



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Обустройство Песцового месторождения.
Расширение кустов скважин №1, №5**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Пояснительная записка

ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ПЗ.00.00

Том 1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
В00	-	-	-



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Обустройство Песцового месторождения.
Расширение кустов скважин №1, №5**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Пояснительная записка

ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ПЗ.00.00

Том 1

Главный инженер

Главный инженер проекта




Н.П. Попов

М.В. Безменов

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

Обозначение	Наименование	Примечание
ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ПЗ.00.00-С-001	Содержание тома 1	
ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-СП.00.00-СП-001	Состав проектной документации	
ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ПЗ.00.00-ТЧ-001	Пояснительная записка. Текстовая часть	

Взам. инв. №													
	Подпись и дата												
Инв. № подл.													
							ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ПЗ.00.00-С-001						
В00	-	-	-	-	-								
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата							
	Разраб.	Федярин		<i>Д</i>	25.06.22		Содержание тома 1						
	Н.контр.	Поликашина		<i>По</i>	25.06.22								
							<table border="1"> <tr> <td>Стадия</td> <td>Лист</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td>П</td> <td></td> <td>1</td> </tr> </table>	Стадия	Лист	Листов	П		1
Стадия	Лист	Листов											
П		1											
							 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ						

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

ГИП		М.В. Безменов
Заместитель ГИП		А.А. Федярин
Нормоконтролер		Е.В. Поликашина

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ.....	1-1
2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	2-2
3 СВЕДЕНИЯ О КЛИМАТИЧЕСКОЙ, ГЕОГРАФИЧЕСКОЙ И ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКЕ РАЙОНА, НА ТЕРРИТОРИИ КОТОРОГО ПРЕДПОЛАГАЕТСЯ ОСУЩЕСТВЛЯТЬ СТРОИТЕЛЬСТВО ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	3-3
4 СВЕДЕНИЯ О ПОТРЕБНОСТИ ОБЪЕКТА КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА В ТОПЛИВЕ, ГАЗЕ, ВОДЕ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.....	4-4
5 СВЕДЕНИЯ О ПОТРЕБНОСТИ ОБЪЕКТА КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА В ТОПЛИВЕ, ГАЗЕ, ВОДЕ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.....	5-6
6 ДАННЫЕ О ПРОЕКТНОЙ МОЩНОСТИ ОБЪЕКТА КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА	6-7
7 СВЕДЕНИЯ О СЫРЬЕВОЙ БАЗЕ, ПОТРЕБНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА В ВОДЕ, ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСАХ - ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ.....	7-8
8 СВЕДЕНИЯ О КОМПЛЕКСНОМ ИСПОЛЬЗОВАНИИ СЫРЬЯ, ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ, ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА - ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ.....	8-9
9 СВЕДЕНИЯ О ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКАХ, ИЗЫМАЕМЫХ ВО ВРЕМЕННОЕ (НА ПЕРИОД СТРОИТЕЛЬСТВА) И (ИЛИ) ПОСТОЯННОЕ ПОЛЬЗОВАНИЕ, ОБОСНОВАНИЕ РАЗМЕРОВ ИЗЫМАЕМОГО ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА.....	9-10
10 СВЕДЕНИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ, НА КОТОРЫХ РАСПОЛАГАЕТСЯ (БУДЕТ РАСПОЛАГАТЬСЯ) ОБЪЕКТ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА.....	10-11
11 СВЕДЕНИЯ О РАЗМЕРЕ СРЕДСТВ, ТРЕБУЮЩИХСЯ ДЛЯ ВОЗМЕЩЕНИЯ УБЫТКОВ ПРАВООБЛАДАТЕЛЯМ ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ, - В СЛУЧАЕ ИХ ИЗЪЯТИЯ ВО ВРЕМЕННОЕ И (ИЛИ) ПОСТОЯННОЕ ПОЛЬЗОВАНИЕ.....	11-12
12 СВЕДЕНИЯ ОБ ИСПОЛЬЗОВАННЫХ В ПРОЕКТЕ ИЗОБРЕТЕНИЯХ, РЕЗУЛЬТАТАХ ПРОВЕДЕННЫХ ПАТЕНТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ	12-13
13 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА.....	13-14
14 СВЕДЕНИЯ О КОМПЬЮТЕРНЫХ ПРОГРАММАХ, КОТОРЫЕ ИСПОЛЬЗОВАЛИСЬ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАСЧЕТОВ КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ	14-15
15 ОБОСНОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ОБЪЕКТА КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА ПО ЭТАПАМ СТРОИТЕЛЬСТВА С ВЫДЕЛЕНИЕМ ЭТИХ ЭТАПОВ	15-16
16 СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПОЛАГАЕМЫХ ЗАТРАТАХ, СВЯЗАННЫХ СО СНОСОМ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ, ПЕРЕСЕЛЕНИЕМ ЛЮДЕЙ, ПЕРЕНОСОМ СЕТЕЙ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ (ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ).....	16-17
17 ЗАВЕРЕНИЕ ПРОЕКТНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ	17-18
Приложение А Задание на проектирование.....	А-1
Приложение Б Этапы строительства	Б-1
Приложение В Технические условия	В-1
Приложение Г Идентификационные признаки зданий и сооружений	Г-1
Приложение Д Операторский договор №ГПН-3-2018-350.....	Д-1
Приложение Е Протокол ЦКР и ТСР	Е-1
Приложение Ж Сведения о зданиях (сооружениях), входящих в состав сложного объекта, применительно к которому подготовлена проектная документация	Ж-1
Приложение И Санитарно-эпидемиологическое заключение по проекту санитарно-защитной зоны (СЗЗ).....	И-1

Приложение К Заключение НТУ ФАР о согласовании осуществления деятельности.....К-1

1 Основание для разработки проектной документации

Основанием для разработки проектной документации проекта «Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, № 5» являются:

- Протокол ИК ДО №55 №ПТ-1/0000332 от 16.03.2022;
- Изменение №1 к Наряд-заказу №2 к договору №ГНЗ-20/11018/00134/Р/06-03 от 13.04.2020 на выполнение проектно-изыскательских работ по объекту «Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5».
- «Технологическая схема разработки нижнемеловых отложений Песцового нефтегазоконденсатного месторождения с выделением периода опытно-промышленной эксплуатации», в рамках которой были утверждены основные показатели разработки (протокол ТО ЦКР по ЯНАО №23-09 от 25.06.2009г.).

2 Исходные данные

Проектная документация разработана в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

Статус проектируемого объекта капитального строительства принят как объект производственного назначения.

Исходными данными и условиями для разработки проектной документации объекта «Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №55» являются следующие документы:

- Задание на проектирование «Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5», утвержденное в 2022 году генеральным директором ООО «Газпромнефть-Заполярье» В.Б. Крупениковым (приложение А);
- Письмо ООО «Газпромнефть-Заполярье» о направлении этапности (приложение Б)
- Технические условия на проектирование (приложение В);
- Идентификационные признаки зданий и сооружений (приложение Г, приложение 11 к заданию на проектирование);
- Операторский договор №ГПН-3-2018-350 (приложение Д);
- Протокол ЦКР и ТСР (приложение Е);
- Санитарно-эпидемиологическое заключение по проекту санитарно-защитной зоны (СЗЗ) (приложение И);
- Заключение НТУ ФАР о согласовании осуществления деятельности (приложение К).

Проектная документация разработана в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

При разработке проектной документации учтены требования Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", а также иной нормативной документации в соответствии с законодательными актами Российской Федерации

3 Сведения о климатической, географической и инженерно-геологической характеристике района, на территории которого предполагается осуществлять строительство линейного объекта

В административном отношении объект расположен в Надымском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, на территории Песцового месторождения.

Ближайшие населенные пункты расположены - г. Новый Уренгой в 116,3км на юго-восток, п. Самбург в 117,8км на восток, п. Ныда в 122,1км на запад от объектов обустройства.

Климат данного района резко континентальный. Зима суровая, холодная, продолжительная. Лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны - осень и весна. Наблюдаются поздние весенние и ранние осенние заморозки, резкие колебания температуры в течение года и даже суток. Безморозный период очень короткий.

Климат является резко континентальным. Средняя годовая температура воздуха в районе работ составляет минус 7,0°С.

Абсолютный минимум температуры воздуха достигает минус 53,72°С, абсолютный максимум плюс 35,2°С.

Значение расчетной температуры наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 составляет минус 46°С, обеспеченностью 0,98 - минус 49°С.

Значение температуры наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92 составляет – минус 50°С, обеспеченностью 0,98 - минус 53°С.

В геологическом строении территории принимают участие породы докембрийского, палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов.

В тектоническом отношении Песцовое месторождение имеет форму куполовидного поднятия, ориентированного в северо-восточном направлении.

4 Сведения о потребности объекта капитального строительства в топливе, газе, воде и электрической энергии

В соответствии с заданием на проектирование «Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5», технологические сооружения на кустах №1, №5 включают:

Проектируемые технологические сооружения площадке куста №1:

- обвязка устья скважины с запорной и регулирующей арматурой – 4 шт.;
- место под ремонтный агрегат - 4 шт.;
- место под передвижные мостки – 4 шт.;
- место для лубрикаторной площадки – 4 шт.;
- место установки якорей-оттяжек – 16 шт. (4 шт. на каждую скважину);
- место для СУДР – 4 шт.;
- блок измерительной установки для подключения 6 скв. – 1 шт.;
- площадка емкости подземной дренажной $V=8 \text{ м}^3$ – 1 шт.;
- узел врезки нефтегазосборного трубопровода от ИУ-003 – 1 шт.;
- технологические трубопроводы.

Проектируемые технологические сооружения площадке куста №5:

- обвязка устья скважины с запорной и регулирующей арматурой – 4 шт.;
- место под ремонтный агрегат - 4 шт.;
- место под передвижные мостки – 4 шт.;
- место для лубрикаторной площадки – 4 шт.;
- место установки якорей-оттяжек – 16 шт. (4 шт. на каждую скважину);
- место для СУДР – 4 шт.;
- технологические трубопроводы.

Количество добывающих скважин принято:

- куст К №1 – 4 скважин;
- куст К №5 – 4 скважин.

Обустройства кустовых площадок №1, №5 предназначены для создания производственной системы, обеспечивающей:

- добычу продукции из нефтяных скважин фонтанным + механизированным способом с использованием погружных электроцентробежных насосных установок (УЭЦН);
- замер дебита нефти, замер газового фактора нефти;
- сбор продукции от добывающих скважин через выкидные трубопроводы в проектируемый нефтегазосборный коллектор.
- опорожнение технологического оборудования, трубопроводов в проектируемую дренажную емкость.

Обустройство кустов скважин №1 и №5 Песцового месторождения включает проектирование технологических сооружений, необходимых для добычи, замера и подачи продукции добывающих скважин на ЦПС подготовки продукции, а также сооружений для предотвращения коррозии и гидратообразований.

В проекте технологическими схемами предусматривается сбор продукции нефтяных скважин кустов №1 и №5 Песцового месторождения, ее замер и транспорт на центральный пункт сбора (ЦПС). Особенностью данной системы сбора является высокое статическое давление на устье скважин (до 25,0 МПа) и газовый фактор.

Таблица 1 - Физико-химические свойства разгазированной нефти

Параметры	Значение
Плотность рабочей среды, кг/м ³	823,0
Температура застывания нефти, °С	+4
Динамическая вязкость при ст.усл., сПз	5,03

Таблица 2 - Компонентный состав нефти и газа ступенчатой сепарации Песцового месторождения

Компоненты	Газ ступенчатой сепарации, % мол.	Нефть ступенчатой сепарации, % масс.
Сероводород	0,0000	-
Гелий	0,0012	-
Водород	0,0001	-
Азот	0,6245	-
Углекислый газ	0,5559	-
Метан	50,4972	0,0091
Этан	10,9093	0,0331
Пропан	12,6118	0,1763
Изобутан	4,3959	0,1449
Н-Бутан	7,1805	0,3876
Изопентан	3,0598	0,4036
Н-Пентан	2,9556	0,6877
Гексаны (C ₆)	2,6294	1,7438
Гептаны (C ₇)	2,6201	4,2976
Октаны (C ₈)	1,4717	6,1580
Нонаны (C ₉)	0,3506	4,8608
Деканы (C ₁₀)	0,0983	5,2793
Ундеканы (C ₁₁)	0,0284	4,0291
Додеканы (C ₁₂)	0,0083	3,9382
Тридеканы (C ₁₃)	0,0012	3,9445
Тетрадеканы (C ₁₄)+высшие	-	63,9064
Итого:	100	100
Плотность нефти, кг/м ³	-	823
Плотность газа при ст. усл., кг/м ³	0,988	-

Проектные решения выполнены из учета низкой категории опасности объекта в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 5 мая 2012 г. №459.

5 Сведения о потребности объекта капитального строительства в топливе, газе, воде и электрической энергии

Для технологических нужд используются следующие виды ресурсов:

- электроэнергия;
- пар;
- азот.

Потребность в остальных видах потребляемых ресурсов приведена в таблице 3.

Таблица 3 - Количество потребляемых ресурсов

Вид потребляемого ресурса	Потребление
Электроэнергия	Годовая потребность электроэнергии на технологические нужды представлена в Томе 4.5.1 «Система электроснабжения».
Пар с ППУ 1600/100 для пропарки трубопровода и дренажных емкостей (из учета пропарки раз в год)	250 м ³
Азот для продувки трубопроводов и емкостного оборудования (из учета пропарки раз в год)	250 м ³

Продувка инертным газом – азотом – предусмотрена для освидетельствования емкостного оборудования и трубопроводов, пуска их после ремонта (из расчета количества продувок – один раз в год). Кроме того, азот применяется для создания азотной подушки в емкости для реагента. Продувка азотом и подача азота осуществляется при помощи баллонов с азотом, хранящихся на отдельной площадке на территории куста скважин, при этом содержание горючих газов, выделяющихся из оборудования при продувке, контролируется газоанализатором.

Пар используется в период проведения ремонтных работ для пропарки трубопроводов и дренажных емкостей. Пропарка оборудования и трубопроводов осуществляется от передвижной парогенераторной установки типа ППУА 1600/100 (или аналог).

Подвод пара к оборудованию и трубопроводам для их пропарки производится при помощи сборных трубопроводов и гибких шлангов, с установкой запорной арматуры с обеих сторон сборного участка. После пропарки эти участки трубопроводов и шланги должны быть разобраны.

6 Данные о проектной мощности объекта капитального строительства

Границами проектирования на кустах №1 и №5 являются фланцы фонтанной арматуры добывающих скважин с одной стороны и граница обвалования куста с другой стороны.

Общее количество добывающих скважин на кусте №1 составляет 19 шт., в том числе 4 шт. проектируемые обустраиваемые скважины №№16, 17, 18, 19.

Общее количество добывающих скважин на кусте №5 составляет 16 шт., в том числе 4 шт. проектируемые обустраиваемые скважины №№13, 14, 15, 16.

Расчетное давление проектируемых технологических трубопроводов на кустах скважин (после клапанов-отсекателей) составляет 6,3 МПа. Расчетное давление выкидных трубопроводов до клапана-отсекателя составляет 25,0 МПа.

Режим работы проектируемых сооружений – круглосуточный, расчетное время работы 8760 ч/год.

Срок эксплуатации оборудования – 20 лет.

Срок службы трубопроводов составляет 20 лет.

При этом возможно последующее продление срока эксплуатации трубопроводов, при соответствующем обосновании.

7 Сведения о сырьевой базе, потребности производства в воде, топливно-энергетических ресурсах - для объектов производственного назначения

Использование сырьевой базы не требуется. Потребность производства в воде и топливно-энергетических ресурсах – отсутствует.

8 Сведения о комплексном использовании сырья, вторичных энергоресурсов, отходов производства - для объектов производственного назначения

Для эксплуатации объекта не требуется использование сырья и вторичных энергоресурсов.

В процессе строительства и эксплуатации образуются и накапливаются различные виды отходов, которые являются потенциальными загрязнителями окружающей среды. Более подробную информацию об использовании отходов смотри в разделе 7 «Мероприятия по охране окружающей среды».

9 Сведения о земельных участках, изымаемых во временное (на период строительства) и (или) постоянное пользование, обоснование размеров изымаемого земельного участка

В административном отношении объект расположен в Надымском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

Расчёт площади участков, предоставляемых для размещения объекта строительства произведен на основании графической части Разделе 2 данного проекта.

Все проектируемые сооружения линейного объекта находятся в пределах оформленных участков, находящихся в аренде: МО Надымский:

Общая площадь занимаемых земель составляет 2,9456 га, из них:

- на период строительства – 0,3393 га;
- на период эксплуатации – 2,6063 га.

10 Сведения о категории земель, на которых располагается (будет располагаться) объект капитального строительства

Проектируемые сооружения располагаются на землях сельскохозяйственного назначения, находящихся в аренде МО Надымского.

Земли особо охраняемых природных территорий на участках проведения работ отсутствуют.

Размещение проектируемых объектов на землях сельскохозяйственного назначения связано с разработкой месторождения полезных ископаемых и обусловлено необходимостью строительства объектов Песцового месторождения.

Вариант размещения объекта строительства на землях иных категорий отсутствует.

11 Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков, - в случае их изъятия во временное и (или) постоянное пользование

Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков, а также расчёты представлены в разделе 7 «Мероприятия по охране окружающей среды».

12 Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований

В разработанной проектной документации не использованы решения, нарушающие права патентообладателей и авторов изобретений.

13 Техничко-экономические показатели проектируемых объектов капитального строительства

Техничко-экономические показатели, полученные в результате разработки проектной документации, приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Техничко-экономические показатели проектируемых объектов

Наименование	Ед. изм.	Количество
Куст скважин №1		
Фонд добывающих скважин	шт.	4
ВЛ-10 кВ от т.присоед. до КТП №3 на кусте №1		
Протяженность	км	0,266
Куст скважин №5		
Фонд добывающих скважин	шт.	4
ВЛ-10 кВ от т.присоед. до КТП №2 на кусте №5		
Протяженность	км	0,277

14 Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений

При разработке проектной документации использовались следующие программные средства:

- программа для гидравлического расчета технологии Hysys версии 8.2+Pipesys;
- программы проектирования автодорог: Robur, Credo Znak, Robur Culver (инженерные сооружения), Радон.

При разработке раздела «Перечень мероприятий по охране окружающей среды»:

- при расчете класса опасности отходов использовалась (Версия 2.1). ИНТЕГРАЛ 2001-2006;
- УПРЗА «Эколог», версия 3.1. программа расчета загрязнения атмосферы;
- «Эколог-шум», версия 2.1.0.2621 программа оценки звукового давления в отдельных точках и на расчетных площадках.

15 Обоснование возможности осуществления строительства объекта капитального строительства по этапам строительства с выделением этих этапов

В соответствии с п. 14 Задания на проектирование «Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5», утвержденного Генеральным директором ООО «Газпромнефть-Заполярье» Крупениковым В.Б., на кустах №1, №5 предусматривается поэтапный ввод строительства:

- 1 этап строительства – ВЛ-10 кВ на КТП №3 куста №1, ВЛ-10 кВ на КТП №2 куста №5;
- 2 этап строительства – куст №1, добывающая скважина №16, АГЗУ №3, ДЕ, КТП-10/0,4 кВ (№3), БКУ, прожекторная мачта;
- 3 этап строительства – куст №1, добывающая скважина №17;
- 4 этап строительства – куст №1, добывающая скважина №18;
- 5 этап строительства – куст №1, добывающая скважина №19;
- 6 этап строительства – куст №5, добывающая скважина №13, КТП-10/0,4 кВ (№2), прожекторная мачта;
- 7 этап строительства – куст №5, добывающая скважина №14;
- 8 этап строительства - куст №5, добывающая скважина №15;
- 9 этап строительства - куст №5, добывающая скважина №16.

16 Сведения о предполагаемых затратах, связанных со сносом зданий и сооружений, переселением людей, переносом сетей инженерно-технического обеспечения (при необходимости)

Затраты на снос зданий и сооружений, переселение людей, перенос сетей инженерно-технического обеспечения не предусмотрены, так как строительство объекта ведется на свободной, незастроенной территории.

17 Заверение проектной организации обеспечения

Проектная документация разработана в соответствии с заданием на проектирование, документами об использовании земельного участка для строительства, градостроительного плана земельного участка, с соблюдением технических условий, выданных заказчиком, соответствует требованиям федерального закона №384 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» от 30.12.2009г., действующим нормам и правилам взрыво- и пожаробезопасности, требованиям экологических, санитарно-гигиенических норм, обеспечивает безопасную эксплуатацию зданий и сооружений, а также безопасное использование прилегающих к ним территорий.

Приложение А

Задание на проектирование «Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5»

Приложение № ____ к договору
№ _____ от « ____ » _____ 20__ г.

СОГЛАСОВАНО:
Технический директор
ООО «Газпромнефть-Заполярье»



(подпись) А.С. Афонин
« 30 » мая 2022 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО «Газпромнефть-Заполярье»



(подпись) В.В. Крупеников
« 30 » мая 2022 г.

ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ «ОБУСТРОЙСТВО ПЕСЦОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. РАСШИРЕНИЕ КУСТОВ СКВАЖИН №1, №5»

« 30 » мая 2022 г.
(дата регистрации)

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	Основание для проектирования.	Протокол ИК ДО №55 №ПТ-1/0000332 от 16.03.2022
2	Сведения об объекте строительства.	Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, Надымский район, Песцовое месторождение, Песцовый лицензионный участок.
3	Назначение проектируемого объекта.	Объекты добычи нефти.
4	Вид строительства.	Новое строительство.
5	Стадийность проектирования.	Инженерные изыскания. Проектная и рабочая документация.
6	Наименование и адрес Заказчика.	Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Заполярье» (ООО «Газпромнефть-Заполярье») Юридический адрес: Российская Федерация, 625048, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, дом 8 Б, кабинет 2001 Почтовый адрес: 625048, Российская Федерация, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, дом 8 Б, кабинет 2001 Начальник управления по проектно-изыскательским работам и взаимодействию с надзорными органами - Воронков Александр Владимирович, тел.: +7 (3452) 53-90-27, доб. 77388
7	Проектная организация.	Акционерное общество «Институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности «Гипрвостокнефть» (АО «Гипрвостокнефть»). Российская Федерация, 443041, г. Самара, ул. Красноармейская, дом 93. Тел.: +7 (846) 333-46-96 Факс: +7 (846) 279-20-58 E-mail: gipvn@gipvn.ru
8	Срок начала и окончания строительно-монтажных работ объекта и/или ввода объекта в эксплуатацию.	Срок начала строительства – 2022 г. Срок окончания строительства - определить проектом в соответствии с графиком бурения и этапностью ввода объектов.
9	Особые требования к проектированию.	Проектно-сметную документацию разработать в соответствии с требованиями действующей НТД и НМД, указанной в приложении №1. Документацию разработать с учетом ранее выполненных проектов по шифрам 1001/3 - «Обустройство Песцового месторождения. Куст скважин №1», 1101/10 - «Обустройство Песцового месторождения. Куст скважин №5», получивших положительные заключения ФАУ «Главгосэкспертиза России»,

«Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5»

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>изменения технико-экономических показателей объекта строительства.</p> <p>Проектной организации выполнить сбор и подготовку исходно-разрешительных документов, установленных законодательными и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации (в том числе техническими и градостроительными регламентами) и которые следует представлять в составе документов, направляемых на государственную экспертизу в ФАУ «Главгосэкспертиза России» и его филиалу (помимо документов, указанных в подпункте «б» пункта 10 Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 г. №87).</p> <p>Подрядная организация самостоятельно формирует и согласовывает с Заказчиком технические условия для проектирования. Заказчик по требованию подрядной организации предоставляет дополнительные технические условия, необходимые для выполнения проектной документации.</p> <p>В соответствии с условиями СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 и Постановлением Правительства РФ от 03.03.2018 №222 «Об утверждении правил установления санитарно-защитных зон и использования земельных участков, расположенных в границах санитарно-защитных зон» разработать проект санитарно-защитной зоны отдельным томом.</p> <p>Выполнить расчет сроков эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов.</p> <p>При проектировании учесть возможность вовлечения оборудования и материалов категории НЭЗ из запасов ПАО «Газпром нефть». Актуальный перечень оборудования и материалов запросить на стадии проектирования.</p> <p>Разработать технологический регламент (ТР) эксплуатации объекта, план локализации и ликвидации аварий (ПЛА), а также план по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (ПЛАРН). В ТР предусмотреть раздел «Действия персонала ОПО при срабатывании ПАЗ».</p> <p>Для объектов проектирования, конструктивные и/или объемно-планировочные показатели которых превышают показатели, регламентируемые действующими НТД, или отсутствуют в действующих НТД, разработать специальные технические условия/ обоснование безопасности и утвердить разработанные СТУ/ОБ в установленном порядке.</p> <p>В ходе разработки проектной документации разработать нормы аварийного запаса запорно-регулирующей арматуры, трубной и кабельной продукции и приборов КИПиА и учесть их в спецификациях и сметах.</p> <p>Обосновать и представить пообъектно (в виде таблиц) потребность в общераспространенных полезных ископаемых (песках, торфах) для строительства и рекультивации всех проектируемых объектов.</p> <p>Проектной организации подготовить от лица держателя лицензии по согласованию с Заказчиком заявление о</p>

«Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5»

2

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>проведении Государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий.</p> <p>Проектному институту установить категорию ОНВОС, в соответствии критериям отнесения к объекту НВОС (Постановление Правительства РФ от 28.09.2015 N 1029 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий») на период строительства и эксплуатации.</p> <p>В случае отнесения ОНВОС к первой категории проектному институту необходимо:</p> <ul style="list-style-type: none"> - проектирование объекта капитального строительства осуществить с учетом применения наилучших доступных технологий (Статьи 28.1 и 36 ФЗ от 10.01.2002 года № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»): в составе Тома по ООС проектной документации отдельным разделом прописываются наилучшие доступные технологии, применяемые при проектировании/эксплуатации объекта. Перечень НДТ представить на стадии ПД. - проектному институту выполнить расчет технологических нормативов, на основе технологических показателей наилучших доступных технологий, установленных нормативными документами в области охраны окружающей среды (Статья 23 ФЗ от 10.01.2002 года № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Приказ Минприроды РФ от 14.02.2019 года № 89 «Об утверждении правил разработки технологических нормативов»): отдельным приложением к Тому по ООС проектной документации приложить расчет технологических нормативов. Расчет технологических нормативов представить по форме, предусмотренной Приказом Минприроды № 510 от 11.10.2018 г. Расчет технологических нормативов представить на стадии ПД. <p>В случае необходимости предусмотреть оснащение объекта проектирования стационарными источниками выбросов и сбросов загрязняющих веществ, автоматическими средствами измерения и учета показателей выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ, а также техническими средствами фиксации и передачи информации о показателях выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ в государственный реестр объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду установить наличие требования по оснащению (Статья 67 ФЗ от 10.01.2002 года № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановление Правительства РФ от 13.03.2019г N 262, Распоряжение Правительства РФ от 13.03.2019г № 428-р).</p>
10	Технико-экономические характеристики и показатели объектов проектирования.	<p>В составе разрабатываемой документации предусмотреть:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Расширение куста скважин №1: <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Фонд скважин – 4 скв., из них: <ul style="list-style-type: none"> - добывающих – 4 скв. <p>Способ эксплуатации – фонтанный + механизированный (УЭЦН).</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.2. Дренажную емкость V=8м³; 1.3. АГЗУ на 4 подключения; 1.4. КТПН 10/0,4кВ;

«Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5»

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>1.5. Прожекторную мачту освещения.</p> <p>2. Расширение куста скважин №5:</p> <p>2.1. Фонд скважин – 4 скв., из них: - добывающих – 4 скв.</p> <p>Способ эксплуатации – фонтанный + механизированный (УЭЦН).</p> <p>2.2. КТПН 10/0,4кВ</p> <p>2.3. Прожекторную мачту освещения.</p> <p>Физико-химические свойства нефти и газа, динамику добычи жидкости, нефти, газовый фактор принять в соответствии с Приложением №2.</p> <p>Стоимость запроектированных объектов по сводно-сметному расчету не должна превышать стоимости предусмотренного в плане капитальных вложений Застройщика.</p> <p>При превышении проектной стоимости от стоимости в плане капитальных вложений выполнить обоснование превышения стоимости по объектам и статьям затрат.</p>
11	Потребность и требования к выполнению инженерных изысканий.	<p>11.1 Инженерные изыскания провести в соответствии с требованиями законодательных и нормативно-правовых актов РФ и НМД Компании, указанных в приложении №1.</p> <p>11.2 Проектирование выполнить в границах ранее отведенных земельных участков с учетом ранее выполненных инженерных изысканий. В случае необходимости выполнения дополнительных изысканий, согласовать объем с Заказчиком.</p> <p>11.3 Выполнить комплекс инженерных изысканий (инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-геотехнические, инженерно-экологические) с обязательным соблюдением Соглашения в области Производственной Безопасности, а также требований паспортов "Каркас безопасности" ПАО "Газпром нефть".</p> <p>11.4 Инженерные изыскания требуется выполнить в объеме необходимом для разработки проектной и рабочей документации и получения положительных заключений и утверждений от экспертных органов.</p> <p>11.5 Результаты инженерных изысканий (по объему, составу и содержанию) должны соответствовать требованиям действующих законодательных и нормативных документов РФ, локальных нормативных актов Компании и Заказчика.</p> <p>11.6 Необходимость выполнения специальных видов инженерных изысканий, объем таких изысканий и необходимость внесения изменений и корректировок в объем основных видов изысканий согласовать с Заказчиком</p> <p>11.7 Перед мобилизацией и проведением полевых работ по изысканиям, Подрядчику пройти установочное совещание в службах ПБ Заказчика с получением соответствующего акта-допуска на проведение инженерных изысканий.</p> <p>Перед началом выполнения инженерных изысканий:</p> <ul style="list-style-type: none"> - оформить и утвердить у Заказчика техническое задание на инженерные изыскания; - согласовать с Заказчиком программу выполнения инженерных изысканий;

«Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5»

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>– оформить разрешение на использование земель, подтверждающие легитимное использование земельного участка для проведения инженерных изысканий, рубки лесных насаждений, кустарников.</p> <p>– Подрядчику запросить у Заказчика соответствующие подтверждающие документы (свидетельство на право собственности, договор аренды, сервитут, лесная декларация и др.).</p> <p>– согласовать с Заказчиком предварительный генеральный план, техническое задание и программу инженерных изысканий, а также определены идентификационные признаки зданий и сооружений объектов в соответствии с Федеральным законом № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».</p> <p>11.8 Персонал, участвующий в полевых и камеральных работах по инженерным изысканиям должен быть аттестован на проводимые виды работ. В составе изыскательской партии согласно, п. 1.3.10 ПТБ-88, должен быть специалист по инженерным изысканиям обученный методами и приемами оказания первой помощи при несчастных случаях, заболеваниях и мерам предосторожности от ядовитой флоры и фауны.</p> <p>11.9 Изыскательская партия должна быть оборудована круглосуточными средствами связи. При проведении полевых работ по инженерным изысканиям в условиях автономии, изыскательской партией до момента выполнения основного объема работ, предусмотренных ТЗ и программой по инженерным изысканиям, предпринять меры для возможности экстренной демобилизации сотрудников изыскательской партии при происшествии или несчастном случае.</p> <p>11.10 Работы по инженерным изысканиям провести при присутствии специалистов независимого технического контроля за инженерными изысканиями, для этого оповестить Застройщика за 15 рабочих дней до момента выполнения полевых инженерных изысканий с целью возможности мобилизации технического надзора к месту проведения работ.</p> <p>11.11 Известить Заказчика в письменной форме, не менее чем за 7 рабочих дней до начала сдачи полевых работ, выполненных в процессе инженерно-геодезических и инженерно-геологических изысканий линейных и площадочных объектов.</p> <p>11.12 Полевой партии, выполняющей инженерные изыскания, два раза в неделю, в обязательном порядке с места выполнения работ предоставлять суточно-месячный график работ по выполнению инженерных изысканий. Суточно-месячный график проведения работ направлять в электронном виде на адрес электронной почты: Terplovodskiy.VV@gazprom-neft.ru.</p> <p>11.13 Инженерно-геодезические изыскания. Инженерно-геодезические изыскания выполнить в СК согласно п.3, п.4 ПП РФ от 24.11.2016 № 1240. Для создания планово-высотного обоснования необходимо использовать: - не менее 4-х пунктов ГГС в плане и не менее 5-</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>ти пунктов (по высоте); - 2-х частотные GPS/GLONASS приемники.</p> <p>Для контроля, использовать данные, полученные с референчных станций, установленных на месторождениях (при наличии). Файлы измерений запрашивать в службах главного маркшейдера дочерних обществ ПАО «Газпром» в соответствии с территорией деятельности предприятия.</p> <p>Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемой трассы (площадки) коммуникаций (глубины их залеганий и диаметры) объекты и рельеф, отображённые в изысканиях и проекте.</p> <p>Обеспечить наличие 2(двух) грунтовых реперов по типу 150 оп. знак, совмещая их с развитием опорной сети в районе кустовой площадки на расстоянии не более 150 м. от проектируемого объекта, со стороны заезда на куст, преимущественно вдоль проектного НДС. Места закладки или использование ранее заложенных реперов согласовать с заказчиком.</p> <p>По трассам (при наличии) выполнить закладку грунтовых реперов по типу 150 оп. знак, совмещая их с развитием опорной сети, расстояние между реперами принять согласно нормативных документов. Количество и места закладки согласовать с заказчиком.</p> <p>Рядом с грунтовыми реперами установить опознавательные знаки, высотой не менее 1.5 м.</p> <p>По мере окончания полевых работ передать следующие материалы инженерно-геодезических изысканий в маркшейдерский отдел:</p> <ul style="list-style-type: none"> - схемы закреплений с выносами в натуре линейных и площадочных объектов; - закрепление реперов, изысканных трасс и площадок на местности; - закрепление временными знаками инженерно-геологических выработок, геофизических, гидрогеологических и других точек наблюдений; - каталоги координат и высот закрепленных знаков, схемы плано-высотного обоснования, кроков; - каталог исходных и определяемых пунктов опорной геодезической сети, съёмочного обоснования, закрепительных знаков и реперов, инженерно-геологических выработок (точек наблюдений); - ведомости оценки точности, схемы расположения опорных пунктов, съёмочного обоснования, кроки реперов; - фотографий грунтовых реперов до и после закладки, фотографий створных знаков, фотографий пунктов ГГС, цифровую модель местности в формате AutoCad. - исходные файлы GPS измерений в формате RINEX, проект обработки GPS измерений. <p>Передать Заказчику технический отчёт по инженерным изысканиям включающий:</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<ul style="list-style-type: none"> – акт, согласованный с представителями эксплуатирующих организаций о полноте съемки и правильности нанесения, а также достоверности съемки подземных и надземных коммуникаций. – информацию о согласовании от всех владельцев пересекаемых коммуникаций о полноте съемки и правильность нанесения подземных/надземных коммуникаций, оформить соответствующим актом, включающим информацию о полном наименовании организации, должности и ФИО лица, проводившего согласование, печати эксплуатирующей организации и фразы «На плане коммуникации отображены верно и в полном объеме». – выписку из Росреестра по исходным пунктам ГГС; – ведомости обследования исходных геодезических пунктов (марок, реперов и др.); – схему плано-высотного обоснования; – материалы вычислений, уравнивания и оценки точности измерений; – акты полевого (камерального) контроля, журнал полевых работ; – абрисы и кроки, заложенных грунтовых и стенных знаков; – журнал нивелирования; – копии планов масштаба 1:500 – 1:5000 в векторном виде в формате AutoCAD, MapInfo 12, выполненные в соответствии с условными знаками для топографических планов масштабов 1:500, 1:1000, 1:2000, 1:5000; – акты приема-передачи заложенных геодезических знаков (ГРО). <p>11.14 Инженерно-геологические изыскания. Выполнить инженерно-геологические работы в соответствии с СП 446.1325800.2019, СП 47.13330.2016 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения» (Актуализированная версия СНиП 11-02-96), другими действующими нормативными документами. Геофизические исследования выполнить в соответствии с СП 47.13330.2016, СП 11-105-97 часть VI, ГОСТ 9.602-2016, и РСН 64-87.</p> <p>11.15 Инженерно-гидрометеорологические изыскания Выполнить инженерно-гидрометеорологические работы в соответствии с СП 482.1325800.2020, СП 47.13330.2016 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения», СП 33-101-2003 «Определение основных расчетных гидрологических характеристик», а также нормативных документов Федеральной службы России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Росгидромета).</p> <p>11.16 Инженерно-экологические изыскания Инженерно-экологические изыскания выполнить в соответствии с требованиями СП 47.13330.2016, СП 11-102-97 и Методическими указаниями к инженерно-экологическим изысканиям для капитального строительства М-01.07.03.03-04. При проведении ИЭИ: - выполнить комплексное изучение природных и техногенных условий территории;</p>

«Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5»

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>- дать оценку современного экологического состояния отдельных компонентов окружающей среды и экосистем в целом, их устойчивость к техногенным воздействиям и способности к восстановлению;</p> <p>- осуществить прогноз возможных изменений окружающей среды в зоне влияния объектов и сооружений при их строительстве и эксплуатации.</p> <p>- особые условия и прочие требования к производству инженерно-экологических изысканий: Картографический материал выполнить в формате MapInfo или ArcGIS. Предоставить информацию о необходимости снятия плодородного слоя почвы.</p> <p>11.17 Историко-культурные исследования. До выполнения работ получить заключение от государственного органа охраны объектов культурного наследия о наличии/отсутствии на исследуемой территории объектов культурного наследия. В случае получения предписания на проведение историко-культурной экспертизы выполнить комплекс историко-культурных изысканий, в соответствии с требованиями нормативных документов согласно Приложения №1.</p> <p>По итогам ИКИ должны быть предоставлены положительный акт государственной историко-культурной экспертизы и справка об отсутствии/наличии объектов культурного наследия.</p> <p>11.18 Отчёт по инженерным изысканиям предоставить в 2-х экземплярах на бумажном носителе и в 1-ом экземпляре на электронном носителе в проекции, слоях, и шрифтах Заказчика.</p> <p>Материалы инженерных изысканий в электронном виде в формате AutoCAD, MapInfo передать Заказчику в системе координат кадастрового учета, в балтийской системе высот 1977 г.</p> <p>Отчетные материалы по инженерным изысканиям выпустить в местной системе координат, в балтийской системе высот 1977г.</p> <p>Текстовая часть в формате Microsoft Word и в не редактируемом формате pdf с подписями исполнителей</p>
12	Особые условия строительства.	<p>Район Крайнего Севера, наличие многолетнемерзлых грунтов, наличие погребенных льдов и карстовых явлений.</p> <p>Восприимчивость природной среды к техногенным воздействиям. Выполнить теплотехническое обоснование использования ММГ оснований.</p>
13	Идентификационные признаки объекта строительства.	<p>Подрядчику после согласования генеральных планов и определения объектов (зданий и/или сооружений) заполнить таблицу идентификации зданий и сооружений с указанием уровня ответственности зданий и сооружений определённого в соответствии с ФЗ №384 от 30.12.2009г. «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» и ГОСТ 27751-2014, раздел 10, прил. А.</p> <p>Уровень ответственности зданий и сооружений должен быть определен с учетом оптимальности и минимизации затрат и металлоемкости сооружений.</p> <p>Категория объекта НВОС:</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>Объект строительства планируется к включению в состав поставленного на государственный учет объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду I-ой категории «Объекты добычи нефти и газа в пределах нефтяной оторочки Песцового лицензионного участка» №71-0189-001098-П.</p> <p>Проектному институту обосновать применение категории для проектируемого объекта строительства в соответствии со свидетельством о постановке на государственный учет ОНВОС на период строительства и эксплуатации.</p> <p>Научно-техническое сопровождение при проектировании зданий и сооружений повышенного уровня ответственности не требуется.</p>
14	Выделение этапов строительства.	<p>Предусмотреть этапы строительства, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</p> <p>Состав этапов и перечень объектов, входящих в этапы согласовать с Заказчиком в процессе разработки ПСД.</p> <p>Рабочую документацию разработать отдельными комплектами для каждого этапа строительства (включая инженерную подготовку), в том числе сметы, спецификации, ведомости объемов работ, материалы и т.д.</p> <p>При определении этапов строительства учесть необходимость реализации системы обеспечения информационной безопасности совместно с АСУТП.</p>
15	Требования по вариантной проработке и формированию основных технических решений.	Выполнение ОТР не требуется.
16	Требования к технологическим решениям.	<p>Принятые технологии, оборудование должны соответствовать законодательным и нормативно-правовым актам, действующим на территории Российской Федерации.</p> <p>При выборе оборудования и технологий учесть требования лучших практик и нормативно-технической документации как Российской Федерации, так и европейского союза (при необходимом обосновании невозможности использования российских аналогов).</p> <p>При комплексной поставке предусмотреть резервирование основного технологического оборудования и возможность поочередной остановки оборудования для проведения ремонта и технического освидетельствования (диагностирования) без изменения режима работы объекта согласно требованиям ГОСТ Р 58367-2019.</p> <p>В разрабатываемой документации необходимо предусмотреть требования для возможности монтажа (компоновки) оборудования, обеспечивающего свободный доступ (в т.ч. свободный подъезд спец. техники) к действующему оборудованию и механизмам для проведения ремонта и замены.</p> <p>Запорная арматура должна быть класс герметичности «А» по ГОСТ 9544-2015. Климатическое исполнение – для регионов присутствия. Исключить применение «стяжной» запорной арматуры (с длинными шпильками) при высокой температуре перекачиваемой среды свыше 100°С. Запорная арматура</p>

«Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5»

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>непосредственно перед установкой на трубопровод, должна проходить стендовые гидравлическое (пневматическое) испытание на прочность и плотность.</p> <p>Предусмотреть для каждой скважины лубрикаторную площадку.</p> <p>Рассчитать и реализовать устройства защиты от статического электричества, заземления. Проектом предусмотреть эффективные способы защиты объектов. Заземляющее устройство объектов запроектировать с учетом замеров удельного сопротивления грунта.</p> <p>Предусмотреть применение энергосберегающих технологий, оборудования и материалов. Для освещения территории объекта применить энергоэффективные источники света (светодиодные) с возможностью автоматического и ручного управления.</p> <p>При необходимости определить проектом и выполнить системы обогрева оборудования и трубопроводов, энергообеспечения и автоматизации в соответствии с действующими нормативными документами РФ.</p> <p>Марку стали технологических трубопроводов определить проектом в соответствии с действующими нормами, требованиями, в зависимости от коррозионной активности транспортируемой среды.</p> <p>Разработать мероприятия по предотвращению и борьбе с коррозией трубопроводов и оборудования.</p> <p>При проектировании выкидных линий скважин на кустах предусмотреть обвязку устья добывающих скважин с обратным клапаном и пробоотборным устройством. На манифольде предусмотреть установку контрольно-измерительного прибора.</p> <p>На АФК предусмотреть оснащение (буфер и свободный затруб) электронными контрольно-измерительными приборами, а также предусмотреть табличку с номером скважины.</p> <p>В обвязке устья добывающих скважин предусмотреть секущую фланцевую задвижку в ручном исполнении для демонтажа манифольда обвязки устья скважины.</p> <p>Надземную часть трубопроводов АГЗУ предусмотреть в теплоизоляции из минеральной ваты с металлическим покрытием.</p> <p>Протяженность трубопроводов внутри площадки должна быть минимальной, расположение трубопроводов не должно препятствовать выполнению текущих и капитальных ремонтов скважины, а также выполнению других видов сервисных работ. Все проектируемые промышленные и технологические трубопроводы предусмотреть в подземном исполнении.</p> <p>Диаметр выкидных линий по кустовой площадке определить расчетом.</p> <p>Предусмотреть место для размещения скважинных установок дозирования реагента (СУДР) для каждой скважины.</p> <p>При разработке проектно-сметной документации в обязательном порядке руководствоваться утвержденными типовыми техническими требованиями на изготовление и поставку оборудования и типовыми техническими решениями согласно КТ-517 (Запросить у Заказчика актуальную версию).</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>Дренажные емкости должны иметь электрический обогрев. Электрообогрев предусмотреть саморегулирующимся греющим кабелем на обвязке от АГЗУ до дренажной емкости. Произвести теплотехнические расчеты по определению радиуса растепления скважин:</p> <ul style="list-style-type: none"> - При применении в качестве направления термокейса 630x426x10мм длиной 50 м; - При применении в качестве направления обсадной трубы 426x10мм длиной 50 м. <p>Выполнить проектирование кабельной эстакады для прокладки питающего кабеля от скважин до станций управления. Проектными решениями предусмотреть автоматическую замеряемость каждой скважины. Измерительная установка (ИУ) и все средства измерения, применяемые в составе измерительной установки, должны:</p> <ul style="list-style-type: none"> - иметь сертификат соответствия средств измерений техническому регламенту Таможенного союза, выданных органом по сертификации или разрешения на применение на опасных производственных объектах (ОПО), выданные Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору; - свидетельство об утверждении типа средств измерений - методику выполнения измерений ИУ, аттестованную в установленном порядке законодательством РФ; - свидетельство об аттестации алгоритма и программы обработки результатов измерений контроллера (вычислителя). <p>Соответствовать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - требованиям законодательства РФ в области промышленной безопасности; - ПНСТ 360-2019, стандартам, нормам и правилам безопасности, действующих в нефтяной и газовой промышленности и ПАО «Газпром нефть». <p>Предусмотреть установку дренажной емкости с обвязкой стационарной измерительной установки на кусте скважин №1. Применить новейшие материалы и технологии, обеспечивающих надежную эксплуатацию объекта.</p>
17	Требования к применению типовых проектных решений, типовых технических требований, типовых технических решений.	<p>При разработке ПСД руководствоваться утвержденными у Заказчика типовыми схемами площадки на период бурения и эксплуатации</p> <p>При разработке учесть Типовые технические решения ТТР-01.07.03-02. Куст скважин. Одиночная скважина.</p> <p>При разработке проектно-сметной документации учесть типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования, и типовые технические решения согласно КТ-517 (Приложение №3).</p> <p>При невозможности применения какой-либо позиции, указанной в Приложении №3 к настоящему заданию Подрядчику обосновать нецелесообразность и/или невозможность ее применения, в котором должны быть отображены:</p> <ul style="list-style-type: none"> - экономическая оценка удорожания проектирования и процедур закупки, связанных с отказом или отклонением от типовой документации;

