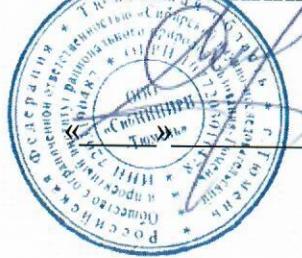


Согласовано  
Генеральный директор  
ООО «СибНИПИРП-Тюмень»



Д.Н. Сенков

2020г.

УТВЕРЖДАЮ  
Директор ОАО НК «Янгпур»



А.В. Поляков

2020г.

## ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

«Увеличение пропускной способности пункта сдачи нефти ОАО «НК «Янгпур» до 0,3 млн.т. в год»

### 1 Наименование объекта

Увеличение пропускной способности пункта сдачи нефти ОАО «НК «Янгпур» до 0,3 млн.т. в год

### 2 Географическое положение объекта

Проектируемая площадка пункта сдачи нефти расположена к западу от г. Губкинский на расстоянии 5км и юго-западнее от железнодорожной станции Пурпе на расстоянии 25 км. Железнодорожная станция Пурпе и город Губкинский, расположены в 65 км и 85 км юго-западнее районного центра – поселка Тарко-Сале, находящегося на правом берегу реки Пур.

### 3 Основание для проектирования

Программа развития Известинского месторождения

### 4 Разработчик проектной, рабочей документации

ООО «СИБНИПИРП-Тюмень»

### 5 Требования к проектным организациям

Наличие свидетельств о допуске к производству работ по подготовке проектной документации, инженерных изысканий, выданных саморегулируемыми организациями, наличие свидетельства о допуске к работам на особо опасных, технически сложных и уникальных объектах, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ ISO 9001-2015 «Система менеджмента качества. Требования»

### 6 Вид строительства

Реконструкция

### 7 Срок начала и окончания строительства объекта, срок ввода объекта в эксплуатацию

Начало строительства – декабрь 2021 г.;

Окончание строительства – июль 2023 г.;

### 8 Проектная документация, рабочая документация

Проектная документация, рабочая документация

### 9 Условия ввода в эксплуатацию

В условиях действующего производства

## **10 Потребность в инженерных изысканиях и предпроектном обследовании**

Выполнить комплекс инженерных изысканий (инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические) в порядке, установленном действующими законодательными и нормативными актами Российской Федерации, субъектов Российской Федерации, в соответствии с требованиями нормативных документов, перечисленных в «Перечне национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» и «Перечне документов в области стандартизации, а также Федерального закона «Об охране окружающей среды» в объеме, достаточном для проектирования.

Отчетные материалы по результатам инженерных изысканий должны содержать текстовую и графическую части, а также приложения.

Ранее выполненные инженерные изыскания имеются в рамках проектирования объекта «Пункт сдачи нефти. ООО «Янгпур». Материалы инженерных изысканий площадки выполнены ОАО «УралНИИГипрозвем» в январе-феврале 2008 года.

Пункты съемочной сети – данные отсутствуют. Предусмотреть на стадии инженерных изысканий создание, развитие и закрепления на местности пунктов опорных геодезических сетей. Передача установленных реперов и оригиналы исполнительной документации должны быть переданы по акту Заказчику. Внешний вид и характер закрепления реперов должен соответствовать ГКИНП-02-033-82 (приложения 5, 6), ВСН 30-81, ВСН-77 и Правилам закладки центров и реперов на пунктах геодезической и нивелирной сетей.

Система координат местная, система высот Балтийская. Кроме документального вида, сдать графические материалы инженерных изысканий и проектные решения, связанные с размещением объектов в электронном виде в формате AutoCad (\*.dxf, \*.dwg).

Выполнить комплекс инженерно-экологических изысканий в объеме, достаточном для проектирования.

В отчет по инженерным изысканиям включить информацию о наличии либо отсутствии объектов растительного мира, занесенных в Красную книгу РФ и/или Красные книги субъектов РФ (данная информация отображается на основании полевых работ, так и на основании анализа фондовых данных, проводимых и ИЭИ), а также сведения о распространении, функциональном значении и экологическом состоянии основных растительных сообществ, характеристику флоры, таксационные характеристики лесов, сведения о редких и уязвимых видах, их местонахождении и статусе охраны.

В отчете по экологическим изысканиям предоставить обосновленную карту-схему почвенного покрова с нанесением скважин, в которых производился отбор проб.

