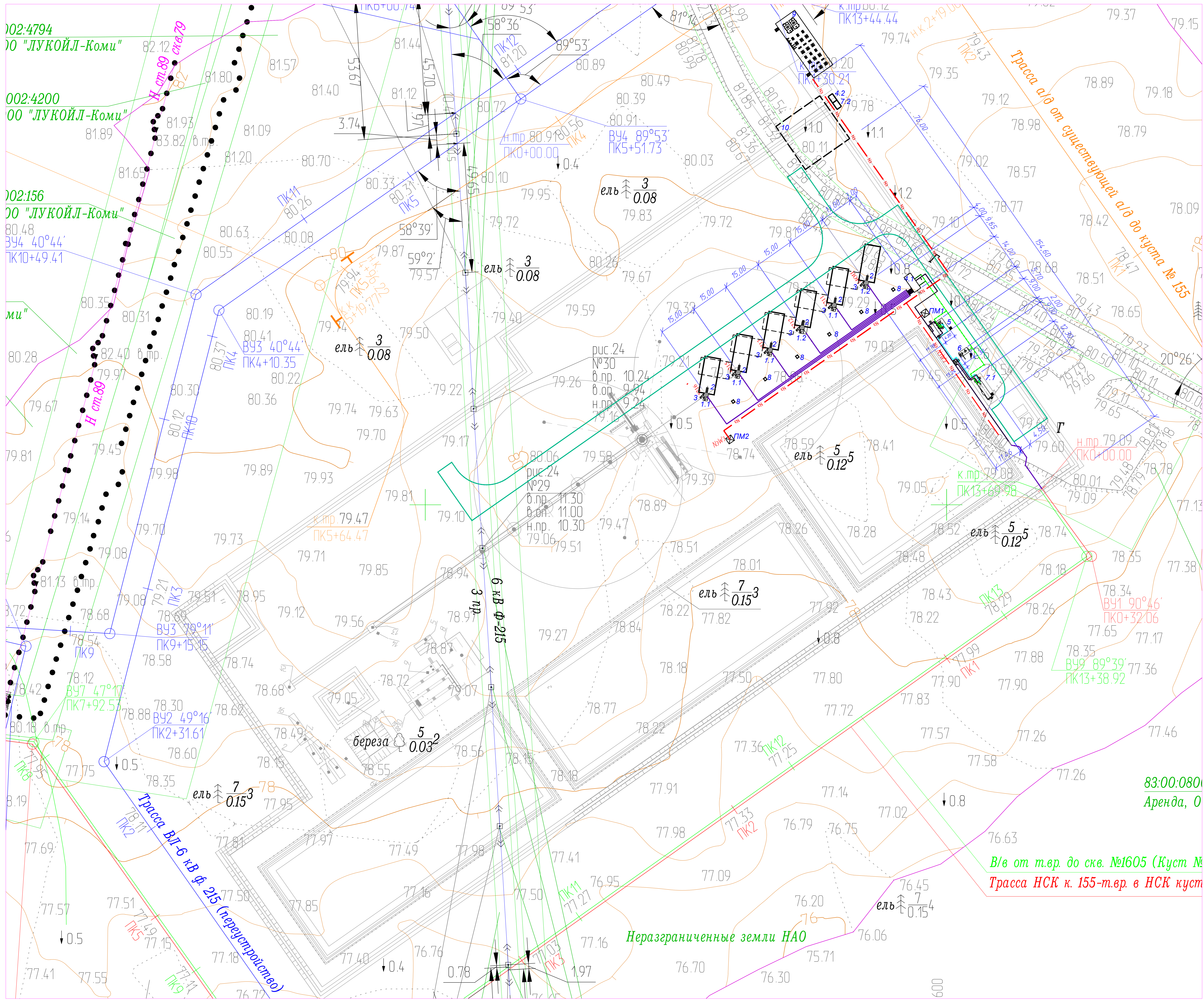


Условные обозначения телекоммуникации:

КТС СПД - комплекс технических средств системы передачи данных;
 СУ - станция управления

						09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1.Г3		
						Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Шнер				П		1
Проверил		Конанов						
Нач. отд.		Попков						
Н. контр		Салдаева				Схема структурная системы АСУ ТП		
						ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		