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>– описание возможных последствий их реализации и примерный расчет экономических потерь;</p> <p>– описание возможных рисков заказчика (техно-технологических, экономических, социальных и пр.), обусловленных применением типовой документации на данном конкретном объекте КС.</p>
18	Требования к режиму предприятия	<p>Режим работы предприятия – непрерывный, круглосуточный, круглогодичный.</p> <p>Организация работы персонала – вахтовый метод.</p>
19	Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям.	<p>Раздел разработать в соответствии с действующими законодательными, нормативными, правовыми документами РФ, указанными в Приложении №1.</p> <p>Архитектурно-строительные решения для зданий и сооружений принять с учетом климатических условий района строительства и геокриологических условий района строительства.</p> <p>Объемно-планировочные решения, внутреннюю и наружную отделку предусмотреть в соответствии НТД действующей на территории РФ. Цветовые решения фасадов зданий и сооружений выполнить в соответствии с фирменным стилем Группы компании ГПН.</p> <p>При проектировании использовать сборные, блочные конструкции зданий и сооружений (блок-боксы и блок-контейнеры), а также оборудование максимальной заводской готовности (блочного комплектного оборудования) и узлового метода строительства.</p> <p>Применять компоновочные и технические решения, минимизирующие техногенное воздействие на природную среду.</p> <p>На начальном этапе проектирования разработать карточку строительных конструкций и согласовать с Заказчиком.</p> <p>Для объектов, расположенных в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов предусмотреть условия, обеспечивающие соблюдение температурного режима грунтов оснований и мероприятия по организации проведения геотехнического мониторинга согласно требованиям НТД Приложения 4. Перечень объектов и сооружений, технические решения согласовать с Заказчиком (Техническим заказчиком) до разработки проектных решений. Металлоемкость проекта при разработке проектно-сметной документации свети к минимальному объему, но с учетом обеспечения надежности объекта при его эксплуатации. При уменьшении металлоемкости обратить внимание на следующие позиции:</p> <ul style="list-style-type: none"> - шаг опор при проектировании эстакад; - устройство свайного поля под блочные, площадочные объекты; - площадь площадок обслуживания.
20	Система водоснабжения.	<p>Проектирование объектов системы водоснабжения выполнить на основании требований законодательных, нормативно-правовых актов, требований отраслевых и ведомственных документов, указанных в приложении №1.</p> <p>Разработку проектно-сметной документации выполнить в соответствии с действующими нормативными требованиями и согласно техническим условиям, в том числе и на</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		присоединение к существующим коммуникациям и сетям инженерно-технического обеспечения общего пользования. При необходимости технические условия на водоснабжение (источники) на периоды строительства и эксплуатации объекта запросить у Заказчика отдельным письмом. Все проектные решения в части водоснабжения согласовать с Застройщиком.
21	Система водоотведения.	Проектирование объектов системы водоотведения выполнить на основании требований законодательных, нормативно-правовых актов, требований отраслевых и ведомственных документов, указанных в приложении №1. При необходимости технические условия на отвод (утилизацию) стоков объекта на периоды строительства и эксплуатации запросить у Заказчика отдельным письмом.
22	Отопление, вентиляция, кондиционирование воздуха, тепловые сети.	Проектные решения разработать в соответствии с требованиями законодательных и нормативно-технических документов РФ, и нормативно-методических документов Группы Компаний ГПН, указанных в Приложении №1, с учетом следующих положений: – системы отопления и вентиляции воздуха для проектируемых зданий и сооружений на кустовой площадке предусмотреть с учетом выполнения минимально необходимых требований; – технические решения по системе кондиционирование воздуха не разрабатывать, если это не предусмотрено технологической необходимостью и требованиями НПА и НТД РФ.
23	Автоматизация технологических процессов, метрологическое обеспечение, контроль качества и количества продукции.	23.1 Проектирование объектов автоматизации, автоматизированных систем управления технологических процессов и информационных технологий выполнить в соответствии с: – техническими требованиями на АСУ ТП (в соответствии с Приложением № 3 к настоящему заданию на проектирование); – требованиями законодательных и нормативно-технических документов РФ, и нормативно-методических документов Группы Компаний ГПН, указанных в Приложении №1. – требованиями НМД Заказчика (ОСК-15.05.01.01 «Концепция промышленной автоматизации БРД»; М-15.05.01.01-02 «Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД»; М-15.05.02.01-01 «Архитектура систем промышленной автоматизации в части АСУТП БРД», КТ-610); 23.2 Выполнить проектирование технических средств для нижнего, среднего, верхнего уровней. 23.3 В качестве верхнего уровня АСУТП использовать программно-технический комплекс, предусмотренный проектами «Обустройство Песцового месторождения. Куст скважин №1», «Обустройство Песцового месторождения. Куст скважин №5», настоящим проектом предусмотреть полную интеграцию, в том числе необходимые материалы и работы. 23.4 Выполнить проектирование систем:

«Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5»

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<ul style="list-style-type: none"> – АСУТП – автоматизированная система управления технологическими процессами; – АСПСиПТ и КЗ (Автоматизированная система пожарной сигнализации, пожаротушения и контроля загазованности); – ПАЗ (система противоаварийной защиты), необходимость формировать выделенную систему подтвердить расчетами. <p>23.5 При выполнении работ по проектированию учитывать существующие системы и технические средства в случае реконструкции либо расширения технологических объектов.</p> <p>23.6 Предусмотреть интеграцию со смежными информационными:</p> <ul style="list-style-type: none"> – АСУ Э (автоматическая система управления электроснабжением); – АСОДУ (автоматизированная система оперативного диспетчерского управления); – СМиД (система мониторинга и диагностики). <p>23.7 Проектирование АСУТП выполнить с разделением разработки решений по оснащению оборудованием КИПиА и ПЛК, серверным, АРМ оборудованием;</p> <p>23.8 Выбор платформы АСУТП выполнять на этапе проектных работ по результатам разработки стадии «ПД»;</p> <p>23.9 Исходными (минимально достаточными) документами для выбора платформы являются:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Структурная схема АСУТП с учетом категорий взрывоопасности технологических блоков (разработанной на стадии «ПД»); - Техническое задание на АСУТП (разрабатывается на стадии «ПД», по результатам риск-сессий и полученных расчетов надежности); - Перечень входных и выходных сигналов АСУТП сводное количество сигналов по типам (разрабатывается на стадии «ПД»); <p>23.10 Выбор платформы АСУТП предусмотреть в рамках комплексной закупки оборудования и работ в следующем составе:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Проектирование АСУТП (в объеме «РД»); - Поставка оборудования АСУТП; - Пуско-наладочные работы АСУТП (в том числе обучение эксплуатационного персонала по месту выполнения ПНР). <p>23.11 Предусмотреть наличие функционального заземления внутри блоков автоматики (контур инф. заземления) и шкафов автоматики (шина заземления). Предусмотреть контур функционального заземления за территорией площадки, на стадии проектирования указать на ГП, указать в разделе ЭМ, сделать ссылки на смежные разделы в разделах АК.</p> <p>23.12 Сроки, объемы, состав проектной, рабочей, конструкторской документации согласовать Заказчиком.</p> <p>23.13 При построении архитектуры, проведении расчетов, выборе оборудования использовать оборудование, включенное в КТ-610.</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>23.14 Выполнить проектирование комплекса технических средств автоматизации технологических процессов в составе следующих систем:</p> <ul style="list-style-type: none"> - автоматическая система контроля выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ.
24	Требования к сетям связи.	<p>24.1 Проектные решения разработать в соответствии с требованиями законодательных и нормативно-технических документов РФ, нормативно-методических документов Группы Компаний ГПН, указанных в Приложении №1, с учетом:</p> <ul style="list-style-type: none"> - требованиями законодательных, нормативно-правовых актов, отраслевых и ведомственных документов; - решениями, принятыми по объекту «Обустройство Песцового месторождения. Куст скважин №1» (шифр 1001/3); - решениями, принятыми по объекту «Обустройство Песцового месторождения. Куст скважин №5» (шифр 1101/10); - действующими стандартами Группы компании ГПН (указаны в приложении №1 к настоящему заданию на проектирование). <p>24.2 Подрядчиком, при необходимости сбора и подготовки исходных данных, производятся следующие работы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - проведение анализа существующих технических средств, линий и сооружений связи в районе строительства объекта; - проработка системно-сетевых решений по обеспечению взаимной увязки проектируемых средств, линий и сооружений связи с существующими сетями с учётом резервирования трактов передачи информации, а также формирования обходных путей. <p>24.3 Для обеспечения объекта диспетчерской радиосвязью предусмотреть использование системы связи стандарта Tetra, разработанной в рамках объектов «Обустройство Песцового месторождения. Куст скважин №1» (шифр 1001/3), «Обустройство Песцового месторождения. Куст скважин №1» (шифр 1101/10). Предусмотреть обеспечение надежного радиопокрытия сетью стандарта «Тетра» на всей территории объекта.</p> <p>24.4 При проектировании систем связи предусмотреть:</p> <ul style="list-style-type: none"> - очередность строительства сетей связи для начального и последующих этапов строительства; - отдельно разработать решения по обеспечению связи на этапе строительства до ввода в эксплуатацию инфраструктурных объектов; - технологическая и корпоративная сети передачи данных (ТСПД и КСПД) должны быть физически разделены (исключены все варианты физического взаимодействия) на уровне площадок и обеспечены межсетевым экранированием на транспортном уровне; - технологические сети связи между удаленными объектами одного месторождения должны иметь отдельные выделенные защищенные каналы, линии связи, коммутационное оборудование. - организацию каналов связи для автоматизации и телемеханизации;

«Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5»

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<ul style="list-style-type: none"> – в качестве основного канала передачи данных принять ВОЛС, в качестве резервного БШГД; – телефонизацию помещений, предназначенных для временного или постоянного размещения персонала; – источник бесперебойного питания средств связи на время не менее 4 часов; – необходимое количество проектируемых комплектов радиостанций, подтвержденных расчетом; – установку стационарного комплекта системы связи; <p>24.5 При необходимости расширения зоны покрытия, на стадии ПД выполнить работы по ЭМС всех радиоэлектронных средств, на стадии РД получить частотные присвоения.</p> <p>24.6 Проектные решения в области связи, номенклатуру и технические характеристики оборудования согласовать с Заказчиком. Предусмотреть вариантную разработку и согласование схемы организации связи и принципов построения системы связи, оснащение каждого объекта конкретным набором сервисов – корпоративная фиксированная телефония, радиосвязь, технологическое видеонаблюдение, КСПД и т.д.</p> <p>24.7 Система технологического видеонаблюдения должна быть выполнена с учетом «Концепции решения системы видеонаблюдения за технологическими операциями» ПАО «Газпром нефть».</p> <p>24.8 Проектирование выполнить с учетом необходимости создания системы передачи информации о контролируемых показателях выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ в государственный реестр объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду.</p>
25	Требования к обеспечению единства измерений и контролю качества продукции.	<p>25.1 Проектные решения разработать в соответствии с требованиями законодательных и нормативно-технических документов РФ, нормативно-методических документов Группы Компаний ГПН, указанных в Приложении №1, с учетом:</p> <ul style="list-style-type: none"> – технических требований на метрологическое обеспечение (в соответствии с приложением №5 к настоящему заданию на проектирование); – применения средств измерения отечественного (предпочтительно) или иностранного производства, прошедшие ведомственные и государственные испытания, внесенные в Государственный реестр средств измерений; <p>25.2 Раздел «Метрологическое обеспечение» проектной документации, должен включать следующие разделы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – общие положения; – измерительные каналы и каналы управления; – решения по обеспечению требуемого быстродействия и периодичности измерений и выдачи управляющих воздействий; – решения по обеспечению требований к точности измерений и поддержания параметров на заданном уровне; – решения по совместимости проектируемой системы верхнего уровня;

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>– определение вида метрологического контроля средств измерений;</p> <p>25.3 Раздел должен устанавливать требования:</p> <p>– к организации измерений по проекту в целом, по объектам, по материальным потокам энергоресурсов, устанавливать требования к средствам измерений, измерительным системам, метрологической экспертизе проекта, объему разрешительной, технической и эксплуатационной документации, требования к условиям эксплуатации, организации поверки/калибровки, техобслуживания;</p> <p>– к организации контроля качества, испытательным лабораториям, перечень продукции, веществ и материалов, подлежащих испытаниям, объему разрешительной, технической и эксплуатационной документации, требования к условиям эксплуатации, поверке средств измерений, аттестации испытательного оборудования, аккредитации лабораторий;</p> <p>– требования к метрологическим характеристикам средств измерений.</p> <p>25.4 Разработать схему замеров потоков продукции. На этапе «Проектная документация схема замеров потоков продукции подлежит уточнению.</p> <p>25.5 Проектирование выполнить с учетом необходимости создания системы автоматического измерения и учета показателей выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ.</p>
26	Требования к системам энергообеспечения.	<p>Проектно-сметную документацию разработать в соответствии с требованиями НТД м НМД, указанными в Приложении №1. Выполнить анализ существующих систем энергоснабжения в районе строительства.</p> <p>Категория надежности электроснабжения кустовых площадок - третья.</p> <p>Электроснабжение выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ, ПТЭЭП, Стандартов Группы компании ГПН, согласно технических условий, выданных Заказчиком (Техническим заказчиком), по отдельному запросу.</p> <p>Для получения технических условий от Заказчика проектной организации предоставить:</p> <ul style="list-style-type: none"> - максимальную потребляемую мощность всех проектируемых электропотребителей; - ведомости потребителей электроэнергии; - оценку экономической и технической целесообразности использования различных типов опор, изоляции, грозозащитных устройств, вариантов (схем) исполнения и оборудования. <p>В рамках проектирования:</p> <p>Выполнить расчёт электрических режимов с учётом проектируемых нагрузок, исходя из максимального потенциала скважин.</p> <p>Произвести расчет электрических нагрузок месторождения с учетом существующих нагрузок и вновь вводимых мощностей исходя из максимального потенциала скважин.</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>Электрические нагрузки проектируемых объектов определить на основании представленных данных технологических показателей разработки месторождения.</p> <p>В обязательном порядке номенклатуру и технические характеристики энергетического оборудования, используемого в проектной (рабочей) документации, согласовать с Заказчиком.</p> <p>Предусмотреть интеграцию проектируемых объектов в систему АСКУЭ/ТУЭ и АСДУЭ.</p> <p>КТПНУ-10/0,4кВ и оборудование кустовой площадки:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Технические решения, принятые при проектировании должны соответствовать требованиям ТТР-01.08-01 «Типовая схема и технические решения к трансформаторной подстанции 6(10)/0,4 кВ для кустовых площадок» ПАО «Газпромнефть»; - В рамках проектирования выполнить расчёты электрических мощностей кустовой площадки; - КТПНУ предусмотреть в блочно-модульном утеплённом здании с АВР по стороне 0,4 кВ. - Номинал автоматических выключателей определить проектом с учетом запаса для возможности увеличения подключаемой мощности погружных электродвигателей по уточненным данным. - В кустовой КТПНУ проектом предусмотреть установку фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ-0,4 кВ) с автоматическим регулированием коэффициента мощности в зависимости от нагрузки, обеспечивающим на каждой СШ-0,4 кВ компенсацию реактивной мощности с доведением tg до 0,1, а также сокращение амплитуды гармоник до требований ГОСТ. При этом мощность ФКУ (кВАр) не должна превышать 35 % номинальной мощности трансформатора (кВА). Подключение ФКУ выполнить параллельно нагрузке, на отдельный АВ каждой секции 0,4 кВ (тип ФКУ-0,4кВ согласовать с заказчиком). - КТПНУ разместить на ростверке, учитывая возможность подъезда грузоподъемной техники для обеспечения замены силовых трансформаторов. - Размещение наземного оборудования погружных ЭЦН, выполнить таким образом, чтобы минимизировать (ограничить) возможность приближения неэлектротехнического персонала к высоковольтному оборудованию (ТМПН), разработать проектом способ заземления наземного оборудования, позволяющий это выполнить в максимально сжатые сроки без применения сварки. <p>По кустовой площадке:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Прокладку кабельных линий предусмотреть по эстакадам.

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<ul style="list-style-type: none"> - Климатические характеристики кабельной продукции, проложенной на кабельных эстакадах должны быть в хладостойком исполнении и обеспечивать возможность ее монтажа при температуре окружающего воздуха до минус 30°С и надежной эксплуатации при температуре окружающего воздуха до минус 56°С. - Расчет сечения кабелей 0,4 кВ и выбор их типа до СУ в соответствии зон взрыво- и пожароопасности. - Освещение площадки предусмотреть с использованием светодиодных светильников (прожекторов), обеспечивающим нормируемую освещённость при минимальном удельном потреблении электроэнергии. - Управление освещением кустовой площадки предусмотреть в автоматическом (от ящика управления освещением ЯУО с фотореле и реле времени, с возможностью телеуправления по кустовой телемеханике АСДУЭ) и ручном режимах, размещение которого предусмотреть на ограждении ростверка КТПН. - Ключ управления освещением АГЗУ предусмотреть у входных дверей во взрывозащищенном исполнении - Возле КТПНУ и на кабельных эстакадах предусмотреть размещение шкафов ПРС исходя из расчета один шкаф на четыре скважины. - Шкафы ПРС должны иметь блокировки, не позволяющие присоединение-отсоединение вилки при включённом коммутационном аппарате, установленном на шкафу ПРС. - На кустовой площадке предусмотреть автоматизированную систему технического учёта электроэнергии 0,4 кВ с контролем каждой скважины кустовой площадки и вводных ячеек КТПНУ, организовать передачу данных на сервер АСТУЭ. Предусмотреть обвязку под АСТУЭ-0,4 кВ всех скважин кустовой площадки и КТПНУ. При необходимости установить несколько комплектов ШУЭ-01. - Предусмотреть передачу сигналов открытия дверей КТПНУ и НКУ в кустовую телемеханику и в АСТУЭ-0,4 кВ с использованием функции телесигнализации шкафа ШУЭ-01. - Для освещения применить энергоэффективные источники света со светоотдачей не менее 65 Лм/Вт, с коэффициентом цветопередачи не ниже 80 %, не допускающие пульсаций освещённости в помещениях с длительным пребыванием людей. В местах, где не требуется постоянного освещения или присутствия персонала, предусмотреть автоматику управления освещением (датчики света, присутствия, реле времени, телеуправление и т.п.) с возможностью перевода на ручное управление не электротехническим персоналом.

«Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5»

19

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<ul style="list-style-type: none"> - На всех аппаратах управления электроприемниками (кнопки, посты управления, выключатели и т.п.) предусмотреть устойчивые к воздействию окружающей среды таблички, указывающие функциональное назначение аппарата (диспетчерские наименования) и его действие (вкл./выкл., пуск/стоп и т.п.). Соответствующие требования внести в опросные листы и заказные спецификации. Проектом определить место и способ крепления данных табличек. - Все проектируемые блоки и объекты электроснабжения укомплектовать средствами защиты и средствами пожаротушения согласно действующей НТД. - Предусмотреть систему освещения, молниезащиты и заземления, согласно действующих норм и правил, при необходимости предусмотреть прожекторные мачты. - Молниезащиту и защиту от статического электричества проектируемых объектов выполнить в соответствии с ПУЭ, СО 153-34.21.122-2003 «Инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» и РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности». - Принятые решения по контуру заземления, подтвердить расчетами, основанными на фактических замерах удельного сопротивления грунта в районе строительства. - Выполнить электроснабжение удаленных локальных потребителей. <p>Предусмотреть создание необходимой инфраструктуры, обеспечивающей сервисное обслуживание энергетических объектов.</p>
27	Требования энергетической эффективности, оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов.	<p>Проектные решения разработать в соответствии с требованиями законодательных и нормативно-технических документов РФ, и нормативно-методических документов Группы Компаний ГПН, указанных в Приложении №1, с учетом следующих положений:</p> <p>В разделе представить сводные показатели энергоэффективности принятых решений в соответствующих частях проекта. Сводные показатели должны быть сопоставлены с нормативными показателями удельного расхода энергии.</p> <p>В текстовой части раздела должны содержаться:</p> <ul style="list-style-type: none"> – общая энергетическая характеристика запроектированного объекта; – сведения о проектных решениях, направленных на повышение эффективности использования энергии; – описание технических решений строительных конструкций, расчетные теплофизические показатели по которым отличны от показателей СП 50.13330;

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>– принятые решения по системе отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, сведения о наличии приборов учета и регулирования, обеспечивающих эффективное использование энергии;</p> <p>– информация о выборе и размещении источников энергоснабжения объекта. В необходимых случаях приводится технико-экономическое обоснование энергоснабжения от автономных источников энергии вместо централизованных;</p> <p>– сопоставление проектных решений и технико-экономических показателей в части энергопотребления с требованиями норм.</p>
28	Требования к системам безопасности и охране объектов.	<p>В решениях по системам безопасности использовать оборудование и программное обеспечение отечественного происхождения. В исключительных случаях при отсутствии отечественных аналогов с необходимыми функциональными, техническими и эксплуатационными характеристиками может быть рассмотрен вопрос о применении оборудования и программного обеспечения импортного производства на основании заключения о невозможности его замены.</p> <p>В пояснительной записке к сметной документации и в сводном сметном расчете на строительство указать отдельными строками затраты, включая лимитированные, на оснащение объектов инженерно-техническими средствами охраны и системами обеспечения информационной безопасности.</p> <p>Для разработки разделов проектной и рабочей документации по Информационной безопасности привлечение субподрядных организаций осуществлять по согласованию с блоком корпоративной защиты Заказчика.</p> <p>Разработку разделов проектной и рабочей документации по ИТСО выполнить генеральной проектной организацией.</p> <p>Требования по ИТСО: Инженерно-техническими средствами защиты (ИТСЗ) оснастить здания, сооружения, помещения и зоны, подлежащие оборудованию объектовой охранной сигнализацией (ООС):</p> <ul style="list-style-type: none"> - блок электроснабжения; - блок боксы автоматики. <p>Окончательный перечень зданий, сооружений и помещений, протяженность периметров объектов, подлежащих оборудованию ИТСО, а также состав ТСО уточнить при проектировании и согласовать со Службой корпоративной защиты ООО «Газпромнефть-Заполярье».</p> <p>Система объектовой охранной сигнализации. Металлические шкафы для размещения электронных блоков, размещаемые на открытых местах периметра, а также люки кабельных колодцев на территории объекта оборудовать датчиками контроля на вскрытие, включенными в шлейфы охранной сигнализации.</p> <p>ООС зданий и сооружений, зданий комплектной поставки выполнить двумя рубежами охраны.</p> <p>Первый рубеж охраны: входные двери в здания и сооружения – на «открывание»;</p> <p>Второй рубеж охраны: внутренний объем помещений.</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>Сигналы ООС вывести оператору АСУТП по каналам связи телеметрии.</p> <p>Требования по Информационной безопасности: Разработать раздел «Решения по обеспечению информационной безопасности» с учетом требований законодательства Российской Федерации, нормативных документов федеральных органов исполнительной власти, уполномоченных в области обеспечения безопасности и технической защиты информации, локальных нормативных актов ПАО «Газпром» и требований комплекса стандартов СТО Газпром 4.2.x «Корпоративная система нормативно-методических документов в области комплексных систем безопасности объектов ОАО «Газпром».</p> <p>На стадии проектной документации провести обследование объекта и подготовить отчет, разработать модель угроз безопасности и проект Акта классификации объектов защиты, подготовить техническое задание на создание подсистемы безопасности и иную необходимую документацию.</p> <p>На стадии рабочей документации разработать эксплуатационную документацию и документацию для проведения испытаний по системам информационной безопасности, размер затрат на разработку документации определить в соответствии с «Порядком формирования стоимости проектно-изыскательских работ для строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов ПАО «Газпром».</p> <p>Проектирование подсистемы безопасности автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) выполнить в соответствии с техническими требованиями (Приложение №10).</p> <p>Проектирование подсистемы безопасности информационно-управляющей системы производственно-хозяйственной деятельности (ИУС ПХД) выполнить в соответствии с техническими требованиями (Приложение №9)</p>
29	Требования по промышленной безопасности, условиям, охране и гигиене труда.	<p>Разработать раздел «Промышленная безопасность», требования по режиму безопасности и гигиене труда в соответствии с требованиями законодательства РФ об охране труда, промышленной безопасности и о санитарно-эпидемиологическом благополучии населения указанных в приложении №1.</p> <p>29.1. Технические решения по охране труда должны предусматривать перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства, и содержать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - сведения о минимальной расчетной численности, профессионально-квалифицированном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности – для объектов производственного назначения;

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<ul style="list-style-type: none"> - сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого технологического оборудования и технических устройств (при необходимости) – для объектов производственного назначения; - перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и не производственных объектов капитального строительства; - перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах, - для объектов производственного назначения; - требования к оборудованию должно содержать комплектацию документацией, предусмотренной законодательством РФ (паспорт, инструкции по монтажу и эксплуатации, сертификаты соответствия, санитарно-эпидемиологические заключения, заключения государственной экологической экспертизы и пр.); - освещение территории как общее, так и местное; - установку ограждений или кожухов, открытых движущихся и вращающихся частей оборудования, механизмов, а также систему блокировки, исключающую пуск в работу оборудования при отсутствующем или открытом ограждении; - установку в удобных, доступных и безопасных местах (при необходимости устройство площадок обслуживания) запорных, отсекающих, разгружающих и предохранительных устройств; - оборудование закрытых помещений объектов хранения и подачи топлива должны быть оборудованы постоянно действующей системой приточно-вытяжной вентиляции, кратность воздухообмена рассчитывается в соответствии с установленными нормами; - установку знаков безопасности (предупреждающих, запрещающих, указательных, информационных) принципиальные решения по организации труда и управления производством; - расчет количества рабочих мест и численности работающих; - организацию, обслуживание и оснащение рабочих мест; - прогрессивные формы организации труда; - режим труда и отдыха; - охрана и условия труда работников; - организация управления производством, предприятием; - источники комплектования предприятия кадрами и повышение квалификации рабочих кадров; <p>29.2. При необходимости, в соответствии с СанПиН 2.13684-21 от 28.01.2021 №3 разработать проект санитарно-защитной зоны отдельным томом.</p> <p>29.3. В ПОС разработать разделы по охране труда, охране здоровья (оказанию медицинской помощи), пожарной безопасности промышленной безопасности на этапе строительства в соответствии с требованиями указанных в приложении №1.</p>

«Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5»

23

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>29.4. Определить безопасный срок эксплуатации проектируемых сооружений в соответствии законодательными, нормативными правовыми и локальными нормативными документами Компании.</p> <p>29.5. На объекты, попадающие под действие Приложения №2 к Федеральному закону от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», разработать Декларацию промышленной безопасности.</p> <p>29.6. Разработать план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий в соответствии с требованиями, установленными Постановлением правительства от 15.09.2020г. № 1437 «Об утверждении Положения о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах».</p> <p>29.7. С целью снижения рисков, связанных с повреждением спецтехники трубопроводных и кабельных эстакад проектными решениями предусмотреть дополнительные меры по улучшению информированности водителей (знаки ограничения, светоотражающая окраска, освещение, дополнительная светодиодная подсветка эстакад и т.д.), а также установку предохранительных ограждений.</p> <p>29.8. При проектировании учесть требования приказов №528 от 15.12.2020 ФНП в области ПБ "Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ" и №519 от 11.12.2020 ФНП в области ПБ "Требования производству сварочных работ на опасных производственных объектах".</p>
30	Требования и условия к разработке природоохранных мероприятий, мероприятий по охране окружающей среды и результатам оценки воздействия на окружающую среду.	<p>Проектно-сметную документацию разработать в соответствии с требованиями НДТ, указанной в Приложении 1, с учетом наилучших доступных технологий, применяемых в отнесенных к областям применения видах хозяйственной и (или) иной деятельности, которые описаны в опубликованных ИТС по НДТ.</p> <p>Определить категорию проектируемого объекта в соответствии критериями отнесения к объекту НВОС на период строительства и эксплуатации. Категорию установить по каждому планируемому объекту, источнику НВОС, согласовать с Заказчиком.</p> <p>30.1 В случае отнесения объекта строительства как ОНВОС к первой категории, либо включения в эксплуатируемый объект I категории, проектному институту необходимо осуществлять проектирование объектов капитального строительства с учетом требований законодательства в отношении применения НДТ.</p> <p>30.2 Оформить отдельным разделом сведения о применении НДТ на проектируемом объекте, в котором отразить:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Сведения и перечень по применяемым ИТС по НДТ в соответствии областям применения НДТ; - Сведения и перечень по НДТ, применяемым на проектируемом объекте капитального строительства, с

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>указанием объектов применения, описанием результатов воздействия на ОПС, определением ТП НДТ для оценки.</p> <p>30.3 При рассмотрении применения в проекте НДТ соответствующих ИТС указывается аргументированное обоснование принятого решения с технико-экономическим обоснованием и выполнением оценки данной технологии в порядке, описанном в ИТС данного направления, а также с учетом методических рекомендаций Приказа Минпромторга России от 23.08.2019 N 3134 "Об утверждении методических рекомендаций по определению технологии в качестве наилучшей доступной технологии". Применяемые НДТ согласовать с Заказчиком.</p> <p>30.4 Если технология, представленная в проекте, относится к перспективным технологиям (не имеет на момент издания актуальной версии справочника двух и более внедрений), указывается аргументированное обоснование принятого решения с технико-экономическим обоснованием и выполнением оценки данной технологии в порядке, описанном в ИТС данного направления, а также с учетом методических рекомендаций Приказа Минпромторга России от 23.08.2019 N 3134 "Об утверждении методических рекомендаций по определению технологии в качестве наилучшей доступной технологии". Применяемые НДТ согласовать с Заказчиком.</p> <p>30.5 В случае не возможности применения НДТ, указанных в соответствующих ИТС, в проекте указывается аргументированное обоснование неприменения. В случае неприменения НДТ по причине отсутствия экономической эффективности ее внедрения и эксплуатации, выполнить технико-экономическое обоснование, согласовать с Заказчиком.</p> <p>30.6 При проектировании оформить отдельным разделом: Расчеты технологических нормативов, на основе технологических показателей, не превышающих технологических показателей НДТ, установленных нормативными документами в области охраны окружающей среды на основе ИТС по НДТ.</p> <p>30.7 Выполнить сопоставление технологических показателей, характеризующих каждую из применяемых на объекте (источнике), оказывающем негативное воздействие на окружающую среду, технологию с показателями НДТ, описанных в соответствующих ИТС по НДТ, для всех источников.</p> <p>30.8 Для проектируемых объектов технологического нормирования технологические показатели для выбросов, сбросов загрязняющих веществ не должны превышать установленные технологические показатели НДТ.</p> <p>30.9 Выполнить расчеты нормативов допустимых выбросов, нормативов допустимых сбросов радиоактивных, высокотоксичных веществ, веществ, обладающих канцерогенными, мутагенными свойствами (веществ I, II класса опасности), при наличии таких веществ в выбросах, сбросах загрязняющих веществ; нормативов допустимых физических воздействий; обоснования нормативов образования отходов и лимитов на их размещение.</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>30.10 В случае проектирования объектов, подлежащих получению заключения Государственной Экологической экспертизы, разработать отдельным томом раздел ОВОС в соответствии с действующими нормативными и законодательными актами.</p> <p>30.11 В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 03.03.2018 №222 "Об утверждении правил установления санитарно-защитных зон и использования земельных участков, расположенных в границах санитарно-защитных зон" выполнить расчеты уровней химического, физического и (или) биологического воздействия на атмосферный воздух за контуром проектируемого объекта (на границе землеотвода), с разработкой проекта санитарно-защитной зоны (СЗЗ) отдельным томом и получением решения Роспотребнадзора об установлении СЗЗ при превышении 1 ПДК/ПДУ или получением экспертного заключения и направлением расчетов в Роспотребнадзор при отсутствии превышений 1 ПДК/ПДУ (отсутствует необходимость установления СЗЗ).</p> <p>30.12 Разработать подраздел «Охрана водных биологических ресурсов» с предоставлением расчета ущерба, наносимого водным биологическим ресурсам и рыбным запасам, в том числе при проведении гидроиспытаний и буровзрывных работ (при наличии), согласовать расчет с Заказчиком и со всеми заинтересованными контрольно-надзорными органами.</p> <p>30.13 Разработать программу производственного экологического контроля (мониторинг) за характером изменения всех компонентов экосистемы при строительстве и эксплуатации объектов. Разработать дополнения к существующей программе локального экологического мониторинга в соответствии с требованиями.</p> <p>30.14 В разделе «Перечень мероприятий по охране атмосферного воздуха» на объектах, включающие в себя установки по сжиганию, рассеиванию попутного нефтяного газа предусмотреть расчет выбросов загрязняющих веществ и сумму платежей с учетом Постановления Правительства РФ от 08.11.2012 N 1148 (ред. от 28.12.2017) "Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа"</p> <p>30.15 В разделе компенсационные выплаты и сводном сметном расчете предусмотреть платежи за негативное воздействие на окружающую природную среду на период «Строительство» и «Эксплуатация».</p> <p>30.16 Разработать и согласовать программу компенсационных мероприятий, направленных на снижение негативного воздействия на водные биологические ресурсы и их среду обитания. Проект согласовать с органами Рыболовства, Службой по охране, контролю и регулирования использования объектов животного мира и среды обитания (при необходимости) и с другими заинтересованными лицами при их наличии.</p> <p>30.17 Выполнить расчеты по выбросам загрязняющих веществ в атмосферу в период строительства и эксплуатации.</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>30.18 Оценить воздействие от реализации рассматриваемого проекта на почвы, грунтовые воды, растительность, животный мир, воздушную среду, население и т.д.</p> <p>30.19 Разработать мероприятия по обращению с отходами производства и потребления и водоотведению на период «Строительство» предусмотреть использование мобильных установок по обезвреживанию отходов потребления и очистке сточных вод;</p> <p>30.20 Разработать раздел, установленный на основании исходной информации по существующим комплексам по накоплению, утилизации отходов производства, а также наличия договоров передачи отходов производства для размещения на полигонах муниципальных и/или других компаний соответствующего профиля;</p> <p>30.21 Разработать намечаемые для внедрения природоохранные мероприятия.</p> <p>30.22 Предусмотреть мероприятия по сбору, размещению и утилизации твердых бытовых и промышленных отходов, образующихся при строительстве и эксплуатации объекта в соответствии с требованиями природоохранного законодательства.</p> <p>30.23 При разработке подраздела условно разделить на три группы и описать способы их утилизации:</p> <p>а) отходы, образующиеся при строительстве проектируемых объектов;</p> <p>б) отходы, образующиеся при эксплуатации и ремонте проектируемых объектов;</p> <p>в) отходы, образующиеся при авариях и их ликвидации.</p> <p>30.24 Получить справку о наличии или отсутствие объектов культурного наследия. Выполнить в составе проекта «Охрана объектов культурного наследия» отдельным томом, на основании археологического обследования, провести историко-культурную экспертизу (при необходимости и по результатам официальных данных, уполномоченного органа исполнительной власти и субъекта РФ о наличии на отведенном участке объектов культурного наследия и необходимости проведения обследования на стадии проектирования, до начала строительных работ).</p> <p>30.25 Получить справку о наличии или отсутствии территорий традиционного природопользования и проживания коренных малочисленных народов, наличие фермерских хозяйств. Учесть влияние на местное население и коренные малочисленные народы Севера. В случае отсутствия на территории проведения работ предоставить информацию о ближайших родовых угодьях.</p> <p>30.26 Получить справку о наличии или отсутствии ООПТ федерального, регионального и местного уровней, а также предоставят информацию по ООПТ резерватам (если такие имеются).</p> <p>30.27 Предоставить информацию о возможных пересечениях с особо охраняемыми природными территориями. Также при отсутствии пересечения указать расстояние до ближайших ООПТ.</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>30.28 Получить справку о наличии или отсутствии на территории проектируемого объекта краснокнижных животных и растений.</p> <p>30.29 При подготовке проектной документации предусмотреть реализацию требований субъектов РФ на территории расположения проектируемых объектов.</p> <p>30.30 Отразить в разделе мероприятий по охране окружающей среды требования к подрядной организации в части получения разрешительной природоохранной документации на производство работ и осуществление платежей за негативное воздействие на окружающую среду.</p>
31	Требования к мероприятиям гражданской обороны, и предупреждению чрезвычайных ситуаций.	<p>Проектные решения разработать в соответствии с требованиями законодательных и нормативно-технических документов РФ, нормами и правилами в области гражданской обороны, защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера и нормативно-методических документов Группы Компаний ГПН, указанных в Приложении №1, с учетом следующих положений:</p> <p>31.1 Подготовить и согласовать с Заказчиком запрос на выдачу исходных данных для разработки мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера по форме, приведенной в ГОСТ Р 55201-2012 от 26.11.2012. Проектную документацию разработать в соответствии с выданными исходными данными.</p> <p>31.2 Разработку инженерно-технических мероприятий гражданской обороны, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций выполнить в соответствии с в соответствии с исходными данными и требованиями, выданными территориальными органами МЧС.</p> <p>31.3 Сделать соответствующие запросы в единую дежурно-диспетчерская служба (ЕДДС) района строительства на выдачу необходимых технических условий и подтверждения наличия технических возможностей, позволяющих обеспечить сопряжение с дежурно-диспетчерскими службами объектов, расположенных на территории региона строительства. Подрядчику обеспечить выполнение данных технических условий.</p> <p>31.4 При выполнении проектно-изыскательских работ учитывать схему передачи оперативной информации о происшествиях на объектах, установленных локальными нормативными актами Заказчика.</p>
32	Требования по пожарной безопасности.	<p>Проектно-сметную документацию разработать в соответствии с требованиями НТД и НМД указанной в приложении №1.</p> <p>Раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» разработать в соответствии с Постановлением правительства РФ от 16.02.2008г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их составлению».</p> <p>ПСД разработать в соответствии с действующими законодательными актами РФ, в том числе: ФЗ № 123 "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 г., а также других действующих</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>нормативных документов, содержащих требования пожарной безопасности федерального, регионального и отраслевого/ведомственного уровня (СП, ВНПБ, ВППБ, ВНТП, ВСН ит.д.) с учетом требований ЛНД Компании.</p> <p>В процессе разработки проектной документации осуществлять актуализацию проектных решений в соответствии с действующими законодательными актами РФ на текущий период.</p> <p>При разработке разделов наружное и внутреннее пожаротушение обязательно учитывать время свободного горения, площадь пожара к моменту подачи нормативной интенсивности огнетушащих средств. На основании полученных выводов закладывать проектные решения, которые позволят исключить риск полного уничтожения объекта/сооружения. При необходимости, закладывать локальные системы автоматического тушения и увеличенный предел огнестойкости.</p> <p>При включении в проектные решения систем автоматического обнаружения и/или пожаротушения предусмотреть вывод информации с датчиков и систем управления на АРМ оператора, устанавливаемого в операторную и дублированием в пожарное депо. АРМ оператора должен позволять оператору легко, без дополнительно уточнения определять место сработки датчика и причину. При получении сигнала оператор мог произвести с данного АРМа запуск необходимых систем защиты.</p> <p>Выбираемые типы систем пожаротушения должны быть предварительно согласованы с заказчиком (специалистами отдела пожарной безопасности, ГОиЧС). При определении системы локального автоматического пожаротушения учитывать такие параметры как эффективность, удобство и простота в монтаже и обслуживании.</p> <p>Предусмотреть оборудование объекта (территории и помещений) первичными средствами пожаротушения согласно требований постановления Правительства РФ от 16 сентября 2020 года N 1479. В текстовой и графической части проектной документации отражается информация по типам, количеству и местам установки первичных средств. Типы первичных средств должны быть предварительно согласованы с заказчиком (специалистами отдела пожарной безопасности, ГОиЧС).</p> <p>Противопожарные расстояния между объектами предусмотреть в соответствии с требованиями, изложенными в СП 4.13130 утвержденными приказом МЧС России от 18.07.2013г. №474 и требованиями Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утв. 12.03.2013г.</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>Для объектов защиты разработать Декларацию пожарной безопасности в соответствии с действующими нормативными документами.</p> <p>При проектировании блок-боксов, модулей, контейнеров и др. сооружений применять только негорючие материалы (класс конструктивной пожарной опасности С0), при отделке помещений применять материалы с классом пожарной опасности строительных материалов КМ0 или КМ1.</p> <p>Территорию, помещения, оборудовать системой оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре (СОУЭ) в соответствии с требованием СП 3.13130.2009</p> <p>Отразить в проекте численность и оснащенность пожарных подразделений необходимых для эффективного тушения возможных на проектируемом объекте пожаров. При расчете численности и техники учесть имеющуюся и/или проектируемые системы автоматического пожаротушения. При расчете учитывать: - время прибытия (время свободного горения);</p> <ul style="list-style-type: none"> - дислокацию, удаленность, техническую оснащенность, численность личного состава (боевой расчет), время прибытие дополнительных (при необходимости) подразделений пожарной охраны, привлечение которых возможно для тушения пожара на проектируемых объектах, - планы привлечения сил и средств пожарной охраны, расписания выездов гарнизонов и частей пожарной охраны, привлечение которых возможно для тушения пожара на проектируемых объектах; <p>Обосновать необходимость в потребности в блок-блоках пожарного инвентаря, с учётом возможного ближайшего размещения аналогичного пожарного оборудования и материалов на соседних Объектах. Дополнительную потребность/отсутствие потребности в блок-боксе пожарного инвентаря, его комплектацию (в т.ч. мотопомп и пенообразователя) и размещение на территории объекта до момента отражения в проектной документации согласовать с отделом пожарной безопасности, ГОиЧС.</p> <p>Указать в проекте требуемый объём пенообразователя и воды, необходимого на тушение возможных пожаров (просчитать расходы пенообразователя и воды для тушения конкретных пожаров на проектируемых объектах, включая тушения пролива).</p> <p>При разработке проектно-сметной документации учесть требования пожарной безопасности к технологическому оборудованию с обращением пожароопасных, пожаровзрывоопасных и взрывоопасных технологических сред:</p> <ul style="list-style-type: none"> - разработать мероприятия по обеспечению пожарной и взрывобезопасности. - технологическое оборудование и связанные с ним технологические процессы предусмотреть с учетом предотвращения возможности взрыва и (или) пожара в технологическом оборудовании при регламентированных

