



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

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Обустройство куста № 155 Харьягинского месторождения

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 12 «Иная документация в случаях, предусмотренных
федеральными законами»**

**Книга 6 «Идентификация и оценка производственных и
профессиональных рисков»**

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОПП

Том 12.6

1 Общие сведения

Настоящая «Идентификация и оценка производственных и профессиональных рисков» разработана группой специалистов Общества с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа Ухтинского государственного технического университета» (ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»), во исполнение стандарта ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6–2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Управление рисками и экологическими аспектами» (утв. Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 24 июля 2019г.№ 133), с целью исключения или поддержания рисков в области ПБ, ОТ и ОС на приемлемом уровне на этапе проектирования объекта «Обустройство куста № 155 Харьягинского месторождения».

1.1 Краткие сведения об организации

Территориальное производственное предприятие «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» является структурной единицей ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ПАО «ЛУКОЙЛ».

Производственная сфера деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» включает в себя геологическое изучение, разведку, поиск и добычу углеводородного сырья, реализацию нефти и газа, транспортировку и хранение нефти.

Главная задача Общества – эффективное освоение недр, а также восполнение минерально-сырьевой базы Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Работа строится на современных принципах обеспечения ресурсо- и энергосбережения, промышленной и экологической безопасности, социального партнерства с регионами и муниципальными образованиями. Эффективность геологоразведки повышается благодаря применению прогрессивных методов: трехмерная сейсморазведка и электроразведка новой модификации (прямые поиски нефти). Это позволяет объективно выбирать первоочередные объекты на поисковом этапе и способствует наращиванию ресурсной базы.

ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» является самым северным структурным подразделением ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Деятельность ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» осуществляется в особо сложных заполярных и приполярных условиях: с продолжительными зимами и морозами до минус 55 градусов по Цельсию, вечной мерзлотой, огромными расстояниями между промысловыми объектами. Добыча здесь связана с большими технологическими трудностями, которые обусловлены особенностями нефти: ее высокой вязкостью, сильной газозагазованностью, большим количеством агрессивных компонентов и содержанием парафина.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОП.Т

Лист
2

Предметом деятельности ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» является:

- разведка нефтяных и газовых месторождений;
- добыча нефти и газа;
- комплексное освоение и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений;
- организация и осуществление деятельности по транспортировке добытых ресурсов до узлов магистральной сети трубопроводов;
- осуществление природоохранной деятельности в сферах добычи и транспортировки нефти и газа в рамках экологической программы общества;
- разработка технических проектов на строительство эксплуатационных и иных скважин;
- осуществление строительства, специализированных монтажно-наладочных работ, технического обслуживания и ремонта средств и систем автоматизации, контрольно-измерительных приборов.

1.2 Данные о месте расположения объекта

В административном отношении район строительства находится в Ненецком автономном округе Архангельской области, в географическом отношении – в пределах Большеземельской тундры.

Район строительства необжитый, окружной центр – г. Нарьян-Мар – находится в 161 км к северо-западу. Ближайший населённый пункт – п. Харьягинский – расположен в 8 км к юго-востоку от территории строительства. Основной землепользователь – СПК «Путь Ильича». 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 строительных бригад и грузов к району работ также возможна вертолётным транспортом.

Район работ находится в бассейне р. Лекхараяха (Лёк-Харь-Яга), протекающей на севере участка изысканий и огибающей площадку куста № 4086 на востоке и юге. Гидрография территории строительства представлена безымянными притоками р. Лекхараяха (Лёк-Харь-Яга). На прилегающей территории распространены озера, различные по форме и размерам. Подавляющее большинство мелких торфяных озёр имеют термокарстовое происхождение. Дно их топкое, илистое. Практически все они зимой промерзают до дна.

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

Район строительства относится к субарктическому климатическому поясу. Характерные черты района – слабая теплообеспеченность, продолжительная суровая зима, короткое прохладное лето, наличие многолетней мерзлоты, низкая биологическая продуктивность.

В соответствии с СП 131.13330.2020 «Строительная климатология» площадка строительства находится в северной строительно-климатической зоне и относится к климатическому району 1Г (район с суровыми условиями).