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



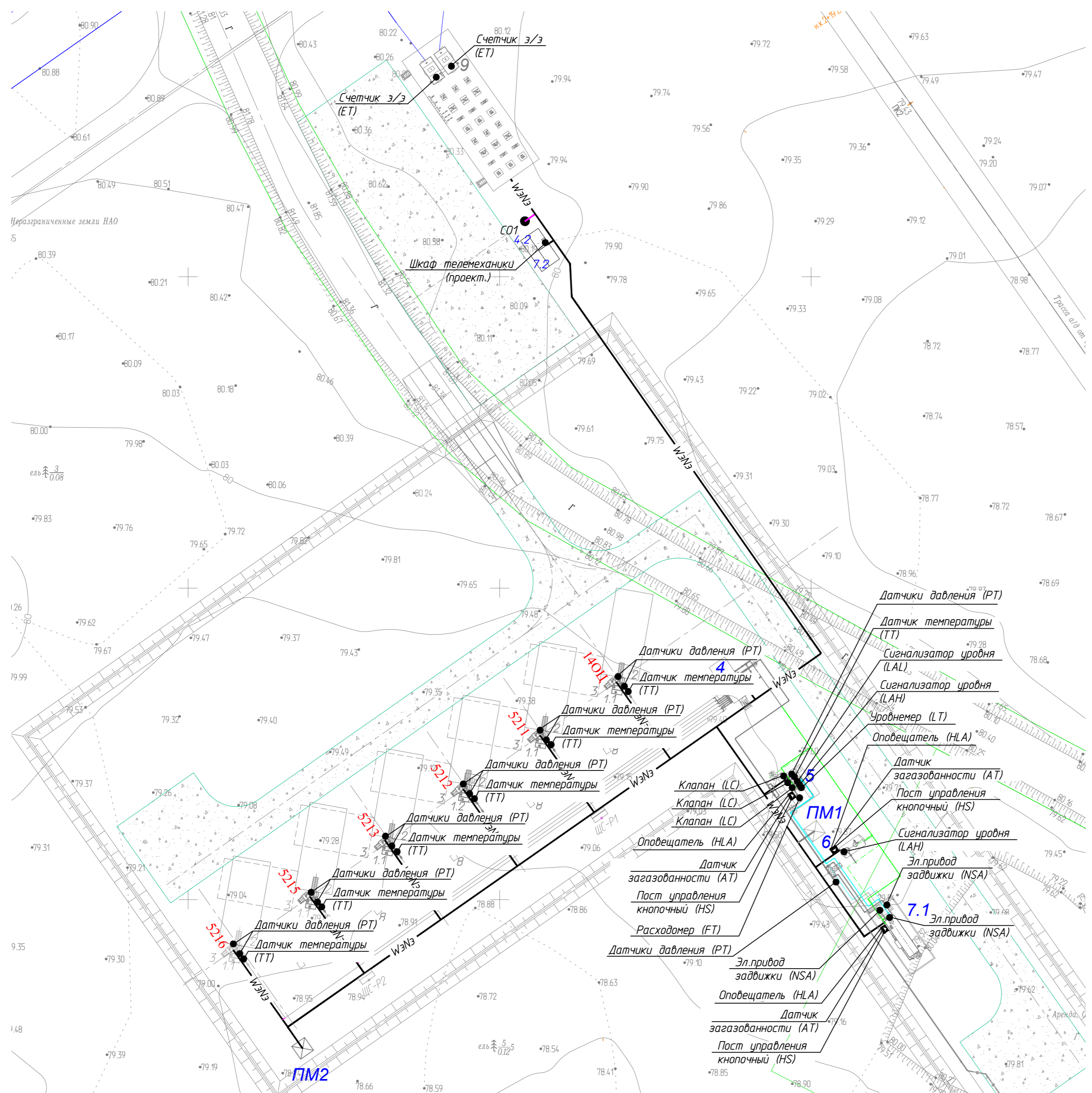
Экспликация зданий и сооружений		
Номер по плану	Наименование	Координаты
1.1	Площадка под установку оборудования - 4шт.	
1.2	Площадка под установку наземной скважины - 2шт.	
2	Фундамент под лодочный агрегат - 6шт.	
3	Площадка установки приемных насосов - 6шт.	
4	Термоизоляционный блок измерительной установки - 1шт.	
4.1	Аппаратный блок измерительной установки - 1шт.	
5	Площадка расширения с газовой сепаратором - 1шт.	
6	Емкость дренажная V=12 м³ - 1шт.	
7.1	Площадка подарбитра турбонасоса - 1шт.	
7.2	Блок автоматики подарбитра турбонасоса - 1шт.	Требования КИЭИ-5
8	Гарантированное место для установки взрывозащиты - 6шт.	
9	Площадка КТП	
ПМ1, ПМ2	Проекторная машина - 2 шт.	
С01	Столба освещения - 1 шт.	
10	Столба пожарной техники - 2шт.	

Условные обозначения	
Обозначение	Наименование
	Нереализованная, наземная прокладка
	Дренажная труба, наземная прокладка
	Газовая труба, наземная прокладка
	Высокотемпературная вода, наземная прокладка
	Силовой кабель и кабель КИП, прокладка по эстакаде

Условные обозначения	
Обозначение	Наименование
	Условная граница проектирования
	Проектируемое обозначение
	Минерализованная полоса
	Автоматизация
	Искренно-геологическая скважина
	Граница противопожарной полосы
	Вспомогательная полоса шириной 5м

		09-07-2022/2022-1-ИОК.113	
		Обустройство куста №55	
		Харьковского месторождения	
И. катр.	С. катр.	Лист	Листов
		1	1
		План площадки куста скважин №55	
		ООО ТММ нефти и газа УГТУ	
		Фирма АД	

План М 1:500



Экспликация зданий и сооружений

Номер по ген-плану	Наименование	Координаты
Проектируемые сооружения		
1.1	Приустьевая площадка добывающей скважины - 6шт.	
1.2	Приустьевая площадка нагнетательной скважины - 1шт.	
2	Фундамент под подъемный агрегат - 7шт.	
3	Площадка установки приемных мостков - 7шт.	
4	Измерительная установка с аппаратным блоком - 1шт.	
5	Площадка расширителя с газовым сепаратором - 1шт.	
6	Емкость дренажная V=12.5м ³ - 1шт.	
7	Площадка подогревателя путевого автоматизированного - 1шт.	
8	Перспективное место для установки дозирования реагента - 6шт.	
9	Площадка КТП	
10	Стоянка пожарной техники №1	
ПМ1, ПМ2	Прожекторная мачта - 2шт.	
СО1	Стойка освещения - 1шт.	

Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
— WЭЛЗ —	Кабели КИП, прокладываемые по эстакаде совместно с силовыми кабелями

Согласовано
Инд. № подл.
Подп. и дата
Взам. инб. №

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.1Г5						
"Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения"						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	
Разраб.		Шнер				
Проверил		Полков				
Нач. отд.		Полков				
Н. контр.		Салдаева				
				Стадия	Лист	Листов
				П		1
				План расположения средств автоматизации и телемеханизации		
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		