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>значения их параметров при нормальном режиме работы. Регламентированные значения параметров, определяющих пожарную и взрывопожарную опасность технологического оборудования и связанных с ним технологических процессов, допустимый диапазон их изменений принять на основании данных установленных производителем (разработчиком).</p> <ul style="list-style-type: none"> - в конструкции технологического оборудования и условий ведения связанных с ним технологических процессов предусмотреть необходимые режимы и соответствующие им технические средства, предназначенные для своевременного обнаружения возникновения пожароопасных аварийных ситуаций, ограничения их дальнейшего развития, а также для ограничения поступления горючих веществ и материалов из технологического оборудования в очаг возможного пожара. - в зданиях I и II степеней огнестойкости для обеспечения требуемого предела огнестойкости несущих элементов здания, отвечающих за его общую устойчивость и геометрическую неизменяемость при пожаре, следует применять современные методы доведения металлических конструкций до требуемого предела огнестойкости. Средства огнезащиты для стальных и железобетонных строительных конструкций следует использовать при условии оценки предела огнестойкости конструкций с нанесенными средствами огнезащиты по ГОСТ 30247.0-94, с учетом способа крепления (нанесения), указанного в технической документации на огнезащиту, и (или) разработки проекта огнезащиты. Применение тонкослойных огнезащитных покрытий для стальных конструкций, являющихся несущими элементами зданий I и II степеней огнестойкости, допускается для конструкций с приведенной толщиной металла согласно ГОСТ Р 53295-2009 не менее 5,8 мм. - средства огнезащиты для стальных и железобетонных строительных конструкций следует использовать при условии оценки предела огнестойкости конструкций с нанесенными средствами огнезащиты по ГОСТ 30247.0-94, с учетом способа крепления (нанесения), указанного в технической документации на огнезащиту, и (или) разработки проекта огнезащиты; - предусмотреть площадки для установки возле пожарных гидрантов пожарной техники (оставляя свободный проезд), предусмотреть кольцевой проезд для пожарной техники. - в проекте определить места забора воды передвижной техникой, проезды и подъездные пути для пожаротушения согласовать с Заказчиком. - предусмотреть следующие системы пожарной безопасности: Пожарная сигнализация и оповещение о пожаре

«Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5»

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>(ПС и СОУЭ); Автоматическая система управления пожаротушением (АСУ ПТ).</p> <p>- В разрабатываемые технические требования / опросные листы и тому подобное на изготовление блочных зданий и сооружений включать в обязанности завода изготовителя в сопроводительную документацию включать инструкцию по пожарной безопасности для данного блочного здания и сооружения.</p> <p>При невозможности соблюдения требований нормативных документов для сооружений, строений, для которых отсутствуют нормативные требования пожарной безопасности, должны быть разработаны специальные технические условия (СТУ), отражающие специфику обеспечения их пожарной безопасности и содержащие комплекс необходимых инженерно-технических и организационных мероприятий по обеспечению пожарной безопасности. Необходимость разработки СТУ обосновать и согласовать с Заказчиком.</p>
33	Требования к оформлению землеустроительной документации.	<p>При необходимости, землеустроительную документацию оформить на недропользователя - ООО «Газпром добыча Уренгой».</p> <p>Выполнить оформление земельных участков согласно следующих этапов.</p> <p>1. Подготовительный этап.</p> <p>В процессе подготовительных работ осуществить сбор, анализ и подготовку следующих документов и материалов:</p> <ul style="list-style-type: none"> сведений о земельных участках, занятых объектами недвижимости (чертежи границ, проектные координаты, сведений об особом режиме использования земель, о наличии межевых споров по данным земельным участкам); правоустанавливающих и правоудостоверяющих документов на объекты недвижимости и земельные участки; материалов предварительного согласования местоположения земельных участков; сведений о картографической и геодезической обеспеченности территории (топографические карты и планы); сведений о кадастровом делении района работ; расчет площадей для строительства объектов (с пообъектной разбивкой) в электронном виде и на бумажном носителе; сопроводительная записка с описанием объектов расположенных на проектируемом земельном участке в электронном виде и на бумажном носителе. обоснование установления границ испрашиваемых земельных участков в электронном виде и на бумажном носителе; при необходимости для информирования населения муниципального образования о планируемом строительстве объекта организовать и провести общественные слушания. <p>2. Предварительное согласование, схема на кадастровом плане территории (КПТ).</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>Оформить материалы предварительного согласования места размещения объектов:</p> <p>Проект границ земельного участка, необходимого для размещения проектируемого объекта, разработать в формате MapInfo, в системе координат кадастровой палаты ЯНАО.</p> <p>составить схему расположения земельного участка на КПТ;</p> <p>получить необходимые согласования, выписки (справки) для утверждения схемы расположения земельного участка на КПТ;</p> <p>обратиться в орган местного самоуправления с заявлением об утверждении схемы расположения земельного участка на КПТ;</p> <p>получить решение об утверждении схемы расположения земельного участка на КПТ;</p> <p>получить и согласовать в заинтересованных службах расчет убытков землепользователей при изъятии земель.</p> <p>передать Заказчику утвержденную схему расположения земельного участка на КПТ (оригинал и XML-формат).</p> <p>При необходимости снять с государственного кадастрового учета неиспользуемые (сданные/рекультивированные) земельные участки или их части.</p> <p>3. Историко-культурная экспертиза.</p> <p>Провести Историко-культурную экспертизу земельного участка, отводимого под строительство объекта, получить заключение в Департаменте культуры ЯНАО.</p> <p>4. Межевание, ГКУ.</p> <p>Произвести межевание земельных участков и подготовить межевые планы для постановки на государственный кадастровый учет земельных участков. Получить выписки из ЕГРН на запрашиваемые земельные участки.</p> <p>Межевые планы оформить в соответствии с требованиями, утвержденными Приказом Министерства экономического развития РФ от 8 декабря 2015 г. N 921 «Об утверждении формы и состава сведений межевого плана, требований к его подготовке», от 21 ноября 2016 г. N 735 «Об установлении примерной формы извещения о проведении собрания о согласовании местоположения границ земельных участков и признании утратившими силу некоторых приказов Минэкономразвития России».</p> <p>5. Проект планировки, проект межевания.</p> <p>При необходимости разработать проект планировки территории и проект межевания территории.</p> <p>Разработанный проект планировки территории и проект межевания территории согласовать (утвердить) в порядке, определенном Градостроительным кодексом РФ и местными нормативно-правовыми актами.</p> <p>Подготовить демонстрационные материалы для проведения публичных слушаний.</p> <p>6. Проект рекультивации нарушенных земель.</p> <p>Разработать проект рекультивации нарушенных земель отдельным томом в соответствии с требованиями регламента муниципального образования. Утвердить Заказчиком,</p>

«Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5»

33

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>согласовать в соответствующих органах исполнительной власти.</p> <p>Выполнить расчет стоимости необходимых работ рекультивации земельного участка, а также обязанностей, установленных законодательством или договором аренды земельного участка, включая упущенную выгоду. Затраты предусмотреть сметной документацией на строительство. В проектной и сметной документации предусмотреть разбивку решений и сметных затрат на техническую и биологическую рекультивацию нарушенных земель.</p> <p>7. Перевод земель.</p> <p>Осуществить процедуру перевода земельного участка из одной категории в другую:</p> <ul style="list-style-type: none"> получить необходимые согласования, выписки (справки) для перевода земельного участка в категорию, соответствующую целевому использованию; получить распорядительный акт о переводе земельного участка; получить выписки из ЕГРН на земельный участок с измененной категорией земель, разрешенным использованием. <p>8. Оформление договоров аренды земельных участков.</p> <ul style="list-style-type: none"> получить необходимые заключения и согласования для предоставления земельных участков в аренду; подготовить пакет документов, необходимых для предоставления в аренду земельных участков; получить решение о предоставлении земельных участков (при наличии); получить договор аренды земельных участков, подписанный со стороны Администрации района и передать Заказчику. <p>9. Градостроительный план.</p> <p>Разработать и утвердить в уполномоченном органе государственной власти/местного самоуправления градостроительные планы земельного участка для проектируемого объекта.</p> <p>10. Иные согласования.</p> <p>При необходимости получить заключения и согласования в т.ч.:</p> <ul style="list-style-type: none"> экспертное заключение санитарно-эпидемиологической экспертизы; заключение Федеральной службы по ветеринарному и фитосанитарному надзору; согласование отвода земельных участков, расположенных в пределах береговой полосы и выделение участков акватории внутренних водных путей, строительство на них каких-либо зданий, строений и сооружений с бассейновыми органами государственного управления на внутреннем водном транспорте; заключение уполномоченного органа государственной власти в области архитектуры и градостроительства; согласование (решение, технические условия) о предоставлении земельных участков в пределах придорожных полос, а также иных участков, требующих устройства подъездов, съездов, примыканий, а также земельных участков

«Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5»

34

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>под стоянки, остановки автомобилей (соответствующие органы ГИБДД).</p> <p>для прохождения экспертиз в федеральных надзорных органах.</p> <p>11. Привлечение подрядчиков.</p> <p>При привлечении Подрядчиком субподрядчика на выполнение вышеперечисленных работ необходимо согласовать субподрядную организацию с Заказчиком.</p> <p>12. Использование ранее отведенных земельных участков.</p> <p>Разрабатываемую и утвержденную землеустроительную документацию представить в 4 экз. (4 экз. в оригинале) на бумажном носителе и 2 экз. на электронном носителе (картографические материалы в программе MapInfo 8 и выше). Выписки из ЕГРН (оригиналы) на земельные (лесные) участки в количестве не менее 4 экземпляров.</p> <p>Землеустроительная документация передается Заказчику в папка (коробах) фабричного изготовления, конструкция которых позволяет хранить документацию без деформации в вертикальном положении, с приложением описи документов. Электронная версия (скан образы документов) должным быть идентичные оригиналам, включая все подписи и печати.</p> <p>При проведении проектно-изыскательских работ максимально использовать существующие границы отведенных земельных участков."</p>
34	Требования к проекту организации строительства.	<p>Проектные решения разработать в соответствии с требованиями законодательных и нормативно-технических документов РФ, и нормативно-методических документов Группы Компаний ГПН, указанных в Приложении №1, с учетом:</p> <ul style="list-style-type: none"> - выданных технических условий - исходных данных для проектирования организации строительства - методических указаний Компании М-01.07.03.03-01 «Требования к составу, объему и формам документов для разработки проекта организации строительства на строительство и реконструкцию объектов нефтегазодобычи» <p>34.1 При разработке ПОС предусмотреть дополнительные крытые площадки, предназначенные для временного хранения материалов, необходимых для строительства объектов.</p> <p>34.2 В соответствии с требованиями п.5.10 МДС 12-81.2007 для сложных объектов в состав проекта организации строительства дополнительно к перечисленному в п. 5.4 МДС 12-81.2007 требуется включить:</p> <ul style="list-style-type: none"> - укрупненный сетевой график, в котором указываются продолжительность основных этапов строительства объекта, очередность строительства отдельных зданий и сооружений, сроки поставки технологического оборудования, без привязки к конкретным датам; - мероприятия по освоению проектной мощности предприятия, включая пусконаладочные работы. <p>С целью соблюдения в процессе строительства обязательных требований по безопасности разделы проекта организации строительства должны содержать мероприятия по технике безопасности, подготовке и обучению персонала.</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>При разработке ПОС в обязательном порядке предусмотреть и учесть при расчете продолжительности строительства любого объекта обустройства:</p> <ul style="list-style-type: none"> - нахождение объектов обустройства большую часть года в автономии (отсутствие круглогодичного проезда для доставки грузов и тяжелой техники); - при обустройстве площадочных и линейных объектов - очередность строительства; - при инженерной подготовке любых площадок под объекты (площадочные объекты, площадки на линейных объектах) предусматривать технологический перерыв не менее 12 месяцев на консолидацию грунтов, соответственно требуется на этот срок увеличивать продолжительность строительства. <p>34.3 В соответствии с пунктом 19 статьи 51 Градостроительного Кодекса РФ разрешение на строительство выдается на весь срок, предусмотренный ПОС и в последующем, допускается продление полученного разрешения. Но исходя из пункта 20 статьи 51 Градостроительного Кодекса РФ «...по заявлению застройщика, поданному не менее чем за шестьдесят дней до истечения срока действия такого разрешения...» для обеспечения выполнения Застройщиком (Техническим заказчиком) положений действующего законодательства РФ срок продолжительности строительства любого объекта обустройства или очереди (этапа) не может быть менее 6 месяцев.</p> <p>34.4 При разработке раздела ПОС учесть затраты на энергообеспечение строительной площадки из расчета мощности временных электростанций собственных нужд (ЭСН), объема ГСМ (тн./кВт./час электроэнергии) и условий доставки ГСМ до объекта строительства.</p> <p>34.5 Все графики, разрабатываемые в рамках ПОС, должны быть разработаны при помощи ПО Primavera или Project, графики должны содержать основные физические объемы и технологические зависимости между строительными и пусконаладочными работами, подлежащими выполнению согласно ОТС, принятой в ПОС.</p> <p>Все графики, разрабатываемые в рамках ПОС, должны быть разработаны при помощи ПО Primavera или Project, графики должны содержать основные физические объемы и технологические зависимости между работами, принятыми в рамках разработки ПОС.</p> <p>34.6 В разделе ПОС «Описание проектных решений и мероприятий по охране объектов в период строительства» определить организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности на территории строительства в соответствии с действующими правилами по пожарной безопасности.</p> <p>34.7 Минимизировать «мокрые» процессы на площадках в технологии строительства объектов.</p> <p>34.8 Разработать ведомость объемов работ по вырубке лесных насаждений, корчеванию пней и утилизации порубочных остатков с поштучным указанием количества</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>деревьев, земляным работам по площадке с учетом работ на карьере, строительства зимней автомобильной дороги.</p> <p>В ПОС указать площадки для хранения древесины и места утилизации порубочных остатков. Предусмотреть несколько вариантов утилизации порубочных остатков.</p> <p>34.9 В ПОС необходимо учесть сроки проведения ПНР по оборудованию и системам, подлежащим наладке.</p>
35	Требования к сметной документации и ее составу.	<p>Сметную документацию разработать в соответствии с требованиями НМД указанной в Исходных данных для составления сметной документации и приложениям к ним (см. приложение №6).</p> <p>Локальные сметы должны быть разработаны в сметной программе «Гранд-смета» с дополнительным приложением формата XML.</p> <p>Сметная документация стадии ПД формируется базисно-индексным методом по объектам – аналогам. В обязательном порядке приложить используемые сметные расчеты по объектам-аналогам, привести данные об объектах-аналогах, их основные характеристики, данные о физических объемах и описать механизм перехода от стоимости объектов-аналогов к стоимости проектируемого объекта.</p> <p>Сметная документация стадии РД формируется по УЕР (укрупненным единичным расценкам).</p> <p>При формировании сметной документации стадии РД в УЕР обязательным условием является выпуск ВОР и ресурсных ведомостей МТР в соответствии с существующим Прейскурантом УЕР. Отсутствующие в Прейскуранте УЕР институт разрабатывает самостоятельно и согласовывает с Заказчиком.</p> <p>На момент выпуска сметной документации, параметры формирования и пересчета в текущий уровень цен согласовать с Заказчиком дополнительно с целью учета изменений/реформ ценообразования в РФ и изменения порядка определения стоимости у Заказчика.</p>
36	Требования к заказной документации, оборудованию и материалам.	<p>36.1 Опросные листы и технические требования на изготовление оборудования и материалов не должны иметь ограничительный характер, то есть стандарты и технические спецификации не должны быть скопированными (изменены) с импортного оборудования (как применяемого на объектах группы компании, так и оборудования представленного на рынках РФ и зарубежья), а должны отражать характеристики и параметры работы оборудования необходимые для эксплуатации оборудования в зависимости от условий его применения и назначения.</p> <p>36.2 Опросный лист должен сопровождаться титулом, оформленным согласно шаблону (Приложение №7).</p> <p>36.3 При разработке перечня проектируемых сооружений и категорий зданий исключить указание модели/марки оборудования/ТУ и других сведений, указывающих на завод-изготовитель.</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>36.4 Заказную документацию предоставить в виде подписанных в установленном порядке оригиналов, а также в виде электронного документа (Приложение №8), сформированного в информационной системе «Партнер» (далее – ИС «Партнер»)</p> <ul style="list-style-type: none"> – каждой позиции спецификации оборудования и материалов должен быть присвоен код Единого справочника материалов ПАО «Газпром нефть» (далее – ЕСМ) – на оборудование серийного изготовления – опросные листы; – на здания заводского изготовления (блочно-модульная поставка) - на технические требования; – на здания индивидуального изготовления (постройки) – техническое задание. – в случае, если необходимая запись отсутствует в ЕСМ, проектная организация выполняет добавление кода через функционал ИС «Партнер». <p>36.5 Работа в ИС «Партнер» осуществляется в соответствии с Регламентом взаимодействия пользователей ИС «Партнер» в рамках подготовки спецификаций к закупке, а также операционных инструкций ОИ.ПРТ.01 и ОИ.ПРТ.02. Указанные документы являются приложением к данному заданию на проектирование, а также размещены в ИС «Партнер».</p> <p>36.6 В составе проектной документации предоставить предварительные спецификации, технические требования, технические задания и опросные листы на основное технологическое оборудование длительного срока изготовления.</p> <p>36.7 Подрядчику при разработке проектной и рабочей документации посредством интерфейса системы ИС «Партнер» осуществлять формирование рекомендаций по вовлечению запасов оборудования и материалов, доступных в системе ИС «Партнер» (предварительные резервирования) всю заказную документацию согласовать с Заказчиком.</p> <p>36.8 При формировании заказной документации руководствоваться типовой документацией, указанной в приложении №2:</p> <ul style="list-style-type: none"> – при формировании опросных листов строго соблюдать действующие шаблоны опросных листов на поставку унифицированного оборудования (см. КТ-517). Разделы, зафиксированные в действующих ТТТ не подлежат дублированию в опросных листах. – при определении рабочих и конструктивных параметров, доступных для выбора, руководствоваться существующими унифицированными рядами МТР в Единой системе материалов Заказчика. Выгрузка предоставляется по запросу Подрядчику ответственным лицом Заказчика. – при формировании спецификаций и указании унифицированной единицы МТР наименование должно быть сформировано согласно ТТТ (см. раздел «Идентификатор»), с указанием шифра соответствующего ТТТ. <p>При необходимости проектирования оборудования, на которое существуют действующий ТТТ (см. КТ-517), но по проектным решениям требуется указание не типовых рабочих и</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>конструктивных параметров, вместе с Опросным листом (Техническим требованиями) должно быть предоставлено технико-экономическое обоснования выбора данного оборудования:</p> <ul style="list-style-type: none"> – экономическая оценка удорожания проектирования и процедур закупки, связанных с применением типовой документации – описание возможных последствий их реализации и примерный расчет экономических потерь – описание возможных рисков заказчика (технико-технологических, экономических, социальных, технологических и пр.), обусловленных применением типовой документации на данном конкретном объекте КС <p>36.9 Требования к оформлению перечня и материалов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – заказные спецификации выполнить отдельной книгой; – оформить отдельной книгой сборник опросных листов/технических требований и заданий заводам-изготовителям. <p>36.10 В составе рабочей документации представить спецификации (выделенные в сборники), технические требования и опросные листы на технологическое оборудование, выделив ведомость используемых МТР по всему объекту отдельным томом, в том числе и на архитектурно-строительную часть. Формат спецификаций и ведомостей Excel, а также в виде электронного документа – спецификации в ИС «Партнер» с приложением указанных документов.</p> <p>36.11 В заказных и сводных спецификациях указать альтернативные марки стали для возможной замены принятых в проектных решениях. В ИС «Партнер» для этого необходимо использовать функционал подбора материалов-замен в соответствии с ОИ.ПРТ.02.</p> <p>36.12 При разработке рабочей документации использовать только утвержденные двумя сторонами заказной документации, без каких-либо изменений.</p> <p>36.13 Заполнение опросных листов, технических заданий, технических требований выполнить максимально подробно с учетом всех специфических требований к оборудованию.</p> <p>36.14 При всех изменениях к рабочей документации, вновь кодируемые спецификации передавать Застройщику (Техническому заказчику) с бланком о внесенных изменениях.</p> <p>36.15 В составе опросных листов и технических требований на закуп оборудования проектного институту предусмотреть:</p> <ul style="list-style-type: none"> – требование о предоставлении поставщиком информации о необходимости проведения шеф-монтажных и шеф-наладочных работ по поставляемому оборудованию его сотрудниками или сотрудниками подрядной организации; – требование о предоставлении поставщиком информации о необходимости проведения пусконаладочных работ по поставляемому оборудованию его сотрудниками или сотрудниками подрядной организации;

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<ul style="list-style-type: none"> – требование о предоставлении поставщиком информации о сохранении гарантийного срока на поставляемое оборудование, в случае отказа от привлечения сотрудников поставщика к проведению ШНР и (или) ПНР; – требование о предоставлении поставщиком информации стоимости продления гарантийных обязательств; – требование о предоставлении поставщиком информации об условиях хранения оборудования и материалов; – требование о предоставлении поставщиком информации об особых квалификационных требованиях (требования по наличию дополнительных) аттестаций к сотрудникам строительно-монтажной и (или) пусконаладочной организации; – требование о предоставлении поставщиком информации о наличии собственных лицензированных (сертифицированных) центров обучения, для получения навыков пуска и безопасной работы с поставляемым оборудованием, и (или) рекомендованных центров для прохождения обучения по программе поставщика; – требование о предоставлении поставщиком информации о возможности выезда сотрудника поставщика на объект строительства для обучения эксплуатационного персонала навыкам пуска и безопасной эксплуатации поставленного оборудования; – требование о предоставлении поставщиком информации о необходимости и состав работ и стоимости по техническому (сервисному) обслуживанию поставляемого оборудования в процессе его эксплуатации, подлежащих выполнению сотрудниками поставщика»; – требования по техническому обслуживанию и ремонту оборудования, сроки ТО и ТР; – требование к поставщикам оборудования: инструкцию о разработке инструкции по эксплуатации средств автоматизации; – требование к поставщикам оборудования: инструкцию по эксплуатации оборудования; – требование о согласовании с Застройщиком (Техническим заказчиком) технологической схемы и внутренней компоновки насосных и компрессорных блоков. – поставляемое оборудование оно должно быть вновь изготовленным и ремонтпригодным (не бывшим в употреблении и не снятым с хранения), и должно соответствовать условиям эксплуатации; – для емкостного оборудования срок службы не менее 20 лет. Конструктивное исполнение и внутренняя обвязка емкостного оборудования должна быть согласована с Застройщиком (Техническим заказчиком). – для ЗРА требование об обязательном проведении стендовых гидравлических (пневматических) испытаний на прочность и плотность перед установкой на трубопровод;

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>– требование о необходимости первичной приемки оборудования, которая должна осуществляться непосредственно на заводе-изготовителе (за счет средств поставщика оборудования) и в присутствии специалистов Застройщика (Технического заказчика). Для эксклюзивного, инновационного оборудования, ранее не поставлявшегося на территории РФ, либо изготавливаемого штучно, а также для оборудования, имеющего необходимые разрешительные документы, срок действия которых заканчивается до планируемой даты изготовления, изготовитель (поставщик) данного оборудования должен гарантировать предоставление всех необходимых документов до приемки объекта в эксплуатацию;</p> <p>– требование о проведении комиссионного входного контроля Заказчиком по комплексной сборке оборудования на территории завода изготовителя с выводом на режим для последующей отправки в адрес Застройщика (Технического заказчика);</p> <p>– требования к средствам КИПиА: должен быть подготовлен отдельный перечень средств КИПиА, являющихся средствами измерения и относящихся к сфере государственного регулирования в соответствии с Федеральным законом от 26.06.2008г. №102 «Об обеспечении единства измерений», каждое такое средство измерения должно быть внесено в государственный реестр и иметь свидетельство об утверждении типа;</p> <p>– конструкции оборудования, которые должны предусматривать возможность осмотра в процессе эксплуатации, свободного и безопасного доступа к узлам и деталям с целью проведения технического обслуживания, ремонта и технического освидетельствования (диагностирования);</p> <p>36.16 Поставщик оборудования должен предоставить:</p> <p>– требования к проведению шефмонтажных работ;</p> <p>– программу проведения шефмонтажных, шефналадочных работ;</p> <p>– предельную стоимость, с указанием общей трудоёмкости в человеко-часах и часовой тарифной ставки исполнителей по категориям;</p> <p>– график 4-го уровня, с указанием сроков проведения работ, исчисляемые от даты поставки, с приложением табель-календаря пребывания сотрудников исполнителя работ непосредственно на объекте строительства.</p> <p>– сметы, выполненные ресурсным методом и/или калькуляции, в соответствии с требованиями действующей нормативной базы, по трудозатратам, выраженным в человеко-часах, с указанием:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) должностей исполнителей; 2) квалификации (категория, разряд); 3) часовой тарифной ставки; 4) периода выполнения работ в днях, с приложением табель-календаря, расшифровывающего продолжительность пребывания каждого на объекте строительства на протяжении всего периода работ.

«Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5»

41

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>– документы, подтверждающие право выполнения заявленных работ.</p> <p>– пусконаладочных работ и комплексного опробования должны быть представлены в объеме, допускающем их проведение без привлечения персонала завода-изготовителя с сохранением гарантийных обязательств;</p> <p>– расчёт потребности в материальных и энергетических ресурсах, необходимых для проведения ПНР и комплексного опробования</p> <p>– требование о включении в комплект поставки ЗИП: для проведения ПНР и ЗИП на гарантийный период эксплуатации оборудования, но не менее 24 месяцев с даты ввода оборудования в эксплуатацию. Перечень ЗИП согласовать с Застройщиком (Техническим заказчиком);</p> <p>36.17 При невозможности проведения испытаний в полном объеме до установки поставленного оборудования, машин, механизмов на месте эксплуатации, выполнить работы по подтверждению их заявленных технических характеристик, не ранее чем через 90 дней, исчисляемых от даты подписания Акта рабочей комиссии о приёмке оборудования после комплексного опробования и получения Разрешения на ввод объекта в эксплуатацию.</p> <p>36.18 Требования о следующей предоставляемой документации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – заводские паспорта на оборудование; – инструкцию завода изготовителя по эксплуатации, ремонту, техническому обслуживанию и монтажу оборудования; – технологические и монтажные схемы завода изготовителя; – техническая документация производителя на оборудование и/или инструмент, в случае применения импортного оборудования и/или инструмента документация должна быть предоставлена в том числе и на русском языке; – сертификаты, декларации (обязательные/добровольные) на соответствие требованиям технических регламентов (национальных, либо Таможенного союза) и Федерального закона "О техническом регулировании"; – действующее разрешение на применение, выданное Ростехнадзором в комплекте с заключением экспертизы промышленной безопасности и копией письма о его утверждении и регистрации (для случаев, когда заключение указано в разрешении как основание для выдачи разрешения на применение). В комплекте с копией разрешения должна быть предоставлена копия сертификата ГОСТ Р (в случае, если продукция подлежит обязательный сертификат в системе ГОСТ Р, или подлежала до вступления в силу соответствующего технического регламента, при условии, что сертификат ГОСТ Р выдан также до вступления в силу соответствующего технического регламента, и при этом не окончен срок переходного периода, установленный техническим регламентом); – комплект эксплуатационной документации на русском языке.

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
37	Требования к пусконаладочным работам и шефмонтажным работам.	ПНР выполнить в соответствии с НМД СК-01.07.05
38	Требования к рассмотрению, согласованию и прохождению внутренних экспертиз.	<p>Все проектные решения по дисциплинам проектирования должны быть согласованы Заказчиком.</p> <p>По завершению выполнения этапов разработки проектно-сметной документации, в соответствии с Календарным планом, Подрядчик передаёт Заказчику документацию в целях проведения следующих экспертиз с получением положительного заключения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Комплексная экспертиза Заказчика (Внутренняя экспертиза Заказчика) <p>Проведение экспертизы осуществить в соответствии со стандартом Группы компании ГПН СК-01.07.03.04 «Организация и проведение комплексной экспертизы Заказчиком: заданий на проектирование, основных технических решений, проектной и рабочей документации по объектам обустройства нефтяных и газовых месторождений»</p> <p>Проектную и рабочую документацию согласовать с владельцами пересекаемых сторонних коммуникаций по выданным техническим условиям на пересечения.</p>
39	Требования к рассмотрению, согласованию, прохождению экспертиз с федеральными надзорными органами.	<p>Подрядчику подготовить и согласовать в соответствующих органах:</p> <ul style="list-style-type: none"> – градостроительный план земельного участка на проектируемые объекты; – проект планировки и межевания территории. <p>Подрядчику в процессе разработки проектно-сметной документации необходимо:</p> <ul style="list-style-type: none"> – получить информационное письмо (справку) от Департамента по недропользованию о наличии/отсутствии полезных ископаемых под участком предстоящей застройки; – получить информационное письмо (справку) от государственных органов Минкультуры России об отсутствии/наличии в районе намечаемой деятельности объектов культурного наследия народов РФ в соответствии с ФЗ №73 от 25.06.2002 «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации»; – получить информационное письмо (справку) от органов государственной власти и управления об отсутствии/наличии в районе намечаемой деятельности особо охраняемых природных территориях Федерального, Регионального и местного значения в соответствии с ФЗ №33 от 14.03.1995 «Об особо охраняемых природных территориях». При наличии объектов ИКН или ООПТ Подрядчику провести соответствующие изыскания.

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<ul style="list-style-type: none"> – получить информационное письмо (справку) от органов государственной власти об отсутствии/наличии в районе намечаемой деятельности территорий традиционного природопользования коренных малочисленных народов Север, Сибири и Дальнего Востока, которые относятся к особо охраняемым природным территориям в соответствии с ФЗ №49 от 07.05.2001г. – получить санитарно-эпидемиологическое заключение о соответствии земельных участков, где намечается разместить объекты и сооружения производственной и социальной инфраструктуры, санитарным правилам (при условии их размещения на территории городских и сельских поселений) в соответствии с ФЗ №52 от 30.03.1999 г. «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения». – получить информационное письмо (справку) от Регионального центра по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среде о фоновом загрязнении атмосферного воздуха; – получить информационное письмо (справку) от Регионального центра по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среде о климатических характеристиках района; – предоставить протоколы наличия фоновых излучений (радона в том числе) со справкой о фоновых концентрациях в районе проведения работ (при необходимости); – предоставить согласования с ГО и ЧС (при необходимости); – предоставить согласованный проект на зоны санитарной охраны (при необходимости); – получить согласование от территориального управления Федерального агентства по рыболовству (при необходимости); – получить согласование от территориального бассейнового управления (ст. 28 ФЗ №74-ФЗ) (при необходимости); – получить информационное письмо (справку) от Управления Роспотребнадзора, Департамента по недропользованию, Администрации муниципальных районов о данных о поверхностных и подземных источниках хозяйственно-питьевого водоснабжения (с указанием границ их зон санитарной охраны); – получить информационное письмо (справку) от Управления ветеринарии, Администрации муниципальных районов, Роспотребнадзора о наличии/отсутствии скотомогильников, биотермических ям, других мест захоронения животных; – получить информационное письмо (справку) от Департамента природных ресурсов, Комитета по охране, контролю и регулированию использования объектов животного мира, Управления по охотничьему хозяйству с данными по численности и плотности охотничьих животных;

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>– получить информационное письмо (справку) от Департамента сельскохозяйственной политики и природопользования, Комитета по природопользованию и охраны окружающей среды, Комитета по природным ресурсам, Института биологии, Института экологии растений и животных данных о перечне редких и охраняемых видов животных, занесенных в Красные книги различного ранга;</p> <p>– получить информационное письмо (справку) от ФБУЗ Центр гигиены и эпидемиологии, Администрации района, Росстата данные по социально-экономическим и медико-биологическим характеристикам территории.</p> <p>– получить копию решения об установлении или изменении зоны с особыми условиями использования территории в случае строительства объекта капитального строительства, в связи с размещением которого в соответствии с законодательством Российской Федерации подлежит установлению зона с особыми условиями использования территории, или в случае реконструкции объекта капитального строительства, в результате которой в отношении реконструированного объекта подлежит установлению зона с особыми условиями использования территории или ранее установленная зона с особыми условиями использования территории подлежит изменению.</p> <p>Подрядчику пройти государственную экспертизу проектной документации и результатов инженерных изысканий и получить положительное заключение Государственной экспертизы, в соответствии с постановлением Правительства РФ от 05.03.2007 № 145.</p> <p>Подрядчику произвести сбор исходно-разрешительной документации и обеспечить сдачу, сопровождение и устранение замечаний от государственной экспертизы.</p> <p>Подрядчику подготовить заявление о проведении Государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий от лица Застройщика (Технического заказчика) и согласовать его с Заказчиком.</p> <p>Сопровождение, консультации и получение согласование проектной документации надзорными органами проводится Подрядчиком собственными силами.</p> <p>Подрядчику перед передачей проектной документации на ГЭЭ:</p> <p>– подготовить краткую аннотацию по материалам ОВОС при строительстве и эксплуатации объекта капитального строительства для проведения общественных слушаний на территории соответствующего района;</p> <p>– подготовить доклад по материалам ОВОС и обеспечить участие в общественных слушаниях;</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>– обеспечить публикацию объявлений в СМИ федерального, регионального и (или) местного уровней о проведении общественных слушаний с п.4.3 Приказа Госкомэкологии РФ от 16.05.2000г. №372 «Об утверждении Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в РФ» (оплата публикаций производится за счет средств Подрядчика);</p> <p>Подрядчику пройти согласование и получить положительное заключение Государственной экологической экспертизы в соответствии с требованиями законодательных и нормативно-правовых актов РФ в области охраны окружающей среды.</p>
40	Требования к составу и оформлению проектно-сметной документации.	<p>40.1 Требования к составу и содержанию проектной документации принять в соответствии с Положением «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (утв. Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 г. №87).</p> <p>40.2 Перечень по НДТ, применяемым на проектируемом объекте капитального строительства, с указанием объектов применения, описанием результатов воздействия на ОПС, определением ТП НДТ для оценки оформить отдельным приложением к Разделу 1 «Пояснительная записка» с отражением:</p> <p>- Отнесения представленных в проекте технологий к тому или иному справочнику по НДТ и разделу в нем.</p> <p>При рассмотрении применения в проекте НДТ соответствующих ИТС, а также технологий, относящихся к перспективным, указывается аргументированное обоснование принятого решения с ссылкой на выполненный технико-экономический расчет.</p> <p>Обоснования и оценки принятого решения по применяемым технологиям выполнить в порядке, описанном в ИТС данного направления.</p> <p>40.3 Рабочую документацию выполнить в объеме, необходимом для строительства, в соответствии с требованиями национальных стандартов СПДС и локальных нормативных документов Группы компании ГПН.</p> <p>40.4 Разработать документацию в соответствии с государственными стандартами системы проектной документации для строительства (СПДС) в том числе ГОСТ Р 21.1101-2013 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации», а также иными действующими техническими документами.</p> <p>40.5 Проектная и рабочая документация должна быть оформлена и иметь обозначение в соответствии с требованиями М-01.07.03.03-12.</p> <p>В технических требованиях на АСУТП предусмотреть разработку АСУ ТП, отвечающих требованиям информационной безопасности.</p> <p>40.6 Комплектность рабочей документации:</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<ul style="list-style-type: none"> – В составе рабочей документации должны быть предоставлены чертежи (ТХ, АТХ, ЭМ) с внутриблочной прорисовкой поставленного оборудования. – Каждый чертеж должен выпускаться в комплекте со спецификацией и сметой, отражающими объемы работ и МТР только по данному комплекту чертежей. Возможно формировать несколько смет на один комплект чертежей в случае, когда сметы относятся к разным главам сводного сметного расчета. – Каждый комплект чертежей комплектуется отдельным листом спецификации (АС.С, ТХ.С, ЛТ.С и т.п.). – Каждый комплект чертежей должен выпускаться в комплекте со спецификациями и сметами, отражающими объемы работ и МТР только по данному комплекту чертежей.
41	Требования к представлению отчетных материалов и приемке работ.	<p>41.1 Проектная и рабочая документация передается в формате разработки и PDF (если иное не оговорено в задании на проектирование и/или в договоре на ПИР). Документация передается по накладной с приложением Листа загрузки в формате EXCEL или CSV. Для любой направляемой документации проекта в накладной должен быть указан статус выпуска в зависимости от стадии проектирования (в соответствии М-01.07.03.03-07)</p> <p>Количество экземпляров отчетов ИИ, ПД – 4 экз., РД и смет – 4 экз, конкурсной и землеустроительной документации – 4 экз, электронные носители – 2 экз.</p> <p>В корневом каталоге диска должен находиться текстовый файл содержания.</p> <p>Каждый физический раздел комплекта (том, книга, альбом чертежей и т.п.) должен быть представлен в отдельном каталоге диска файлом (группой файлов) электронного документа. Название каталога должно соответствовать названию раздела.</p> <p>41.2 Не допускается внесение изменений в РД с заменой листов, только с обозначением замененной информации.</p> <p>41.3 Землеустроительная документация передается Заказчику в папка (коробах) фабричного изготовления, конструкция которых позволяет хранить документацию без деформации в вертикальном положении, с приложением описи документов. Электронная версия (скан образы документов) должны быть идентичные оригиналам, включая все подписи и печати.</p> <p>41.4 Землеустроительная документация должна содержать картографические материалы в программе MapInfo, выписки из ЕГРН (электронный вид) на земельные участки с измененной категорией земель и разрешенным использованием ЗУ. Разрабатываемую и утвержденную землеустроительную документацию представить в 1 экз. (в оригинале) на бумажном носителе и 1 экз. на электронном носителе (картографические материалы в программе MapInfo 8.0 и выше). Электронная версия комплекта документации передается на CD-R диске (дисках), изготовленных разработчиком документации (оригинал-диск). Допускается использовать носители формата CD-RW, DVD-R, DVD-RW и др.</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>41.5 Передача цифровой копии произвести с соответствующим оформлением. На лицевой поверхности диска должна быть нанесена печатным способом маркировка с указанием: наименования проектной (и рабочей) документации, Заказчика, разработчик, даты изготовления электронной версии, порядкового номера диска. Диск должен быть упакован в пластиковый бокс, на лицевой поверхности которого также делается соответствующая маркировка.</p> <p>41.6 Форматы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - чертежи - PDF и DWG, tab; - формат отчетной изыскательской документации - AutoCAD в условной системе координат, балтийской системе высот 1977г. - чертежи ПД и РД выдать в формате AutoCAD в Mapinfo (разбивочные планы) в условной системе координат. - текстовая информация, заказные спецификации и ведомости материалов – WORD; PDF и Excel.
42	Требования к предоставлению отчетности выполнения ПИР.	На всех этапах разработки, проектной и рабочей документации, а также проведения инженерных изысканий для строительства, Подрядчик по требованию Заказчика предоставляет графики 3 и/или 4 уровня календарно-сетевое планирования с указанием актуальных сроков разработки документации, согласно требованиям М-01.07.03.03-09 «Требования к разработке и актуализации графика выполнения проектных и изыскательских работ».
43	Приложения и исходные данные.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Перечень нормативно-технической документации и нормативно-методической документации РФ, рекомендуемой к применению при разработке ПСД 2. Физико-химические свойства нефти, газа, воды 3. Перечень типовой документации проектирования 4. Технические требования на АСУ ТП 5. Технические требования к метрологическому обеспечению 6. Исходные данные для составления сметной документации 7. Форма титульного листа ОЛ на МТР 8. Форма заказной спецификации 9. Технические требования на проектирование системы обеспечения ИБ для ИУС ПХД 10. Технические требования на проектирование подсистемы безопасности для АСУ ТП 11. Идентификационные признаки зданий и сооружений

Приложение Б
Этапы строительства



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЗАПОЛЯРЬЕ»
(ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЗАПОЛЯРЬЕ»)

Юридический адрес:
Россия, 625040, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8 «Б», кабинет 2001
ОГРН 1037740825740, ИНН 7728720448,
Адрес для корреспонденции:
Россия, 625040, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8 «Б», кабинет 2001
Тел.: +7 (3452) 53-90-27
e-mail: GPN-Zapolyar@yandex.ru
www.gazprom-neft.ru

15.06.2022 11/1.1/007377

№ _____

На № _____ от _____

*О выдаче ИД по КП-1,
КП-5 Песцового м/я*

**Главному инженеру
АО «Гипровостокнефть»**

Попову Н.П.

Уважаемый Николай Павлович!

По объекту «Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5» направляем согласованные этапы строительства, а также характеристики скважинных насосов.

Прошу учесть данную информацию при разработке документации.

Приложение:

1. Этапы строительства на 1 л. в 1 экз.
2. Характеристики скважинных насосов на 1л. в 1 экз.

С уважением,

**Начальник управления по проектно-
изыскательским работам
и взаимодействию с надзорными органами**

А.В. Воронков

Жужгин А.С.
8 (3452) 53-90-27 (77392)




**ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-
ЗАПОЛЯРЬЕ»**

Приложение 1

Этапы строительства объекта «Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5»	
Этапы строительства	Описание этапа строительства
Этап №1	ВЛ-10 кВ на КТП №3 куста №1 ВЛ-10 кВ на КТП №2 куста №5
Этап №2	Куст №1. Обустройство добывающей скважины №16 в том числе: - Сети инженерные; - Замерная установка; - Дренажная емкость; - КТП-10/0,4 кВ (№3); - Блок контроля и управления; - Прожекторная мачта
Этап №3	Куст №1. Обустройство добывающей скважины №17 в том числе: Сети инженерные
Этап №4	Куст №1. Обустройство добывающей скважины №18 в том числе: Сети инженерные
Этап №5	Куст №1. Обустройство добывающей скважины №19 в том числе: Сети инженерные
Этап №6	Куст №5. Обустройство добывающей скважины №13 в том числе: - Сети инженерные; - КТП-10/0,4 кВ (№2); - Прожекторная мачта
Этап №7	Куст №5. Обустройство добывающей скважины №14 в том числе: Сети инженерные
Этап №8	Куст №5. Обустройство добывающей скважины №15 в том числе: Сети инженерные
Этап №9	Куст №5. Обустройство добывающей скважины №16 в том числе: Сети инженерные

Приложение В

Технические условия

УТВЕРЖДАЮ:
Технический директор
ООО «Газпромнефть-Заполярье»
 **А.С. Афонин**
« ____ » _____ 2022г.

Технические условия на проектирование системы электроснабжение по объекту «Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5».

1. Разработку электротехнической части проекта выполнить в соответствии с требованиями по проектированию электроснабжения ПУЭ, ПТЭЭП, СНиП, ВСН и другой действующей нормативно-технической документации.
2. Проектом предусмотреть электроснабжение, освещение, молниезащиту и заземление зданий и сооружений проектируемых объектов согласно требованиям нормативно-технической документации.
3. Категория надежности электроснабжения электроприемников (ПУЭ-7, п.1.2.19) – третья. Для оборудования АСУ ТП, связи и арматуры ПАЗ применить источники бесперебойного питания на необходимое время поддержания работоспособности.
4. Класс напряжения – 10 кВ.
5. Точки присоединения – опоры существующих ВЛ-10 кВ на КТП №2 куста №1, ВЛ-10 кВ на КТП №1 куста №5.
6. Источник питания – ГПЭС, расположенная в районе ЦПС. ГПЭС предусматривается отдельным проектом.
7. Для приема и распределения электроэнергии на кустовых площадках №1 и №5 предусмотреть комплектные двухтрансформаторные подстанции 10/0,4кВ с секционированием на стороне 10 кВ и АВР на стороне 0,4 кВ для возможности вывода трансформаторов в ремонт, в одноблочном утепленном модульном здании полной заводской готовности. Место размещения КТП определить проектом.
8. Мощность и количество КТП определить проектом согласно подключаемых проектных нагрузок.

Требования к оборудованию:

Воздушные линии электропередачи:

1. Технические решения, принятые в проектной документации должны соответствовать требованиям НМД ТТР-01.08-03 «Воздушные линии электропередачи на напряжение 6(10), 35, 110 кВ».
2. Конструктивное исполнение ВЛ-10 кВ – одноцепные ВЛ на стальных опорах из гнутого профиля.
3. В соответствии с ТТР «Газпромнефти» провод проектируемой ВЛ-10 кВ принять изолирующий самонесущий провод СИП-3, сечение провода определить проектом (не менее 95 мм²).
4. Изоляцию ВЛ-10 кВ принять стеклянную. Линейную арматуру – серийного производства, аттестованную ПАО «РОССЕТИ», ПАО «ФСК ЕЭС».