Климат рассматриваемого района субарктический континентальный. Зима суровая, холодная и продолжительная. Лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны - осень и весна. Наблюдаются поздние весенние и ранние осенние заморозки, резкие колебания температуры в течение года и суток.

Среднегодовая температура воздуха составляет минус 4,7⁰С. Самый холодный месяц – январь со средней температурой воздуха минус 20,8⁰С. Абсолютный минимум минус 57⁰С.

Наиболее теплым месяцем является июль. Его средняя месячная температура 13,2⁰С. Абсолютная максимальная температура составляет 34,0⁰С.

Средняя скорость ветра – 4,2 м/с по м .ст. Хоседа-Хард.

Среднее многолетнее годовое количество осадков составляет 470 мм. Максимальное суточное количество осадков составляет 102 мм.

Районирование территории согласно СП 20.13330.2016:

- по весу снегового покрова (карта 1) – V;
- по давлению ветра (карта 2) – IV;
- по толщине стенки гололеда (карта 3) – III.

При инженерно-геологической оценке территории основное внимание уделяется физико-геологическим процессам. Степень распространения и интенсивность проявления этих процессов во многом определяет устойчивость геологической среды к техногенным воздействиям. На территории исследуемого участка наиболее характерными процессами являются геокриологические процессы, морозное пучение грунтов, подтопление и заболачивание.

На основании общего сейсмического районирования территории Российской Федерации расчетная сейсмическая интенсивность территории соответствует 5 и 6 баллам. Категория опасности – умеренно-опасная.

По совокупности факторов, территория работ, по инженерно-геологическим условиям, относится к II категории сложности.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОП.Т

Лист
4

1.3 Состав проектируемых сооружений

Настоящей проектной документацией предусматривается:

- Обустройство куста скважин № 155;
- Строительство нефтесборного коллектора куст № 155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№ 95.

Настоящей проектной документацией предусмотрено обустройство куста скважин №155 Харьягинского месторождения. Проектируемый нефтесборный коллектор предназначен для транспортировки продукции от добывающих скважин до центрального пункта сбора Харьягинского нефтяного месторождения.

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

Автоматизация и управление технологическим процессом добычи и транспорта скважинной продукции Харьягинского месторождения позволяет эксплуатировать технологическое оборудование без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Добыча нефти

На кусте скважин №155 расположены шесть проектируемых добывающих скважин (№№ 14ОЦ, 5211, 5212, 5213, 5215, 5216). Скважины 14ОЦ, 5212 после отработки на нефть переводятся под нагнетание (система заводнения).

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

- 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];

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

- 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.

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:

- 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

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

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОП.Т

Лист

6

границы проектирования;

- газопровод Ду50 от расширителя в комплекте с целевым 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.

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 $KCU=34,3 \text{ Дж/см}^2$ ($3,5 \text{ кгс с/см}^2$) 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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОП.Т

Лист
7

земли в тепловой изоляции с электрообогревом. Диаметр и толщина стенки выкидных трубопроводов Ø89x6 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 Ø 114x6 и 57x5 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 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.

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 быстроразъемными термочехлами из негорючих материалов.

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

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

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОП.Т

Лист
8

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

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

Решения по системе ППД

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

В представленном томе рассматривается обустройство нагнетательных скважин в отработке №5212, 14 ОЦ куста №155 Харьягинского месторождения.

Приемистость нагнетательных скважин принята согласно исходным данным и техническим условиям на разработку проектной документации «Строительство линейных коммуникаций куста №155 (расш.) Харьягинского месторождения», утвержденных Главным инженером ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» А.Н. Гибадуллиным 03.06.2022г. (Приложение 1) и составляет:

скв.14 ОЦ - 115,4 м³/сут. (100,3 м³/сут. с учетом 15% запаса);

скв.5212 - 115,4 м³/сут. (100,3 м³/сут. с учетом 15% запаса);

Технологическим процессом предусмотрено:

- транспортировка рабочего агента от оси обвалования площадки куста скважин №155 до устья нагнетательных скважин № 14 ОЦ, 5212;

- подача воды в нагнетательные скважины № 14 ОЦ, 5212.

Подбор насоса, монтаж устьевой арматуры и обустройство подземной части водозаборных скважин данной проектной документацией не предусмотрено.

Каждая обустраиваемая нагнетательная скважина оборудована:

- обратным клапаном Ду 65, Ру21МПа, климатическое исполнение ХЛ1 (входит в состав устьевой арматуры);

- задвижкой дроссельной штуцерной Ду 65, Ру21МПа, (входит в состав устьевой арматуры) климатическое исполнение ХЛ1 - предназначен для ступенчатого регулирования расхода жидкости;

- отключающей задвижкой Ду 80, Ру21МПа, климатическое исполнение ХЛ1;

- вентилем - спускником Ду 20, Ру21МПа, климатическое исполнение ХЛ1;

- вентилем - пробоотборником Ду15, Ру 21Мпа, климатическое исполнение ХЛ1;

- прибором учета воды - датчик расхода жидкости «ВЗЛЕТ МР» (УРСВ-722 Ех) (1Exd[ib]IIС Т6 Gb Х, IP65), или аналогичного, согласно опросному листу рабочей

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОП.Т

Лист
9

документации, с системой телемеханики осуществляющей сбор, хранение и передачу информации.

Транспортировка рабочего агента от условной границы проектирования (оси обвалования) до нагнетательных скважин №14 ОЦ, 5212 предусмотрена по трубопроводам условным диаметром Ду100мм, Ду80мм.

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

- приустьевые площадки водозаборных скважин, представляющие собой отсыпанные уплотненным щебнем площадки, высотой 0,15 м, размером 3,0 x 4,5 м;
- фундаменты под подъемный агрегат, представляющие собой конструкцию из железобетонных плит размером 6,0 x 14,0 м, размещенных на спланированном основании отсыпки куста;
- площадки (участок спланированной территории размером 6,5 x 12 м, расположенные около устья скважин) под установку приемных мостков для складирования элементов внутрискважинного оборудования во время проведения ремонтов скважин.

Согласно ГОСТ 32569-2013 табл. 5.1 проектируемый водовод системы ППД, наружным диаметром 89мм, 114мм относится к группе транспортируемой среды В, категория I.

Согласно заданию на проектирование все технологическое оборудование запроектировано на максимальное рабочее давление 21,0МПа в климатическом исполнении ХЛ1.

Прокладка надземных проектируемых водоводов предусматривается с уклоном не менее 0,002.

Для строительства обвязок нагнетательных скважин и водоводов проектом приняты трубы стальные бесшовные по ГОСТ 32678-2014. Точность изготовления наружного диаметра и толщины стенки – обычная. Мерной длиной 10м, группа поставки В с гарантией обеспечения ударной вязкости основного металла трубы не ниже $KCU=34.3 \text{ Дж/см}^2$ ($3,5 \text{ кгс/см}^2$) при температуре испытания минус 60^0 . Внутреннее двухслойное заводское антикоррозионное покрытие Вн 2сл ЭПП на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру, с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80^0C с системой защиты стыка втулками.

Трубопроводы, фасонные детали и опоры к ним покрываются грунт-эмалью СБЭ-111 «УНИПОЛ» марка АМ толщиной 160 мкм, нанесенной по очищенной и обезжиренной поверхности.

Трубопроводы прокладываются надземно в тепловой изоляции с электрообогревом.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОП.Т

Лист
10

Основной слой теплоизоляции принят – полуцилиндры из минеральной ваты на синтетическом связующем по ГОСТ 23208-2022, толщина тепловой изоляции 60 мм. Теплоизолированные трубопроводы покрыть листами из стали оцинкованной марки ОЦ Б-ПН-0,5 по ГОСТ 19904-90 толщиной 0,5 мм.

В качестве запорной арматуры проектом предусмотрены задвижки стальные шиберные с ручным управлением Ду80 мм, Ру21,0МПа, климатического исполнения ХЛ1 по ГОСТ 15150-69. Герметичность затвора по ГОСТ 9544-2015 класс А.