5. Для защиты проводов применить длинноискровые разрядники типа РМК.
6. В начале отпаек, а также на концевых опорах ВЛ- 10 кВ предусмотреть установку разъединителей типа РЛК.
7. На опорах с разъединителями предусмотреть установку ОПН и птицевзащиту.
8. Заземление опор ВЛ выполнить согласно требований п.2.5.129...п.2.5.134 ПУЭ (седьмое издание) и НТД на основе данных по удельному электрическому сопротивлению грунтов по трассам проектируемых ВЛ-10 кВ.
9. Пересечения проектируемых ВЛ-10 кВ с существующими и проектируемыми автодорогами и инженерными коммуникациями выполнить в соответствии с требованиями гл. 2.5 ПУЭ (седьмое издание) и технических условий владельцев коммуникаций.
10. Проектом предусмотреть установку дорожных знаков в местах пересечения ВЛ с автомобильными дорогами, по которым предусматривается передвижение автомобилей и других транспортных средств высотой более 3,8 м. С обеих сторон от ВЛ на дорогах должны быть установлены дорожные знаки, указывающие допустимую высоту движущегося транспорта с грузом согласно требований п.2.5.260 ПУЭ (седьмое издание).
11. На всех опорах предусмотреть установку постоянных знаков и плакатов согласно требованиям ПУЭ изд. 7 п. 2.5.23, 2.5.24.
12. Подходы ВЛ-10 кВ к проектируемым двухтрансформаторным КТП 10/0,4 кВ выполнить воздухом, предусмотрев отпайку на второй воздушный ввод каждой из проектируемых КТП 10/0,4 кВ.

Кабельная продукция:

1. Для систем электроснабжения противопожарной защиты применить огнестойкий кабель.
2. Тип, марку и сечение кабельной продукции определить проектом.
3. Прокладку кабельных сетей предусмотреть преимущественно по эстакадам в лотках.
4. Для прокладки взаиморезервирующих кабелей применить двухсторонние кабельные эстакады.
5. Климатические характеристики кабельной продукции, проложенной на кабельных эстакадах должны обеспечивать возможность ее монтажа при температуре окружающего воздуха до минус 35°С и надежной эксплуатации при температуре окружающего воздуха до минус 60°С.
6. Вся кабельная продукция должна иметь соответствующую документацию, подтверждающую возможность ее применения на территории Российской Федерации в заданных проектом условиях.
7. Применить кабельную продукцию для наружных инженерных сетей с изоляцией из этиленпропиленовой резины. Кабельная продукция должна соответствовать утвержденными в ООО «Газпромнефть» техническим требованиям и требованиям МЭК.

Трансформаторные подстанции:

1. Технические решения, принятые при проектировании, должны соответствовать требованиям ТТР-01.08-01 «Типовая схема и технические решения к трансформаторной подстанции 6(10)/0,4 кВ для кустовых площадок» ПАО «Газпром Нефть».

2. Мощность трансформаторов и состав оборудования определить проектом.
3. Для питания потребителей на кустовой площадке применить двухтрансформаторные подстанции для возможности вывода трансформаторов в ремонт, коэффициент загрузки трансформаторов в аварийном режиме не более 1,0.
4. В РУНН КТП, НКУ предусмотреть ячейки с односторонним обслуживанием.
5. В трансформаторных подстанциях предусмотреть учет электроэнергии по вводам и СН с возможностью хранения профилей мощности и возможностью передачи данных в систему АСУЭ через цифровой интерфейс.
6. Площадку станций управления разместить на одном постаменте с КТП. На площадке станций управления предусмотреть место для установки станций управления (со встроенными выходными фильтрами), повышающих трансформаторов ТМГН.
7. Размещение наземного оборудования погружных ЭЦН выполнить таким образом, чтобы минимизировать (ограничить) возможность приближения неэлектротехнического персонала к высоковольтному оборудованию (ТМГН), разработать проектом способ заземления наземного оборудования, позволяющий это выполнить в максимально сжатые сроки без применения сварки.

Требования к прокладке наружных электрических сетей:

1. Кабельные трассы предусмотреть на кабельных эстакадах и эстакадах, совмещенных с технологическими и инженерными сетями, на перфорированных кабельных лотках с крышками с применением стандартных углов поворота, ответвления в горизонтальной и вертикальной плоскости. Кабельные конструкции для прокладки кабелей на эстакадах принять оцинкованными.
2. Метод оцинкования кабеленесущих систем – горячее цинкование, толщину цинкового слоя определить проектом с учетом коррозионных условий окружающей среды, срок службы покрытия не менее 10 лет.
3. Для прокладки взаиморезервирующих кабелей применить двусторонние кабельные эстакады.

Требования к электроосвещению:

1. Освещенность площадок принять согласно требований СП 52.13330.2016.
2. Напряжение сетей: рабочего, аварийного освещения – 230 В, ремонтного - 12 В.
3. Для освещения помещений принять светильники со светодиодными лампами.
4. Наружное освещение предусмотреть на прожекторных мачтах.
5. Тип прожекторов, количество прожекторных мачт и место их расположения определить проектом. Применить прожекторы со светодиодными лампами. Управление прожекторами наружного освещения должно осуществляться автоматически по уровню естественной освещенности с возможностью переключения на ручное управление. Для ремонтно-аварийных отключений на каждой прожекторной мачте предусмотреть установку силовых ящиков с рубильником.

Требования к молниезащите и заземлению:

1. Принять систему заземления TN-S.
2. Выполнить мероприятия по молниезащите, заземлению, уравниванию потенциалов в соответствии с требованиями ПУЭ изд.7, РД 34.21.122-87 и СО 153-34.21-122-2003.

3. Молниеприемники установить на прожекторных мачтах, при необходимости применить отдельностоящие молниеотводы. Количество мачт, молниеотводов, их месторасположение определить проектом.

Проект электроснабжения согласовать с Заказчиком.

Срок действия технических условий - два года.

**Руководитель по энергоснабжению –
Главный энергетик ООО «Газпромнефть-Заполярье»**



В.Г. Унцов

Приложение Г**Идентификационные признаки зданий и сооружений**

Здание/ сооружения	Классификация по ОК 013-2014		Классификация по ОК 029- 2014		Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на их безопасность	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Принадлежность к опасным производственным объектам	Пожарная и взрывопожарная опасность	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Уровень ответственности
	Код	Наименование	Код	Наименование						
Сооружения на кусте скважин № 1										
Скважина, оборудованная электропогружным насосом типа ЭЦН – 4 шт.	220.41.2 0.20.308	Сооружения обустройства нефтяного месторождения	06.1 0	Добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа	Входит в инфраструктуру объекта добычи углеводородного сырья	Зона распространения многолетнемерзлых грунтов	ОПО	взрывопожароопасная	отсутствуют	нормальный

Блок измерительной установки - 1 шт.	220.41.2 0.20.308	Сооружения обустройства нефтяного месторождения	06.1 0	Добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа	Входит в инфраструктуру объекта добычи углеводородного сырья	Зона распространения многолетнемерзлых грунтов	ОПО	взрывопожароопасная	отсутствуют	нормальный
Площадка подземной дренажной емкости ЕД-001, V=8 м ³ – 1 шт.	220.25.29. 11.140	Цистерны (баки), резервуары и другие емкости (кроме емкостей для сжатого или сжиженного газа) из черных металлов или алюминия	06.1 0	Добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа	Входит в инфраструктуру объекта добычи углеводородного сырья	Зона распространения многолетнемерзлых грунтов	ОПО	пожаро-взрывоопасная	отсутствуют	нормальный
Комплектная двухтрансформаторная подстанция (КТП-10/0,4 кВ) совмещенная с площадкой станций управления и повышающих трансформаторов для УЭЦН – 1 шт.	210.00.1 1.10.730	Здания трансформаторных подстанций	06.1 0	Добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа	Входит в инфраструктуру объекта добычи углеводородного сырья	Зона распространения многолетнемерзлых грунтов	Не ОПО	пожароопасная	отсутствуют	нормальный

Блок контроля и управления – 1 шт.	220.41.2 0.20.308	Сооружения обустройства нефтяного месторождения	06.1 0	Добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа	Входит в инфраструктуру объекта добычи углеводородного сырья	Зона распространения многолетнемерзлых грунтов	ОПО	взрывопожароопасная	отсутствуют	нормальный
Прожекторная мачта с молниезащитой – 1 шт.	220.41.2 0.20.626	Сооружение антенно-мачтовое	06.1 0	Добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа	Входит в инфраструктуру объекта добычи углеводородного сырья	Зона распространения многолетнемерзлых грунтов	ОПО	пожароопасная	отсутствуют	нормальный
ВЛ-10 кВ т. присоединения на кусте №1 - КТП №3 куста №1	220.42.2 2.11.110	Линии (кабели) электропередачи высокого напряжения	06.1 0	Добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа	Входит в инфраструктуру объекта добычи углеводородного сырья	Зона распространения многолетнемерзлых грунтов	Не ОПО	Пожаробезопасная	отсутствуют	нормальный
Сооружения на кусте скважин № 5										
Скважина, оборудованная электропогружным насосом типа ЭЦН – 4 шт.	220.41.2 0.20.308	Сооружения обустройства нефтяного месторождения	06.1 0	Добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа	Входит в инфраструктуру объекта добычи углеводородного сырья	Зона распространения многолетнемерзлых грунтов	ОПО	взрывопожароопасная	отсутствуют	нормальный

Комплектная двух трансформаторная подстанция (КТП-10/0,4 кВ) совмещенная с площадкой станций управления и повышающих трансформаторов для УЭЦН – 1 шт.	210.00.1 1.10.730	Здания трансформаторных подстанций	06.1 0	Добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа	Входит в инфраструктуру объекта добычи углеводородного сырья	Зона распространения многолетнемерзлых грунтов	Не ОПО	пожароопасная	отсутствуют	нормальный
Прожекторная мачта с молниеотводом – 1 шт.	220.41.2 0.20.626	Сооружение антенно-мачтовое	06.1 0	Добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа	Входит в инфраструктуру объекта добычи углеводородного сырья	Зона распространения многолетнемерзлых грунтов	ОПО	пожароопасная	отсутствуют	нормальный
ВЛ-10 кВ т. присоединения на кусте №5 - КТП №2 куста №5	220.42.2 2.11.110	Линии (кабели) электропередачи высокого напряжения	06.1 0	Добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа	Входит в инфраструктуру объекта добычи углеводородного сырья	Зона распространения многолетнемерзлых грунтов	Не ОПО	Пожаробезопасная	отсутствуют	нормальный

Приложение Д

Операторский договор №ГПН-3-2018-350

ДОГОВОР № ГПН-3-2018-350



г. Новый Уренгой

«29» декабря 2018 года

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Уренгой», юридическое лицо, созданное и действующее по законодательству Российской Федерации, далее именуемое как «**Заказчик**», в лице заместителя генерального директора **Кобычева Владимира Фёдоровича**, действующего на основании доверенности № АК/38-589 от 03.12.2018, и

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть – Заполярье», юридическое лицо, созданное и действующее по законодательству Российской Федерации, далее именуемое как «**Оператор**», в лице генерального директора **Крупеникова Владимира Борисовича**, действующего на основании Устава, с другой стороны, далее совместно именуемые как «**Стороны**», а по отдельности «**Сторона**», заключили настоящий Договор.

1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Слова и термины, используемые в настоящем Договоре, должны иметь то значение, которое определено ниже, если в тексте Договора не оговорено иначе. Определение терминов, приведенное в единственном числе, в равной степени относится к множественному числу и наоборот.

1.1. **Акты о количестве Углеводородов** – имеет значение, указанное в п.7.15 Договора.

1.2. **Акты приёмки Услуг** – Акт сдачи-приемки Услуг по добыче и подготовке к транспортировке нефти, составляемый в соответствии с Приложением №8а к Договору, Акт сдачи-приемки Услуг по добыче и подготовке к транспортировке КГН, составляемый в соответствии с Приложением №8б к Договору, Акт сдачи-приемки Услуг по добыче и подготовке к транспортировке СОГ (ПГ), составляемый в соответствии с Приложением №8в к Договору, Акт сдачи-приемки Услуг по добыче и подготовке к транспортировке СОГ (ПНГ), составляемый в соответствии с Приложением №8г к Договору, Акт сдачи-приемки Услуг по добыче и подготовке к транспортировке ПНГ, составляемый в соответствии с Приложением №9 к Договору.

1.3. **Арбитражная проба** – контрольная проба, используемая для проведения Арбитражного анализа.

1.4. **Арбитражный анализ** – контрольный анализ на соответствие качества нефти и нефтяной эмульсии требованиям условий Договора, проводимый в независимой лаборатории при возникновении разногласий в оценке качества между Заказчиком и Оператором. Независимая лаборатория выбирается по согласованию заинтересованных сторон. При проведении арбитражного анализа могут присутствовать заинтересованные стороны.

1.5. **Газоконденсатная залежь** – залежь, в которой насыщающие её углеводороды в условиях начального пластового давления и температуры находятся в газообразном состоянии, а при снижении пластового давления ниже начального, в газообразном и жидком состояниях.

1.6. **Договор поставки КГН** – имеет значение, указанное в п.5.5.1 Договора;

1.7. **Договор покупки ПНГ** – имеет значение, указанное в п. 5.5.1 Договора;

1.8. **Договор покупки СОГ** – имеет значение, указанное в п. 5.5.1 Договора;

1.9. **Договор поставки нефти** – имеет значение, указанное в п. 5.5.1 Договора.



формировать основные фонды Оператора, необходимые для оказания Оператором услуг по настоящему Договору.

1.11. **Заказчик** – Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Уренгой», обладающее Лицензиями на право пользования недрами.

1.12. **Земельный отвод** –участок земной поверхности, выделенный Оператору, необходимый для строительства объектов недвижимости (в т.ч. зданий, сооружений, коммуникаций и иных объектов) на Договорной территории.

1.13. **Землеустроительные работы** – комплекс технических, экономических и правовых действий и мероприятий по изучению состояния земель, планированию и организации рационального использования земель и их охраны, образованию новых и упорядочению существующих земельных участков и установлению их границ на местности, организации рационального использования гражданами и юридическими лицами земельных участков.

1.14. **Использование (расход) Углеводородов на собственные нужды** – часть попутного нефтяного газа, полезно используемого для проведения обязательных технологических операций, предусмотренных действующими Технологическими схемами, с преобразованием потенциальной энергии попутного нефтяного газа в тепловую, электрическую, механическую и другие виды энергии.

1.15. **Исследовательские работы** – комплекс работ по контролю за состоянием разработки нефтегазоконденсатных залежей Месторождений, предусмотренный требованиями действующего технологического проектного документа.

1.16. **Контролирующее лицо** - лицо, имеющее право прямо или косвенно (через подконтрольных ему лиц) распоряжаться в силу участия в подконтрольной организации и (или) на основании договоров доверительного управления имуществом, и (или) простого товарищества, и (или) поручения, и (или) акционерного соглашения, и (или) иного соглашения, предметом которого является осуществление прав, удостоверенных акциями (долями) подконтрольной организации, более 50 процентами голосов в высшем органе управления подконтрольной организации либо право назначать (избирать) единоличный исполнительный орган и (или) более 50 процентов состава коллегиального органа управления подконтрольной организации. **Подконтрольным лицом (подконтрольной организацией)** признается юридическое лицо, находящееся под прямым или косвенным контролем Контролирующего лица.

1.17. **Лицензионный участок** – участок недр, составляющий Месторождения, расположенные на территории Пуровского и Надымского районов Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, детально описанный в Лицензиях, на который уполномоченные органы государственной власти предоставляют Заказчику исключительное право на разведку и добычу полезных ископаемых.

1.18. **Лицензии** – две лицензии: (i) лицензия СЛХ 02080 НЭ Уренгойского участка недр (в отношении Ен-Яхинского месторождения) со сроком действия до 31.12.2038 (с учётом любой пролонгации срока действия) и (ii) лицензия СЛХ 02078 НЭ Песцового участка недр (в отношении Песцового месторождения) со сроком действия до 31.12.2041 (с учётом любой пролонгации срока действия), удостоверяющие право Заказчика на разведку и добычу Углеводородного сырья на Лицензионном участке, включающая в себя текстовые, графические и иные приложения (с учётом любых изменений и дополнений), являющиеся их неотъемлемой частью и определяющие основные условия пользования недрами.

1.19. **Маркшейдерско-геодезические работы** – вид производственной деятельности, обязательность которой при пользовании недрами закреплена Законом РФ от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах», Постановлением Правительства РФ от 28 марта 2012 г. № 257 «О лицензировании производства маркшейдерских работ», «Положением о геологическом и

маркшейдерском обеспечении промышленной безопасности и охраны недр», утвержденным Постановлением Федерального горного и промышленного надзора России от 22 мая 2001 г. № 18.

1.20. Месторождения – два месторождения: (1) Ен-Яхинское месторождение и (2) Песцовое месторождение, содержащие подземное скопление Углеводородов, залегающих в одном или нескольких расположенных одно под другим коллекторах или горизонтах, которые рассматриваются как одно целое в целях его рационального освоения, расположенное в пределах Лицензионного участка.

1.21. Методика – методика по учёту добычи полезных ископаемых на Месторождениях, устанавливающая единые требования к организации учета добываемых Углеводородов, порядку учетных операций, формам представления результатов учета, а также метрологическому обеспечению учета УВ, которая будет подготовлена и согласована на условиях, указанных в п.п. 5.2.39 и 5.4.10 Договора, и будет являться неотъемлемой частью настоящего Договора.

1.22. Методика (метод) измерений (ММИ) – совокупность конкретно описанных операций, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с установленными показателями точности (ФЗ №102-ФЗ от 26.06.2008).

1.23. МУПН – мобильная установка подготовки нефти.

1.24. МКОС – мобильный комплекс освоения скважин (кустовая сепарационная подготовка нефти).

1.25. Нефтегазоконденсатная залежь – нефтяная залежь с газоконденсатной шапкой.

1.26. Оперативный учёт – комплекс операций, проводимых Оператором, обеспечивающих оперативный контроль объемов добычи (извлечения) Углеводородов по каждой скважине и по Месторождениям в целом, их сбора, подготовки, технологических потерь, а также использования (расхода) Углеводородов на собственные нужды.

1.27. Оператор – ООО «Газпромнефть-Заполярье», обладающее необходимыми свидетельствами о допуске, лицензиями, сертификатами и другими разрешительными документами для оказания Услуг, квалифицированным персоналом, обладающим знаниями и навыками, необходимыми для оказания Услуг на Договорной территории в соответствии с условиями настоящего Договора.

1.28. Основные фонды Оператора – совокупность объектов инфраструктуры (производственные, складские и офисно-бытовые помещения и т.д.), необходимые для оказания Услуг, которыми Оператор будет владеть (на праве аренды или по иным основаниям) при обустройстве Месторождений в период действия настоящего Договора. Основные фонды включают в себя эксплуатационные скважины, технологические установки (комплексы) и трубопроводы, здания, строения, сооружения, оборудование, помещения, производственные площадки и другие законченные строительством объекты производственного и жилищно-гражданского назначения.

1.29. Отчётный период – период (месяц, квартал, год), определяемый нормативными документами бухгалтерского учёта, который включает происшедшие на его протяжении или относящиеся к нему факты хозяйственной деятельности, отражаемые экономическим субъектом в бухгалтерском учёте и бухгалтерской отчётности.

1.30. Охрана недр – система технических, экономических и организационно-правовых мероприятий, обеспечивающих эффективное, полное комплексное использование недр.

1.31. Охрана окружающей среды – деятельность, направленная на сохранение и восстановление природной среды, рациональное использование и воспроизводство природных ресурсов, предотвращение негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду и ликвидацию его последствий.

1.32. ПАО «Газпром» - публичное акционерное общество, учрежденное в соответствии с законодательством Российской Федерации под государственным регистрационным номером (ОГРН) 1027700070518, имеющим местонахождение (и юридический адрес) по адресу: 117420, Российская Федерация, г. Москва, ул. Намёткина, д. 16.

1.33. ПАО «Газпром нефть» - публичное акционерное общество, учрежденное в соответствии с законодательством Российской Федерации под государственным регистрационным номером (ОГРН) 1025501701686, имеющим местонахождение (и юридический адрес) по адресу: 190000, Российская Федерация, г. Санкт-Петербург, ул. Галерная, д. 5, литер А.

1.34. Персонал – рабочие, служащие, специалисты и руководители, состоящие в трудовых отношениях с Оператором, задействованные в оказании Услуг по настоящему Договору, а также персонал Субподрядчиков, привлечённых Оператором к оказанию Услуг по настоящему Договору.

1.35. Планы добычи Углеводородов (Планы добычи УВ) – документы, оговаривающие ориентировочные объемы добычи Углеводородов на трёхлетний период / предстоящий год / квартал планируемого года, исходя из показателей, предусмотренных действующим технологическим проектным документом (Технологической схемой), и конъюнктуры рынка углеводородов, составляемые в соответствии с Положением о порядке планирования и учёта объёмов добычи углеводородов дочерними обществами ОАО «Газпром» и организациями с долевым участием ОАО «Газпром» от 22.06.2006 № 122 (ныне – ПАО «Газпром»).

1.36. Пластовый флюид – природная ископаемая смесь, состоящая из углеводородных и неуглеводородных компонентов, в том числе воды, а также механических примесей, добываемая из недр.

1.37. Проектно-сметная документация (ПСД) - вся разработанная и утверждённая в предусмотренном законодательством порядке для оказания Услуг проектно-техническая документация, создаваемая или используемая в процессе исполнения Договора, включая совокупность документов (расчетов, чертежей, планов поступления и расходования денежных средств и т.д.), необходимых, в том числе, для сооружения вновь строящегося или реконструируемого (ремонтируемого) объекта недвижимости на Месторождениях.

1.38. Пункт передачи – технологический объект, на котором Оператором осуществляется количественный и качественный учёт и измерение передаваемого для дальнейшей транспортировки Углеводородного сырья Заказчику. Пунктом передачи является:

- при вывозе нефтяной эмульсии или нефти автотранспортом – стояк налива МКОС, расположенного непосредственно на кусте (кустах) нефтяных скважин или на УПН (МУПН);
- при транспортировке по нефтепроводу – коммерческий Узел измерений (СИКН) №1, входящий в состав установки подготовки нефти согласно Схеме по сдаче продукции,
- при передаче ПНГ – коммерческий Узел измерений расхода и количества газа №2, расположенный на входе в установку комплексной подготовки газа (УКПГ-11В) Заказчика, согласно Схеме по сдаче продукции,
- при передаче СОГ – коммерческий Узел измерений расхода и количества газа №3, расположенный на выходе из установки комплексной подготовки газа (УКПГ-16) до входа в газопровод подключения Песцового месторождения к системе газопроводов Ямбург-Центр, согласно Схеме по сдаче продукции,
- при передаче КГН – коммерческий Узел измерений №6, входящий в состав установки подготовки газа УНТС согласно Схеме по сдаче продукции.

1.39. СИКН (система измерения количества и показателей качества нефти) – узел измерений, предназначенный для измерений количества нефти при товарно-транспортных операциях.

1.40. **Стандартные условия** – характеристика стандартного состояния системы для приведения количества Углеводородов, измеренной в коммерческом Узле измерений, к стандартным условиям при $T_{ст}= 20^{\circ}\text{C}$ и $P_{ст}= 101,325$ кПа.

1.41. **Субподрядчики** – юридические лица, привлекаемые Оператором для оказания предусмотренных настоящим Договором Услуг на основе отдельных договоров.

1.42. **Схема по сдаче продукции** – принципиальная технологическая схема с обозначением объектов добычи, подготовки к транспорту, узлов измерения и точек передачи продуктов, с учетом материальных потоков продуктов и сырья, указанная в Приложении №19 к Договору.

1.43. **Технологические потери** – промышленные потери части добываемых из недр Углеводородов, связанные с принятыми Технологическими схемами и технологией разработки Нефтегазоконденсатных и Газоконденсатных залежей, расположенных в пределах Лицензионных участков, включая объекты добычи, подготовки, обусловленные несовершенством технологических процессов и оборудования, и не являющиеся нарушением условий настоящего Договора стороной, допустившей данные потери.

1.44. **Технологические схемы** – проектные документы на разработку и обустройство Месторождений (с учётом изменений и дополнений, утверждённых в установленном порядке), а именно:

- Технологическая схема разработки Ен-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения (ООО «Газпром добыча Уренгой»), утверждена Протоколом заседания Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС № 7165 от 22.12.2017;

- Технологическая схема разработки нижнемеловых отложений Песцового нефтегазоконденсатного месторождения с выделением периода опытно-промышленной эксплуатации, утверждена Протоколом заседания ТО ЦКР РОСНЕДРА по ЯНАО № 23-09 от 26.06.2009.

1.45. **Требования в области Охраны недр** – основные требования по Охране недр, изложенные в ст. 23 Закона РФ от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах».

1.46. **Требования в области Охраны окружающей среды** – предъявляемые к хозяйственной и иной деятельности обязательные условия, ограничения или их совокупность, установленные законами, нормативными правовыми актами, техническими регламентами, природоохранными нормативами, государственными стандартами и иными нормативными документами в области Охраны окружающей среды.

1.47. **Углеводородное сырье (УВС) или Углеводороды (УВ)** – углеводороды природного происхождения, прошедшие процесс промышленной подготовки. К Углеводородам в целях настоящего Договора относятся:

- **нефть нефтяных оторочек** – нефть, добываемая через нефтяные и газоконденсатные скважины нефтяных оторочек нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей;
- **нефтяная эмульсия (сырая нефть)** – пластовый флюид, прошедший первичную сепарацию и дегазацию, состоящий из смеси углеводородов широкого физико-химического состава, который содержит растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси и другие химические соединения;
- **газоконденсатная смесь (ГКС)** – природная ископаемая газожидкостная смесь, добываемая из газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей, содержащая газ горючий природный, конденсат газовый, воду и другие углеводородные компоненты;
- **нефть товарная** – нефть, подготовленная к транспортировке автомобильным или трубопроводным транспортом, качество которой соответствует Государственному стандарту РФ ГОСТ Р 51858 – 2002 «Нефть. Общие технические условия», если иные допустимые отклонения не согласованы Сторонами;

- **газ горючий природный попутный** (или «ПНГ») – газ горючий природный из всех видов месторождений, добываемый через нефтяные скважины. Качество попутного нефтяного газа должно соответствовать согласованным всеми заинтересованными Сторонами требованиям и устанавливается дополнительным соглашением в зависимости от принятых проектных решений.
- **газ горючий природный** (или «ПГ») – сложная газообразная смесь, состоящая преимущественно из метана и содержащая этан и более тяжелые углеводороды, а также азот, диоксид углерода, водяные пары, серосодержащие соединения, инертные газы;
- **конденсат газовый нестабильный (КГН)** – конденсат газовый, содержащий в растворенном виде газообразные углеводороды и неуглеводородные компоненты, направляемый на переработку с целью выделения С1-С4 и очистки от примесей (воды, хлористых солей, сернистых и других соединений);
- **СОГ** – газообразная товарная продукция, состоящая в основном из метана и этана с примесями других углеводородных и неуглеводородных компонентов, предварительно подготовленная до соответствия принятых стандартов для пункта сдачи, включает СОГ (ПГ) и СОГ (ПНГ), в т.ч.
- **СОГ (ПГ)** – сухой отбензиненный газ, продукт подготовки ПГ, соответствующий требованиям СТО Газпром 089-2010;
- **СОГ (ПНГ)** – сухой отбензиненный газ, продукт подготовки ПНГ, соответствующий требованиям СТО Газпром 089-2010.

1.48. Узлы измерений:

1.48.1. **Узел измерений (учёта) коммерческий** – совокупность сертифицированных средств измерительной техники, вспомогательных устройств и измерительных трубопроводов, которая предназначена для измерения, регистрации результатов измерений Углеводородов в натуральном выражении, приведенных к стандартным условиям, а также определения показателей качества нефти и попутного нефтяного газа, СОГ и КГН, по результатам измерений которых Сторонами осуществляется взаиморасчет, а также инвентаризация и арбитраж.

1.48.2. **Узел измерений расхода и количества нефти** – совокупность сертифицированных средств измерительной техники и вспомогательных устройств, которая предназначена для измерений, регистрации результатов измерений и расчетов массового расхода и массы брутто добытой нефти, а также, при необходимости, для определения показателей качества.

1.48.3. **Узел измерений расхода и количества попутного нефтяного газа** – совокупность сертифицированных средств измерительной техники, вспомогательных устройств, исполнительных механизмов и измерительных трубопроводов, которая предназначена для измерений, регистрации результатов измерений и расчетов объема добытого попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, а также определения его показателей качества (в том числе компонентного состава).

1.48.4. **Узел измерений расхода и количества природного газа** – совокупность сертифицированных средств измерительной техники, вспомогательных устройств, исполнительных механизмов и измерительных трубопроводов, которая предназначена для измерений, регистрации результатов измерений и расчетов объема добытого природного газа, приведенного к стандартным условиям, а также определения его показателей качества;

1.48.5. **Узел измерений расхода и количества СОГ** – совокупность сертифицированных средств измерительной техники, вспомогательных устройств, исполнительных механизмов и измерительных трубопроводов, которая предназначена для измерений, регистрации результатов измерений и расчетов объема СОГ, приведенного к стандартным условиям, а также определения его показателей качества.

1.48.6. **Узел измерений технологический** – узел измерений, предназначенный для измерений расхода и количества газа или нефти в технологических целях (контроля и управления технологическими процессами, контроля эффективности и оптимизации режимов работы оборудования, контроля технологических потерь).

1.48.7. **Узел измерений хозрасчетный** – узел измерений сертифицированный, отвечающий метрологическим требованиям, по данным которого оценивается хозяйственная деятельность Оператора.

1.48.8. **Узел измерений расхода и количества конденсата газового нестабильного (КГН)** – совокупность сертифицированных средств измерительной техники и вспомогательных устройств, которая предназначена для измерений, регистрации результатов измерений и расчетов массового расхода и массы брутто добытого КГН, а также, при необходимости, для определения показателей качества.

1.49. **УКПГ** – установка комплексной подготовки газа.

1.50. **УНТС** – установка низкотемпературной сепарации, предназначенная для промышленной подготовки природного и попутного нефтяного газа с целью извлечения из него газового конденсата и удаления влаги путем дросселирования за счет резкого снижения температуры.

1.51. **УПГ** – установка подготовки газа;

1.52. **Услуги** – имеет значение, изложенное в п.2.1 Договора.

1.53. **Учёт** – упорядоченный сбор, регистрация, оформление первичной документации и обобщение производственной информации о наличии и движении Углеводородов путем документального оформления всех операций, связанных с добычей (сбором, подготовкой Углеводородов), передачей нефти и попутного нефтяного газа, а также с их фактическими потерями и использованием (расходом) на собственные нужды.

1.54. **ФАС** – Федеральная антимонопольная служба Российской Федерации и её территориальные органы (или любой иной орган, являющийся правопреемником ФАС в тот или иной момент времени).

1.55. **ЦПС** – центральный пункт сбора, предназначенный для сепарации нефти и газа, обезвоживания, обессоливания и стабилизации нефти с целью обеспечения максимального выхода товарной нефти, сокращения её потерь при транспорте, очистки пластовых и других сточных вод и подачи их на сооружения по поддержанию пластового давления, первичной подготовки газов конечных ступеней к транспорту, а также для перекачки и учета товарной нефти в общей системе сбора и подготовки нефти, газа и воды к транспорту и использованию.

1.56. **Чистая цена реализации нефти** – цена реализации нефти, формируемая по принципу экспортной альтернативы (“*netback*”) на ежемесячной основе в порядке, определенном в Приложении №20 настоящего Договора, для целей расчёта стоимости Услуг Оператора в соответствии с п. 4.1 Договора.

2. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА

2.1. Оператор по настоящему Договору возмездного оказания услуг обязуется оказать услуги по добыче и подготовке углеводородного сырья и транспортировке углеводородной продукции на Месторождениях.

Указанные услуги включают:

- добычу (извлечение) Углеводородов из Нефтегазоконденсатных и Газоконденсатных залежей Месторождений на земную поверхность;
- подготовку и передачу Углеводородов с целью получения товарной нефти, ПНГ, КГН и СОГ, по своему качеству отвечающих требованиям соответствующих стандартов (далее – «Услуги»).

Услуги оказываются при условии соблюдения технологического процесса добычи (извлечения) Углеводородов и сопутствующих технологических процессов, предусмотренных техническими проектами, планами и схемами развития горных работ, включая (а) закачку сточных вод, захоронение отходов (в том числе радиоактивных) и вредных веществ; (б) возврат (закачку) в недра использованных или попутно извлеченных подземных вод; (в) обеспечения промышленной безопасности, охраны недр и окружающей среды; (г) получения в уполномоченных органах государственной власти разрешительных документов, необходимых для достижения целей, предусмотренных действующими Технологическими схемами.

В соответствии с условиями настоящего Договора Оператор обязуется на взаимосогласованных между Сторонами условиях и с соблюдением требований Технологических схем оказать вышеназванные Услуги, а Заказчик обязуется принять и оплатить такие Услуги в размере и порядке, установленном настоящим Договором.

2.2. Условия и порядок выполнения Оператором услуг, не конкретизированных настоящим Договором, но необходимых для оказания услуг по настоящему Договору, определяются и согласовываются Сторонами путем заключения дополнительных соглашений к настоящему Договору без изменения формулы определения стоимости услуг.

2.3. При исполнении настоящего Договора Стороны обязаны обеспечивать соблюдение условий Лицензий, относящихся к деятельности каждой из Сторон на Месторождениях.

2.4. Оператор вправе при разработке Месторождения привлекать для оказания Услуг по настоящему Договору Субподрядчиков, оставаясь единственно ответственным перед Заказчиком за результаты и качество оказываемых Услуг.

3. ПРАВА СОБСТВЕННОСТИ НА УГЛЕВОДОРОДЫ, ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВУЮ ИНФОРМАЦИЮ, НЕДВИЖИМОСТЬ

3.1. Положения настоящего Договора не могут рассматриваться как разрешающие передачу Лицензий от Заказчика к Оператору или каких-либо прав на пользование недрами, приобретенных Заказчиком в установленном порядке.

3.2. Пластовый флюид, извлеченный Оператором из недр Месторождений, Углеводороды, находящиеся на всех этапах технологической цепочки подготовки к транспортировке, а также результаты промысловой подготовки – товарная нефть, СОГ, КГН и ПНГ, являются собственностью Заказчика.

3.3. Оператор несёт ответственность за риски случайной утери, потери качества нефти, СОГ, КГН и ПНГ до их передачи Заказчику на соответствующем Пункте передачи. Указанная ответственность переходит от Оператора к Заказчику при передаче указанной продукции на соответствующем Пункте передачи.

3.4. Заказчику принадлежат права на весь объем первичной и полученной во время оказания Оператором Услуг геолого-промысловой информации, а также на иные материалы, относящиеся к Услугам. Оператор обязан по акту передачи документации передать Заказчику, а Заказчик обязан принять и хранить всю первичную геолого-промысловую информацию и прочие материалы. Вознаграждение Оператора за систематизацию и передачу Заказчику геолого-промысловой информации включено в общую стоимость Услуг по настоящему Договору. Оператор вправе иметь копии любой такой информации, полученной при исполнении Услуг, а также иные материалы, относящиеся к Услугам для использования их исключительно в целях оказания Услуг по Договору при условии заключения между сторонами соглашения о конфиденциальности.

Копии такой информации должны быть возвращены Оператором Заказчику в течение 30 (тридцать) календарных дней после окончания действия Договора по акту приёма-передачи документации, подписанному Сторонами.

В случае привлечения Оператором Субподрядчиков в целях исполнения настоящего Договора, доступ Субподрядчиков к геолого-промысловой информации, и иной конфиденциальной информации Заказчика осуществляется при условии письменного разрешения Заказчика, в соответствии с заключенным между Оператором и Заказчиком соглашением о конфиденциальности.

3.5. Оператор разрабатывает, а Заказчик в соответствии с п. 5.4.1 при отсутствии обоснованных замечаний согласовывает проектно-сметную документацию (далее – ПСД) для обустройства и разработки Месторождений, при этом Оператор является собственником данной ПСД, а также может осуществлять на Договорной территории строительство объектов недвижимости (в т.ч. объектов обустройства), необходимых для оказания Услуг, предусмотренных настоящим Договором.

Право собственности на указанные объекты оформляется на Оператора, при этом Оператор несёт ответственность за все нарушения, допущенные им в рамках исполнения данного пункта Договора, в том числе, связанные с нарушением гражданского, земельного, лесного, экологического и иного законодательства РФ.

4. СТОИМОСТЬ УСЛУГ И ПОРЯДОК РАСЧЕТОВ

4.1. Стоимость Услуг рассчитывается по формуле:

$$S_i = S_{ni} + S_{КГНi} + S_{СОГ(ПГ)i} + S_{СОГ(ПНГ)i} + S_{ПНГi}, \text{ где:}$$

i – отчетный месяц;

S_i – стоимость оплаты Услуг, руб.;

S_{ni} – стоимость оплаты Услуг на добычу, подготовку и передачи товарной нефти (нефти) Заказчику, рассчитывается по формуле:

$$S_{ni} = Q_n * (P_n - R_n - C_n) - N_n, \text{ где}$$

Q_n – масса нетто переданной Заказчику нефти, т / мес.;

P_n – Чистая цена реализации нефти, руб./т, определяемая в соответствии с Приложением №20 Договора;

R_n – прогнозная на месторождении ставка НДС на нефть на месторождении за отчетный месяц, руб./т;

C_n – согласованная Сторонами скидка на нефть, составляет 1 руб./т;

N_n – корректировка на фактический НДС на нефть за месяц, предшествующий отчетному, которая рассчитывается по формуле:

$$N_n = Q_{n(\text{пред.})} * (R_{нф(\text{пред.})} - R_{н(\text{пред.})})$$

$Q_{n(\text{пред.})}$ – масса нетто переданной Заказчику нефти за месяц, предшествующий отчетному, т / мес.;

$R_{нф(\text{пред.})}$ – фактическая ставка НДС на нефть на месторождении за месяц, предшествующий отчетному, определяемая на основании опубликованных данных на сайтах МЭР РФ и ФНС РФ, руб./т;

$R_{н(\text{пред.})}$ – прогнозная ставка НДС на нефть на месторождении за месяц, предшествующий отчетному, принятая при расчете стоимости оплаты Услуг на добычу, подготовку и передачу товарной нефти Заказчику за месяц, предшествующий отчетному, руб./т;

$S_{КГНi}$ – стоимость оплаты Услуг на добычу, подготовку и передачи конденсата газового нестабильного (КГН) Заказчику, рассчитывается по формуле:

$$S_{КГНi} = Q_{КГНi} * (P_{КГНi} - R_{КГНi} - C_{КГНi}) - N_{КГНi}, \text{ где}$$

$Q_{КГНi}$ – масса нетто переданного Заказчику КГН, т / мес.;

$P_{КГНi}$ – доведенная Заказчиком цена реализации КГН, руб./т;

направить Заказчику ответ с предложением времени и места проведения переговоров.

Переговоры должны быть проведены в форме очного (ых) совещания (й) с обязательным составлением протокола (ов) по их результатам, подписанных уполномоченными лицами Сторон.

Срок проведения переговоров не должен превышать 30 (тридцать) календарных дней с момента получения ответа другой Стороны о времени и месте проведения переговоров.

В случае уклонения одной из Сторон от участия в переговорах и/или недостижения Сторонами согласия, любая из Сторон имеет право в порядке, установленном статьёй 12 настоящего Договора, обратиться в суд с требованием о компенсации вышеуказанных расходов.

4.12. Для покрытия возможных расходов Заказчика, связанных с изменением выплат НДС за добычу полезных ископаемых «газ природный» и «конденсат» по залежам, разрабатываемым Заказчиком на Песцовом месторождении, возникших в результате добычи Углеводородов Оператором, Стороны в течение 1 (одного) календарного года с момента заключения Договора добросовестно проведут переговоры для выработки и закрепления механизма решения, который позволит компенсировать данные расходы Заказчика по указанным договорам, путем направления части выручки Оператора от превышения цены нефти марки Brent 50 долларов (США) за баррель на компенсацию соответствующих (вышеуказанных) расходов Заказчика.

5. ПРАВА И ОБЯЗАННОСТИ СТОРОН

5.1. Оператор для оказания Услуг по настоящему Договору **имеет право:**

5.1.1. Привлекать к оказанию Услуг по настоящему Договору Субподрядчиков.

5.1.2. Запрашивать и получать у Заказчика, а также в предусмотренных законодательством случаях от органов государственной власти и подведомственных организаций, необходимую для оказания Услуг по настоящему Договору, информацию и документы.

5.1.3. Использовать часть попутного нефтяного газа на собственные нужды в объемах, необходимых для оказания Услуг на Договорной территории на основании отдельного договора поставки газа на собственные нужды. Объемы использования на собственные нужды и утилизации попутного нефтяного газа при разработке Месторождений оговариваются по форме Приложения №2.

5.1.4. Осуществлять корректировку Планов добычи УВ в соответствии с процедурой, указанной в п. 5.2.1 и 5.4.3 Договора.

5.1.5. Предлагать изменения в Технологические схемы, которые по обоснованному мнению Оператора необходимы для исполнения Оператором Услуг.

5.1.6. Совместно с Заказчиком принимать участие в обсуждении и согласовании в органах государственной власти (в т.ч. в центральной комиссии по разработке) Технологических схем и изменений в Технологические схемы.

5.1.7. В случае нарушения Заказчиком обязательства, предусмотренного п. 5.4.9 Договора, и невозможности Оператора осуществлять полезное использование попутного нефтяного газа на Месторождениях, утилизировать ПНГ путём сжигания или иным образом на своё усмотрение, но не более 30 (тридцати) календарных дней с момента нарушения Заказчиком обязательства, предусмотренного п. 5.4.9.

Стороны незамедлительно определяют причину остановки приема ПНГ, проводят переговоры в течение 30 (тридцати) календарных дней с момента прекращения приема ПНГ и принимают все необходимые меры по восстановлению приема ПНГ на объекты Заказчика.

В случае дальнейшей невозможности осуществлять полезное использование попутного нефтяного газа на Месторождениях, Оператор утилизирует ПНГ путём сжигания или иным образом на своё усмотрение, но не более 60 (шестидесяти) календарных дней с момента

прекращения приема ПНГ Заказчиком.

5.1.8. При необходимости использования Оператором инфраструктуры Заказчика, оказания Заказчиком Оператору услуг, выполнения работ и иного содействия, которые могут запрашиваться Оператором для целей оказания Услуг по настоящему Договору, Стороны вправе заключить отдельные договоры (соглашения) на возмездной основе.

5.2. Оператор обязан:

5.2.1. Составлять Планы добычи Углеводородов на трёхлетний период на основании действующих Технологических схем и иных документов, связанных с оказанием Услуг на Месторождении (Приложение 1) и предоставлять предварительные данные, а именно:

- до 01 февраля текущего года:

- предложения по добыче Углеводородов на предстоящий трехлетний период с разбивкой по Месторождениям;

- предложения по балансу газа.

до 01 мая текущего года:

- прогноз (план) добычи Углеводородов на предстоящий трехлетний период;

- расход газа на собственные нужды с поквартальной разбивкой по Месторождениям на первый предстоящий год;

- максимальные пиковые уровни добычи в осенне-зимние периоды в текущем году и в предстоящий трехлетний период.

на согласование Заказчику, руководствуясь «Положением о порядке планирования и учёта добычи углеводородов дочерними обществами ПАО «Газпром» (утверждено приказом от 22.06.2006 № 122) и Р Газпром 075-2009 «Планирование и учёт объёмов переработки углеводородного сырья в ПАО «Газпром».

Ежеквартальные объёмы добычи Углеводородов предоставлять Заказчику за 45 дней до начала планируемого квартала.

Осуществлять корректировку Планов добычи Углеводородов в соответствии с процедурой, указанной в данном пункте Договора.

5.2.2. Ежеквартально составлять и предоставлять для информации Заказчику Технологический режим работы скважин по форме Приложения №6а и 7а.

5.2.3. Оказывать Услуги в соответствии с условиями настоящего Договора, дополнительных соглашений к нему, условиями Лицензий, требованиями законодательства (в том числе требований ФЗ-116 от 21.07.1997 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями и дополнениями) и сопутствующих федеральных норм и правил при эксплуатации опасных производственных объектов (ОПО) (обязательное страхование гражданской ответственности владельца ОПО, регистрация ОПО, ввод в эксплуатацию ОПО, подготовка разрешительной документации на эксплуатацию ОПО и др.)), утвержденных в установленном порядке стандартов (норм, правил) по технологии ведения работ, связанных с пользованием недрами, и при подготовке Углеводородов, требований технических проектов, планов и схем развития горных работ, руководствоваться требованиями Технологических схем.

5.2.4. Соблюдать утвержденные в установленном порядке требования (стандарты, нормы, правила), регламентирующие условия Охраны недр, атмосферного воздуха, земель, лесов, водных объектов, а также зданий и сооружений от вредного влияния Услуг, связанных с пользованием недрами.

5.2.5. После ликвидации объектов обустройства произвести за свой счёт рекультивацию земельных (лесных) участков, принадлежащих Оператору на правах аренды / субаренды, используемых Оператором в процессе оказания Услуг по Договору, в том числе рекультивацию земельных (лесных) участков, размещение на которых согласовано Заказчиком.