Для предотвращения обратного потока рабочего агента в проектируемых трубопроводах на устьевой арматуре предусмотрена установка обратных клапанов (входят в комплект устьевой арматуры).

Решения по нефтесборному коллектору

В настоящем томе предусматривается строительство нефтесборного коллектора от куста №155 Харьгинского месторождения. Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность плановая м	Протяженность с учетом компенсаторов*, м	Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
					Класс	Категория по назначению	
Нефтесборный коллектор куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95	Н	114x6	1416	1445	III	II	4,0
Примечание: Н- нефтепровод							

Проектная мощность проектируемого нефтесборного коллектора определена в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Проектная мощность проектируемого трубопровода

Наименование	Назначение	Проектные мощности		
		Добыча жидкости, м ³ /сут	Добыча нефти, т/сут	Объем закачки, м ³ /сут
Нефтесборный коллектор куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95	Н	165,0	152,5	-
Газовый фактор добываемой нефти составляет 83 м ³ /т				

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОП.Т

Лист
11

Рабочее давление проектируемого нефтесборного коллектора - 4,0 МПа. Гидравлические потери давления в проектируемом нефтесборном коллекторе не превышают 0,12 МПа/км.

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемый нефтесборный коллектор по диаметрам относится к III классу, по назначению проектируемый трубопровод относится к II категории.

В соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 с учетом надземной прокладки по территории распространения многолетнемерзлых грунтов по трассе проектируемого нефтесборного коллектора предусмотрена категория II на всем протяжении трасс.

В соответствии с геологическими условиями и по согласованию с Заказчиком настоящим проектом предусмотрена надземная прокладка проектируемого нефтесборного коллектора на опорах на высоте 1,5-3,5 м над поверхностью земли, со средним шагом опор для трубопровода Ду100 – 6 м. Рабочее давление – 4,0 МПа.

Для строительства прямолинейных участков проектируемых трубопроводов проектом принята труба бесшовная горячедеформированная из стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 265 Н/мм², классом прочности K48-K50, с гарантией обеспечения ударной вязкости основного металла трубы не ниже KCU=34.3 Дж/см² (3,5 кгс м/см²) при температуре испытания минус 60⁰С. Внутреннее двухслойное заводское антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80⁰С с системой защиты стыка втулкой. Наружное однослойное эпоксидное покрытие с теплоизоляцией пенополиуретаном в оцинкованной оболочке толщиной 0,7 мм ППУ-ОЦ (толщина теплоизоляции - 100 мм).

Устройство углов поворота трасс проектируемых трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях организовано при помощи:

- отводов крутоизогнутых с радиусомгиба 1,5Du для труб Ду100 (углы 45, 60 90 градусов);
- отводов гнутых с радиусомгиба 5,0Du для трубопровода Ду100 мм (углы от 1 до 90 градусов, шаг 1 градус);

Для фитингов принято внутреннее заводское антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных материалов с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80⁰С. В качестве наружного принято заводское однослойное антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных материалов с теплоизоляционным покрытием из пенополиуретана для надземных труб в оцинкованной оболочке ППУ-ОЦ.

Пересечения водных преград, в данном проекте, предусмотрены надземным способом в защитном футляре из труб стальных электросварных прямошовных. Толщина стенки защитных

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

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

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОП.Т

Лист
12

кожухов принята 10 мм. Для прокладки трубопроводов внутри защитных кожухов предусмотрено применение колец диэлектрических полиуретановых.

При пересечении реки Лек-Харьяха для герметизации межтрубного пространства и исключения вероятности попадания транспортируемой нефти в водный объект согласовано применение устройство сальникового уплотнения.

Устройства сальникового уплотнения устанавливаются на концах защитных кожухов. Благодаря герметичной системе, углеводороды не попадут в окружающую среду. В качестве выпуска продукта при необходимости предусмотрено применение вентиля углового специального (ВУС).

Устройства сальникового уплотнения, патрубки для установки сигнализаторов уровня, патрубков для установки ВУС, надземный защитный футляр необходимо покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой, полиуретановой эмалью и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения проектируемого трубопровода вдоль трассы установлена охранная зона в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопроводов с каждой стороны.

Решения по энергоснабжению

Настоящей проектной документацией предусмотрено:

- обустройство куста скважин №155;
- подключение электроприводных задвижек.

Электроснабжение потребителей:

- куста куста скважин №155 осуществляется от проектируемой двухтрансформаторной подстанции КТП-1000/6/0,4-УХЛ1;
- электроприводных задвижек, расположенных на береговых урановых узлах, осуществляется от двух проектируемой КТП-М №1, №2 мощностью 25 кВА каждая.

Основной источник питания – ПС-35/6 кВ «2Х», имеющая двухсекционное ЗРУ-6 кВ. Каждая из секций 6 кВ запитаны от независимых взаимно резервируемых источников питания. На ЗРУ-6 кВ предусмотрена система АВР. Секции шин 6 кВ в нормальном режиме работают отдельно, секционный выключатель разомкнут.

К данному источнику подключаются проектируемые взаиморезервируемые ВЛЗ-6 кВ №1 и №2, которые обеспечивают питание куста скважин №155.

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

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОП.Т

Лист
13

Мощность проектируемых трансформаторов 2КТП 1000/6/0,4-УХЛ1 и КТП-М №1 и №2 выбрана с учетом возможности подключения суммарной нагрузки к одному из трансформаторов и перспективных нагрузок.

1.4 Общие сведения о рабочем персонале

Проектируемый объект «Обустройство куста №4086 Харьягинского месторождения» входит в зону производственной деятельности комплексного цеха по добыче нефти и газа КЦДНГ №5 ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Для проектируемого объекта предусматривается непрерывный круглосуточный режим работы. Автоматизация и управление технологическим процессом добычи и транспортировки скважинной продукции Харьягинского месторождения позволяет эксплуатировать технологическое оборудование без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Производство текущих ремонтов наземного оборудования и техническое обслуживание проектируемого оборудования и трубопроводов будет осуществляться существующими штатами комплексного цеха по добыче нефти и газа №5 (КЦДНГ-5) ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз». Дополнительный персонал для обслуживания проектируемого объекта не предусматривается.

Персонал находится на объекте в течение времени необходимого для визуального осмотра оборудования, контроля технологического режима работы и для проведения ремонтно-профилактических работ. При необходимости проведения специализированных и сложных ремонтных работ будут привлекаться специалисты и рабочие других подразделений ТПП «ЛУКОЙЛ - Севернефтегаз», не входящие в состав персонала, обслуживающего проектируемый объект, а также работники сервисных организаций.

Работа на объектах КЦДНГ-5 осуществляется вахтовым методом, с продолжительностью вахты 30 суток. Для персонала КЦДНГ-5 установлен суммированный учет рабочего времени и следующие режимы: для мастеров по добыче нефти, газа и конденсата – односменный с продолжительностью рабочей смены 10 часов, для операторов по добыче нефти и газа – двухсменный, продолжительность рабочей смены 11 часов.

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

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОП.Т

Лист

14

2 Идентификация и оценка производственных и профессиональных рисков

Идентификация опасностей и оценка рисков в области ПБ, ОТ и ОС произведена согласно стандарта ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6 – 2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Управление рисками и экологическими аспектами», утв. Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 24 июля 2019 г. № 133.

В таблице 3 приведен Перечень опасностей и результаты оценки риска в области ПБ, ОТ и ОС для проектируемого объекта «Обустройство куста № 155 Харьгинского месторождения». Оценка вероятности возникновения рисков и потенциальных последствий рисков определена на основании «Матрицы оценки рисков в области ПБ, ОТ и ОС (МОР)» с учетом критериев, представленных в Приложении В стандарта.

Значение риска в области ПБ, ОТ и ОС определяется как произведение двух величин:

- величины частоты/вероятности того, что происшествие/рисковое событие может произойти и нанести ущерб людям, материальным активам, окружающей среде и репутации Группы «ЛУКОЙЛ» - измеряется по МОР в баллах от 1(минимального) до 5(максимального);

- величины комплексных потенциальных последствий (ущерба) от происшествия/рискового события - измеряется по МОР в баллах от 1(минимального) до 5(максимального) для людей, материальных активов, окружающей среды и репутации Группы «ЛУКОЙЛ».