5.2.6. По согласованию с Заказчиком при прекращении Договора ликвидировать или законсервировать за свой счёт только те скважины, которые (1) находятся в собственности или в аренде у Оператора и (2) были использованы Оператором для оказания Услуг.

5.2.7. Обеспечивать наличие квалифицированного Персонала для оказания Услуг и обслуживания применяемых при оказании Услуг Основных фондов Оператора на должном техническом и исполнительском уровне с использованием эффективных технологических и эксплуатационных методов в соответствии с условиями настоящего Договора.

5.2.8. Обеспечить утилизацию сточных вод (в т.ч. хозяйственно-бытовых), попутно извлеченных подземных вод, использованных (для собственных производственных и технологических нужд) вод на основании проектной и разрешительной документации, разработанной Оператором (в объёме, оговоренном в Приложении №3).

5.2.9. Организовать и обеспечить непрерывное функционирование и автоматическую передачу данных Заказчику о добыче, подготовке Углеводородов, Технологических потерях, использовании Углеводородов на собственные нужды, количестве и качестве товарной продукции в процессе оказания Услуг в соответствии с требованиями нормативной документации. Схема организации передачи данных, объём параметров, периодичность передачи информации будут определены дополнительным соглашением Сторон до ввода в эксплуатацию объектов обустройства Месторождений.

5.2.10. Обеспечить в соответствии с нормативной документацией Федеральных органов исполнительной власти и ПАО «Газпром» при оказании Услуг по настоящему Договору:

- Оперативный учёт, ведение и хранение первичной учетной документации по количеству объемов добычи Углеводородов;
- разработку норм расхода попутного нефтяного газа на собственные нужды и заключение договора поставки ПНГ на собственные нужды с Заказчиком;
- Оперативный учёт, ведение и хранение первичной учетной документации по использованию (расходу) попутного нефтяного газа на собственные нужды через хозрасчетные узлы измерений;
- разработку, согласование с Заказчиком нормативов Технологических потерь Углеводородов по Месторождениям, их Оперативный учёт;
- учёт, ведение и хранение первичной учетной документации по фактическим потерям Углеводородов, включая нормативные, и потерям, обусловленным нарушением правил (регламентов) эксплуатации технологических установок, режимов технологических процессов, несанкционированными действиями, авариями, а также обстоятельствами непреодолимой силы (Приложения 10, 10а, 11);
- коммерческий учёт, ведение и хранение первичной учетной документации по передаче товарной нефти, СОГ, КГН и ПНГ Заказчику через коммерческие Узлы измерений;
- идентификацию и регистрацию опасных производственных объектов (ОПО) Оператора в государственном реестре ОПО;
- составление на каждый технологический процесс технологического регламента.

5.2.11. Своевременно и оперативно предоставлять Заказчику информацию и документацию, связанную с оказанием Услуг по настоящему Договору, учитывая, что временем закрытия суточных балансов Углеводородов (снятие картограмм или распечаток автоматических вычислителей по расходу Углеводородов) необходимо считать 10.00 часов суток, следующих за отчетными (время московское). Закрытие месячных объемов Углеводородов производится на 10.00 часов (время московское) первого числа месяца, следующего за отчетным. Порядок, формы и периодичность представления Оператором информации и документации, связанной с оказанием Услуг по настоящему Договору, в том числе отчетов об Услуге Оператора за сутки и за месяц, предоставление которых предусмотрено п. 7.5

настоящего Договора, будут определены дополнительным соглашением Сторон в соответствии с требованиями к отчетности, в том числе статистической, принятыми у Заказчика, которые должны быть переданы Оператору по актам приёма-передачи документации.

5.2.12. Оформлять в установленном порядке паспорта качества на товарную нефть, СОГ, КГН и попутный нефтяной газ, переданные Заказчику по форме Приложений 14, 14а, 14б и 15.

5.2.13. Согласовывать с Заказчиком путём направления письменного запроса сроки проведения на объектах Основного фонда Оператора планово-предупредительных ремонтов и других работ, связанных с изменением объёма оказываемых Услуг по Договору:

- при плановых работах – за 30 (тридцать) календарных дней до даты начала проведения работ;

- при внеплановых работах – за 3 (три) календарных дня до даты начала проведения работ.

При возникновении аварийной ситуации уведомлять Заказчика о необходимости проведения работ незамедлительно.

5.2.14. Обеспечивать всеми видами технологической связи технологические процессы, связанные с оказанием Услуг. Поддерживать устойчивую телефонную связь и автоматическую передачу данных в производственно-диспетчерскую службу Заказчика в формате, объеме и с периодичностью, определенными в процессе оказания Услуг в соответствии с дополнительным соглашением, заключенным на момент начала добычи нефти.

5.2.15. Не препятствовать допуску представителей государственных контролирующих органов на Договорную территорию.

5.2.16. Обеспечить необходимое количество средств индивидуальной защиты на рабочих местах, соблюдать требования норм и правил промышленной, пожарной, экологической безопасности и охраны труда в соответствии с требованиями, предъявляемыми законодательством РФ, внутренними документами Заказчика к подрядным организациям.

5.2.17. Обеспечить соблюдение требований норм промышленной и пожарной безопасности на Договорной территории. Обеспечить выполнение мероприятий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций, в том числе по охране объектов от пожаров и их пожарно-профилактическому обслуживанию, собственными или нештатными аварийно-спасательными формированиями. При наступлении чрезвычайных обстоятельств, включая аварии, пожары и другие исключительные обстоятельства, Оператор обязан предпринимать все разумные и возможные меры с тем, чтобы свести к минимуму возможный ущерб и обеспечить безопасность людей.

5.2.18. Согласовать с Заказчиком за 30 (тридцать) календарных дней до ввода объектов обустройства в эксплуатацию, путем письменного направления Заказчику:

- планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах;
- планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на опасных производственных объектах.

5.2.19. Обеспечить соблюдение требований норм противофонтанной безопасности, до начала оказания Услуг по настоящему Договору заключить договор с профессиональной противофонтанной службой на оказание услуг по профилактике и ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов и в течение 1-го рабочего дня с момента заключения договора копию договора предоставить в адрес Заказчика.

5.2.20. Обеспечить соблюдение решений (требований) проектной документации по разработке и эксплуатации природных (геологических) ресурсов и объектов Месторождений, в том числе выполнение программы Исследовательских работ.

5.2.21. Организовать обеспечение безопасности Персонала, Основных фондов Оператора, информации и добытых (извлеченных) Углеводородов от различного рода преступных посягательств (внутреннего и внешнего характера), в том числе от угроз диверсионно-террористической направленности и угроз информационной безопасности, а также организовывать взаимодействие с региональными структурами (Частными охранными предприятиями (ЧОП), согласованными с ПАО «Газпром») в части совместного обеспечения безопасности Персонала, Основных фондов Оператора и добытых Углеводородов.

5.2.22. Своевременно, но не более 1-го часа от момента возникновения неблагоприятных для Заказчика последствий при оказании Услуг, и обстоятельств, не зависящих от Оператора, создающих невозможность оказания Услуг либо их завершения в срок, предупреждать Заказчика путем направления информации в производственно-диспетчерскую службу Заказчика и до получения от него указаний приостанавливать оказание Услуг. После получения от Заказчика указаний о возобновлении оказания Услуг Оператор возобновляет оказание Услуг в течение 3-х (трех) календарных дней после получения соответствующего указания.

5.2.23. Организовать и обеспечить получение в уполномоченных органах государственной власти разрешительных документов, необходимых для оказания Услуг по настоящему Договору, в том числе лицензий на пользование недрами для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых (включая закачку восточных вод, захоронение отходов (в том числе радиоактивных)) и вредных веществ, возврата (закачки) в недра использованных или попутно извлеченных подземных вод) и т.п.

5.2.24. Поддерживать автодороги на территории Месторождений, используемые Оператором в период строительства и эксплуатации объектов недвижимости согласно согласованному Сторонами перечню, в исправном состоянии (Приложение 25 к Договору), а также соблюдать требования Порядка выдачи специального разрешения на движение по автомобильным дорогам ООО «Газпром добыча Уренгой» транспортного средства, осуществляющего перевозки тяжеловесных и (или) крупногабаритных грузов, и возмещения вреда, причиняемого указанным автомобильным дорогам сторонними транспортными средствами, осуществляющими перевозки тяжеловесных грузов (Приложение 23 к Договору).

5.2.25. Оператор обязан организовать и обеспечить за свой счёт выполнение землеустроительных и кадастровых работ, для оформления земельных (лесных) участков в соответствии с действующим земельным и лесным законодательством РФ, в аренду ООО «Газпром добыча Уренгой» (по объектам недропользования) – с последующей передачей таких земельных (лесных) участков в субаренду Оператору.

5.2.26. Обеспечить выполнение необходимого комплекса Маркшейдерско-геодезических работ, необходимых для обеспечения требований безопасности при пользовании недрами, а именно:

Полевые работы:

- производство маркшейдерских съемок и создание топографических планов застроенных территорий масштабов 1:25000 - 1:500 (ДНС, КНС, кустовых площадок, линейных объектов);
- вынос в натуру проектных решений по объектам разведки, разработки и обустройства м/р (скважин, площадных и линейных объектов). Контроль соответствия построенных объектов проектным решениям;
- планово-высотное определение координат скважин.

Камеральные работы:

- расчет и выдача данных для бурения скважин;

- расчет координат пластопересечений;
- контроль и приемка исполнительных маркшейдерских и топографо-геодезических съемок построенных объектов нефтедобычи.

5.2.27. Не допускать провоз, хранение, распространение (в том числе торговли) алкогольных, наркотических, токсических, психотропных веществ, взрывчатых веществ, оружия (в т.ч., охотничьего) и боеприпасов; употребление спиртных напитков, наркотических, токсических и психотропных веществ или нахождение в состоянии алкогольного, наркотического или иного опьянения работниками Оператора и лицами, привлекаемыми им для оказания Услуг по Договору, на территории Месторождения, территориях или объектах, которыми Заказчик владеет или пользуется на законных основаниях.

5.2.28. Обеспечить выезд персонала Оператора или Субподрядчика, привлекаемых им для оказания Услуг, с территории Месторождений и объектов Заказчика в течение 5 (пяти) рабочих дней с момента прекращения (расторжения) с ним трудового договора, а также в течение 90 календарных дней с момента окончания срока действия настоящего Договора (или его прекращения (расторжения)).

5.2.29. Для обеспечения допуска на объекты и территорию Заказчика оформить и передать Заказчику на бумажных и электронных носителях общедоступные источники персональных данных, созданные при наличии конкретного, информированного и сознательного согласия работников, лиц, выполняющих работы (оказывающих услуги) по гражданско-правовым договорам, иных лиц (именуемые в дальнейшем - работники), включающие:

- фамилию, имя, отчество работника;
- дату и место его рождения;
- сведения о занимаемой должности;
- данные документа, удостоверяющего личность работника и его гражданство;
- сроки и наименование объекта, на котором работником будут выполняться работы (оказываться услуги);
- режим работы работника во время пребывания на объектах и территории Заказчика;
- согласие на обработку персональных данных работника,

в соответствии с Инструкцией о пропускном и внутриобъектовом режимах ООО «Газпром добыча Уренгой».

Для обеспечения доступа автотранспортных средств на объекты и территорию Заказчика оформить и предоставить Заказчику необходимые документы, предусмотренные Инструкцией о пропускном и внутриобъектовом режимах ООО «Газпром добыча Уренгой», Регламентом взаимодействия между Управлением корпоративной защиты ООО «Газпром добыча Уренгой» и филиалом ПАО «Газпром» «Северо-Уральское межрегиональное управление охраны ПАО «Газпром» в г. Новом Уренгое по осуществлению пропускного режима на территории нефтегазоконденсатных месторождений, передаваемых Оператору в составе исходно-разрешительной документации Приложение № 24 к настоящему Договору.

5.2.30. В случаях привлечения к Услуге иностранных граждан производить согласование их доступа на объекты и территорию Заказчика в соответствии с Инструкцией о пропускном и внутриобъектовом режимах ООО «Газпром добыча Уренгой» (Приложение 24 к Договору).

5.2.31. Назначать ответственных лиц в местах проживания своих работников для своевременного реагирования и принятия мер по недопущению и пресечению возможных нарушений общественного порядка и установленных правил проживания на объектах и территориях Заказчика и представить информацию об ответственных лицах Заказчику.

5.2.32. Обеспечить соблюдение требований, установленных на объектах и территории Заказчика пропускного и внутриобъектового режимов как своими работниками, так и

работниками Субподрядчиков, в соответствии с Приложением №24 к Договору, а также оказывать содействие Заказчику в обеспечении безопасности объектов топливно-энергетического комплекса в соответствии с Федеральным законом от 21.07.2011 № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса».

5.2.33. Выполнять работы природоохранного назначения (разработка нормативов предельно-допустимых выбросов, нормативов допустимых сбросов, проекта нормативов образования отходов и лимитов на их размещение, проекта рекультивации земель, проект санитарно-защитных зон, получение лицензии на обращение с отходами, проведение производственного экологического контроля и мониторинга, утилизация отходов, рекультивация и др.) за счёт собственных средств.

5.2.34. Предпринимать все возможные мероприятия с целью исключения образования сверхнормативной платы за негативное воздействие на окружающую среду (в том числе, при сжигании на факельной установке и рассеивании ПНГ) в соответствии с требованиями Федерального закона от 10.01.2002 № 7, Постановления Правительства от 08.10.2012 № 1148, Постановления Правительства от 13.09.2016 № 913 и иных требований законодательства, в случае нарушения Заказчиком обязательств п. 5.4.9.

5.2.35. Уведомлять Заказчика с помощью факсимильной связи (3494) 94-80-22 или электронной почты pds@gd-urengoy.gazprom.ru о планируемых объемах нефти и нефтяной эмульсии к вывозу не менее чем за 12 (двенадцать) рабочих дней до начала месяца отгрузки.

5.2.36. При отборе проб составлять Акт отбора проб (образец – Приложение № 17) и проводить регистрацию в Журнале регистрации проб нефти, ПНГ, СОГ и КГН (образец – Приложение № 18).

5.2.37. Обеспечить наличие методик измерений, средств измерений и (или) технических систем и устройств с измерительными функциями, соответствующих требованиям, устанавливаемым Министерством энергетики Российской Федерации, измеряющих объем фактически добытого и сожжённого на факельных установках и (или) рассеянного попутного нефтяного газа.

5.2.38. Осуществлять эксплуатацию коммерческих узлов измерений товарной нефти, КГН, СОГ и ПНГ с соблюдением требований СТО Газпром 5.3-2006 (с изм.1) «Обеспечение единства измерений. Расход и количество углеводородных сред. Технические требования к узлам учёта», СТО Газпром 5.37-2011 «Обеспечение единства измерений. Единые технические требования на оборудование узлов измерения расхода и количества природного газа, применяемых в ОАО «Газпром», СТО Газпром 5.71-2016 «Обеспечение единства измерений. Правила эксплуатации узлов измерений расхода (объёма) энергоносителей».

5.2.39. В срок до ввода в эксплуатацию объектов инфраструктуры Месторождений разработать с привлечением независимого российского научно-технического центра (третьей стороны):

- методики (методы) измерений (далее – ММИ) по каждому узлу измерений углеводородного сырья, согласно Схемы сдачи продукции (приложение №19) и аттестовать их в соответствии с требованиями ФЗ от 26.06.2008 №102-ФЗ (либо использовать стандартизированные);

- Методику по учёту добычи полезных ископаемых на Месторождениях, согласовать её с Заказчиком. В целях определения количества добытого (извлеченного) полезного ископаемого, количества фактически добытого полезного ископаемого и количества фактических потерь полезного ископаемого для налогообложения налогом на добычу полезных ископаемых, Методика должна содержать отдельные разделы, определяющие учёт количества в разрезе видов углеводородного сырья, в понимании пп.3 п.2 ст.337 Налогового Кодекса РФ.

5.2.40. При разработке залежей Месторождений, разрабатываемых Оператором без участия Заказчика, соблюдать все требования Лицензий и прочие условия разработки, содержащиеся в Технологических схемах, не совершать действий, которые в результате нарушения

технологии добычи могут привести к частичной или полной остановке добычи Заказчиком Углеводородов из залежей Месторождений, разрабатываемых Заказчиком без участия Оператора, в том числе, к невозможности добычи Углеводородов в результате разубоживания таких залежей Месторождений, либо иным образом отрицательно повлиять на объёмы и сроки добычи Углеводородов, либо существенно увеличить расходы Заказчика на разработку и добычу Углеводородов.

5.2.41. Обеспечить внесение изменений в Технологические схемы и дополнения к ним в соответствии с Правилами разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденными приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 14.06.2016 № 356, методическими рекомендациями по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья утверждёнными распоряжением Минприроды России от 18 мая 2016 г. N 12-р, классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов утвержденными приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477, при условии, что такие изменения в Технологические схемы затрагивают только Нефтегазоконденсатные и Газоконденсатные залежи Месторождений, разрабатываемые Оператором по настоящему Договору.

5.2.42. Оператор подтверждает, что он ознакомлен до подписания настоящего Договора с локальными нормативными актами ПАО «Газпром» и Заказчика, на которые имеется ссылка в данном Договоре. При оказании Услуг Оператор обязан руководствоваться разработанными, действующими на момент заключения Договора документами, переданными Заказчиком Оператору на основании оформленного в письменном виде акта приема-передачи документации.

5.2.43. При наступлении чрезвычайных ситуаций (в том числе аварий), возникших в процессе оказания Услуг на Договорной территории, Оператор незамедлительно приступает к ликвидации и локализации последствий указанных ситуаций, а также уведомляет об этом Заказчика посредством передачи информации в ПДС Заказчика.

5.2.44. Принять на контроль и обслуживание законсервированные и ликвидированные поисково-разведочные скважины государственного фонда, пробуренные со вскрытием валанжинских отложений, согласно Приложениям 21, 22 по итогам проведения совместного комиссионного обследования.

5.2.45. Осуществлять в установленном порядке контроль за техническим состоянием фонда поисково-разведочных скважин, обеспечить предоставление актов обследования законсервированных (1 раз в год) и ликвидированных (1 раз в 2 года) скважин, а также прилегающей территории в соответствии с ФНИП в области ПБ «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Российской Федерации от 12.03.2013 № 101 при условии соблюдения требований, указанных в п. 5.2.44.

5.2.46. Проводить за свой счет работы по мониторингу, техническому обслуживанию, устранению выявленных нарушений, а также другие работы в отношении скважин и прилегающей территории (площадки скважины и технологических проездов), в том числе ликвидацию скважин, не планируемых к использованию.

5.3. Заказчик вправе:

5.3.1. В любое время проверять ход и качество оказания Услуг по настоящему Договору, выполняемых Оператором как силами собственного Персонала, так и с привлечением Субподрядчиков, не вмешиваясь в производственно-хозяйственную деятельность Оператора. В случае обнаружения нарушений, некачественного оказания Услуг, отклонения от утвержденных проектных и нормативных документов, представителями Заказчика, совместно с уполномоченными представителями Оператора, составить акт с перечнем нарушений. Не является вмешательством в производственно-хозяйственную деятельность Оператора действия Заказчика по контролю:

ООО «Газпромнефть-Запад»
Для внутреннего пользования

- количества и качества товарной продукции, метрологических характеристик коммерческих и хозрасчётных узлов измерений Углеводородов;
- выполнения условий настоящего Договора, требований природоохранного законодательства и законодательства об Охране недр, нормативных документов Федеральных органов исполнительной власти и ПАО «Газпром».

5.3.2. Производить в любое время отбор проб нефти, КГН, попутного нефтяного газа и СОГ для определения физико-химических показателей качества.

5.3.3. Проводить предварительно необъявленные осмотры вахтовых общежитий, в которых проживают работники Оператора и Субподрядчиков на основании отдельного договора.

5.3.4. На возмездной основе предоставлять Оператору услуги, в т.ч. услуги с использованием собственного или арендованного оборудования в части технологической связи, метрологического обеспечения, подключения энергопотребляющего оборудования Оператора к источникам энергоснабжения, услуги по пользованию объектами социально-бытовой инфраструктуры, автодорогами на Месторождении, принадлежащими Заказчику. Вышеназванные услуги оказываются Оператору на основании отдельно заключенных договоров и при наличии технической возможности.

5.3.5. Осуществлять контроль за эффективной и рациональной эксплуатацией нефтегазоконденсатных залежей Месторождений.

5.3.6. В случаях, предусмотренных настоящим Договором, обратиться к Оператору с требованием о компенсации убытков, в том числе в виде штрафных санкций надзорных и контролирующих органов, компенсационных выплат в пользу третьих лиц, которые Заказчик оплатил или обязан оплатить в соответствии с письменным требованием в связи с действиями (бездействием) Оператора в рамках исполнения условий настоящего Договора.

5.4. Заказчик обязан:

5.4.1. Рассмотреть и согласовать ПСД и изменения в указанную ПСД в течение 30 (тридцати) календарных дней с момента предоставления её Оператором. В случае если ПСД или изменения в указанную ПСД не соответствуют требованиям нормативных документов по проектированию ПАО «Газпром», а также оказывают существенное негативное влияние на иные залежи Месторождений (в том числе, газовые залежи), разрабатываемые Заказчиком без участия Оператора, Заказчик вправе направить мотивированный отказ Оператору в установленный для рассмотрения и согласования срок.

5.4.2. В течение 10 (десяти) рабочих дней с момента заключения настоящего Договора передать Оператору на основании акта приёма-передачи документации разрешения, согласования, проектные и иные документы, имеющиеся у Заказчика и необходимые Оператору для надлежащего исполнения условий Договора. Перечень передаваемой документации установлен Приложением 24.

5.4.3. Рассмотреть и согласовать в установленные сроки согласно Положению о порядке планирования и учёта объёмов добычи углеводородов дочерними обществами ОАО «Газпром» и организациями с долевым участием ОАО «Газпром» от 22.06.2006 № 122 предоставленные в соответствии с п. 5.2.1 Договора Оператором Планы по добыче УВ, сформированные на основании объёмов добычи УВ в соответствии с приказом ПАО «Газпром» от 03.09.2018 № 523.

В случае если представленные на согласование Оператором объёмы добычи Углеводородов не могут быть согласованы Заказчиком, Заказчик вправе в установленный для рассмотрения и согласования срок направить мотивированный отказ Оператору или направить уточнённые объёмы, которые могут быть приняты Заказчиком.

После получения от Заказчика уточнённых объёмов, Оператор вправе инициировать проведение переговоров (с приглашением ПАО «Газпром» принять участие) для согласования финальных объёмов добычи Углеводородов на соответствующий период.

После получения от Оператора уведомления о необходимости проведения переговоров, Заказчик обязан в течение 5 (пяти) рабочих дней рассмотреть уведомление и направить другой Стороне ответ с предложением времени и места проведения переговоров.

Переговоры должны быть проведены в форме очного(ых) совещания(й) с обязательным составлением протокола(ов) по их результатам, подписанных уполномоченными лицами Сторон.

Срок проведения переговоров не должен превышать 30 (тридцати) календарных дней с момента получения Оператором ответа Заказчика о времени и месте проведения переговоров.

5.4.4. Допустить Оператора и привлеченных им Субподрядчиков на Договорную территорию в соответствии с Регламентом взаимодействия между филиалом ООО «Газпром добыча Уренгой» Управление корпоративной защиты и филиалом ПАО «Газпром» «Северо-Уральское межрегиональное управление охраны ПАО «Газпром» в г. Новом Уренгое по осуществлению пропускного режима на территории Месторождений (Приложение № 23).

5.4.5. Обеспечить своевременную оплату оказанных Услуг в соответствии с условиями настоящего Договора.

5.4.6. В течение 10 рабочих дней с момента заключения настоящего Договора передать Оператору на основании акта приёма-передачи действующие на момент подписания Договора внутрикорпоративные документы и нормативные документы ПАО «Газпром», регламентирующие порядок оказания Услуг, документирование операций и передачу Углеводородов, иные вопросы, связанные с оказанием Услуг по Договору. При изменении и дополнении указанных в настоящем пункте документов передать актуализированные версии документов Оператору.

5.4.7. При разработке иных залежей Месторождений (в т.ч. газовых залежей), разрабатываемых Заказчиком без участия Оператора (за исключением залежей пласта БУ81-2 Ен-Яхинского НГКМ), не совершать действий, которые в результате нарушения технологии добычи могут привести к частичной или полной остановке добычи Оператором Углеводородов из Нефтегазоконденсатных и Газоконденсатных залежей Месторождений, разрабатываемых Оператором по настоящему Договору, в том числе к невозможности добычи Углеводородов в результате разубоживания таких залежей Месторождений, либо иным образом отрицательно повлиять на исполнение Оператором настоящего Договора, на объёмы и сроки добычи Углеводородов, либо существенно увеличить расходы Оператора на разработку и добычу Углеводородов.

5.4.8. В сроки, не превышающие 30 (тридцати) рабочих дней, рассматривать предложенные Оператором в соответствии с п. 5.1.5 Договора изменения в Технологические схемы и согласовать внесение таких изменений при условии, что такие изменения в Технологические схемы затрагивают Нефтегазоконденсатные и Газоконденсатные залежи Месторождений, разрабатываемые Оператором по настоящему Договору, и не оказывают существенное негативное влияние на иные залежи Месторождений (в т.ч. газовые залежи), разрабатываемые Заказчиком без участия Оператора.

5.4.9. Своевременно и в полном объёме на Пункте передачи принимать добытые Оператором товарную нефть, ПНГ, КГН и СОГ.

5.4.10. По письменному запросу Оператора оказывать ему содействие в подготовке Методики, а также рассмотреть и согласовать в течение 30 календарных дней со дня получения Методики, подготовленной Оператором в соответствии с п. 5.2.39 Договора.

5.5. Обязанности сторон:

5.5.1 В течение 90 календарных дней с момента подписания Сторонами настоящего Договора Стороны обязуются заключить следующие договоры:

- Договор поставки нефти (далее - «**Договор поставки нефти**»), в соответствии с которым Заказчик, действующий в качестве поставщика, обязуется поставлять, а Оператор,

действующий в качестве покупателя, обязуется принимать в собственность всю товарную нефть в количестве 100% объёма нефти, добываемого Оператором на Месторождениях (как они определены в п. 1.20 настоящего Договора). Срок действия Договора поставки нефти равен сроку разработки и добычи нефти на Месторождениях, определенному в Договоре;

- Договор поставки ПНГ (далее - «**Договор покупки ПНГ**»), в соответствии с которым Заказчик, действующий в качестве поставщика, обязуется поставлять, а Оператор, действующий в качестве покупателя, обязуется принимать в собственность весь ПНГ в количестве 100% объёма ПНГ, прошедшего через Пункт передачи / Узел измерений. Срок действия Договора покупки ПНГ равен сроку разработки и добычи газа на Месторождениях;

- Договор поставки СОГ (далее - «**Договор покупки СОГ**»), в соответствии с которым Заказчик, действующий в качестве поставщика, обязуется поставлять, а Оператор, действующий в качестве покупателя, обязуется принимать в собственность весь СОГ в количестве 100% объёма СОГ, получаемого в результате подготовки природного газа (ПГ) и ПНГ, полученного в результате добычи и подготовки Углеводородов Песцового месторождения. Срок действия Договора покупки СОГ равен сроку разработки и добычи газа на Песцовом месторождении;

- Договор поставки конденсата газового нестабильного (далее - «**Договор поставки КГН**»), в соответствии с которым Заказчик, действующий в качестве поставщика, обязуется поставлять, а Оператор, действующий в качестве покупателя, обязуется принимать в собственность весь КГН в количестве 100% объёма, полученного в результате добычи и подготовки Углеводородов Песцового месторождения. Срок действия Договора поставки КГН равен сроку разработки и добычи газа на Песцовом месторождении.

5.5.2 Стороны обязуются в срок до ввода в эксплуатацию объектов обустройства месторождений заключить предусмотренные настоящим договором дополнительные соглашения.

6. СРОКИ ОКАЗАНИЯ УСЛУГ

6.1. Сроки оказания Услуг, указанных в п.2.1 Договора:

- в отношении Ен-Яхинского месторождения – с момента подписания Сторонами Договора по 31.12.2038; и

- в отношении Песцового месторождения – с момента подписания Сторонами по 31.12.2041.

В случае, если не позднее, чем за 60 календарных дней до окончания срока оказания услуг по настоящему Договору, Стороны не заявили о прекращении оказания Услуг, срок оказания Услуг автоматически продлевается на период действия новой Лицензии, полученной Заказчиком.

7. УЧЁТ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

7.1. В целях учета объемов Углеводородов, извлеченных из недр Месторождений, Оператор проводит измерение добытых Углеводородов в соответствие утвержденным методикам измерений (МИ) посредством применения измерительных средств и устройств с указанием отдельно массы нетто нефти и КГН, объемов СОГ и ПНГ. Проведение измерений количества добытого газа и нефти должно соответствовать требованиям нормативно-правовых документов Российской Федерации.

7.2. Учет количества добытого (извлеченного) полезного ископаемого, количества фактически добытого полезного ископаемого и количества фактических потерь полезного ископаемого проводится для налогообложения налогом на добычу полезных ископаемых. Количество добытого (извлеченного) полезного ископаемого определяется как сумма количества фактически добытого полезного ископаемого и количества фактических потерь

полезного ископаемого. Количество фактически добытого полезного ископаемого, т.е. количество произведенной готовой продукции, определяется как сумма количества фактически добытого полезного ископаемого, предназначенного для реализации, а также количества фактически добытого полезного ископаемого, израсходованного на собственные нужды. Масса нетто добытой нефти определяется с учётом положений Постановления Правительства РФ от 16.05.2014 № 451 «Об утверждении Правил учёта нефти» Измерения количества фактически добытых полезных ископаемых должны проводиться по методикам выполнения измерений, аттестованным и утвержденным в порядке, установленном ГОСТ Р 8.563-2009. Фактические потери полезных ископаемых по промыслу, в том числе технологические потери, являются расчетными показателями. Расчет величин фактических технологических потерь осуществляется по СТО Газпром 3.1-2-002, СТО Газпром 3.1-2-004, РД 153-39-019-97 и РД 39-108-91 с использованием фактических показателей режимов работы оборудования, утвержденного коэффициента усадки газового конденсата, молярной доли газа сепарации в пластовом газе. Значения величин фактических технологических потерь определяются ежесуточно и фиксируются в документах первичного оперативного учета. Несанкционированные ненормируемые потери полезных ископаемых определяются за отчетный месяц.

7.3. Оператор обязан вести ежесуточный оперативный учет количества добытого полезного ископаемого, количества фактически добытого полезного ископаемого, предназначенного для реализации и израсходованного на собственные нужды, количества фактических технологических потерь полезного ископаемого по Месторождениям. При этом через каждые два часа, смену, сутки должна осуществляться регистрация показаний средств измерения величин количества фактически добытого полезного ископаемого, предназначенного как для реализации, так и для использования на собственные нужды в учетных документах.

7.4. Учёт товарной нефти, добытой Оператором, осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 «Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений». При этом учёт товарной нефти, транспортируемой в автоцистернах, осуществляется косвенным методом статических измерений (измерений плотности и объема продукта в мерах вместимости (мерах полной вместимости)) по заранее аттестованной в установленном порядке методике измерений в отношении каждой автоцистерны отдельно.

7.5. Первичными документами оперативной отчетности по добыче Углеводородов являются отчеты об Услуге Оператора за сутки (суточные рапорты по добыче Углеводородов) и отчеты об Услуге Оператора за месяц (месячный эксплуатационный рапорт по добыче Углеводородов), согласованный с Заказчиком, по форме Приложений 6б и 7б к настоящему Договору.

7.6. Первичные документы оперативной отчетности по добыче Углеводородов, составляемые в соответствии с отраслевыми нормами и правилами, установленными нормативной документацией и документами, утвержденными у Заказчика, предоставляются в производственно-диспетчерскую службу Заказчика в согласованном Сторонами формате, объеме и с необходимой периодичностью в процессе оказания Услуг. Заказчик при подписании настоящего Договора на основании оформленного в письменном виде акта передачи документации передает действующие на момент подписания Договора внутрикорпоративные документы Заказчика, регламентирующие порядок оформления, предоставления первичных документов оперативной отчетности, иные вопросы, связанные с первичными документами оперативной отчетности.

7.7. Оператор обязуется в течение срока действия Договора добывать Углеводороды и передавать их Заказчику, а Заказчик – своевременно осуществлять приемку всего объема Углеводородов.

7.8. Фактическая передача Оператором Углеводородов Заказчику осуществляется на соответствующих Пунктах передачи с оформлением документов, отражающих сроки, объемы и иные характеристики такой передачи.

7.9. Попутный нефтяной газ предъявляется Заказчику в объемах, согласованных Сторонами в письменном виде с оформлением соответствующих документов, подтверждающих факт такой передачи:

- количество попутного нефтяного газа на собственные нужды;
- количество попутного нефтяного газа для его дальнейшей подготовки к транспортировке и передачи Заказчику;
- количество попутного нефтяного газа, сожженного на факеле.

7.10. СОГ предъявляется Заказчику в объемах, согласованных сторонами в письменном виде с оформлением соответствующих документов, подтверждающих факт такой передачи:

- количество СОГ для его дальнейшей передачи Заказчику.

7.11. Стороны пользуются правом взаимной проверки измерительных приборов и иных средств учета, сроков, качества и количества переданных Углеводородов, в том числе правом на ознакомление с документами метрологических проверок соответствующих приборов и средств.

7.12. Сведения о количестве переданных и принятых Углеводородов Оператор передает Заказчику в согласованном формате, объеме и с необходимой периодичностью и в порядке, указанном в Техническом соглашении, заключенном между Оператором и Заказчиком.

7.13. Технические требования к узлам измерений расхода и количества Углеводородов определяются статусами Узлов измерений и установлены в нормативных документах Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) и ПАО «Газпром». Качество попутного нефтяного газа должно соответствовать согласованным всеми заинтересованными сторонами требованиям и устанавливается дополнительным соглашением в зависимости от принятых проектных решений, а также иными документами согласованными Сторонами к применению в письменной форме.

7.14. Определение физико-химических показателей качества Углеводородов для оформления паспорта качества осуществляется в аккредитованных на данный вид деятельности аналитических лабораториях.

7.15. Оператор ежемесячно не позднее 10.00 часов (время московское) второго числа месяца, следующего за отчетным, составляет и направляет Заказчику акты о количестве Углеводородов с указанием объемов добытых Углеводородов (далее – «**Акты о количестве Углеводородов**») с приложением:

- акта технологических потерь нефти на этапе добычи и подготовки (по форме Приложения 10 к настоящему Договору);
- акта технологических потерь природного газа на этапе добычи и подготовки (по форме Приложения 10а к настоящему Договору);
- акта технологических потерь попутного нефтяного газа (по форме Приложения 11 к настоящему Договору);
- акта об утилизации попутного нефтяного газа путем сжигания на факеле (по форме Приложения 12 к настоящему Договору);
- акта об утилизации отсепарированной пластовой воды (по форме Приложения 13 к настоящему Договору);
- паспорта качества нефти (по форме Приложения 14 к настоящему Договору);
- паспорта качества СОГ (по форме Приложения 14а к настоящему Договору);
- паспорта качества КГН (по форме Приложения 14б к настоящему Договору);
- паспорта качества попутного нефтяного газа (по форме Приложения 15 к настоящему Договору);

- акта о потреблении попутного нефтяного газа на собственные нужды (по форме Приложения 16 к настоящему Договору).

Вышеуказанные Акты о количестве Углеводородов и иные документы, представление которых предусмотрено настоящим Договором, оформляются по формам, предусмотренным настоящим Договором.

7.16. Подготовленные Акты о количестве Углеводородов Оператор направляет Заказчику в двух экземплярах, подписанных со своей Стороны.

Подписание Актов о количестве Углеводородов, передаваемых Оператором Заказчику, осуществляется уполномоченными представителями Сторон.

Заказчик подписывает Акты о количестве Углеводородов в течение 3 (три) календарных дней или в это же срок направляет мотивированный отказ. При не подписании Заказчиком Актов о количестве Углеводородов и не направлении мотивированного отказа объёмы считаются принятыми.

7.17. Стороны в целях ускорения документооборота вправе направлять подписанные экземпляры Актов о количестве Углеводородов другой Стороне с помощью электронной почты Заказчика pds@gd-urengooy.gazprom.ru и Оператора GPN-Zapolar@yamal.gazprom-neft.ru при условии обязательного направления оригинала (оригиналов) Акта соответствующей Стороне не позднее 3 (трёх) календарных дней после отчетного месяца.

7.18. Средства измерений, показания которых используются при определении количества и показателей качества Углеводородов, должны иметь действующие свидетельства о поверке.

7.19. Заказчик вправе отказать в приемке Углеводородов, если они не соответствуют согласованным Сторонами или установленным нормативно требованиям к их качеству, а также, если технологический режим работы Пункта передачи, объёмы (количество) передачи Углеводородов не отвечают согласованным Сторонами параметрам и потенциально влекут последующие технические проблемы функционирования оборудования Заказчика.

7.20. Стороны обязаны приложить все усилия, чтобы свести к абсолютному минимуму любые ограничения по поставке и приему Углеводородов.

7.21. Стороны обязаны уведомлять друг друга, в том числе диспетчерские службы друг друга, о сокращении и/или полном прекращении приёма/поставки ПНГ, в том числе из-за проведения ремонтов на своих объектах, телефонограммами и путем факсимильных и/или электронных сообщений в следующие сроки:

7.24.1. о плановых сокращениях или остановках – за 30 (тридцать) дней до сокращения/остановки;

7.24.2. о внеплановых сокращениях или остановках – за 1 (один) день до сокращения/остановки;

7.24.3. при возникновении аварийной ситуации – незамедлительно.

7.22. Стороны ежегодно производят обмен информацией по срокам проведения планово-предупредительных ремонтов, влияющих на поставку – приёмку Углеводородов. Стороны формируют график планово-предупредительных ремонтов – до 1 октября текущего года.

7.23. Оператор должен вести коммерческий учет Углеводородов по методике измерений, аттестованным в установленном порядке.

7.24. Оператор обязан ежемесячно вести учёт количества добычи нефти, попутного нефтяного газа, природного газа и газового конденсата для целей учёта и списания запасов Углеводородов.

7.25. Учет добычи Углеводородов, расхода на собственные нужды, фактических потерь полезных ископаемых, остатков жидких полезных ископаемых в системе сбора, транспорта и подготовки должен соответствовать требованиям СТО Газпром 067-2009.

8. ПРИЕМКА УСЛУГ

8.1. По завершении оказания Услуг за отчётный месяц Оператор оформляет и не позднее 10.00 часов (время московское) пятого календарного дня месяца, следующего за отчетным, передаёт Заказчику подписанные со своей Стороны Акты приёмки Услуг. Акты приёмки Услуг должны содержать перечень оказанных за Отчетный период Услуг, их объём и стоимость и иные данные, согласованные Сторонами.

8.2. Заказчик в течение 2 (двух) рабочих дней с момента получения Актов приёмки Услуг рассматривает их, подписывает и возвращает один экземпляр Оператору, либо направляет мотивированный отказ.

В случае получения Оператором мотивированного отказа, Оператор вправе скорректировать объёмы Услуг и направить Заказчику обновленный Акт приёмки Услуг.

После получения Заказчиком обновленного Акта приёмки Услуг, учитывающего возражения Заказчика, Заказчик обязан в течение 5 (пяти) рабочих дней с момента получения Акта приёмки Услуг рассмотреть, подписать и возвратить один экземпляр Оператору.

8.3. Стороны в целях ускорения документооборота вправе направлять подписанные экземпляры Актов приёмки Услуг другой Стороне с помощью факсимильной связи или электронной почты Заказчика dpgkn@gd-urengoy.gazprom.ru и Оператора GPN-Zapolar@yamal.gazprom-neft.ru при условии обязательного направления оригинала (оригиналов) Актов приёмки Услуг соответствующей Стороне не позднее 3 (трех) календарных дней после отчетного месяца.

8.4. Подписание Актов приёмки Услуг за месяц осуществляется уполномоченными представителями Сторон.

9. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СТОРОН

9.1. В случае неисполнения или ненадлежащего исполнения Сторонами своих обязательств по настоящему Договору Стороны несут ответственность в соответствии с условиями настоящего Договора и действующим законодательством Российской Федерации.

9.2. Оператор несёт ответственность в полном объёме в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации и условиями Договора:

- за нарушения требований законодательства об Охране окружающей среды и за экологические последствия загрязнения окружающей среды на Договорной территории, наступившие по вине Оператора;
- за несоблюдение требований правил охраны труда и техники безопасности;
- за несоблюдение требований противодобывочной безопасности;
- за несоблюдение требований противопожарной безопасности;
- за невыполнение мероприятий по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям на Договорной территории;
- за техногенные и экологические аварии на производственных объектах основных фондов Заказчика в пределах Договорной территории, в т.ч., произошедших по вине третьих лиц, привлечённых Оператором для оказания Услуг по настоящему Договору;
- за необеспечение сохранности добытых Углеводородов до момента передачи Заказчику;
- за нарушение требований законодательства о недрах, требований рационального использования и охраны недр;
- за нарушение требований промышленной безопасности и безопасного ведения Услуг;
- за несоблюдение Лицензий и проектных документов по разработке Месторождений;

- за сверхнормативные потери Углеводородов.

9.3. В случае если действия или бездействие Оператора привели к

(i) предъявлению к Заказчику претензий налогового органа в виде неуплаты налогов (а также штрафных санкций, пеней), в т.ч. в связи с нарушением Оператором сроков оформления и/или искажением информации в первичных документах;

(ii) нарушению законодательства о недрах, природоохранного, водного, земельного, лесного законодательства РФ, в области охраны атмосферного воздуха или иного законодательства РФ и (или) условий, определенных Лицензиями, действующими Технологическими схемами и предъявлению Заказчику сумм, подлежащих доплате налогов, платежей, штрафов и пени, Оператор в полной мере возмещает Заказчику документально подтвержденные убытки (в т.ч. суммы, подлежащие доплате налогов, платежей, штрафов и пени) на основании требования Заказчика в течение 30 календарных дней с момента получения Оператором такого требования.

Вышеназванное требование должно быть оформлено в письменном виде, подписано Заказчиком, и содержать подтверждающие размер убытков документы, выданные надзорным, контролирующим или судебным органом, устанавливающим обязанность Заказчика оплатить доначисления по налогам, платежам, штрафам и/или пеням.

В случае отказа Оператора от оплаты указанных сумм или возникновения иных разногласий между Сторонами, Заказчик вправе обратиться за их взысканием в порядке, предусмотренном статьей 12 настоящего Договора. Заказчик обязан немедленно после получения претензий или иных требований надзорных, контролирующих и судебных органов известить Оператора о дате рассмотрения таких претензий и требований, и Оператор вправе принять участие в их рассмотрении.

Заказчик обязан по запросу Оператора своевременно оказывать необходимое содействие Оператору для полного и своевременного оспаривания таких претензий и требований надзорных, контролирующих и судебных органов, в т.ч. посредством выдачи Оператору необходимой для этих действий доверенности, а также принимать все разумные действия для снижения размера убытков по предъявленным к нему требованиям и претензиям.

9.4. В случае нарушения Оператором пунктов 5.2.27, 5.2.29 Оператор выплачивает Заказчику штраф в размере 50 000 (пятьдесят тысяч) рублей за каждый случай нарушения, а также возмещает Заказчику документально подтвержденные убытки, в том числе штрафы за административные правонарушения, примененные к Заказчику в связи с нарушением Оператором пункта 5.2.27.

9.5. За невыполнение Оператором обязательства по добыче Углеводородов в соответствии с утвержденным Планом добычи УВ за отчетный период (Приложение № 1 к настоящему Договору), Заказчик вправе взыскать с Оператора штрафную неустойку в размере 1 % от стоимости недобытых Углеводородов за отчетный период. Требование о выплате штрафной неустойки должно быть оформлено в письменном виде и подписано Заказчиком. В случае отказа Оператора от оплаты указанных сумм, Заказчик вправе обратиться за их взысканием в порядке, предусмотренном статьей 12 настоящего Договора.

9.6. В случае, если в результате действий Оператора, или привлеченного им Субподрядчика, был причинен вред имуществу Заказчика (в том числе имуществу, арендованному Оператором у Заказчика) Оператор в течение 30 дней с момента получения извещения Заказчика (с приложенными к нему документами, подтверждающими понесенные Заказчиком убытки) возмещает последнему такие убытки.