Применяя матрицу оценки рисков в области ПБ, ОТ и ОС, по каждому конкретному риску в области ПБ, ОТ и ОС определяется его цифровое значение (баллы), позволяющие классифицировать риск по одному из 3-х уровней событий:

- красная зона (высокие риски): необходимо до начала работ определить и внедрить необходимые Мероприятия по исключению рисков или воздействию на риски в области ПБ, ОТ и ОС, для их снижения как минимум, до среднего уровня. До принятия мер по снижению рисков работы начинать нельзя!

- желтая зона (средние риски): необходимо до начала работ определить возможность и целесообразность применения и внедрения Мероприятий воздействия на риски в области ПБ, ОТ и ОС, для их снижения до низкого уровня.

- зеленая зона (низкие риски): необходимо поддерживать на существующем уровне путем выполнения и контроля действующих Мероприятий воздействия, предусмотренных Системой управления ПБ, ОТ и ОС.

Согласно данным таблицы 3, на проектируемом объекте «Обустройство куста № 155 Харьгинского месторождения» присутствуют средние и низкие риски в области ПБ, ОТ и ОС.

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

Возникновение средних рисков связано с опасными природными явлениями, и передвижением персонала на автотранспорте при обслуживании проектируемого объекта.

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Таблица 3 – Перечень опасностей и результаты оценки риска в области ПБ, ОТ и ОС

№	Опасность	Операция/ Оборудование	Потенциальное происшествие/рисковое событие в области ПБ, ОТ и ОС	Объекты негативного влияния			
				Люди	Материальные	Окружающая среда	Репутация
1	ФИЗИЧЕСКИЕ						
1.1	Давление жидкости						
1.1.2	Нефть под давлением в пласте и в нефтяной скважине (обсаженная скважина)	Эксплуатация, ремонт. Эксплуатационная колонна, подземное оборудование скважин (УЭЦН), надземное оборудование скважин (устьевая арматура, СК, обвязка)	Выброс	2x3	2x3	2X3	2X3
			Утечки		3X1	3X1	
1.1.3	Нефть под давлением в трубопроводах всех типов	Эксплуатация, ремонт, демонтаж трубопроводов	Полная разгерметизация (порыв)	2X2	2X3	2X3	2X3
			Утечки (свищ)		3X2	3X2	
1.1.5	Нефть и нефтепродукты под давлением в технологическом оборудовании	Эксплуатация, ремонт, демонтаж: запорные, замерные устройства, внутривысочные трубопроводы	Полная разгерметизация (порыв)	2X3	2X3	2X3	2X3
			Утечки (свищ)		3X1	3X1	
1.1.12	Вода под давлением в нагнетательных скважинах	Эксплуатация, ремонт. Подземное и надземное оборудование нагнетательных и водозаборных скважин	Выброс	2X2	2X2	2X2	
			Утечки		3X1	3X1	
1.1.21	ЛВЖ (реагент) под давлением в технологическом оборудовании и трубопроводах	Эксплуатация, ремонт.	Полная разгерметизация (порыв)	2X2	2X2	2X2	2X2
			Утечки (свищ)		3X1	3X1	
1.3	Механические						
1.3.3	Подвешенное на высоте оборудование над рабочей зоной	Ремонтные работы на скважине. Поднятое на тросах оборудование, трубы. Приподнятые помосты	Срыв. Падение	2X3	2X2		
1.3.11	Движущийся автотранспорт	Все виды деятельности	ДТП, наезд	4X3	4X3		
1.3.13	Движущийся вертолетный транспорт	Авиаперевозки	Попадание под лопасти. Авиакатастрофа	2X5	2X5		