9.7. Оператор самостоятельно несёт ответственность за допущенные им при оказании услуг в рамках настоящего Договора нарушения природоохранного законодательства, включая оплату штрафов, пеней, возмещений вреда, причиненного окружающей среде, а также оплату сверхнормативных платежей за негативное воздействие на окружающую среду, за исключением случаев наступления обстоятельств непреодолимой силы.

В случае если Заказчик привлекается к ответственности со стороны государственных

органов за вышеуказанные нарушения, возникшие по вине Оператора, Оператор по требованию Заказчика возмещает расходы, понесенные Заказчиком.

10. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

10.1. Оператор в соответствии с требованиями природоохранного законодательства РФ и иных правовых актов обязан:

10.1.1. Соблюдать в процессе осуществления деятельности, связанной с исполнением настоящего Договора требования законов и иных правовых актов РФ, включая законодательство об Охране окружающей среды, о недрах, о гарантиях прав коренных малочисленных народов РФ, земельное, лесное, водное, санитарно-эпидемиологическое законодательство, а также локальных нормативных актов ПАО «Газпром», в том числе федеральных законов «Об охране окружающей среды», «Об отходах производства и потребления», «Об охране атмосферного воздуха», «Об охране животного мира», а также водного и земельного кодексов; Федерального Закона от 30 апреля 1999 года № 82-ФЗ «О гарантиях прав коренных малочисленных народов Российской Федерации» и нести ответственность за нарушение указанных требований.

10.1.2. Возместить документально подтвержденные убытки, понесенные Заказчиком, в том числе штрафные санкции, применяемые к Заказчику за нарушение Оператором требований природоохранного законодательства и требований в области Охраны недр на Лицензионном участке. Понесенные Оператором по перечисленным событиям затраты не входят в состав Дополнительных услуг по настоящему Договору.

10.1.3. Осуществлять деятельность, связанную с негативным воздействием на окружающую среду, в пределах установленных Оператору нормативов допустимого воздействия, нормативов допустимых выбросов, нормативов образования отходов и лимитов на их размещение, получить лицензии и иные разрешения в области охраны окружающей среды, необходимые для оказания Услуг по Договору. До начала оказания Услуг оформить разрешительную документацию на выбросы, сбросы, размещение отходов производства и потребления, лицензии и иные разрешения в области охраны окружающей среды, необходимые для оказания Услуг по настоящему Договору. Копии разрешительных документов направить Заказчику в течение одного рабочего дня с момента получения таких документов.

10.1.4. Оказывать Услуги в соответствии с проектной и разрешительной документацией, разработанной Оператором, с учетом обязательных требований по охране окружающей среды и условиями разрешительных документов в области Охраны окружающей среды.

10.1.5. Обеспечить планирование и выполнение мероприятий по Охране окружающей среды и рациональному использованию природных ресурсов, в том числе, мероприятий по сокращению выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферу, снижению количества образования отходов, мероприятий по недопущению аварийных выбросов и сбросов загрязняющих веществ.

10.1.6. Назначить ответственное лицо (обладающее соответствующей подготовкой и имеющее необходимые профессиональные навыки в области Охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности, в соответствии с действующим законодательством) для обеспечения выполнения требований природоохранного законодательства при оказании Услуг по Договору.

10.1.7. Предоставлять, в установленном порядке, органам, осуществляющим надзор за соблюдением требований природоохранного законодательства, своевременную, полную и достоверную отчетную документацию (в том числе формы государственной статистической отчетности № 2-ТП (воздух) «Сведения об охране атмосферного воздуха», 2-ТП (отходы) «Сведения об образовании, использовании, обезвреживании, транспортировании и размещении отходов производства и потребления», 2-ТП (водхоз) «Сведения об

использовании воды» и др.) и иную информацию по вопросам Охраны окружающей среды. Предоставлять Заказчику указанную отчетную документацию до 05 февраля года, следующего за отчетным годом.

10.1.8. Организовать и осуществить производственный экологический контроль за соблюдением требований законодательства РФ в сфере Охраны окружающей среды и локальный экологический мониторинг.

10.1.9. При оказании Услуг по настоящему Договору самостоятельно осуществлять необходимые мероприятия по Охране недр, земель, водных объектов, охране атмосферного воздуха, Охране окружающей среды при обращении с отходами и различных видов мониторинга и контроля.

10.1.10. Допускать к обращению с отходами I – IV классов опасности лиц, прошедших соответствующее профессиональное обучение, подтвержденное свидетельством, или имеющих соответствующее дополнительное профессиональное образование, подтвержденное удостоверением или дипломом, на право работы с отходами I – IV классов опасности.

10.1.11. Обеспечивать в процессе оказания Услуг по Договору и после их завершения собственными силами или с привлечением третьих лиц сбор отходов, образующихся в результате оказания Оператором Услуг по Договору, с последующим вывозом (по договорам) на специализированные полигоны и иные объекты размещения отходов либо их утилизацию (использование), обезвреживание.

10.1.12. Производить в порядке и в сроки, установленные законодательством РФ, начисления и плату за негативное воздействие на окружающую среду при осуществлении следующих видов воздействия на окружающую среду:

- выброс в атмосферу вредных (загрязняющих) веществ (в том числе, загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельной установке и рассеивании ПНГ) от всех стационарных и передвижных источников выбросов, используемых Оператором при оказании Услуг по Договору, а также в рамках сверхнормативных выбросов в атмосферу вредных (загрязняющих) веществ (в том числе загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельной установке и рассеивании ПНГ), в соответствии с требованиями Федерального закона от 10.01.2002 № 7, Постановления Правительства от 08.11.2012 № 1148, Постановления Правительства от 13.09.2016 № 913 и иных требований законодательства;
- сброс сточных вод в водные объекты, осуществляемый Оператором при оказании Услуг по Договору (при наличии);
- размещение отходов, в результате оказания Оператором Услуг по Договору.

Если превышение Оператором предельно допустимого значения показателя сжигания на факельных установках и (или) рассеивания попутного нефтяного газа в размере не более 5 процентов объема добытого попутного нефтяного газа послужило основанием для предъявления к Заказчику требований о доначислении платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа с применением дополнительного коэффициента, предусмотренного Постановлением Правительства РФ от 08 ноября 2012 г. № 1148 «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа», Оператор обязан возместить Заказчику все причиненные этим обоснованные и документально подтвержденные убытки, если иное не предусмотрено Договором.

10.1.13. Ежегодно до 15 марта года, следующего за отчетным, предоставлять Декларацию о плате за негативное воздействие на окружающую среду с приложением пояснительных записок и подтверждающих документов, в том числе о внесении платы.

10.1.14. Осуществлять оплату за сверхлимитное природопользование, производство работ без разрешительных документов в сфере природопользования и охраны Окружающей среды, нарушения земельного, лесного, водного и природоохранного законодательства, установленные в результате проверок органов государственного контроля (надзора).

10.1.15. После завершения оказания Услуг провести рекультивацию земельных (лесных) участков, предоставленных Оператору для оказания Услуг по Договору, а также сдачу земельных (лесных) участков органам муниципального образования или представителям Заказчика.

10.1.16. Незамедлительно информировать Заказчика обо всех авариях, пожарах, инцидентах, несчастных случаях, экологических происшествиях, произошедших при оказании Услуг по Договору на территории Заказчика, организовывать их расследование в соответствии с требованиями государственных нормативно-технических и правовых актов, а также требованиями Заказчика. Расследование причин аварий, инцидентов, несчастных случаев, произошедших на территории Заказчика, осуществляется в порядке, предусмотренном действующим законодательством РФ и локальными нормативными актами Заказчика, комиссией с обязательным участием представителей Заказчика, Оператора и привлекаемых Оператором третьих лиц (в случае если указанные третьи лица были привлечены Оператором для оказания Услуг по Договору в порядке, установленном Заказчиком), а также представителей уполномоченных государственных органов в случаях, предусмотренных действующим законодательством РФ. Отказ от участия в комиссии не допускается.

10.1.17. Незамедлительно принимать меры по минимизации вреда компонентам природной среды (земле, недрам, почве, поверхностным и подземным водам, атмосферному воздуху, растительному, животному миру и иным организмам), возникшего в результате проведения Оператором Услуг или в случаях, указанных в п. 10.1.15 настоящего Договора.

10.1.18. Обеспечить участие представителя юридического лица, уполномоченного подписывать Акт проверки, и сопровождение при проведении проверок соблюдения требований природоохранного законодательства уполномоченными государственными органами и представителями Заказчика или лиц, действующими от его имени по доверенности.

10.1.19. Предоставить необходимую для проверки информацию. При этом полномочия представителя Оператора подтверждаются доверенностью, оформленной надлежащим образом. Оригинал доверенности на уполномоченного представителя Оператора с образцом его подписи передается под роспись представителю Заказчика. Заказчик вправе беспрепятственно осматривать производственные, служебные и бытовые помещения, используемые Оператором для оказания Услуг по Договору.

10.1.20. Ознакомить Персонал и обеспечить соблюдение экологических политик ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть» и Заказчика (включено в состав исходно-разрешительной документации Приложение 24 к настоящему Договору), процедур и требований системы экологического менеджмента Заказчика, а также довести до сведения Персонала значимые экологические аспекты Заказчика.

10.2. Контроль соблюдения Оператором и третьими лицами, привлеченными Оператором в порядке, установленном Заказчиком, для оказания Услуг, положений Договора, а также норм действующего законодательства РФ осуществляет уполномоченный представитель Заказчика.

10.3. Заказчик вправе запрашивать и получать от представителей Оператора документы, содержащие информацию в области промышленной безопасности и Охраны окружающей среды, требовать письменных разъяснений работников Оператора, допустивших нарушения законодательства в области промышленной безопасности и Охраны окружающей среды.

10.4. Заказчик вправе в любое время осуществлять контроль соблюдения Оператором и третьими лицами, привлеченными Оператором в порядке, установленном Заказчиком, для

оказания Услуг, положений Договора, а также действующего законодательства РФ.

10.5. Право собственности на отходы, в том числе отходы бурения, образующиеся из сырья и материалов Оператора, а также из сырья и материалов Заказчика в результате оказания Оператором Услуг по Договору, возникает у Оператора с момента их образования. Оператор в полной мере несет бремя содержания отходов, образующихся в результате оказания последним Услуг по Договору, в том числе:

- подтверждает отнесение отходов к определенному классу опасности;
- обеспечивает оформление паспортов отходов I – IV классов опасности;
- обеспечивает разработку проекта нормативов образования отходов и лимитов на их размещение;
- обеспечивает получение документа об утверждении нормативов образования отходов и лимитов на их размещение;
- ведет в установленном порядке учет отходов и предоставляет отчетность в уполномоченные федеральные органы исполнительной власти;
- надлежащее накопление (сроком не более 11 месяцев) в оборудованных в соответствии с требованиями нормативных документов местах временного накопления отходов производства и потребления;
- обеспечивает исполнение иных требований, предъявляемых в соответствии с действующим законодательством РФ к лицам в результате хозяйственной и иной деятельности которых образуются отходы, а также к лицам, осуществляющим обращение с отходами, в том числе, связанных со сверхнормативным воздействием на окружающую среду.

10.6. При осуществлении выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных и передвижных источников выбросов, в том числе, принадлежащих Заказчику, используемых Оператором при оказании Услуг по Договору, Оператор обеспечивает:

- разработку и утверждение предельно допустимых выбросов вредных (загрязняющих) веществ (в том числе, загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельной установке и рассеивании ПНГ) в атмосферный воздух;
- получение разрешения на выброс вредных (загрязняющих) веществ (в том числе, загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельной установке и рассеивании ПНГ) в атмосферный воздух;
- проведение инвентаризации выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух;
- осуществление учета выбросов вредных (загрязняющих) веществ (в том числе, загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельной установке и рассеивании ПНГ) в атмосферный воздух и их источников;
- проведение производственного контроля за соблюдением установленных предельно допустимых выбросов вредных (загрязняющих) веществ (в том числе, загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельной установке и рассеивании ПНГ) в атмосферный воздух;
- соблюдение предельно-допустимых значений показателя при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа в соответствии с требованиями действующего законодательства РФ;
- обеспечить разработку и реализацию проектов по полезному использованию попутного нефтяного газа и сокращению показателя сжигания;
- соблюдение иных требований, предусмотренных законодательством об охране

атмосферного воздуха.

10.7. В случае отсутствия самостоятельного водопользования Оператор обязан осуществлять водопотребление и водоотведение по договорам со специализированными организациями в соответствии с требованиями действующего законодательства.

10.8. В случае превышения по вине Оператора установленных нормативов предельно допустимых выбросов, сбросов и лимитов на размещение отходов Оператор обязуется компенсировать Заказчику штрафы и платежи, уплаченные Заказчиком по требованию государственных органов, если такие платежи и штрафы были связаны с действиями Оператора при оказании Услуг по настоящему Договору.

10.9. С целью своевременного устранения нарушений Оператором или третьими лицами, привлекаемыми Оператором в установленном Заказчиком порядке для оказания Услуг по Договору, положений Договора, а также норм действующего законодательства РФ уполномоченный представитель Заказчика выдает обязательные для Оператора обоснованные предписания, которые должны быть исполнены Оператором в указанный в предписании срок.

10.10. Оператор самостоятельно несет ответственность за допущенные им при оказании Услуг нарушения природоохранного, водного, земельного, лесного законодательства, законодательства о недрах, в области охраны атмосферного воздуха и т.д., включая оплату штрафов, пеней, а также возмещение причиненного в связи с этим вреда компонентам окружающей среды. В случае если Заказчик был привлечен к ответственности за вышеуказанные нарушения Оператора или Заказчику предъявлен иск о возмещении вреда окружающей среде, возникшего вследствие оказания Оператором Услуг по Договору, Оператор обязуется возместить Заказчику причиненный ему документально подтвержденный реальный ущерб.

10.11. Заказчик вправе при нарушении Оператором требований, предусмотренных разделом «Охрана окружающей среды» настоящего Договора, приостановить оказание Оператором Услуг до момента устранения выявленных нарушений (в т.ч., нарушений, которые угрожают жизни и здоровью людей на Месторождениях или могут привести к загрязнению окружающей среды и аварийным ситуациям на Месторождениях), при этом Оператор не несет ответственности за нарушение сроков оказания Услуг по настоящему Договору.

10.12. Обнаруженные в ходе проверки нарушения фиксируются в акте проверки, подписанном уполномоченными представителями обеих Сторон. При несоблюдении Оператором (а равно привлеченными им Субподрядчиками) в процессе оказания Услуг требований, предусмотренных разделом «Охрана окружающей среды» настоящего Договора, Заказчик вправе потребовать от Оператора возмещения причиненных в результате указанных действий (бездействия) убытков, а при неисполнении ранее выданных Заказчиком предписаний – 10.000 (десять тысяч) рублей за каждый случай неисполнения.

10.13. В случае привлечения третьих лиц для осуществления сбора и вывоза отходов, образующихся в результате оказания Оператором Услуг по Договору, на специализированные полигоны и иные объекты размещения, обезвреживания и утилизации отходов Оператор обязуется уведомить Заказчика о факте привлечения третьих лиц и кандидатурах указанных третьих лиц.

10.14. Оператор организует процесс водоотведения и утилизации стоков таким образом, чтобы исключить сброс стоков на рельеф или водные объекты. Временное накопление хозяйственно-бытовых стоков допускается только в герметичных септиках, с последующим вывозом и утилизацией хозяйственно-бытовых стоков собственными силами Оператора. По требованию Заказчика предоставлять информацию по утилизации хозяйственно-бытовых стоков с подтверждающими документами.

10.15. Запрещены съезды с отсыпанных проектных дорог на рекультивированные участки земли, накатка или пробивка новых просеков по тундре в летний период. В случае нарушения

почвенно-растительного покрова или иных нарушений природоохранного законодательства за пределами земельного отвода Оператор обязан возместить документально подтвержденные убытки, понесенные Заказчиком и штрафные санкции, примененные к Заказчику за данные нарушения.

11. КОНФИДЕНЦИАЛЬНОСТЬ

11.1 Передача и использование Сторонами по настоящему Договору информации, составляющей коммерческую тайну Сторон, и иных сведений конфиденциального характера осуществляется в соответствии с заключенным между Сторонами соглашением о конфиденциальности от 30.09.2014 №30/08/14 сроком действия по 31.12.2029. Стороны обязуются по истечению срока действия указанного соглашения заключить соглашение о конфиденциальности на новый срок.

11.2 Стороны обязаны соблюдать конфиденциальность и обеспечивать безопасность персональных данных, обрабатываемых в рамках выполнения обязательств по Договору, согласно требованиям Федерального закона от 27 июля 2006 г. № 152-ФЗ «О персональных данных», и принятых в соответствии с ним иных нормативных правовых актов.

12. РАЗРЕШЕНИЕ СПОРОВ

12.1. Все споры и разногласия по настоящему Договору рассматриваются Сторонами с обязательным соблюдением претензионного порядка. Срок рассмотрения претензии – 30 (тридцать) календарных дней с момента её получения другой Стороной.

Претензии направляются заказным почтовым отправлением с уведомлением о вручении по месту нахождения стороны, указанному в статье 16 настоящего Договора.

Соблюдение настоящего претензионного порядка разрешения споров является обязательным для Сторон.

12.2. Все споры, разногласия или требования, возникающие из настоящего Договора или в связи с ним, в том числе касающиеся его заключения, исполнения, нарушения, прекращения или недействительности, подлежат разрешению в арбитражном суде по месту нахождения ответчика.

13. ИЗМЕНЕНИЕ И РАСТОРЖЕНИЕ ДОГОВОРА

13.1 Все изменения и дополнения к настоящему Договору действительны лишь в том случае, если они совершены в письменной форме и подписаны уполномоченными представителями Сторон, за исключением случаев, предусмотренных п. 13.2.

13.2 В случае изменения юридического адреса, почтового адреса, банковских и иных реквизитов Стороны, такая Сторона обязана в течение десяти дней с даты изменений направить другой Стороне уведомление с информацией о новых реквизитах, а в случае изменения банковских реквизитов – уведомление с приложением надлежаще заверенной копии банковской карточки.

13.3 Оператор вправе отказаться от исполнения Договора в одностороннем внесудебном порядке, уведомив об этом Заказчика путём письменного уведомления с приложением письменного уведомления ПАО «Газпром» за подписью уполномоченного лица в следующих случаях:

- 13.3.1 Если любой из Договора поставки нефти, Договора поставки КГН, Договора покупки ПНГ, Договора покупки СОГ был досрочно в одностороннем порядке прекращён Оператором (покупатель) в связи с существенным нарушением Заказчиком (поставщик) обязательств по поставке товара, указанных в соответствующем договоре поставки по обстоятельствам, за которые отвечает Заказчик (поставщик);

13.3.2 В случае отзыва любой из Лицензий в результате нарушения Заказчиком обязательств, содержащихся в Лицензиях и прочих условиях разработки, указанных в Технологических Схемах;

13.3.3 В случае нарушения Заказчиком любого из обязательств, предусмотренных п.п. 5.4.7 и 5.4.8 Договора, по обстоятельствам, за которые отвечает Заказчик.

13.4 Заказчик вправе отказаться от исполнения Договора в одностороннем внесудебном порядке, уведомив об этом Оператора путём письменного уведомления с приложением письменного уведомления ПАО «Газпром» за подписью уполномоченного лица, в следующих случаях:

13.4.1 В случае существенного нарушения Оператором обязательства, предусмотренного п. 5.2.40 Договора; и

13.4.2 В случае отзыва любой из Лицензий в результате существенного нарушения Оператором обязательства, предусмотренных в п. 5.2.3 Договора.

13.5 В случае прекращения настоящего Договора по обстоятельствам, указанным в п.п. 13.3 и 13.4 Сторона, инициирующая отказ от исполнения Договора в одностороннем внесудебном порядке, вправе потребовать от другой Стороны возместить первой Стороне убытки, определяемые как рыночная стоимость прекращённых таким образом прав по настоящему Договору. Рыночная стоимость указанных прав должна быть определена на основании отчета об оценке рыночной стоимости, подготовленного независимым оценщиком (привлекаемого Оператором или Заказчиком, в зависимости от того, чьи права подлежат оценке), в соответствии с Федеральным законом от 29.07.1998 №135-ФЗ «Об оценочной деятельности в Российской Федерации», применимыми федеральными стандартами оценки и выполненной экспертизой отчета саморегулируемой организацией оценщиков.

Возмещение убытков производится на основании требования Стороны, которой возмещаются такие убытки, с предоставлением отчета об оценке и с приложением письменного уведомления ПАО «Газпром» о выплате убытков.

13.6 Каждая Сторона вправе отказаться от исполнения Договора в одностороннем внесудебном порядке и расторгнуть Договор, письменно уведомив об этом другую Сторону, по иным обстоятельствам, не указанным в п.п. 13.3 и 13.4 выше, в том числе, но не исключая:

- установлена невозможность достижения цели Договора либо дальнейшее исполнение условий настоящего Договора является нецелесообразным для одной из Сторон;

- дальнейшее исполнение Договора может для одной из Сторон повлечь наступление такого ущерба, что Сторона в значительной степени лишается того, на что была вправе рассчитывать при заключении Договора;

- иные невиновные обстоятельства.

В случае, если Стороной, инициирующей расторжение Договора по обстоятельствам, указанным в настоящем пункте, является Заказчик, Заказчик обязан по требованию Оператора возместить последнему убытки, определяемые Оператором как разница между:

(а) фактически понесенными затратами Оператора (включая капитальные затраты, операционные и административно-управленческие расходы, налоги), связанными с разработкой Месторождений, приведёнными от даты возникновения соответствующих затрат к дате расторжения Договора по ставке компаундирования, рассчитываемой в годовом выражении как 14% годовых, увеличенные на фактическую инфляцию в РФ за соответствующий период (в соответствии с данными Федеральной службы государственной статистики).

(б) фактически полученной выручкой от оказания Услуг по настоящему Договору, приведённой от даты получения соответствующей выручки к дате расторжения Договора по ставке компаундирования, рассчитываемой в годовом выражении как 14% годовых, увеличенные на фактическую инфляцию в РФ за соответствующий период (в соответствии с данными Федеральной службы государственной статистики).

В этом случае объекты имущества, построенные \ приобретенные Оператором для разработки Месторождений (включая объекты завершеного и незавершеного строительства, объекты движимого имущества), переходят в собственность Заказчика, при этом плата, полученная Оператором, является платой за переход права собственности указанных объектов.

В случае, если Стороной, инициирующей расторжение Договора по обстоятельствам, указанным в настоящем пункте, является Оператор, Оператор обязан по требованию Заказчика возместить последнему убытки, определяемые в соответствии с законодательством РФ, за исключением упущенной выгоды.

13.7 Во всех случаях досрочного расторжения Договора, по обстоятельствам, указанным в настоящей статье 13, предусматривается следующий досудебный переговорный процесс:

1. Сторона, инициирующая расторжение Договора, обязана направить другой Стороне, а также в ПАО «Газпром», письменные уведомления с предложением проведения переговоров (в т.ч. с приглашением ПАО «Газпром» принять участие) по вопросу расторжения настоящего Договора и компенсации убытков, указанных в п.13.5. Договора.

2. Сторона, получившая уведомление, обязана в течение 5 (пяти) рабочих дней рассмотреть уведомление и направить другой Стороне ответ с предложением времени и места проведения переговоров.

3. Переговоры должны быть проведены в форме очного(ых) совещания(й) с обязательным составлением протокола(ов) по их результатам, подписанных уполномоченными лицами Сторон.

4. Срок проведения переговоров не должен превышать 60 (шестьдесят) календарных дней с момента получения ответа другой Стороны о времени и месте проведения переговоров.

5. В случае уклонения одной из Сторон от участия в переговорах и/или недостижения Сторонами согласия, любая из Сторон имеет право в порядке, установленном статьей 12 настоящего Договора, обратиться суд для понуждения другой Стороны заключить соглашение о расторжении настоящего Договора.

14. ОБСТОЯТЕЛЬСТВА НЕПРЕОДОЛИМОЙ СИЛЫ

14.1 Стороны освобождаются от ответственности за частичное или полное невыполнение обязательств по настоящему Договору, если это неисполнение явилось следствием обстоятельств непреодолимой силы, возникших после заключения настоящего Договора в результате событий или явлений чрезвычайного характера, которые соответствующая Сторона не могла ни предвидеть, ни предотвратить разумными мерами. К таким событиям и явлениям чрезвычайного характера относятся: авария техногенного характера, стихийные бедствия (наводнение, землетрясение, ураган), пожар, массовые заболевания (эпидемии), забастовки, военные действия, террористические акты, диверсии, ограничения перевозок, запретительные меры государств, запрет торговых операций, принятие органом государственной власти или управления решения, повлекшего за собой невозможность исполнения настоящего Договора и иные события непреодолимого характера.

14.2 Факт возникновения обязательств, указанных в пункте 14.1 настоящего Договора, должен быть подтвержден соответствующим актом компетентного органа государственной власти.

14.3 Сторона, для которой создавалась невозможность надлежащего исполнения обязательств по настоящему Договору ввиду наступления вышеуказанных обстоятельств непреодолимой силы, обязана немедленно, однако не позднее 5 (пяти) календарных дней с момента их наступления или с момента, когда соответствующей Стороне стало или должно было стать известно об их наступлении, в письменной форме известить другую Сторону о наступлении и прекращении таких обстоятельств. Несвоевременное извещение об обстоятельствах непреодолимой силы лишает соответствующую Сторону права ссылаться на них в будущем, как на основание для освобождения от ответственности за неисполнение или ненадлежащее исполнение своих обязательств по настоящему Договору.

14.4 Если невозможность надлежащего исполнения обязательств будет существовать свыше трёх месяцев подряд, Стороны рассмотрят вопрос о целесообразности сохранения настоящего Договора в силе или о прекращении настоящего Договора по соглашению Сторон и его последствиях для Сторон.

15. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

15.1 Настоящий Договор вступает в силу с момента подписания его Сторонами и действует в течение срока оказания Услуг, указанного в п. 6.1, а в части расчётов – до полного исполнения Сторонами своих обязательств по Договору.

Настоящий Договор заключён под отменительным условием. Если иное не согласовано Сторонами, в соответствии с п.2 ст. 157 ГК РФ и 327.1 ГК РФ, любая Сторона вправе расторгнуть настоящий Договор, письменно уведомив другую Сторону и ПАО «Газпром», в случае, если Договор поставки нефти, Договор поставки КГН, Договор покупки СОГ, Договор покупки ПНГ не вступил в силу в течение 90 (девяноста) календарных дней с даты заключения настоящего Договора.

При этом Стороны обязаны провести очные переговоры по истечении 30 (тридцати) календарных дней с момента подписания настоящего Договора для выработки взаимоприемлемого решения, посредством направления другой Стороне, а также в ПАО «Газпром», письменного уведомления с предложением проведения переговоров (в т.ч. с приглашением ПАО «Газпром» принять участие).

Сторона, получившая уведомление, обязана в течение 5 (пяти) рабочих дней рассмотреть уведомление и направить другой Стороне ответ с предложением времени и места проведения переговоров.

Переговоры должны быть проведены в форме очного(ых) совещания(й) с обязательным составлением протокола(ов) по их результатам, подписанных уполномоченными лицами Сторон.

В случае уклонения одной из Сторон от участия в переговорах и/или недостижения Сторонами согласия, настоящий Договор автоматически прекращается в указанный срок.

По требованию Оператора Заказчик обязан в течение 60 (шестидесяти) календарных дней с даты прекращения Договора компенсировать Оператору все документально подтвержденные расходы (затраты), понесённые Оператором в период с даты заключения Договора до даты прекращения Договора.

Прекращение Договора в соответствии с настоящим пунктом не является отказом Стороны от исполнения Договора и не влечёт возмещения убытков в соответствии со статьёй 13 Договора.

15.2 Ни одна из Сторон не имеет право передавать по настоящему Договору свои права и обязанности третьим лицам без письменного согласия другой Стороны.

15.3 Перевод Оператором всех своих прав и обязанностей по настоящему Договору хозяйственному обществу (Подконтрольное общество), контролируемому ПАО «Газпром нефть» (Контролирующее общество) (передача Договора), осуществляется в соответствии с письменным соглашением о передаче Договора. Такая передача Договора считается состоявшейся в момент подписания Заказчиком, Оператором и хозяйственным обществом (новым оператором), контролируемым ПАО «Газпром нефть», указанного соглашения о передаче Договора.

15.4 Настоящий Договор, а равно все взаимоотношения Сторон в связи с его заключением, исполнением и действительностью регулируются и подлежат толкованию в соответствии с законодательством Российской Федерации.

15.5 Если какое-либо из положений настоящего Договора окажется недействительным,

16. АДРЕС, БАНКОВСКИЕ РЕКВИЗИТЫ, ПОДПИСИ СТОРОН**Заказчик:**

ООО «Газпром добыча Уренгой»
 Место нахождения:
 г. Новый Уренгой
 Место нахождения постоянно
 действующего исполнительного органа:
 629307, Российская Федерация,
 Ямало-Ненецкий автономный округ,
 г. Новый Уренгой,
 ул. Железнодорожная, д.8
 Тел. и факс: (3494) 94-09-04, 94-85-10

Банковские реквизиты:

ИНН 8904034784,
 КПП 997250001
 р/с 40702810000000030790
 в Ф-ле Банка ГПБ (АО) в
 г. Новом Уренгое
 к/с 30101810700000000753
 БИК 047195753, ОКПО 05751745

**Заместитель генерального директора
 по добыче и подготовке газового
 конденсата, нефти**

ООО «Газпром добыча Уренгой»


 В.Ф. Кобычев


Оператор:

ООО «Газпромнефть – Заполярье»
 Место нахождения Общества:
 625048, Российская Федерация,
 г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8 Б,
 кабинет 1109
 Тел. (3452) 52-10-90 (доб. 75977)

Банковские реквизиты:

ИНН 7728720448
 КПП 720301001
 р/с 40702810900260001330
 Филиал Банка ГПБ (АО)
 «УРАЛЬСКИЙ»
 к/с 30101810365770000411,
 БИК 046577411, ОКПО 64501745

Генеральный директор

ООО «Газпромнефть – Заполярье»


 В.Б. Крупеников


Приложение Е

Протокол ЦКР и ТСР



ООО «Газпром добыча Уренгой»

МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(Минприроды России)

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

Рослав. 125015 Москва, ул. Б. Трулевская, 4/6
Тел.: 485 24 0300 факс: (495) 251 0277
E-mail: rosnedro@rosnedro.com

19.08.2009, № 31/6798

от № _____ от _____

О составлении проектного документа
«Технологическая схема разработки
плитчатых отложений Песцового
нефтегазоконденсатного месторождения
с выделением периода опытно-промышленной
эксплуатации»

Федеральное агентство по недропользованию согласовывает проектный документ «Технологическая схема разработки плитчатых отложений Песцового нефтегазоконденсатного месторождения с выделением периода опытно-промышленной эксплуатации» по варианту 13.1а на пять лет в соответствии с рекомендацией ТО Центральной комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых (протокол заседания ТО ЦКР по ЯНАО от 25.06.2009г. № 23-09) и принятыми ТО ЦКР по ЯНАО положениями и технологическими показателями.

Приложение: копия протокола заседания ТО ЦКР по ЯНАО - на 27 л.

Заместитель Руководителя

П.В. Садовник

19.08.2009, № 31/6798

ТЕРРИТОРИАЛЬНОЕ ОТДЕЛЕНИЕ ЦЕНТРАЛЬНОЙ КОМИССИИ ПО
РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ
ПО ЯМАЛО-НЕНЕЦКОМУ АВТОНОМНОМУ ОКРУГУ
(ТО ЦКР РОСНЕДРА по ЯНАО)

**ПРОТОКОЛ
ЗАСЕДАНИЯ**

№ 23-09
26 июня 2009 г.
г. Тюмень

УТВЕРЖДАЮ
Председатель ЦКР Роснедра

И.Н. Лисовский

« 23 » _____ 2009г.

«Технологическая схема разработки
низомеловых отложений Песцового
нефтегазоконденсатного месторождения
с выделением периода опытно-
промышленной эксплуатации»

ООО «Газпром добыча Уренгой»

Председательствовали: Марченко А.Н. – сопредседатель ТО ЦКР Роснедра по ЯНАО
Пonomарев А.А. – первый заместитель сопредседателя ТО ЦКР Роснедра по ЯНАО
Иванов А.В. – ученый секретарь ТО ЦКР Роснедра по ЯНАО

Члены ТО ЦКР Роснедра по ЯНАО:

И.Б. Дубков,	Н.Л. Шешуков,	В.П. Балин,
С.Ф. Мулявин,	Д.Г. Афонин,	Т.П. Дубин,
А.Н. Лапердин,	Ю.Ф. Юшков,	С.К. Устинов,
С.Б. Денисов,	Н.Л. Шешуков,	

Приглашенные:

от ООО «Газпром добыча Уренгой»: - М.Г. Жариков, Н.А. Завьялов, Р.Ш. Зарипов
от ООО «ТюменьНИИГипрогаз»: - А.Н. Нестеренко, В.Е. Мискевич, С.Г. Солдатов, Р.Ф. Шарафутдинов.
от ЗАО «СибРЦЭН»: - Р.Д. Ситдинов, О.В. Марченко.

*пр. № 10/07-5/13-5/1
23.06.2009*

Слушали В.Е. Мискевича - к.т.н., заведующего отделом разработки ачимовских залежей ООО «ТюменьНИИгаз», о «Технологической схеме разработки низмеловых отложений Песцового нефтегазоконденсатного месторождения с выделением периода опытно-промышленной эксплуатации».

I. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В административном отношении Песцовое месторождение расположено в Надымском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

Лицензия СЛХ №02078 ИЭ от 21.05.2008 г. выдана ООО «Газпром добыча Уренгой» (РФ, Тюменская обл., ЯНАО, 629307, г.Новый Уренгой, ул. Железнодорожная, д. 8, тел.: 8 (3494) 94-81-11), сроком до 05.06.2019 г.

Месторождение находится в районе с развитой инфраструктурой.

II. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Разрез Песцового месторождения представлен терригенными песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного чехла, которые залегают на породах палеозойского складчатого фундамента. С позиции нефтегазогеологического районирования Песцовое месторождение входит в состав Уренгойского нефтегазосного района Надым-Пурской НГО Западно-Сибирской НГП.

Промышленная нефтегазоносность на Песцовом месторождении установлена в отложениях сеномана (пласты ПК_{1,5}), неокома (пласты БУ₈² – БУ₁₀²) и средней юры (пласт Ю_{3,4}).

Северная газоконденсатная залежь пласта БУ₈² (район скважин №№20, 25) – пластовая, литологически экранированная. Размеры: 9×2 км, высота 33 м. Положение ГВК принято на отметке минус 3013 м. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются в пределах от 0 до 3 м.

Газоконденсатнонефтяная залежь пласта БУ₈² (район скважин №№10, 17) – пластовая, литологически экранированная. Размеры: 7×2,8 км, высота – 24 м. ГНК принят на отметке минус 2988 м, ВНК принят на отметке минус 3003 м. Эффективные газонасыщенные и нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах, соответственно, от 0 до 5 м и от 0 до 3,2 м.

Южная газоконденсатная залежь пласта БУ₈² – пластовая сводовая, литологически экранированная. Размеры: 12,5×4 км, высота – 73 м. ГВК принят на отметке минус 3013 м. Эффективные газонасыщенные толщины не превышают 6 м.

Газоконденсатная залежь пласта БУ₈¹ – пластовая сводовая, литологически ограниченная. Размеры: 11×9 км, высота – 35 м. ГВК принят на отметке минус 2964,9 м. Максимальная эффективная газонасыщенная толщина составляет 3,6 м.

Северная газоконденсатная залежь пласта БУ₉¹ (район скважин №20) – пластовая, литологически экранированная. Размеры: 3,5×1,5 км, высота около 20 м. ГВК принят на отметке минус 3022,7 м. Эффективные газонасыщенные толщины не превышают 1,6 м.

Восточная газоконденсатнонефтяная залежь пласта БУ₉¹ – пластовая, литологически экранированная. Размеры: 14×7 км, высота – 77 м, в том числе высота нефтяной створочки 33,9 м при ее ширине до 4 км. ВНК в залежи принят

наклонным: в районе скважины №19 – на отметке минус 3039,6 м, на севере залежи – на отметке минус 3031,4 м. Эффективные газонасыщенные толщины коллекторов изменяются в пределах от 0 до 4,2 м, нефтенасыщенные – от 0 до 3,8 м.

Южная газоконденсатная залежь пласта БУ₉¹ – пластовая, литологически экранированная. Размеры: 10,3×8,5 км, высота – 94 м. На западе, севере и востоке залежь ограничена зоной выклинивания и глинизации коллекторов, а на юге – контуром ГВК, принятым на отметке минус 3022,7 м. Эффективные газонасыщенные толщины коллекторов в залежи достигают 5 м.

Газоконденсатнонефтяная залежь пласта БУ₉² – пластово-слодовая, литологически ограниченная. Размеры: 26×14 км, высота около 130 м, в том числе газоконденсатная часть залежи имеет высоту 78 м и размеры 18,5×10 км. Ширина нефтяной оторочки в северо-восточной части достигает 7,5 км, высота – 52 м. ГНК принят на отметке минус 3013 м. ВНК занимает наклонное положение: в северо-восточной и восточной частях месторождения – на отметке от минус 3060 до минус 3065 м, в северной – от минус 3043 до минус 3055 м, в южной – от минус 3043,8 до минус 3050 м. Суммарные эффективные газонасыщенные толщины коллекторов по скважинам изменяются в пределах от 4 м до 16,4 м, эффективные нефтенасыщенные толщины – от 1,8 м до 17,8 м.

Северная нефтяная залежь пласта БУ₁₈¹ – пластовая, литологически экранированная. Размеры: 7,5×3 км, высота около 45 м. ВНК принят на отметке минус 3122,7 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина коллекторов изменяется от 1,2 м до 1,4 м.

Юго-западная нефтяная залежь пласта БУ₁₀¹ – пластовая, литологически экранированная. Размеры: 7,5×5 км, высота – около 70 м. ВНК, принят на отметке минус 3234 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 2,6 м.

Южная газоконденсатная залежь пласта БУ₁₀² – пластовая, литологически экранированная. Размеры: 13,5×7,5 км, высота около 145 м. ГВК, принят на отметке минус 3193,4 м. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 1 до 5 м.

Северо-восточная газоконденсатная залежь пласта БУ₁₈^{2b} – пластовая, литологически экранированная. Размеры: 15,5×11 км, высота около 100 м. ГВК принят на отметке минус 3151 м. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются в пределах от 1,4 м до 15 м.

Юго-западная газоконденсатная залежь пласта БУ₁₀^{2a} – пластовая, литологически экранированная. Размеры: 4,2×2 км, высота около 47 м. ГВК принят на отметке минус 3222,2 м. Эффективная газонасыщенная толщина равна 2,4 м.

Все выделенные подсчетные объекты характеризуются довольно сложным геологическим строением, невыдержанностью обших и эффективных толщин. Для всех без исключения пластов характерно наличие зон глинизации (замещения) и выклинивания коллекторов.

Наиболее хорошо лабораторными определениями пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности охарактеризованы продуктивные коллекторы пластов БУ₉² и БУ₁₀^{2a}, значительно хуже – коллекторы пластов БУ₈ и БУ₉¹. Для продуктивной части коллекторов пласта БУ₁³ определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) полностью отсутствуют, а для пласта БУ₁₀¹ исследования выполнены для одного образца. В целом на керне было проведено 283 определения пористости, 273 определения проницаемости и 255 определений остаточной водонасыщенности.

III. ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ

Запасы свободного газа, конденсата и нефти утверждены ГКЗ Роснедра (протокол № 313 от 24.11.2003 г.). По состоянию на 01.01.2009 г. на государственном балансе начальные запасы углеводородов составляют:

	C ₁	C ₂
газа (свободного и газовых шагов), млн.м ³	35046	7853
конденсата (геологические / извлекаемые), тыс.т	14828 / 8424	2815 / 1551
нефти (геологические / извлекаемые), тыс.т	60538 / 22779	10943 / 3973

Состояние запасов нефти, газа и конденсата представлено в таблице 1.1-1.3.

IV. СОСТОЯНИЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

* На разработку продуктивных залежей Песцового месторождения составлены следующие проектные документы:

1. «Технологическая схема разработки нефтегазоконденсатных залежей Песцового месторождения», 1989 г., ООО «ТюменНИИгипрогаз», утвержден ЦК РАО «Газпром».
3. «Проект опытно-промышленной эксплуатации Песцового месторождения. Основные научно-технические решения», 1996 г., ООО «ТюменНИИгипрогаз».
4. «Проект разработки Песцового месторождения», 1998 г., ООО «ТюменНИИгипрогаз».
5. «Коррективы «Технологической схемы разработки нижнемеловых отложений Песцового месторождения», 2004 г., ООО «ТюменНИИгипрогаз». Отчет принят на заседании секции по разработке Комиссии газовой промышленности по разработке и использованию недр (протокол №20-р/2005 от 12.05.2005 г.).
6. «Уточненные технико-экономические показатели к «Коррективам «Технологической схемы разработки нижнемеловых отложений Песцового месторождения», 2007 г., ООО «ТюменНИИгипрогаз». Отчет принят на заседании секции по разработке Комиссии газовой промышленности по разработке и использованию недр (протокол №25-р/2007 от 24.05.2007 г.).

V. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ И АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ

Песцовое нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1974 году. В настоящее время продуктивные залежи пластов Песцового месторождения не разрабатываются.

Фонд скважин на 01.01.2009 г. составил 40 разведочных скважин, в том числе 3 ликвидированных, 37 в консервации.

Целью составления данного проектного документа является формирование реальной стратегии освоения Песцового месторождения с максимальным вовлечением продуктивных залежей в разработку.

VI. ВАРИАНТЫ РАЗРАБОТКИ

В связи с особенностями геологического строения месторождения, каждая из залежей углеводородов представляет отдельный эксплуатационный объект. Всего в несоомских залежах выделено 13 эксплуатационных объектов, каждый из которых планируется разрабатывать своими скважинами независимо от других.

Газоконденсатонефтяная залежь пласта БУ₂ содержит основные запасы газа и нефти и является наиболее изученной, в связи с этим, рассмотрено 14 вариантов ее разработки, отличающихся последовательностью ввода в эксплуатацию нефтяной и газонасыщенной частей, числом эксплуатационных скважин, схемой их размещения, способами вскрытия пласта и способами поддержания пластового давления.

Вариант 1 – совместная разработка нефтяной оторочки и газовой шапки на истощение. Освоение нефтяной оторочки осуществляется 118 вертикальными скважинами, расположенными по равномерной треугольной сетке с расстоянием между ними 600 м. Газоконденсатная шапка разрабатывается шестью скважинами с горизонтальным окончанием 300 м.

Вариант 2 – опережающая разработка нефтяной оторочки при полной консервации газовой шапки. Нефтяная оторочка разрабатывается аналогично варианту 1.

Вариант 3 – опережающая разработка нефтяной оторочки на режиме газовой шапки при консервации последней на время, в течение которого извлекается 50 % нефти, извлекаемой при условии консервации газовой шапки на весь расчетный период. Количество, размещение и способ вскрытия продуктивных залежей нефтяными и газоконденсатными скважинами соответствует варианту 1. Газовая шапка вводится в освоение на 14 год разработки.

Вариант 4 – опережающая разработка нефтяной оторочки при консервации газовой шапки и с поддержанием пластового давления закачкой воды. Для поддержания давления использовано площадное заводнение. В общем количестве скважин эксплуатационного фонда равном 118 единиц количество добывающих скважин 89 единиц, количество нагнетательных – 29 единиц.

Вариант 5 – опережающая разработка нефтяной оторочки с поддержанием пластового давления закачкой воды. По схеме ввода нефтяной оторочки залежи в разработку вариант 5 по всем параметрам соответствует варианту 4. С 18 года разработки при извлечении из пласта 53,5 % от общего количества добытой нефти в варианте 4, в освоение вводится газовая шапка и до конца расчетного периода осуществляется ее совместная разработка с нефтяной оторочкой. В эксплуатации находится шесть горизонтальных газоконденсатных скважин, как в варианте 1.

Вариант 6 – опережающая разработка нефтяной оторочки на режиме газовой шапки при консервации последней на весь расчетный период. Освоение нефтяной оторочки осуществляется 68 вертикальными скважинами при расстоянии между ними 900 м.

Вариант 7 – опережающая разработка нефтяной оторочки на режиме газовой шапки в начальный период и последующая совместная разработка нефтяной оторочки и газовой шапки на истощение с 20 года освоения залежи. Общий фонд газоконденсатных скважин составляет шесть скважин с горизонтальным окончанием ствола.

Вариант 8 – опережающая разработка нефтяной оторочки с поддержанием пластового давления закачкой воды при размещении скважин с расстоянием между ними 900 м. Для закачки воды из 68 добывающих скважин в нагнетательный фонд переводится 15. Газовая шапка залежи находится в консервации в течение всего периода разработки нефтяной оторочки.

Вариант 9 – опережающая разработка нефтяной оторочки на истощение на режиме газовой шапки скважинами с горизонтальным окончанием длиной 600 м. Общее количество нефтяных эксплуатационных скважин 37 единиц.

Вариант 10 – разработка нефтяной оторочки на режиме газовой шапки горизонтальными скважинами при поддержании пластового давления в залежи закачкой воды. Для этой цели из 37 добывающих эксплуатационных скважин в нагнетательные переводится 9 скважин. Газовая шапка залежи находится в консервации в течение всего периода разработки нефтяной оторочки.

Вариант 11 – опережающая разработка нефтяной оторочки с поддержанием пластового давления и последующей совместной разработкой нефтяной оторочки и газовой шапки. Технология освоения нефтяной оторочки соответствует варианту 10. После извлечения из пласта 50 % нефти (от суммарного количества нефти добываемого по варианту 10) в разработку вводится газовая шапка и в дальнейшем разрабатывается совместно с нефтяной оторочкой. Фонд нефтяных скважин 37 скважин, газоконденсатных – 6 скважин. Все скважины с горизонтальным окончанием ствола.

Вариант 12 – совместная разработка нефтяной оторочки и газовой шапки при поддержании пластового давления закачкой газа в газонасыщенную часть залежи. Разработка нефтяной оторочки осуществляется 37 скважинами, для разработки газовой шапки используется 6 скважин, для закачки сухого газа 6 нагнетательных скважин. Нагнетательные скважины размещены вдоль внутреннего контура ГНК. Общая продолжительность закачки 7 лет, после чего нагнетательные скважины переводятся в добывающий фонд газовых скважин.

Вариант 13 – по технологии освоения залежи соответствует варианту 12. Продолжительности периода обратной закачки газа 17 лет, далее нагнетательные скважины переводятся в добывающие.

Вариант 14 – совместная разработка нефтяной оторочки и газовой шапки с поддержанием пластового давления закачкой газа, а затем закачкой воды. Поддержание пластового давления обеспечивается закачкой сухого газа в пласт в области газовой шапки в течение семи лет шестью нагнетательными скважинами. Затем нагнетательные газовые скважины переводятся в добывающие, а поддержание пластового давления осуществляется нагнетанием воды в нефтенасыщенную часть залежи до завершения расчетного периода. Для нагнетания воды 9 добывающих нефтяных скважин переводятся в нагнетательные.

В соответствии с принятой концепцией разработки залежей пластов БУ_к², БУ_г¹, БУ_г¹, БУ₁₀¹, БУ₁₀^{2а} на режиме истощения пластовой энергии для большинства из них рассмотрено по одному расчетному варианту. Такой подход обусловлен тем, что запасы этих залежей и, соответственно, возможности добычи углеводородов из них достаточно ограничены. Кроме того, геологическое строение (диапазон эффективных толщин) также ограничивает возможность варьировать варианты разработки по числу скважин. В основном, рассмотренные расчетные варианты отличаются между собой максимальными значениями годовых отборов газа. Кроме того, в связи с низкими эффективными толщинами большинства залежей, для

обеспечения рентабельных дебитов использовались скважины с горизонтальным окончанием.

Северная газоконденсатная залежь пласта БУ₆² – разрабатывается на истощение одной горизонтальной скважиной с длиной горизонтального участка 300 м.

Северная газоконденсатнонефтяная залежь пласта БУ₆²:

- по варианту 1 разрабатывается нефтяная оторочка на режиме газовой шапки двумя скважинами с горизонтальным окончанием 300 м при полной консервации газовой части залежи;

- по варианту 2 совместная разработка нефтяной оторочки и газовой шапки залежи на истощение. Количество и размещение двух нефтяных горизонтальных скважин аналогично варианту 1. Газоконденсатная скважина вскрывает продуктивные залежи вертикально.

Южная газоконденсатная залежь пласта БУ₈² – разрабатывается на истощение одной вертикальной скважиной.

Газоконденсатная залежь пласта БУ₈³ – разрабатывается на истощение одной скважиной с горизонтальным окончанием 300 м.

Восточная газоконденсатнонефтяная залежь пласта БУ₉¹:

- по варианту 1 осуществляется опережающая разработка нефтяной оторочки на режиме газовой шапки при полной консервации последней. Предусмотрено бурение восьми скважин с горизонтальным окончанием. Длина горизонтального участка составляет 600 м;

- по варианту 2 осуществляется совместная разработка нефтяной оторочки и газовой шапки на режиме истощения пластовой энергии. Количество, размещение и способ вскрытия продуктивных залежей нефтяными скважинами, а также режим их эксплуатации соответствует варианту 1. Газоконденсатная часть залежи вскрывается горизонтально на протяжении 600 м одной скважиной.

Южная газоконденсатная залежь пласта БУ₉¹ – разрабатывается на истощение одной скважиной с горизонтальным окончанием ствола длиной 300 м.

Южная газоконденсатная залежь пласта БУ₁₀¹ – разрабатывается на истощение одной скважиной с горизонтальным окончанием ствола 600 м.

Северо-восточная газоконденсатная залежь пласта БУ₁₈^{2*}:

- по варианту 1 планируется разработка залежи на истощение четырьмя скважинами, одна из которых вскрывает залежь вертикально (доразведочная скважина) и три скважины с горизонтальным окончанием ствола 600 м;

- по варианту 2 предусмотрена разработка залежи четырьмя вертикальными скважинами.

В целом по месторождению. На основании сопоставления технико-экономических показателей рассмотрено для наиболее рентабельных вариантов разработки Песцового месторождения отличающихся вариантом разработки газоконденсатнонефтяной залежи пласта БУ₉² и интенсивностью разбуривания скважин эксплуатационного фонда: варианты 9.1а и 13.1а. Проанализированы три схемы транспорта подготовленной на промысле продукции.

Вариант 13.1а (рекомендуемый):

- северная газоконденсатнонефтяная залежь пласта БУ₆² (вариант 2). На нефтяных и газоконденсатных скважинах перед вводом их в эксплуатацию предусмотрено проведение гидроразрыва пласта. В нефтяной скважине запроектировано забуривание второго ствола.

– восточная газоконденсатнефтяная залежь пласта БУ₉¹ (вариант 2). Разработка нефтяной оторочки осуществляется на режиме газовой шапки с консервацией последней в течение 21 года. С 22 года осуществляется совместная разработка нефтяной оторочки и газовой шапки залежи. На всех скважинах с 22 года эксплуатации предусмотрено проведение гидроразрыва пласта.

– южная газоконденсатная залежь пласта БУ₉¹ (вариант 1). Разработка залежи на истощение осуществляется одной горизонтальной скважиной. В связи со снижением дебита пластового газа на скважине с 22 года разработки планируется введение в эксплуатацию второго горизонтального ствола с последующим проведением гидроразрыва пласта.

– газоконденсатнефтяная залежь пласта БУ₉² (вариант 13). Совместная разработка нефтяной оторочки и газовой шапки при поддержании пластового давления закачкой газа в пределах газонасыщенной части и закачкой воды в нефтяной части. Горизонтальные нефтяные скважины первой очереди в количестве 37 единиц вводятся в эксплуатацию в течение шести лет с первого года разработки. Закачка в пласт сухого газа осуществляется с пятого года разработки. Всего нагнетательных горизонтальных скважин шесть единиц. С этого же года ведется добыча газа шестью вертикальными скважинами. С 22 года разработки вводятся нефтяные скважины второй очереди в количестве 24 единиц и 37 вертикальных скважин нагнетющих воду. Также с 22 года на нефтяных, газоконденсатных и нагнетательных скважинах проведено ГРП. С целью уменьшения темпа снижения пластового давления в газовой шапке и предотвращения расформирования нефтяной оторочки с 32 года разработки нагнетательные газовые и добывающие скважины закрываются и разрабатывается только нефтенасыщенная часть залежи. Дальнейшая разработка газовой шапки продолжается шестью добывающими скважинами.

- северная газоконденсатная залежь пласта БУ₈² (вариант 1);
- южная газоконденсатная залежь пласта БУ₈² (вариант 1);
- газоконденсатная залежь пласта БУ₈³ (вариант 1);
- южная газоконденсатная залежь пласта БУ₁₀¹ (вариант 1);
- северо-восточная газоконденсатная залежь пласта БУ₁₀^{2a} (вариант 1).

На работу имеется экспертное заключение генерального директора ООО НПФ «Бинар» И.Б. Дубкова.

ЭКСПЕРТИЗА ОТМЕЧАЕТ:

1. Объекты разработки Песляного месторождения не достаточно изучены: недостаточное количество исследований керна (Квэлт, ОФП), пластовых флюидов, особенно по нефтяной части. Необходимо продолжение изучения месторождения.

от автора: _____ / И.Б. Дубков /

от эксперта: _____ / С.А. Морозов /

от недропользователя: _____ /

2. В 1996 г. секцией по разработке Комиссии по месторождениям и ПХГ ОАО «Газпром» принята «Технологическая схема разработки нефтегазоконденсатных залежей Песцового месторождения», коррективом к которой и предлагаются авторами. В 1996 рассматривался «Проект ОПЗ Песцового месторождения». Однако нижнемеловые отложения Песцового месторождения в разработку не введены.

3. Проектные документы на разработку нижнемеловых отложений Песцового месторождения ЦКР (ТО ЦКР) Роснедра ранее не рассматривались.

4. Представление моделей в отчете соответствует требованиям «Регламента...» ООО «ВНИИГАЗ» 1999 г. По предоставленным в отчет данным, модель основного объекта БУ92 можно признать пригодной к проведению технологических расчетов вариантов разработки. Потребуется уточнение моделей по результатам ОПЗ и реализации программы исследовательских работ.

5. В качестве мероприятий по увеличению нефтеотдачи пластов предусмотрено: проводка горизонтальных стволов, зарезка боковых горизонтальных стволов, проведение ГРП, в том числе и в горизонтальных стволах.

6. Программа мероприятий по доразведке залежей включает в себя бурение разведочных скважин; отбор зерна, проведение испытаний, отбор проб флюида в разведочных и эксплуатационных скважинах; проведение стандартных и специальных исследований зерна; исследования пластовых флюидов. Выполнение ее позволит получить надежную основу для дальнейшего проектирования.

7. Экспертиза рекомендует представленную работу принять в качестве «Технологической схемы разработки нижнемеловых отложений Песцового месторождения с выделением периода опытно-промышленной эксплуатации» по рекомендуемому авторами варианту 13.1а сроком на пять лет.

В обсуждении приняли участие: А.Н. Марченко, А.Н. Лапердив, С.Ф. Мулявин, В.П. Балли, С.Б. Денисов, А.А. Пономарев.

ТО ЦКР РОСНЕДРА по ЯНАО ОТМЕЧАЕТ:

1. Целью работы является формирование рентабельной стратегии освоения Песцового месторождения с максимальным вовлечением продуктивных залежей в разработку, в связи с корректировкой геологического строения месторождения и пересчетом запасов углеводородов в 2004 году.

2. Реализация проекта возможна только после решения вопроса о подключении месторождения к единой системе газоснабжения ОАО «Газпром». Решение о вводе месторождения в промышленную разработку должно быть согласовано с лицензионным соглашением.

3. В предложенном к реализации варианте предусмотрена закачка газа в газоконденсатные пласты, с целью повышения конденсатоотдачи и достижения утвержденных значений КИК.

4. Месторождение не доизучено. Необходимо дальнейшее изучение месторождения (особенно по нефтяной части залежей) в части исследований пластовых флюидов, динамики фазового поведения газоконденсатных систем, проведения исследований зерна, газогидродинамических исследований, определения активности законтурной области.



10

5. Работа выполнена в соответствии с «Регламентом составления проектных документов по разработке газовых и газоконденсатных месторождений» ВНИИГАЗ 1999г.

6. Технологические расчеты выполнены на период 50 лет, к концу расчетного периода накопленная добыча газа составит 67,28 млрд.м³.

ТО ЦКР РОСНЕДРА по ЯНАО ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. «Технологическую схему разработки нижнемеловых отложений Песочного нефтегазоконденсатного месторождения с выделением периода опытно-промышленной эксплуатации» принять по варианту 13.1а, на пять лет, со следующими основными положениями и технологическими показателями (таблицы 4.1 – 4.10):

Показатели:	1	2	3	4	5
Добыча пластового газа, млрд.м ³	249,18	491,38	492,65	486,58	1671,94
Добыча стабильного конденсата, тыс.т	67,23	89,75	75,28	64,26	366,94
Добыча нефти, тыс.т	185,16	182,06	179,15	570,25	947,93
Фонд газовых скважин, шт.	2	4	4	4	12
Фонд нефтяных скважин, шт.	4	4	4	21	35

Максимальные уровни:

- добычи пластового газа -1,730 млрд.м³ (6 год);
- добычи стабильного конденсата – 366,94 тыс.т (5 год)
- добычи нефти – 1279,36 тыс. т. (6 год);

Накопленная добыча:

- пластового газа – 38,429 млрд.м³
- стабильного конденсата – 4858,04 тыс.т
- нефти- 25360,5 тыс. т.

2. Выделение девяти эксплуатационных объектов:

- северная газоконденсатная залежь пласта БУ₈²;
- газоконденсатнонефтяная залежь пласта БУ₉²;
- южная газоконденсатная залежь пласта БУ₈¹;
- газоконденсатная залежь пласта БУ₈³;
- газоконденсатнонефтяная залежь пласта БУ₉¹;
- южная газоконденсатная залежь пласта БУ₉²;
- газоконденсатнонефтяная залежь пласта БУ₉³;
- южная газоконденсатная залежь пласта БУ₁₀¹;
- северо-восточная газоконденсатная залежь пласта БУ₁₀²;

Количество проектных скважин – 131 единица;

в том числе для бурения – 131 единица

из них добывающих нефтяных – 71 ед.;

добывающих газоконденсатных – 17 ед.;

нагнетательных газовых – 6 ед.;

нагнетательных водных – 37 ед.

11

4. Утвердить программу исследовательских работ (в том числе доразведки) (таблица 5).

5. Недропользователю ООО «Газпром добыча Уренгой»:

- обеспечить выполнение программы исследовательских работ (в том числе доразведки) (таблица 5) в полном объеме и в установленные сроки;
- в период действия проектного документа обеспечить контроль выработки запасов раздельно по пластам и энергетическим состоянием месторождения;
- на пятый год после начала реализации проекта, представить на рассмотрение ЦКР Роснедра (ТО ЦКР Роснедра по ЯНАО) новый проектный документ на разработку Песцового месторождения.

6. Рекомендовать Федеральному агентству по недропользованию (Роснедра) согласовать принятый вариант разработки нижнемерзлых отложений Песцового месторождения.

Результаты голосования:

За - 12 человек
Против - 0 человек
Воздержался - 2 человек

Сопредседатель
ТО ЦКР Роснедра по ЯНАО



А.Н. Марченко

Ученый секретарь
ТО ЦКР Роснедра по ЯНАО



А.В. Иванов



С.К. Усупов



В.Н. Горовоз



Таблица 1.1 – Состояние запасов нефти на 01.01.2009г.

Объекты, месторождение в целом	Утвержденные ГКС Роснедра						На государственном балансе						Текущие запасы, тыс.т					
	Геологические		Извлекаемые		КИН		Геологические		Извлекаемые		КИН		геологические		извлекаемые		КИН	
	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂
БУ ₄ ²	614	–	123	–	0,2	–	614	–	123	–	0,2	–	614	–	123	–	–	–
БУ ₄ ³	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
БУ ₄ ¹	6088	–	1218	–	0,2	–	6088	–	1218	–	0,2	–	6088	–	1218	–	–	–
БУ ₄ ²	53353	10316	21342	3847	0,4	0,373	61001	2354	24400	942	0,4	0,4	61001	2354	24400	942	–	–
БУ ₁₀ ¹	483	627	96	126	0,2	0,2	483	627	96	126	0,2	0,2	483	627	96	126	–	–
БУ ₁₀ ^{2а}	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
В целом	60538	10943	22779	3973	–	–	68186	2981	25837	1068	–	–	68186	2981	25837	1068	–	–

Таблица 1.2 – Состояние запасов свободного газа и газа газовых шапок на 01.01.2009г.

Объекты, месторождение в целом	Утвержденные ГКС Роснедра		На государственном балансе			
	Начальные геологические запасы, млн.м ³		Начальные геологические запасы, млн.м ³		Текущие геологические запасы, млн.м ³	
	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂
БУ ₄ ²	1117	963	1117	963	1117	963
БУ ₄ ³	425	1329	425	1329	425	1329
БУ ₄ ¹	2738	621	2738	621	2738	621
БУ ₄ ²	23250	316	24869	343	24869	343
БУ ₁₀ ¹	1424	–	1424	–	1424	–
БУ ₁₀ ^{2а}	6092	4624	6092	4624	6092	4624
по нижележащим отложениям горизонта БУ ₄ -БУ ₁₀	35046	7853	36665	7880	36665	7880

С.П.И.

Таблица 1.3 – Состояние запасов конденсата на 01.01.2009г.

Объекты	Утвержденные ГКЗ Роснедра, тыс.т						На государственном балансе						Текущие запасы, тыс.т					
	Геологические		Извлекаемые		КИК		Геологические		Извлекаемые		КИК		геологические		извлекаемые		КИК	
	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂
БУ ₈ ²	388	335	245	211	0,63	0,63	388	335	245	211	0,63	0,63	388	335	245	211	–	–
БУ ₈ ¹	131	408	81	253	0,62	0,62	131	408	81	253	0,62	0,62	131	408	81	253	–	–
БУ ₉ ⁴	920	209	561	127	0,61	0,61	920	209	561	127	0,61	0,61	920	209	561	127	–	–
БУ ₉ ²	10130	138	5875	80	0,58	0,58	10836	149	6283	87	0,58	0,58	10836	149	6283	87	–	–
БУ ₁₀ ¹	986	–	503	–	0,51	–	986	–	503	–	0,51	–	986	–	503	–	–	–
БУ ₁₀ ^{2а}	2273	1725	1159	880	0,51	0,51	2273	1725	1159	880	0,51	0,51	2273	1725	1159	880	–	–
по нижележащим отложениям горизонта БУ ₈ -БУ ₁₀	14828	–	8424	–	–	–	15534	–	8832	–	–	–	15534	–	8832	–	–	–

14

Таблица 2 – Характеристика фонда скважин на 01.01.2009 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
Фонд газовых скважин	Пробурено	40
	Переведено из разведочных	-
	Возвращено с других горизонтов	-
	Всего, в том числе:	-
	действующие	-
	бездельные	-
	в основном после бурения	-
	в консервации	17
	в ожидании ликвидации	-
	переведены на другие горизонты	-
	дублированные	3

16

Таблица 3 – Технологические и технико-экономические показатели работы скважины разработки (на период 22 года)

Показатели	Ед.изм.	Варианты	
		9.1а	11.1а
Общий фонд скважин, в том числе:			
нефтяных		56	68
газовых/демпинговых/добывающих		47	47
логистических газ		9	21
логистических воду		-	6
логистических воду		-	-
Добыча нефти и конденсата	тыс.т	13 702,09	14 885,40
Добыча свободного и растворенного газа	млн.м ³	12 840,70	14 252,80
Добыча пластового газа	млн.м ³	-	14 972,50
Добыча стравляемого конденсата	тыс.т	-	2 887,10
Объем закачиваемого газа	млн.м ³	-	17 051,20
Объем закачиваемой воды	тыс.м ³	-	-
Итого добычи/извлечения НГК-смесь	тыс.т.	16 146,50	21 883,40
Газ товарный	млн.м ³	11 591	8 220
НГК-смесь (бензол СК)	тыс.т.	8 429	9 806
ДТ товарное (бензол конденсат)	тыс.т.	3 641	6 023
БФ (АБ Нормаль-80)	тыс.т.	3 460	5 149
ПКФ (СТБТ)	тыс.т.	144	433
Продукция фракции	тыс.т.	6,4	0,9
Выручка от реализации	млрд. руб.	158,1	214
Капитальные вложения	млрд. руб.	21,5	29,8
Инвестиции в чистый оборотный капитал	млрд. руб.	0,1	0,2
Расходы на добычу и транспорт конденсата и газа	млрд. руб.	0	21,1
Расходы на добычу и транспорт нефти и попутного газа	млрд. руб.	55	56,6
Чистый денежный поток	млрд. руб.	42,6	60,6
Платный срок окупаемости	лет	10	10
Чистая приведенная стоимость (NPV)	млрд. руб.	6,15	9,33
Дисконтированный срок окупаемости (PBP)	лет	12	12
ВНД	%	17,23%	18,02%
Доход государства	млрд.руб.	58,1	77,1
Дивидентовый доход государства	млрд.руб.	16,5	20,8

RR
RR

Таблица 4.2 – Текстовое технико-экономическое обоснование по рекомендуемому параметру пласта ЕУ₁, оценка технико-экономических показателей

Год	Добыча углеводородного газа		Добыча ГЕМ (естественный)		Добыча стабилизированного		Добыча азотсодержащего		Фонд скважины	Средний дебит (плот. газ)	Пиковые дебиты в скважинах	Среднее давление по пласту, МПа						
	млн м ³	млн м ³	млн м ³	млн м ³	тыс т	тыс т	млн м ³	млн м ³				св.	млн м ³ /сут	млн м ³ /сут	МПа	Рпл	Руб	Руст
																МПа	МПа	МПа
5	52,66	52,66	41,86	41,86	6,13	6,13	7,45	7,45	1	133,19	16,06	27,52	20,64	19,88	12,42			
6	52,34	105,00	42,61	44,89	4,24	39,60	4,89	12,47	1	135,84	11,02	23,94	15,91	16,16	9,80			
7	44,84	149,84	34,87	121,15	1,91	35,55	1,25	15,92	1	111,69	7,41	21,11	13,32	10,64	7,20			
8	37,02	187,24	30,04	152,35	1,04	15,61	1,45	18,30	1	98,85	5,49	18,29	11,71	8,89	5,80			
9	31,61	218,88	26,24	179,33	1,58	17,17	1,83	20,20	1	86,34	4,26	17,08	10,24	6,93	4,60			
10	27,56	246,42	22,92	201,46	1,28	18,43	1,68	21,58	1	73,32	3,43	15,54	8,01	5,77	3,70			
11	24,65	271,07	20,33	221,88	1,08	19,31	1,22	22,95	1	66,43	2,92	14,20	7,59	4,71	2,90			
12	20,86	291,03	17,37	234,54	0,91	20,41	1,02	24,02	1	59,34	2,48	13,07	7,22	4,42	2,70			
13	17,72	309,66	14,73	254,11	0,77	21,18	0,91	24,03	1	48,25	2,11	12,19	6,69	4,22	2,60			
14	15,71	324,86	12,68	266,19	0,67	21,86	0,79	24,72	1	41,36	1,83	11,31	6,18	4,10	2,50			
15	13,02	337,40	10,54	272,18	0,56	22,42	0,66	26,39	1	35,80	1,53	10,63	5,85	4,01	2,40			
16	11,35	349,24	9,17	286,50	0,49	22,90	0,57	26,93	1	31,22	1,34	10,04	5,68	3,94	2,30			
17	9,97	359,21	8,03	294,34	0,43	23,13	0,51	27,45	1	27,57	1,18	9,42	5,42	3,87	2,20			
18	8,76	367,97	7,03	301,56	0,38	23,71	0,45	27,96	1	24,14	1,05	9,09	5,20	3,82	2,10			
19	7,65	375,02	6,12	307,69	0,33	24,05	0,39	28,28	1	21,43	0,94	8,71	5,02	3,78	2,00			
20	4,97	380,29	4,14	311,85	0,22	24,27	0,26	28,53	1	18,72	0,81	8,51	4,86	3,74	2,00			

BP1
[Signature]

Таблица 4.3 – Основные технико-экономические показатели по рекомендуемому варианту плант БУ, ² геообладалагитовнефедная зидьса

Год	Газовая добыча		Наклад. добыча		Добыча газа		Сбалансированность	Газовый фактор	Рисков газа	Запасы газа		Запасы воды		Средний дебит			Фонд скважин						
	нефть	конд.	нефть	конд.	годовая	накопл.				%	м³/т	млн м³	млн м³	годовая	накопл.	нефть	конд.	газа	добыча нефтяных	гидрокарбонатов	печи	железные	добыча
5	13,43	0,24	13,45	0,24	3,03	3,33		351,70	6,94					19,09	0,81	6,55	2	2					
6	13,00	0,65	26,44	0,89	6,05	9,98		495,76	6,94					16,60	1,67	9,80	2	2					
7	13,71	0,86	39,21	1,75	8,23	17,91		658,26	6,94					18,14	1,31	13,01	2	2					
8	12,65	1,00	51,87	2,75	11,42	29,60		895,30	6,94					18,31	1,31	13,01	2	2					
9	11,10	1,10	62,97	3,85	12,62	41,65		1074,37	3,47					15,35	1,62	18,50	2	2					
10	9,92	1,24	72,89	5,09	15,20	56,85		1460,78	3,47					13,95	1,84	23,29	2	1					
11	9,13	1,28	82,02	6,36	19,10	75,95		2060,25	3,47					12,84	1,82	29,67	2	1					
12	9,60	0,43	81,67	6,80	8,42	81,44		1037,01						10,55	0,55	11,28	2						
13	6,84	0,39	98,46	7,18	2,44	97,28		1155,84						9,27	0,57	11,42	2						
14	5,82	0,41	104,27	7,60	8,12	100,49		1407,97						7,87	0,61	12,01	2						
15	5,03	0,43	109,20	8,03	8,38	108,88	0,28	1507,86						6,01	0,62	12,08	2						
16	4,37	0,43	113,67	8,46	8,24	117,22	1,17	1785,85						5,13	0,67	14,33	2						
17	4,49	0,59	118,16	8,96	10,49	127,71	3,08	2303,21						4,97	0,66	13,74	2						
18	3,54	0,45	121,74	9,42	9,62	148,81	18,88	2652,84						4,43	0,65	13,43	2						
19	3,16	0,45	124,87	9,87	9,46	148,81	18,88	2652,84						3,96	0,64	13,46	2						
20	2,85	0,45	127,72	10,32	9,41	158,22	20,92	2992,33						3,60	0,63	13,22	2						
21	2,58	0,44	130,30	10,76	9,23	165,44	22,12	3083,38						3,30	0,67	13,90	2						
22	2,36	0,43	132,66	11,19	9,03	174,47	23,24	3262,79						2,99	0,63	13,36	2						
23	2,17	0,45	134,83	11,64	9,47	183,95	26,46	3617,94						2,78	0,61	12,86	2						
24	1,99	0,43	136,81	12,07	9,78	193,30	27,64	3733,67						2,58	0,60	12,45	2						
25	1,83	0,41	138,64	12,49	8,74	201,73	29,23	3883,98						2,37	0,58	12,05	2						
26	1,69	0,41	140,33	12,89	8,45	210,18	30,72	4020,36						2,19	0,56	11,65	2				1		
27	1,56	0,39	141,88	13,29	8,17	218,35	32,48	4170,92						2,02	0,54	11,26	2				1		
28	1,44	0,38	143,33	13,67	7,92	226,27	34,29	4317,28						1,87	0,53	10,86	2				1		
29	1,33	0,37	144,63	14,03	7,62	233,89	36,03	4451,62						1,66	0,49	10,09	2				1		
30	1,21	0,35	145,86	14,38	7,31	241,10	38,50	4608,74						1,56	0,43	8,81	2				1		
31	1,01	0,31	146,87	14,76	6,42	247,33	42,27	4824,88						1,07	0,36	7,17	2				1		
32	0,81	0,27	147,68	14,96	5,46	252,99	47,01	5017,22						0,84	0,36	6,00	2				1		
33	0,63	0,22	148,12	15,18	4,47	257,45	52,27	5152,24						0,67	0,24	4,83	2				1		
34	0,51	0,18	148,82	15,37	3,63	261,10	57,32	5192,67						0,58	0,13	2,67	2				1		
35	0,37	0,08	149,69	15,46	1,83	262,95																	

Handwritten signature

19

20

Таблица 4.3 – Оценка экологического показателя рекомендации по ирригации
клас В00, южная половина участка земли

Год	Добыча подземной воды		Добыча газа созерения		Добыча поверхностной		Добыча атмосферной		Фонд закладки	Средний дебит клас. г/га	Планируемые закладки млн м3/год	Средние значения по данным мониторинга					
	млн м3		млн м3		тыс т		тыс т					млн м3/год	тыс т	млн м3	Ртс	Ргб	Руст
	факт	норм	факт	норм	факт	норм	факт	норм									
6	29,78	28,39	21,97	21,97	0,74	0,74	7,43	7,93	1	94,64	31,57	16,36	24,16	19,34	12,14		
7	41,21	72,30	33,04	54,96	7,46	14,70	9,36	17,30	1	115,60	21,64	24,99	23,75	12,95	9,00		
8	48,02	112,62	20,97	83,93	6,75	21,32	7,47	24,97	1	108,62	17,64	27,41	24,35	10,15	7,20		
9	55,19	149,21	28,95	114,18	5,36	26,58	6,39	31,27	1	99,81	14,49	26,77	13,67	8,30	5,80		
10	13,05	182,26	16,03	140,41	4,48	31,02	3,26	36,53	1	42,48	17,57	25,88	22,85	7,04	4,40		
11	10,30	182,46	23,02	164,33	1,81	34,87	4,09	41,02	1	44,71	10,20	23,10	21,29	3,98	1,70		
12	28,88	240,34	12,35	186,67	3,53	38,30	3,92	44,94	1	78,35	6,76	24,41	20,44	5,03	2,90		
13	25,64	166,18	10,41	207,16	3,89	41,89	3,40	48,34	1	71,52	3,03	23,78	18,79	5,85	2,90		
14	27,28	185,75	18,39	226,03	2,53	41,61	2,97	49,31	1	66,26	5,10	23,23	18,19	4,71	2,90		
15	22,02	211,28	17,71	243,76	2,76	49,87	2,65	53,97	1	61,89	6,34	22,72	18,05	5,50	2,90		
16	20,38	132,30	16,59	200,35	2,03	47,00	2,18	46,35	1	58,19	5,73	22,27	18,16	4,49	2,90		
17	19,45	151,81	15,71	226,65	1,84	44,74	2,17	58,52	1	54,91	5,20	21,85	17,71	4,40	2,90		
18	18,19	220,19	14,85	240,54	1,88	51,42	1,84	60,49	1	51,90	6,75	21,46	17,29	4,32	2,90		
19	17,12	287,62	14,31	305,08	1,94	52,96	1,81	62,11	1	49,31	4,16	21,10	16,98	4,27	2,90		
20	16,47	404,69	17,38	318,44	1,41	54,17	1,66	63,64	1	46,94	4,62	20,76	16,53	4,23	2,90		
21	15,81	419,89	12,84	321,30	1,71	55,68	1,74	65,51	1	44,78	3,73	20,41	16,18	4,19	2,90		
22	15,05	414,94	12,24	321,56	1,21	56,95	1,83	66,94	1	42,76	3,47	20,11	15,83	4,15	2,90		
23	14,28	408,30	11,73	322,29	1,11	58,82	1,87	68,26	1	40,78	3,05	19,84	15,54	4,12	2,90		
24	13,71	403,09	11,22	306,50	1,01	59,67	1,84	69,59	1	38,97	2,68	19,57	15,25	4,08	2,90		
25	13,14	426,32	10,71	312,28	0,99	60,69	1,78	70,86	1	37,12	2,78	19,31	14,97	4,05	2,90		
26	12,62	408,84	10,75	309,68	0,92	61,96	1,68	71,74	1	35,86	2,61	19,07	14,71	4,03	2,90		
27	12,31	500,97	9,94	307,54	0,86	61,24	1,62	72,75	1	34,54	2,46	18,86	14,45	4,01	2,90		
28	11,69	412,66	9,59	407,13	0,81	62,65	0,96	73,71	1	33,31	2,12	18,62	14,21	3,99	2,90		
29	11,31	523,98	9,30	406,42	0,77	63,43	0,91	74,62	1	32,71	2,05	18,42	13,98	3,97	2,90		
30	10,91	534,00	8,97	428,39	0,71	64,38	0,86	75,48	1	31,15	1,84	18,21	13,77	3,95	2,90		
31	10,57	555,47	8,65	424,88	0,69	64,85	0,82	76,29	1	30,15	1,88	18,04	13,55	3,93	2,90		
32	10,22	555,78	8,42	442,49	0,66	65,51	0,77	77,07	1	29,20	1,88	17,84	13,35	3,91	2,90		
33	9,94	568,64	8,18	450,68	0,63	66,14	0,74	77,81	1	28,29	1,79	17,70	13,15	3,90	2,90		
34	9,61	575,25	7,92	458,68	0,60	66,71	0,70	78,51	1	27,44	1,70	17,54	12,96	3,88	2,90		
35	9,34	584,59	7,70	466,24	0,57	67,30	0,67	79,14	1	26,62	1,61	17,38	12,77	3,87	2,90		
36	9,04	593,63	7,46	473,75	0,54	67,88	0,64	79,82	1	25,84	1,55	17,24	12,59	3,86	2,90		
37	8,82	602,47	7,28	481,03	0,52	68,37	0,61	80,43	1	25,02	1,49	17,10	12,42	3,84	2,90		
38	8,55	611,10	7,06	488,39	0,50	68,87	0,58	81,02	1	24,40	1,42	16,96	12,26	3,83	2,90		
39	8,30	619,76	6,84	494,55	0,48	69,34	0,56	81,58	1	23,72	1,36	16,84	12,09	3,82	2,90		
40	8,07	627,77	6,67	501,51	0,46	69,80	0,54	82,12	1	23,04	1,31	16,71	11,93	3,81	2,90		
41	7,86	635,23	6,50	508,11	0,44	70,24	0,52	82,64	1	22,39	1,25	16,60	11,78	3,80	2,90		
42	7,61	642,30	6,30	514,43	0,42	70,66	0,49	83,13	1	21,76	1,20	16,48	11,63	3,79	2,90		
43	7,41	650,22	6,13	520,94	0,40	71,06	0,47	83,61	1	21,15	1,15	16,38	11,48	3,78	2,90		
44	7,21	657,46	5,97	526,51	0,39	71,43	0,46	84,06	1	20,55	1,11	16,28	11,33	3,76	2,90		
45	7,02	664,48	5,81	532,32	0,37	71,81	0,44	84,50	1	19,99	1,06	16,18	11,18	3,75	2,90		
46	6,80	671,28	5,63	537,95	0,36	72,18	0,42	84,92	1	19,41	1,02	16,09	11,03	3,75	2,90		
47	6,60	677,87	5,47	543,42	0,34	72,53	0,40	85,32	1	18,81	0,98	16,01	10,88	3,74	2,90		
48	6,34	684,36	5,29	548,71	0,33	72,85	0,39	85,71	1	18,17	0,93	15,93	10,73	3,72	2,90		
49	6,15	690,44	5,10	553,82	0,31	73,17	0,37	86,08	1	17,46	0,89	15,85	10,57	3,71	2,90		
50	5,87	696,28	4,87	558,68	0,30	73,46	0,35	86,45	1	16,84	0,84	15,79	10,46	3,70	2,90		

21

Таблица 4.5 – Основные технико-экономические показатели (по российскому курсу валюты)
 по состоянию на 31.12.2014 г.

Год	Добыча сырого газа		Добыча газа с обводнением		Добыча углеводородов		Добыча углеводородов		Фонд капиталовложений	Средний актив		Плательское задание	Среднее значение по активу, состоянию		
	млн куб. м	млн куб. м	млн куб. м	млн куб. м	млн куб. м	млн куб. м	млн руб.	млн руб.		млн руб.	млн руб.		млн руб.	млн руб.	млн руб.
4	49,47	48,47	34,63	34,95	4,89	4,88	10,43	10,45	1	111,89	30,45	30,02	25,13	24,02	14,20
5	48,61	98,07	39,54	78,21	5,76	11,84	7,43	17,46	1	156,02	19,13	21,68	21,01	19,21	11,30
7	51,87	144,93	42,68	121,52	4,77	10,61	5,41	21,07	1	159,40	14,86	24,40	17,90	15,72	9,00
8	51,62	202,77	45,73	166,65	3,81	20,41	4,48	27,51	1	134,00	10,93	24,20	15,46	12,55	7,15
9	51,56	255,53	43,57	210,24	3,84	26,11	3,93	31,99	1	143,43	8,21	24,00	15,85	9,87	5,81
10	47,45	302,18	40,20	250,51	2,24	28,34	2,64	33,62	1	125,57	3,84	22,79	11,95	7,90	4,61
11	39,80	342,48	33,89	284,40	1,68	30,74	1,98	35,80	1	106,40	4,50	19,98	9,72	6,55	2,70
12	34,33	326,43	29,40	311,30	1,35	31,61	1,58	37,19	1	81,04	3,61	17,74	8,56	5,40	2,92
13	28,41	404,33	24,24	337,95	1,08	32,68	1,27	38,43	1	55,07	2,84	17,14	7,87	4,96	2,90
14	23,25	426,08	20,28	358,22	0,88	33,57	1,04	39,69	1	84,07	2,34	17,00	7,27	4,61	2,93
15	20,24	449,42	17,37	373,59	0,75	34,32	0,84	40,18	1	97,05	2,12	16,82	6,80	4,41	2,90
16	18,10	463,04	15,84	391,46	0,69	35,01	0,81	41,19	1	51,76	1,02	16,62	5,61	4,24	2,60
17	16,38	485,28	14,41	403,87	0,63	35,64	0,75	41,81	1	86,68	1,74	16,45	5,33	4,14	2,60
18	15,18	500,65	12,96	418,84	0,57	36,21	0,67	42,40	1	42,38	1,48	16,27	5,13	4,11	2,60
19	11,89	513,47	11,41	430,27	0,65	36,85	0,76	43,16	1	38,34	1,82	16,10	4,92	4,03	2,50
20	12,54	524,21	10,51	440,79	0,65	37,50	0,76	44,12	1	34,98	1,81	15,93	4,74	4,00	2,50
21	13,45	537,64	9,50	450,38	0,64	38,14	0,75	44,87	1	22,02	1,79	15,77	4,58	3,93	2,40
22	14,55	548,16	8,82	459,20	0,61	38,77	0,74	45,61	1	29,42	1,76	15,58	4,47	3,90	2,40
23	9,97	557,83	8,00	467,20	0,61	39,38	0,72	46,31	1	27,14	1,71	15,42	4,29	3,87	2,40
24	8,98	566,81	7,33	474,80	0,58	39,97	0,65	47,02	1	24,10	1,65	15,25	4,17	3,81	2,40
25	8,10	575,11	6,81	481,74	0,56	40,53	0,66	47,68	1	23,10	1,57	15,10	4,08	3,74	2,40
26	7,72	582,83	6,44	488,13	0,53	41,06	0,63	48,31	1	21,71	1,50	14,95	3,96	3,74	2,40
27	4,23	587,08	3,87	493,75	0,21	41,27	0,24	48,53	1	11,24	0,60	14,92	3,83	3,76	2,30

Handwritten signatures and initials.