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОПШ.Т

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-07-2НИИПИ/2022-1-ИОПШ.Т

Лист 18

1.3.17	Применение ручного (не электрического) инструмента	Любые работы с применением ручного, не электрического инструмента	Удары, сдавливание, разрывание, разрезание	3X2	3X1		
1.3.18	Острые и рваные края и кромки материалов, оборудования, инструмента	Любые работы с применением ручного, не электрического инструмента	Разрывание, разрезание	3X2	3X1		
1.3.19	Скользкие, неровные поверхности	Любые производственные объекты	Подскользывание, падение	3X2	3X1		
1.3.20	Выступающие части оборудования и предметов	Любые производственные объекты	Удары, зацепление, спотыкания, падение	3X2	3X1		
1.4 Термические							
1.4.2	Холодные поверхности (отрицательные температуры)	Технологические трубопроводы	Прикасание к незаизолированным местам. Обморожения.	2X2			
1.4.3	Открытое пламя. Раскаленные частицы.	Огневые работы	Пожар. Термический ожог.	3X2	3X2	3X2	
1.5 Электрические							
1.5.1	Напряжение электрического тока до 1000 В	Все виды работ. Электрические кабели. Электрическое оборудование.	Касание	2X3			
			Короткое замыкание. Возгорания и пожары вследствие короткого замыкания, переходного сопротивления и т.п.	2X3	2X3		
1.5.2	Напряжение электрического тока свыше 1000 В	Работы на ЛЭП. Крановые работы вблизи ЛЭП. Обслуживание и ремонт трансформаторных подстанций. Электрические кабели. Электротехническое оборудование.	Касание. Шаговое напряжение. Травмы.	2X3			
			Короткое замыкание. Электрическая дуга. Наведенное напряжение. Возгорания и пожары вследствие короткого замыкания, переходного сопротивления т.п.	2X3	2X3		
1.5.3	Статическое электричество	Применение обтирочного материала, незаземленное оборудование. Применение одежды, не обладающей антистатическими свойствами	Статический разряд, возгорания, взрывы вследствие разряда	2X3	2X3		
1.5.4	Дефектные вилки, розетки, выключатели, оголенная или	Любые производственные объекты и офисы	Прикосновение, короткое замыкание, взрыв, пожар	2X3	2X3		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-07-2НИИПИ/2022-1-ИОПШ.Т

	работающая с перегрузом электропроводка.					
1.6 Излучение						
1.6.1	Электромагнитное излучение	Высоковольтные кабели переменного кабеля, ЛЭП, трансформаторы. Эксплуатация электрооборудования, в т.ч. офисного.	Облучение.	1X3	1X1	
1.7 Природные						
1.7.1	Сильный ветер. Вращение крутящихся элементов и оборудования под воздействием ветра, раскачивание и падение грузов и конструкций, падение работников	Все операции выполняемые на открытых площадках	Падения работников на поверхности, с высоты и в глубину. Падение предметов на работников	3X3	3X1	
1.7.2	Обледенение конструкций и покрытий	Все операции, выполняемые на открытых площадках	Падение работников на поверхности, с высоты и в глубину	3X3	3X1	
1.7.3	Низкие температуры воздуха (Мороз)	Все операции, выполняемые на открытых площадках	Обморожение, переохлаждение	4X3	4X1	
1.7.4	Туман. Плохая видимость	Все операции, выполняемые на открытых площадках	Повышение риска любых опасных событий, связанных с выполняемыми работами в условиях плохой видимости	3X3	3X1	
1.7.5	Молния	Все операции, выполняемые на открытых площадках	Взрывы взрывоопасных объектов, пожар	2X3	2X3	
1.7.9	Снежная буря, метель	Все операции, выполняемые на открытых площадках	Обморожение, переохлаждение, засыпание снегом, повышение риска любых опасных событий связанных с выполняемыми работами	3X3		
1.7.10	Затяжные и/или сильные дожди	Все операции, выполняемые на открытых площадках	Затопление, промоины и проседания в грунте и на дорогах. Повышение риска любых опасных событий связанных с выполняемыми работами	3X2	3X2	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОПШ.Г

Лист	20
------	----

1.7.11	Болота	Все операции, выполняемые на открытых площадках	Затягивание, утопление	2X4	2X3		
1.7.12	Просадка грунта	Эксплуатация зданий, сооружений, технологических конструкций	Деформация, разрушение зданий, сооружений, технологических конструкций	1X2	1X2		
1.7.13	Падение снега и сосулек с высоты	Все операции, выполняемые на открытых площадках	Падение на людей и объекты инфраструктуры	2X2	2X1		
1.8 Виброакустические							
1.8.1	Шум	Эксплуатация, ремонт и обслуживание оборудования, машин и механизмов	Профессиональные заболевания	2X1	2X1		
1.8.2	Вибрация	Эксплуатация, ремонт и обслуживание оборудования, машин и механизмов	Профессиональные заболевания	2X1	2X1		
1.9 Микроклимат							
1.9.2	Работа в условиях охлаждающего микроклимата	Работа в неотапливаемых помещениях в холодный период гожа	Профессиональные заболевания	2X1	2X1		
1.10 Световая среда							
1.10.4	Отсутствие или недостаток естественного света	Все виды работ	Заболевание глаз. Повышенная утомляемость.	2X1	2X1		
2 ХИМИЧЕСКИЕ							
2.1	Нефть	Эксплуатация оборудования, трубопроводов	Утечки. Воздействие на кожные покровы, органы дыхания и внутренние органы	2X3	2X3	2X3	
2.7	Ингибиторы коррозии	Эксплуатация технологических трубопроводов, оборудования, задвижек, регулирующей аппаратуры	Воздействие на кожные покровы, органы дыхания и внутренние органы	2X3	2X2	2X2	
3 БИОЛОГИЧЕСКИЕ							
3.1	Инфекции и вирусы, передающиеся между людьми воздушно-капельным путем	Все производственные операции	Попадание в организм человека	5X1			
3.2	Патогенные микроорганизмы (вирусы, бактерии, грибки), и продукты их жизнедеятельности	Организация питания, быта и досуга работников	Попадание через пищу, воздушным и контактным путем	2X2			

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

3.3	Просроченные продукты питания	Организация питания работников	Попадание в органы пищеварения.	2X2			
3.4	Недоброкачественная питьевая вода	Организация питания работников	Попадание в органы пищеварения.	2X2			
3.5	Гельминты и яйца	Организация питания работников	Попадание на слизистую оболочку и в органы пищеварения людей	2X2			
3.6	Кровососущие насекомые (гнус, мошка).	Все операции, выполняемые на открытых площадках	Укусы	5X1			
3.10	Кровососущие насекомые (москиты, энцефалитные клещи и др.) и грызуны.	Все операции, выполняемые на открытых площадках	Укусы. Заболевания	5X1			
4 ПСИХОФИЗИОЛОГИЧЕСКИЕ							
4.1	Физиологические/эргономические						
4.1.2	Динамические физические перегрузки	Операции с ручным трудом	Травмы. Профессиональные заболевания	3X2	3X1		
5 СОЦИАЛЬНЫЕ							
5.4	Неправомерные действия третьих лиц. Несанкционированные врезки и отбор продукции. Демонтаж, повреждение или разрушение оборудования вследствие действия 3-х лиц (вандализм, диверсия, попытка кражи цветных металлов)	Эксплуатация оборудования и трубопроводов. Все операции, выполняемые на открытых территориях	Потери или нарушение целостности и работоспособности оборудования.	2X1	2X2	2X2	
5.5	Употребление алкоголя	Все производственные операции	Повышение присущих деятельности рисков	2X3	2X1		
5.6	Употребление (курение) табака (в том числе пассивное)	Организация досуга и отдыха работников.	Заболевания (в том числе органов дыхания). Пожар	2X2			
6 ИЗМЕНЕНИЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА							
6.1	Изменение законодательства в области ПБ и ОТ	Любые производственные объекты	Повышение присущих деятельности рисков		5X1		5X1
6.2	Изменение законодательства в области ООС	Любые производственные объекты	Повышение присущих деятельности рисков		5X1		5X1
6.3	Изменение законодательства в области ГО и предупреждения ЧС	Любые производственные объекты	Повышение присущих деятельности рисков		5X1		5X1

09-07-2НИИПИ/2022-1-ИОПШ.Г