22

Таблица 4.5 – Детальная информация о составе и по структуре расходов на материалы, включая транспортные расходы

ГРН	Годовая добыча		Максимальная добыча		Добыча в год		Объем добычи	Годовая добыча	Расход на материалы	Итого в год		Средний расход		Финансирование					
	млн т	млн т	млн т	млн т	млн т	млн т				млн т	млн т	млн т	млн т	млн т	млн т	млн т	млн т	млн т	млн т
1	11,401		11,401		3,48	1,45	0,31	362,30											
2	11,41	0,86	11,41	0,86	3,48	1,45	0,31	370,36											
3	11,41	0,81	11,41	0,81	3,48	1,45	0,31	368,18											
4	11,41	0,73	11,41	0,73	3,48	1,45	0,31	367,59											
5	11,41	0,64	11,41	0,64	3,48	1,45	0,31	366,12											
6	11,41	0,55	11,41	0,55	3,48	1,45	0,31	364,65											
7	11,41	0,46	11,41	0,46	3,48	1,45	0,31	363,18											
8	11,41	0,38	11,41	0,38	3,48	1,45	0,31	361,71											
9	11,41	0,29	11,41	0,29	3,48	1,45	0,31	360,24											
10	11,41	0,21	11,41	0,21	3,48	1,45	0,31	358,77											
11	11,41	0,12	11,41	0,12	3,48	1,45	0,31	357,30											
12	11,41	0,04	11,41	0,04	3,48	1,45	0,31	355,83											
13	11,41	0,05	11,41	0,05	3,48	1,45	0,31	354,36											
14	11,41	0,15	11,41	0,15	3,48	1,45	0,31	352,89											
15	11,41	0,25	11,41	0,25	3,48	1,45	0,31	351,42											
16	11,41	0,35	11,41	0,35	3,48	1,45	0,31	349,95											
17	11,41	0,45	11,41	0,45	3,48	1,45	0,31	348,48											
18	11,41	0,55	11,41	0,55	3,48	1,45	0,31	347,01											
19	11,41	0,65	11,41	0,65	3,48	1,45	0,31	345,54											
20	11,41	0,75	11,41	0,75	3,48	1,45	0,31	344,07											
21	11,41	0,85	11,41	0,85	3,48	1,45	0,31	342,60											
22	11,41	0,95	11,41	0,95	3,48	1,45	0,31	341,13											
23	11,41	1,05	11,41	1,05	3,48	1,45	0,31	339,66											
24	11,41	1,15	11,41	1,15	3,48	1,45	0,31	338,19											
25	11,41	1,25	11,41	1,25	3,48	1,45	0,31	336,72											
26	11,41	1,35	11,41	1,35	3,48	1,45	0,31	335,25											
27	11,41	1,45	11,41	1,45	3,48	1,45	0,31	333,78											
28	11,41	1,55	11,41	1,55	3,48	1,45	0,31	332,31											
29	11,41	1,65	11,41	1,65	3,48	1,45	0,31	330,84											
30	11,41	1,75	11,41	1,75	3,48	1,45	0,31	329,37											
31	11,41	1,85	11,41	1,85	3,48	1,45	0,31	327,90											
32	11,41	1,95	11,41	1,95	3,48	1,45	0,31	326,43											
33	11,41	2,05	11,41	2,05	3,48	1,45	0,31	324,96											
34	11,41	2,15	11,41	2,15	3,48	1,45	0,31	323,49											
35	11,41	2,25	11,41	2,25	3,48	1,45	0,31	322,02											
36	11,41	2,35	11,41	2,35	3,48	1,45	0,31	320,55											
37	11,41	2,45	11,41	2,45	3,48	1,45	0,31	319,08											
38	11,41	2,55	11,41	2,55	3,48	1,45	0,31	317,61											
39	11,41	2,65	11,41	2,65	3,48	1,45	0,31	316,14											
40	11,41	2,75	11,41	2,75	3,48	1,45	0,31	314,67											
41	11,41	2,85	11,41	2,85	3,48	1,45	0,31	313,20											
42	11,41	2,95	11,41	2,95	3,48	1,45	0,31	311,73											
43	11,41	3,05	11,41	3,05	3,48	1,45	0,31	310,26											
44	11,41	3,15	11,41	3,15	3,48	1,45	0,31	308,79											
45	11,41	3,25	11,41	3,25	3,48	1,45	0,31	307,32											
46	11,41	3,35	11,41	3,35	3,48	1,45	0,31	305,85											
47	11,41	3,45	11,41	3,45	3,48	1,45	0,31	304,38											
48	11,41	3,55	11,41	3,55	3,48	1,45	0,31	302,91											
49	11,41	3,65	11,41	3,65	3,48	1,45	0,31	301,44											
50	11,41	3,75	11,41	3,75	3,48	1,45	0,31	299,97											
51	11,41	3,85	11,41	3,85	3,48	1,45	0,31	298,50											
52	11,41	3,95	11,41	3,95	3,48	1,45	0,31	297,03											
53	11,41	4,05	11,41	4,05	3,48	1,45	0,31	295,56											
54	11,41	4,15	11,41	4,15	3,48	1,45	0,31	294,09											
55	11,41	4,25	11,41	4,25	3,48	1,45	0,31	292,62											
56	11,41	4,35	11,41	4,35	3,48	1,45	0,31	291,15											
57	11,41	4,45	11,41	4,45	3,48	1,45	0,31	289,68											
58	11,41	4,55	11,41	4,55	3,48	1,45	0,31	288,21											
59	11,41	4,65	11,41	4,65	3,48	1,45	0,31	286,74											
60	11,41	4,75	11,41	4,75	3,48	1,45	0,31	285,27											
61	11,41	4,85	11,41	4,85	3,48	1,45	0,31	283,80											
62	11,41	4,95	11,41	4,95	3,48	1,45	0,31	282,33											
63	11,41	5,05	11,41	5,05	3,48	1,45	0,31	280,86											
64	11,41	5,15	11,41	5,15	3,48	1,45	0,31	279,39											
65	11,41	5,25	11,41	5,25	3,48	1,45	0,31	277,92											
66	11,41	5,35	11,41	5,35	3,48	1,45	0,31	276,45											
67	11,41	5,45	11,41	5,45	3,48	1,45	0,31	274,98											
68	11,41	5,55	11,41	5,55	3,48	1,45	0,31	273,51											
69	11,41	5,65	11,41	5,65	3,48	1,45	0,31	272,04											
70	11,41	5,75	11,41	5,75	3,48	1,45	0,31	270,57											
71	11,41	5,85	11,41	5,85	3,48	1,45	0,31	269,10											
72	11,41	5,95	11,41	5,95	3,48	1,45	0,31	267,63											
73	11,41	6,05	11,41	6,05	3,48	1,45	0,31	266,16											
74	11,41	6,15	11,41	6,15	3,48	1,45	0,31	264,69											
75	11,41	6,25	11,41	6,25	3,48	1,45	0,31	263,22											
76	11,41	6,35	11,41	6,35	3,48	1,45	0,31	261,75											
77	11,41	6,45	11,41	6,45	3,48	1,45	0,31	260,28											
78	11,41	6,55	11,41	6,55	3,48	1,45	0,31	258,81											
79	11,41	6,65	11,41	6,65	3,48	1,45	0,31	257,34											
80	11,41	6,75	11,41	6,75	3,48	1,45	0,31	255,87											
81	11,41	6,85	11,41	6,85	3,48	1,45	0,31	254,40											
82	11,41	6,95	11,41	6,95	3,48	1,45	0,31	252,93											
83	11,41	7,05	11,41	7,05	3,48	1,45	0,31	251,46											
84	11,41	7,15	11,41	7,15	3,48	1,45	0,31	250,00											
85	11,41	7,25	11,41	7,25	3,48	1,45	0,31	248,53											
86	11,41	7,35	11,41	7,35	3,48	1,45	0,31	247,07											
87	11,41	7,45	11,41	7,45	3,48	1,45	0,31	245,60											
88	11,41	7,55	11,41	7,55	3,48	1,45	0,31	244,14											
89	11,41	7,65	11,41	7,65	3,48	1,45	0,31	242,67											
90	11,41	7,75	11,41	7,75	3,48	1,45	0,31	241,21											

23

Таблица 4.7 - Основные технико-экономические показатели по реализации сырья (исх. БУ), исходя из производственных запасов

Год	Добыча газа (млн куб. м)		Добыча газа (млн куб. м)		Добыча газа (млн куб. м)		Добыча газа (млн куб. м)		Цена (руб./куб. м)	Средний объем (куб. м)	Плотовые запасы (млн куб. м)		Средние запасы (млн куб. м)		
	по плану	факт	по плану	факт	по плану	факт	по плану	факт			на 1.01	на 31.12	на 1.01	на 31.12	
	млн. м³	млн. м³	млн. м³	млн. м³	млн. м³	млн. м³	млн. м³	млн. м³			млн. м³	млн. м³	млн. м³	млн. м³	
6	114,88	114,88	37,94	37,94	19,51	19,51	22,91	22,91	1	111,88	53,36	28,72	32,41	21,28	7,96
7	113,94	228,52	38,54	176,48	19,45	37,48	18,78	41,74	1	111,10	43,60	26,78	19,82	17,59	6,82
8	118,51	345,63	39,42	265,90	19,38	48,82	17,70	57,44	1	109,30	16,57	24,07	17,59	13,10	1,68
9	99,62	441,26	29,47	345,17	19,91	58,74	12,34	70,38	1	262,57	38,67	23,96	16,62	10,81	1,86
10	85,19	526,94	68,16	411,23	8,88	68,62	10,43	80,71	1	223,22	13,13	22,59	16,00	10,81	1,71
11	26,18	603,33	61,21	474,34	7,54	26,16	8,82	89,58	1	204,88	20,21	21,19	17,34	9,34	1,71
12	71,64	624,97	59,69	512,38	8,67	82,82	7,85	92,44	1	195,17	18,08	10,23	14,59	8,59	1,63
13	87,20	747,73	34,71	583,11	5,90	88,81	7,04	104,48	1	182,14	16,11	19,15	17,91	8,21	1,60
14	64,27	807,01	42,98	638,20	5,44	94,22	6,36	110,83	1	172,14	14,51	18,59	13,22	7,94	1,60
15	60,31	897,51	49,02	688,21	4,86	96,03	5,71	116,56	1	163,78	13,11	17,86	12,64	7,69	1,60
16	56,63	923,98	43,83	772,28	4,19	103,47	5,17	121,71	1	153,83	11,84	17,19	12,09	7,39	1,60
17	33,44	977,18	43,83	772,28	4,19	103,47	5,17	121,71	1	142,86	10,73	16,51	11,59	7,09	1,60
18	49,84	1022,22	40,76	818,24	3,84	111,12	4,28	130,73	1	134,08	9,70	15,91	11,15	6,80	1,60
19	49,68	1073,50	38,24	856,59	3,32	114,84	3,61	134,64	1	125,91	8,87	15,59	10,60	6,56	1,60
20	44,06	1117,66	36,14	893,15	3,07	117,51	3,61	139,25	1	118,44	8,26	14,88	10,29	6,33	1,60
21	41,51	1159,47	34,09	927,22	2,84	120,15	3,34	141,69	1	111,47	7,63	14,48	9,81	6,10	1,60
22	39,28	1198,47	32,22	959,44	2,64	122,90	3,16	144,69	1	105,08	7,07	13,96	9,54	5,90	1,60
23	36,88	1235,56	30,15	989,79	2,45	125,44	2,88	147,57	1	99,05	6,57	13,54	9,18	5,72	1,60
24	34,63	1279,19	28,12	1018,51	2,27	127,71	2,67	150,24	1	92,87	6,09	13,15	8,85	5,55	1,60
25	32,28	1323,47	26,40	1046,91	2,10	129,81	2,47	152,71	1	86,88	5,59	12,79	8,49	5,37	1,60
26	28,51	1330,88	21,49	1068,40	1,85	131,63	2,18	154,89	1	79,19	5,07	12,49	8,09	5,20	1,60
27	24,21	1382,20	14,25	1110,63	1,26	134,51	1,83	158,72	1	73,80	4,48	11,87	7,63	5,06	1,60
28	44,87	1427,07	38,37	1147,02	2,88	137,59	1,59	162,19	1	118,61	7,81	11,25	7,19	5,19	1,60
29	40,56	1481,63	32,80	1179,82	2,62	140,42	1,10	165,20	1	107,29	6,95	10,72	6,74	4,96	1,60
30	37,01	1504,64	29,84	1209,65	2,44	142,86	1,87	168,07	1	97,63	6,43	10,26	6,30	4,78	1,60
31	33,65	1531,29	27,05	1236,68	2,27	145,10	1,64	170,71	1	89,71	5,98	9,83	6,03	4,62	1,60
32	30,80	1560,18	24,36	1261,44	2,08	147,30	1,48	173,17	1	82,12	5,58	9,44	5,68	4,49	1,60
33	28,46	1592,63	22,73	1284,17	1,96	149,36	1,30	175,48	1	75,89	5,22	9,07	5,38	4,38	1,60
34	26,11	1623,95	21,85	1305,13	1,84	151,99	1,16	177,64	1	69,48	4,88	8,74	5,14	4,31	1,60
35	24,27	1648,72	19,27	1324,94	1,72	154,33	1,00	179,68	1	64,76	4,58	8,43	5,03	4,20	1,60
36	22,51	1676,23	17,88	1342,21	1,62	156,33	1,90	181,57	1	58,94	4,31	8,14	4,83	4,11	1,60
37	20,87	1691,50	16,47	1358,68	1,53	157,85	1,79	183,36	1	55,55	4,05	7,88	4,64	4,04	1,60
38	19,12	1710,02	15,21	1373,88	1,43	159,28	1,68	185,04	1	51,46	3,81	7,63	4,47	3,94	1,60
39	17,83	1728,75	14,08	1387,88	1,33	160,61	1,57	186,61	1	47,28	3,56	7,41	4,30	3,87	1,60
40	16,91	1745,25	12,93	1400,12	1,25	161,85	1,47	188,11	1	43,88	3,32	7,20	4,13	3,76	1,60
41	15,31	1760,49	11,91	1412,73	1,16	163,03	1,37	189,44	1	40,93	3,10	7,01	3,97	3,66	1,60
42	14,11	1774,60	11,01	1423,56	1,09	164,11	1,28	190,72	1	37,62	2,89	6,84	3,81	3,57	1,60
43	12,90	1787,59	10,12	1433,86	1,01	165,12	1,19	191,91	1	34,69	2,68	6,68	3,65	3,51	1,60
44	11,94	1799,52	9,38	1443,14	0,94	166,06	1,10	193,01	1	31,89	2,50	6,54	3,51	3,40	1,60
45	11,06	1810,58	8,59	1451,73	0,87	166,91	1,03	194,04	1	29,58	2,34	6,41	3,43	3,30	1,60
46	10,12	1820,90	8,00	1459,73	0,82	167,73	0,97	195,00	1	27,51	2,19	6,28	3,29	3,18	1,60
47	9,28	1830,48	7,42	1467,15	0,77	168,52	0,90	195,81	1	25,59	2,04	6,19	3,21	3,10	1,60
48	8,87	1839,15	6,86	1474,01	0,71	169,25	0,84	196,73	1	23,58	1,90	6,09	3,17	3,07	1,60
49	8,08	1847,42	6,25	1480,17	0,65	169,88	0,77	197,51	1	21,25	1,71	6,02	3,14	3,03	1,60

Handwritten signature and initials.

25

Таблица 4.3 – Основные технико-экономические показатели по разведке/добыче кореннату (класс БУ)¹

Год	Добыча углеводородов		Добыча газа		Добыча этилового		Добыча азотсодержащих		Фонд скважин действо.	Средний дебит		Плоскостное извлечение скважины	Средние значения по добыче углеводородов				
	тысяч тонн	млн м ³	тысяч тонн	млн м ³	тысяч тонн	тысяч тонн	тысяч тонн	тысяч тонн		м ³ /сут	м ³ /сут		м ³ /сут	МПа	Раб	Раб	Раб
6	100,40	96,80	63,61	63,41	22,48	22,48	26,55	26,55	1	179,91	44,58	31,16	22,61	18,48	11,09		
7	19,17	129,76	27,39	98,80	20,48	22,83	12,14	20,70	1	119,55	21,86	20,70	23,57	20,35	11,81		
8	49,31	179,87	16,97	125,77	10,87	48,76	2,79	51,48	1	146,12	31,77	28,18	20,00	17,66	9,68		
9	34,15	231,22	18,92	156,89	9,89	83,76	11,76	63,74	1	126,48	28,69	26,58	18,47	16,18	7,87		
10	51,09	292,31	42,95	207,64	8,92	62,67	10,49	73,72	1	166,71	23,17	24,97	15,86	11,06	5,85		
11	37,15	118,75	42,03	284,67	7,45	70,17	8,77	82,89	1	129,92	20,74	23,47	14,12	9,08	4,60		
12	55,18	403,14	40,71	290,39	6,26	76,18	7,57	89,86	1	181,97	17,18	22,07	12,86	7,61	3,91		
13	11,17	87,11	38,48	128,87	5,22	81,61	6,15	86,01	1	145,21	14,15	20,18	11,77	8,60	3,91		
14	17,71	90,42	34,88	163,75	4,42	86,03	5,20	111,21	1	131,16	12,29	13,64	16,02	6,08	2,90		
15	42,61	587,17	51,51	395,27	5,80	89,83	4,48	103,68	1	119,16	18,65	18,82	9,98	3,81	2,90		
16	74,95	286,89	28,84	424,11	5,16	87,18	1,85	109,64	1	109,15	9,42	17,71	9,48	3,59	2,90		
17	53,98	822,03	26,63	416,74	7,83	96,22	1,77	113,20	1	100,41	8,40	16,89	9,01	5,42	2,90		
18	53,09	859,10	24,48	475,23	2,75	98,97	3,25	116,47	1	92,62	7,70	16,14	8,61	5,21	2,90		
19	10,33	485,63	22,62	497,84	2,52	103,48	2,06	119,48	1	85,97	7,09	13,46	8,25	5,21	2,90		
20	18,13	714,10	21,14	511,98	2,35	123,85	2,77	122,14	1	90,17	6,61	14,83	7,00	5,12	2,90		
21	16,35	740,70	19,67	531,65	2,20	109,94	2,49	124,75	1	76,81	6,20	14,42	7,30	5,04	2,90		
22	24,89	783,80	18,44	537,00	2,08	108,11	2,44	127,19	1	70,02	5,84	13,71	7,20	4,97	2,90		
23	21,26	788,86	17,22	574,33	1,96	110,69	2,71	124,91	1	85,38	5,52	13,28	7,04	4,86	2,90		
24	21,64	810,49	16,82	580,33	1,88	111,43	2,18	131,68	1	81,00	5,22	12,74	6,82	4,83	2,90		
25	20,26	836,75	14,89	605,33	1,78	112,04	2,07	133,73	1	86,08	4,94	12,31	6,63	4,74	2,90		
26	18,50	848,68	14,08	619,33	1,66	113,33	1,96	135,71	1	83,27	4,69	11,91	6,45	4,74	2,90		
27	17,69	867,27	13,09	632,42	1,58	115,93	1,86	137,88	1	80,66	4,43	11,55	6,10	4,74	2,90		
28	16,42	883,78	12,15	644,56	1,48	118,41	1,74	139,30	1	78,12	4,15	11,18	6,10	4,74	2,90		
29	15,16	898,95	11,21	655,71	1,38	119,79	1,62	140,92	1	75,56	3,81	10,86	6,10	4,75	2,90		
30	14,23	913,24	10,56	666,11	1,31	121,30	1,54	142,67	1	73,06	3,68	10,58	6,11	4,77	2,90		
31	13,26	926,50	9,27	675,69	1,23	123,12	1,43	143,91	1	70,62	3,14	10,28	5,94	4,78	2,90		
32	12,41	938,50	8,66	684,25	1,16	124,48	1,30	145,27	1	68,00	2,92	10,02	5,87	4,79	2,90		
33	11,62	950,51	8,08	692,13	1,09	124,57	1,20	146,56	1	65,40	2,79	9,78	5,81	4,81	2,90		
34	10,97	961,48	7,61	699,94	1,04	125,61	1,12	147,77	1	62,87	2,68	9,55	5,76	4,82	2,90		
35	10,12	971,78	7,08	707,03	0,97	126,58	1,04	148,92	1	60,31	2,43	9,34	5,71	4,83	2,90		
36	9,62	981,33	6,60	713,68	0,92	127,40	0,98	150,00	1	57,74	2,30	9,14	5,66	4,84	2,90		
37	9,16	991,18	6,16	719,94	0,87	128,15	0,92	151,03	1	55,16	2,17	8,95	5,62	4,85	2,90		
38	8,72	998,99	5,87	725,81	0,82	128,92	0,87	152,03	1	52,57	2,05	8,78	5,58	4,86	2,90		
39	8,05	1006,55	5,54	731,24	0,78	129,88	0,82	152,91	1	50,00	1,94	8,61	5,55	4,86	2,90		
40	7,61	1014,18	5,24	736,59	0,74	130,72	0,77	153,78	1	47,43	1,81	8,45	5,52	4,87	2,90		

С.В.И.
И.И.И.

Таблица 4.10 – Основные техникоэкономические показатели по разведанному участку
конт. ВУ № 2*

Год	Добыча газа		Добыча газа		Добыча газа		Добыча газа		Цена (млн руб.)	Средний дебит		Пиковый дебит, млн м³/сут	Средние значения по добыче, млн м³/сут			
	по плану		по факту		по плану		по факту			млн м³/сут	с/сут		МПа	Ппл	Рпл	Рфакт
	млн м³	млн м³	млн м³	млн м³	млн м³	млн м³	млн м³	млн м³								
1	230,18	1 248,18	198,32	198,32	87,21	87,21	79,13	79,13	2	341,45	82,13	11,81	33,25	35,58	14,03	
2	491,38	349,50	493,31	493,31	89,75	156,38	105,58	144,06	4	599,84	63,72	10,22	26,08	24,55	14,13	
3	492,69	133,21	412,86	1814,49	78,23	232,26	88,26	271,24	4	331,81	53,72	10,27	24,05	21,44	12,41	
4	486,98	1719,79	412,29	1426,84	64,28	206,31	79,60	348,84	4	151,26	46,68	14,99	23,14	18,08	10,60	
5	485,33	3285,18	415,11	1841,96	88,95	352,47	65,82	414,07	4	146,39	40,00	19,67	20,33	17,06	9,54	
6	436,26	2581,44	410,40	2282,36	48,30	401,77	56,32	471,49	4	143,34	34,16	24,03	17,15	15,12	8,27	
7	472,43	3139,86	499,81	2662,17	42,26	443,03	49,72	321,21	4	139,59	30,38	22,64	17,43	13,26	7,19	
8	463,93	3019,69	408,33	1068,50	37,04	480,03	41,59	564,78	4	132,53	36,44	21,51	16,22	11,99	5,80	
9	446,48	4066,87	393,62	1460,12	30,00	312,03	37,81	602,41	4	118,51	22,89	20,06	14,88	16,26	5,68	
10	425,32	4491,48	374,06	1836,18	27,89	510,65	31,46	614,81	4	102,00	19,59	18,84	11,82	9,27	4,83	
11	403,58	4894,48	353,07	4189,15	23,95	593,03	28,18	643,06	4	284,66	16,94	17,78	12,79	8,49	4,02	
12	380,52	5278,03	316,51	4525,15	21,81	584,62	24,72	687,78	4	267,52	14,77	16,75	11,86	7,68	3,70	
13	358,16	5631,48	315,58	4841,11	19,49	665,11	21,25	799,34	4	250,70	13,02	15,81	11,03	7,13	3,49	
14	333,10	6364,46	305,25	5137,06	16,41	619,54	19,33	728,46	4	215,41	11,60	14,93	10,30	6,81	3,23	
15	314,15	6278,40	279,29	5415,37	14,84	634,38	17,46	746,31	4	221,66	10,47	14,10	9,60	6,21	2,99	
16	290,21	6569,41	258,03	5674,34	13,70	647,68	15,64	701,97	4	201,48	9,23	13,84	9,00	5,24	2,90	
17	260,85	6829,86	232,10	5986,39	11,72	659,18	13,70	725,96	4	180,99	8,13	12,65	8,51	4,68	2,60	
18	235,47	7065,37	209,54	6115,93	10,44	668,83	12,28	765,94	4	161,38	7,24	12,04	8,09	5,26	2,60	
19	211,75	7271,08	188,47	6304,40	9,32	678,18	10,96	799,62	4	147,70	6,82	11,45	7,32	5,09	2,60	
20	192,76	7468,84	171,58	6475,68	8,45	687,60	9,94	868,84	4	134,14	5,88	10,86	7,10	4,95	2,60	
21	173,77	7645,12	156,02	6632,80	7,67	695,27	9,01	917,97	4	122,12	5,33	10,53	6,12	4,82	2,60	
22	160,09	7805,24	142,51	6774,41	7,02	702,19	8,23	978,72	4	111,64	4,89	10,12	5,47	4,79	2,60	
23	146,17	7951,30	130,28	6904,70	6,41	708,77	7,51	931,79	4	102,20	4,49	9,74	5,04	4,64	2,60	
24	132,86	8084,55	118,24	7023,13	5,85	714,38	6,90	890,68	4	93,89	4,14	9,30	4,45	4,57	2,60	
25	121,77	8268,22	110,15	7133,28	5,48	720,34	6,43	847,13	4	86,15	3,82	9,07	6,27	4,52	2,60	
26	111,39	8321,69	100,87	7216,11	5,04	725,11	6,05	833,07	4	79,67	3,54	8,78	6,11	4,47	2,60	
27	104,84	8421,53	91,60	7325,74	4,69	729,80	5,72	818,58	4	73,88	3,29	8,51	5,86	4,42	2,60	
28	97,19	8523,63	86,77	7430,51	4,37	734,16	5,44	802,72	4	68,29	3,07	8,26	5,82	4,39	2,60	
29	90,90	8614,17	78,94	7489,45	4,09	738,48	5,11	785,53	4	63,21	2,86	8,02	5,70	4,34	2,60	
30	83,24	8697,17	72,32	7562,01	3,78	742,32	4,75	772,08	4	58,61	2,66	7,81	5,60	4,34	2,60	
31	77,12	8774,68	67,34	7639,35	3,51	745,95	4,47	757,13	4	54,14	2,48	7,61	5,50	4,33	2,60	
32	71,41	8846,12	61,17	7691,23	3,27	749,14	4,23	740,08	4	50,18	2,30	7,43	5,42	4,33	2,60	
33	65,84	8911,96	57,22	7748,80	3,03	752,47	3,96	724,53	4	46,44	2,14	7,26	5,34	4,33	2,60	
34	61,26	8971,22	53,25	7802,00	2,81	754,70	3,73	707,88	4	43,17	1,99	7,10	5,28	4,33	2,60	
35	57,02	9030,24	49,94	7851,59	2,64	757,52	3,51	691,04	4	40,21	1,85	6,96	5,19	4,33	2,60	
36	52,91	9083,15	45,95	7897,54	2,46	759,80	3,30	673,84	4	37,72	1,72	6,82	5,17	4,33	2,60	
37	49,43	9132,58	42,80	7940,44	2,31	762,11	3,11	656,60	4	34,72	1,62	6,70	5,12	4,33	2,60	
38	46,00	9178,58	39,98	7980,13	2,15	764,26	2,93	641,13	4	32,45	1,52	6,58	5,07	4,33	2,60	
39	29,94	9218,52	26,02	8006,11	1,19	765,65	1,63	630,76	2	42,42	1,56	6,32	5,26	5,00	2,90	
40	28,65	9237,17	24,90	8031,27	1,12	766,97	1,50	603,17	2	40,83	1,89	6,45	5,26	5,02	2,90	

27

Таблица 3 – Программа выполняемых работ (в том числе охранная)

№ п/п	Цель планируемых работ	Наим. работ	Объемы работ	Срок исполнения	Исполнитель
1	Новый геологический участок	Геохимические и геофизические исследования с целью аккредитации скважин углеводородов	скв. G92_2, G92_3, G92_5, 16, интервалы: 20-21 и интервал скважины скважины G92_2 ¹⁶	за месяц разработки	ООО "Газпром добыча Уренгой"
		Бурение эксплуатационных скважин	121 скважина	в течение периода разработки скважин	ООО "Газпром добыча Уренгой"
2	Уточнение параметров свойств природного газа	Применение радиометрического оборудования ГИС, ГИС, НК, ИВ-НК, ДМС	100% фонда	за месяц разработки	ООО "Газпром добыча Уренгой"
		Применение проницаемостных комплексов ГИС (Г.ИТ)	по выбору	в течение периода разработки (1-2 года)	ООО "Газпром добыча Уренгой"
		Переоценка точности системных погрешностей	по выбору	в течение года периода разработки	ООО "Газпром добыча Уренгой"
		Сбор и исследование керны при бурении скважин	Рез. скв.: 21.2 (BV ¹ , BV ² , BV ³), 21.3 (BV ⁴ , BV ⁵). Добыча кернов: скв.: G92_2, G92_5 (BV ¹), скв. G92_6 (BV ² , BV ³ , BV ⁴). Добыча (по факт. скв.: 20 (BV ¹ , BV ²))	в течение периода освоения	ООО "Газпром добыча Уренгой"
3	Уточнение состава и свойств пластового газа	Применение в лабораторных условиях системных исследований	за весь месяц освоения	в течение периода освоения	ООО "Газпром добыча Уренгой"
		Замер давления по системе разработки скважин	100% фонда	2 раза в месяц	ООО "Газпром добыча Уренгой"
4	Обеспечение мониторинга за разработкой	Замер уровня в скважинах, нефти и газа	100% фонда	1 раз в неделю	ООО "Газпром добыча Уренгой"
		Замер статического давления на устье эксплуатационных скважин	100% фонда	2 раза в год	ООО "Газпром добыча Уренгой"
		Техническое обслуживание эксплуатационных скважин в эксплуатационных режимах эксплуатации	100% фонда	1 раз в год	ООО "Газпром добыча Уренгой"
		Применение геоинформационных систем мониторинга эксплуатационных скважин	в зависимости от фонда скважин и режима работы	1 раз в год	ООО "Газпром добыча Уренгой"
		Сбор глубинных проб нефти	по плану 3 скважины на шельфе	по плану	ООО "Газпром добыча Уренгой"
		Сбор проб жидкости в скв.	10% фонда	1 раз в квартал	ООО "Газпром добыча Уренгой"
		Лабораторные исследования геометрии скважин, системности забойного газа, плотности скважин	в соответствии с объемами геологического мониторинга	1 раз в год	ООО "Газпром добыча Уренгой"
		Обработка скважинных данных каталогов скважин	100% фонда	1 раз в месяц	ООО "Газпром добыча Уренгой"
		Субъективные наблюдения скважин и динамика газодинамических процессов	50% фонда	2 раза в год	ООО "Газпром добыча Уренгой"
		Глубинные температуры пластового давления в эксплуатационных скважинах	100% скважин опорной сети	2 раза в год	ООО "Газпром добыча Уренгой"
		Контроль за эксплуатацией скв. в эксплуатационном режиме	100% фонда	ежедневно	ООО "Газпром добыча Уренгой"
		Горючесть	30% фонда	1 раз в год	ООО "Газпром добыча Уренгой"
		Добыча	10% фонда	1 раз в год	ООО "Газпром добыча Уренгой"
		Построение карт сбора и диспетчеризационного клапанного управления	по каждому объекту	2 раза в год	ООО "Газпром добыча Уренгой"

Handwritten signature

Приложение Ж

**Сведения о зданиях (сооружениях), входящих в состав сложного объекта,
применительно к которому подготовлена проектная документация**

Почтовый (строительный) адрес	Наименование	Технико- экономические показатели	Функциональное назначение	Уровень ответственнос ти
629000 Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, Надымский район	Куст скважин №1	Фонд добывающих скважин – 4 шт.	Добыча, замер и подача продукции добывающих скважин на ЦПС месторождения	Скважины – повышенный уровень, здания и сооружения – нормальный уровень
629000 Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, Надымский район	Куст скважин №5	Фонд добывающих скважин – 4 шт.	Добыча, замер и подача продукции добывающих скважин на ЦПС месторождения	Скважины – повышенный уровень, здания и сооружения – нормальный уровень
629000 Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, Надымский район	ВЛ-10 кВ т. присоед. до КТП №3 на кусте №1	Общая протяженность – 0,266 км	Передача электроэнергии	Нормальный
629000 Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, Надымский район	ВЛ-10 кВ т. присоед. до КТП №2 на кусте №5	Общая протяженность – 0,277 км	Передача электроэнергии	Нормальный

Приложение И


Санитарно-эпидемиологическое заключение по проекту санитарно-защитной зоны (СЗЗ)

  
ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ ЗАЩИТЫ ПРАВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И БЛАГОПОЛУЧИЯ ЧЕЛОВЕКА Управление Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по Ямало-Ненецкому автономному округу
<small>(наименование территориального органа)</small> САНИТАРНО-ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ
№ 89.01.03.000.Т.000297.09.20 от 25.09.2020 г.
<p>Настоящим санитарно-эпидемиологическим заключением удостоверяется, что требования, установленные в проектной документации (перечислить рассмотренные документы, указать наименование и адрес организации-разработчика):</p> <p>"Обустройство Песцового месторождения. Куст скважин №1. Проект санитарно-защитной зоны" (в соответствии с приложением).</p> <p>Акционерное общество "Гипрвостокнефть", 443041, Самарская область, г. Самара, ул. Красноармейская, 93 (Российская Федерация)</p>

<p>СООТВЕТСТВУЮТ НЕ СООТВЕТСТВУЮТ государственным санитарно-эпидемиологическим правилам и нормативам (ненужное зачеркнуть, указать полное наименование санитарных правил)</p> <p>СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 "Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов", СанПиН 2.1.6.1032-01 "Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест", СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96 "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки", ГН 2.1.6.3492-17 "Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе городских и сельских поселений", ГН 2.1.6.2309-07 "Ориентировочные безопасные уровни воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест"</p>
<p>Основанием для признания представленных документов соответствующими (не соответствующими) государственным санитарно-эпидемиологическим правилам и нормативам являются (перечислить рассмотренные документы):</p> <p>Экспертное заключение № 131 от 07.09.2020г выдано ООО "Экология" (аттестат аккредитации RA.RU.710251)</p>

<p>Главный государственный санитарный врач (заместитель главного государственного санитарного врача)</p>

<p>№1791002</p>



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ
В СФЕРЕ ЗАЩИТЫ ПРАВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И БЛАГОПОЛУЧИЯ ЧЕЛОВЕКА**

Управление Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по Ямало-
Ненецкому автономному округу

(наименование территориального органа)

ПРИЛОЖЕНИЕ


К САНИТАРНО-ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКОМУ ЗАКЛЮЧЕНИЮ

№ 89.01.03.000.Т.000297.09.20 ОТ 25.09.2020 г.


"Обустройство Песцового месторождения. Куст скважин №1. Проект санитарно-защитной зоны" (в соответствии с приложением).

Проектируемые объекты расположены в северной части Западно-Сибирской низменности, в 150 км северо-западнее г. Новый Уренгой. Кадастровые номера земельных участков - 89:04:011004:1678 и 89:04:011004:1679.
Размер санитарно-защитной зоны от границы промплощадки устанавливается для площадки куста скважин №1:

- в северном направлении -300м от границы земельного участка;
- в северо-восточном направлении -300м от границы земельного участка;
- в восточном направлении -300м от границы земельного участка;
- в юго-восточном направлении -300м от границы земельного участка;
- в южном направлении -300м от границы земельного участка;
- в юго-западном направлении -300м от границы земельного участка;
- в западном направлении -300м от границы земельного участка;
- в северо-западном направлении -300м от границы земельного участка.



Главный государственный санитарный врач
(заместитель главного государственного санитарного врача)



© 000 "Пенсиль" издательский дом. - Москва 2010 г.





ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ
 в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения
 Управления Федеральной службы по надзору в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения
 Ненецкому автономному округу

(наименование территориального органа)

САНИТАРНО-ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 89.01.03.000.Т.000344.10.20 ОТ 06.10.2020 г.

Настоящим санитарно-эпидемиологическим заключением удостоверяется, что требования, установленные в проектной документации (перечислить рассмотренные документы, указать наименование и адрес организации-разработчика):
 "Обустройство Песцового месторождения. Куст свяхин №5. Проект санитарно-защитной зоны" (в соответствии с приложением)

Акционерное общество "Гипровостокнефть", 443041, Самарская область, г. Самара, ул. Красноармейская, 93 (Российская Федерация)

СООТВЕТСТВУЮТ _____) государственным санитарно-эпидемиологическим правилам и нормативам (ненужное зачеркнуть, указать полное наименование санитарных правил)

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 "Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов", СанПиН 2.1.6.1032-01 "Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест", СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96 "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки", ГН 2.1.6.3492-17 "Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе городских и сельских поселений", ГН 2.1.6.2309-07 "Ориентировочные безопасные уровни воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест"

Основанием для признания представленных документов соответствующими (не соответствующими) государственным санитарно-эпидемиологическим правилам и нормативам являются (перечислить рассмотренные документы):
 Экспертное заключение № 137 от 14.09.2020г выдано ООО "Экология" (аттестат аккредитации RA.RU.710251)




Главный государственный санитарный врач
 (заместитель главного государственного санитарного врача)

№ 1791050

© ООО - Первый печатный двор, г. Москва, 2018 г., тираж - 8



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ
В СФЕРЕ ЗАЩИТЫ ПРАВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И БЛАГОПОЛУЧИЯ ЧЕЛОВЕКА**

Управление Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по Ямало-
Ненецкому автономному округу

(наименование территориального органа)

ПРИЛОЖЕНИЕ

К САНИТАРНО-ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКОМУ ЗАКЛЮЧЕНИЮ

№ 89.01.03.000.Т.000344.10.20 ОТ 06.10.2020 г.

"Обустройство Песцового месторождения. Куст скважин №5. Проект санитарно-защитной зоны" (в соответствии с приложением).

Проектируемые объекты расположены в северной части Западно-Сибирской низменности, в 150 км северо-западнее г. Новый Уренгой. Кадастровый номер земельного участка – 89-04-011004:1699
Размер санитарно-защитной зоны от границы промплощадки устанавливается для площадки куста скважин №5:

- в северном направлении -300м от границы земельного участка;
- в северо-восточном направлении -300м от границы земельного участка;
- в восточном направлении -300м от границы земельного участка;
- в юго-восточном направлении -300м от границы земельного участка;
- в южном направлении -300м от границы земельного участка;
- в юго-западном направлении -300м от границы земельного участка;
- в западном направлении -300м от границы земельного участка;
- в северо-западном направлении -300м от границы земельного участка.



Главный государственный санитарный врач
(заместитель главного государственного санитарного врача)



© ООО «Первый печатный двор», г. Москва, 2019 г.

Приложение К

Заключение НТУ ФАР о согласовании осуществления деятельности



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО РЫБОЛОВСТВУ

**НИЖНЕОБСКОЕ
ТЕРРИТОРИАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ**

625016, г. Тюмень, ул. 30 лет Победы, д.52
телефон (3452) 33-85-66, факс 33-39-02
E-mail: notur@noturfish.ru
http://www.noturfish.ru

Генеральному директору
АО «Гипровостокнефть»
Ф.Н. Теплякову
443041, г. Самара,
ул. Красноармейская, д. 93

06 ноября 2020 г. № 1586-С
На № ППВН-ГПН-20-1800 от 27.10.2020

Заключение

о согласовании осуществления деятельности в рамках проектной документации
«Обустройство Песцового месторождения. Куест скважин № 5».

Заказчик: ООО «Газпромнефть-Заполярье».

Проектировщик: АО «Гипровостокнефть».

Разработчик рыбохозяйственного раздела: ООО НПЦ «Водные Экосистемы и Биоресурсы».

Нижнеобское территориальное управление Росрыболовства, рассмотрев материалы проектной документации «Обустройство Песцового месторождения. Куест скважин № 5» (далее – проект), сообщает.

В административном отношении участок производства работ расположен на территории Нальмского района Ямало-Ненецкого автономного округа. Ближайший населенный пункт – п. Ямбург, расположен на расстоянии 105 км севернее от объекта обустройства.

Проектом предусматривается строительство:

- кустовой площадки № 5;
- площадки под исследовательский комплекс;
- площадки подземной дренажной емкости ЕД-001 V=8 м³;
- нефтегазосборного трубопровода «куст № 5 – г.вр. куста № 5», протяженностью 3,261 км;
- площадок узлов запуска и приема СОД;
- ВЛ-10 кВ «г.вр. куста № 5 – КТП куст № 5», протяженностью 3,62 км;
- автомобильных дорог на кустовую площадку № 5, протяженностью 2,2 км.

Общая продолжительность строительства составляет 18,0 месяцев. Период эксплуатации проектируемых объектов – 20 лет.

Общая площадь занимаемых земель составляет 27,4925 га, из них на период строительства – 11,6741 га; на период эксплуатации – 15,8184 га.

Проектируемая кустовая площадка № 5 размещается за пределами водоохраных зон, прибрежных защитных полос и границ затопления паводковыми водами ближайших водных объектов. Так, река Еньяхамал-Тарка протекает на расстоянии 1230 м от площадки куста.

Основным способом прокладки проектируемого трубопровода принят подземный, с глубиной заложения нефтегазосборного трубопровода – не менее 0,8 м.



Перед вводом в эксплуатацию проектируемый трубопровод очищается, испытывается на прочность и проверяется на герметичность гидравлическим способом. Для проведения гидравлических испытаний трубопровода используется привозная вода с водозаборных сооружений ООО «Газпром добыча Уренгой» или Уренгойгорводоканал. После гидравлических испытаний вода направляется на КОС УКПГ-16 Песцового месторождения.

Проектируемые узлы запорной арматуры №№ 1, 2 размещаются за пределами водоохраных зон и границ затопления ближайших водных объектов – реки Юртыбаседа-Тарка и озера без названия, которые размещаются на расстоянии 150 м и 160 м, соответственно.

Трасса ВЛ-10 кВ на КТП КПЗ от ЗРУ-10 кВ на площадке ЦПС пересекает реку Юртыбаседа-Тарка и два ручья без названия, а также затопливается водами озера без названия на ПК30+15 - ПК33+33. Овороты ВЛ устанавливаются за пределами водоохраных зон, прибрежных защитных полос и границ затопления наводковаемой водами ближайших водных объектов.

Трасса автомобильной дороги на кустовую площадку № 3 не пересекает водных объектов, их водоохраных зон и пойму.

Для безопасной работы строительной колонии по строительству линейных сооружений предусматривается устройство временных вдольтрассовых технологических проездов. В качестве вдольтрассовых проездов предусматривается устройство зимников в зимний период года. В летнее время работы по строительству линейных сооружений не ведутся. Проезд техники через водные объекты осуществляется по естественному льду.

Обеспечение водой для хозяйственно-питьевых нужд осуществляется привозной водой из г. Новый Уренгой; производственных нужд – привозной водой технического качества от водозаборных сооружений ООО «Газпром добыча Уренгой» или Уренгойгорводоканал.

Хозяйственно-бытовые сточные воды вывозятся специальным автотранспортом на очистные сооружения УКПГ-16 или КОС г. Новый Уренгой.

В гидрологическом отношении район производства работ представлен реками Юртыбаседа-Тарка, Юртыбаседа-Тарка, ручьями и озером без названия, относящимися к бассейну реки Пур.

Рыбохозяйственная и гидробиологическая характеристики водных объектов, затрагиваемых реализацией проектных решений, приняты на основе результатов инженерных изысканий, научных публикаций и материалов научно-исследовательских организаций.

С целью уменьшения негативного воздействия на водные биоресурсы и среду их обитания при производстве работ, проектом предусмотрены природоохранные меры, включающие:

- обязательное соблюдение границ участков, отводимых под строительство;
- оснащение рабочих мест на площадке строительства инвентарными контейнерами для сбора бытовых и строительных отходов;
- выполнение основных видов работ в зимний период;
- строгий контроль исправности техники;
- размещение мест стоянки, ремонта, заправки техники, площадок складирования, складов ГСМ вне водоохраных зон и прибрежных защитных полос водных объектов;
- движение транспорта строго по дорогам, стоянку в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие;
- передвижение техники только в пределах отведенных и специально оборудованных проездов;
- осуществление заправки спецтехники с применением поддонов;
- исключение сбросов неочищенных хозяйственно-бытовых и производственных сточных вод в водные объекты и на рельеф;
- производственный экологический контроль;
- рекультивацию нарушенных земель.

Однако, предусмотренные проектом меры не смогут полностью исключить воздействие (вред) на водные биологические ресурсы и среду их обитания.

Размер вреда, наносимого водным биоресурсам и среде их обитания от осуществления планируемой деятельности, определен ООО НПЦ «Водные Экосистемы и Биоресурсы» в 2020

Однако, предусмотренные проектом меры не смогут полностью исключить воздействие (вред) на водные биологические ресурсы и среду их обитания.

Размер вреда, наносимого водным биоресурсам и среде их обитания от осуществления планируемой деятельности, определен ООО НПП «Водные Экосистемы и Биоресурсы» в 2020 году согласно Методике исчисления размера вреда, причиненного водным биоресурсам, утвержденной приказом Росрыболовства от 25.11.2011 № 1166.

Реализацией проектных решений водным биоресурсам и среде их обитания будет нанесен ущерб в результате гибели кормовых организмов (зообентоса) на участке повреждения русла ручья без названия, а также в результате сокращения (перераспределения) естественного стока с деформированной поверхности водосборного бассейна и нарушения нерестовых участков на пойменной территории реки Егьяхамал-Тарка и ручья без названия, что приведет к потере ихтиомассы.

Расчет размера вреда, наносимого водным биоресурсам и среде их обитания, выполнен исходя из продуктивности кормовых организмов и степени их использования рыбами; концентрации личинок на пойме, промышленного возврата от них и средней массы производителей; общего сокращения объема водного стока и удельной рыбопродуктивности объема водной массы.

Реализация проекта окажет негативное воздействие на состояние водных биоресурсов, которое повлечет их потери, составляющие в натуральном выражении 13,27 кг.

Последствия негативного воздействия на водные биоресурсы планируется устранить путем выполнения мероприятий по искусственному воспроизводству одного из воспроизводимых видов рыб с последующим выпуском их молоди:

Виды рыб	Коэффициент провозврата, %	Количество, экз.
Осетр сибирский	0,11	894
Нельма	0,8	166
Муксун	1,8	491
Чир	1,2	1 106
Пелядь	1,4	2 708
Стерлядь	2,75	1 755
Сиг-пыжьян	1,8	2 340

Однако конкретный вариант мероприятий по искусственному воспроизводству водных биоресурсов материалами проекта не определен и требует дополнительной проработки.

Указанные мероприятия могут выполняться в рамках договорных отношений с подрядными организациями, и их договорная стоимость определяется сторонами договора самостоятельно.

Учитывая изложенное, Нижнеобское территориальное управление Росрыболовства считает влияние на водные биоресурсы и среду их обитания допустимым и согласовывает осуществление деятельности в рамках проектной документации: «Обустройство Песцового месторождения. Куст скважин № 5» при условии:

- выполнения запланированных мер по сохранению водных биологических ресурсов и среды их обитания;

- исключения работ в водных объектах в период нереста, развития икры и личинок рыб (май – первая половина июня);

- уточнения вида выпускаемой молоди водного биоресурса в рамках запланированных мероприятий по искусственному воспроизводству водных биоресурсов, предварительно проработав вопрос о наличии рыбосадовочного материала с организациями, выполняющими такие мероприятия с представлением сведений в Нижнеобское территориальное управление Росрыболовства;

- устранения негативного последствия намечаемой деятельности на водные биологические ресурсы и среду их обитания путем выпуска молоди водного биоресурса в водные объекты рыбохозяйственного значения Обь-Иртышского рыбохозяйственного района в порядке, установленном ст. 45 Федерального закона от 20.12.2004 № 166-ФЗ «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (объем и состав мероприятий определить на основании

3

рекомендаций научно-исследовательских организаций, подведомственных федеральному органу исполнительной власти в области рыболовства);

- оперативного информирования Нижнеобского территориального управления Росрыболовства об авариях и иных чрезвычайных ситуациях на водных объектах, возникших в связи с проведением проектируемых работ;

- информирования отдела государственного контроля, надзора, охраны водных биологических ресурсов и среды их обитания по Ямало-Ненецкому автономному округу Нижнеобского территориального управления Росрыболовства о сроках начала производства работ.

Контроль за исполнением условий согласования и выполнением природоохранных мер будет осуществлять отдел государственного контроля, надзора, охраны водных биологических ресурсов и среды их обитания по Ямало-Ненецкому автономному округу Нижнеобского территориального управления Росрыболовства (тел. 8 (34922) 4-15-62, 4-15-72).





Дополнительно Нижнеобское территориальное управление Росрыболовства сообщает, что несоблюдение требований к сохранению водных биологических ресурсов и среды их обитания влечет наложение административного штрафа по статье 8.48. Кодекса Российской Федерации об административных правонарушениях от 30.12.2001 № 195-ФЗ.

Заместитель руководителя

С.А. Мазалов

А.В. Колданин
(3492) 33-55-47
Отдел согласования хозяйственной деятельности

15.06.2015
15.06.2015
15.06.2015

Номер п/п	Обозначение документа	Наименование документа	Номер последнего изменения (версии)	
1	Раздел ПД N1 ПЗ	Том 1. Раздел 1. Пояснительная записка	B00	
MD5				
Наименование файла		Дата и время последнего изменения файла	Размер файла, байт	
Раздел ПД N1 ПЗ.pdf		11.07.2022 17:00		
Характер работы	Фамилия	Подпись	Дата подписания	
Разраб.	Федярин А.А.		11.07.2022	
Н. контр.	Поликашина Е.В.		11.07.2022	
Утв.	Безменов М.В.		11.07.2022	
Гл. инженер	Попов Н.П.		11.07.2022	
Информационно-удостоверяющий лист	Раздел ПД N1 ПЗ-УЛ	Лист	Листов	
			1	