## **11 Требования по вариантной проработке**

Не требуется

## **12 Основные технико-экономические показатели объекта проектирования (существующие)**

Приемо-сдаточный пункт (ПСП) нефти предназначен для передачи нефти «Янгпур» в магистральный нефтепровод (МН) «Тарасовское-Муравленковское» ПАО «Транснефть» и коммерческого учета передаваемой нефти. ПСП от ДНС Известинского месторождения размещается на площадке рядом с точкой подключения на 68 км магистрального нефтепровода.

В составе ПСП предусмотрено следующее технологическое оборудование и сооружения:

- Устройство приема средств очистки и диагностики для нефтепроводов;
- Буферная емкость для нефти,  $V=25 \text{ м}^3$ ;

- Скоростной подогреватель нефти «СПН-250» в модульном исполнении с двумя теплообменниками СТ-205 мощностью 2,5 МВт;

- Система измерения количества и качества нефти (СИКН) блочного типа пропускной способностью от 20 до 120 тонн/час. Разработчик ЗАО «ИМС Инжиниринг» (регистрационный номер в Государственном реестре средств измерений 71372-18 (приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии №1072 от 01.06.2018). СИКН подлежит реконструкции в рамках данного проекта с целью приведения его к требованиям ГОСТ 34396-2018 «Системы измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия».

- Блок трубопоршневой поверочной установки стационарной БТПУ;
- Площадка для трубопоршневой поверочной установки передвижной;
- Емкость дренажная неучтенной нефти  $V=12,5 \text{ м}^3$  с погружным насосом;
- Емкость дренажная учтенной нефти  $V=5 \text{ м}^3$  с погружным насосом;
- Подводящий трубопровод к МН Ду 150;
- Узел подключения к МН.

Основные технико-экономические показатели ПСП:

- Расход нефти через пункт сдачи, min/max объемный расход, м<sup>3</sup>/ч – 35/100; массовый расход, т/ч (в зависимости от плотности нефти (750...880 кг/м<sup>3</sup>) – 20,3...30,8/75...88;
- Температура перекачиваемой нефти – от +5 до +35 °C
- Обводненность – от 0 до 0,5%;
- Давление нефти, МПа:
  - максимальное расчетное – 4,0
  - минимальное допустимое – 1,2

Проектируемый пункт сдачи нефти является взрыво-пожароопасным объектом.

Проектируемый пункт сдачи нефти относится к II классу опасности.

Уровень ответственности – повышенный.

Объемы сдачи нефти, млн. тонн в год								
2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.	2025г. и далее
0,14	0,15	0,151	0,152	0,15	0,15	0,14	0,13	0,12

Коэффициент неравномерности перекачки по трубопроводу от ПСН до узла врезки в МН «Тарасовское-Муравленковское» - 0,12...0,152.

Сдаваемая нефть должна иметь следующие характеристики:

- кинематическая вязкость при температуре плюс 20 °C – не более 25 сСт;
- температура сдаваемой нефти – от 6 °C до плюс 30 °C;
- температура застывания – не выше минус 2 °C;
- качество нефти: класс 1, тип 0, группа 1, вид 1 в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002.

**Напорный нефтепровод ДНС-ПСП:**

- Ø159x8, L=9980 метров.
- Давление максимальное расчетное: 4,0 МПа.
- Давление максимальное рабочее: 3,0 МПа.
- Температура перекачиваемой нефти: от +5 до + 35 °C.
- Технология и обогрев отсутствуют.

**Подводящий нефтепровод:**

- Ø157x7, L=68 метров и Ø219x8, L=69 метров (общая протяжённость L=137 м).
- Давление: 4,0 МПа.
- Температура перекачиваемой нефти: от +5 до + 40 °C.
- Категория III, класс III.
- Наружная поверхность надземной части защищена теплоизоляционным покрытием – стекловолокно, покрытое листами оцинкованной стали. Подземная часть трубопровода 72 метра – антакоррозийная защита подземной части.

**Технологическое оборудование и резервуарный парк:**

- Резервуар вертикальный стальной V=1000 м<sup>3</sup> – 4 шт.
- Насос внешней перекачки ЦНСнг 60-330 без устройства ЧРП. Насос внешней перекачки ЦНСнг 105-343 с устройством ЧРП. Насос внутренней перекачки и резерв насосов внешней перекачки ЦНС 60-330 с устройством ЧРП.
  - Предохранительный клапан СППК-4р Ду80 Ру40. Коэффициент расхода – 0,3.
  - Резервуар аварийного сброса отсутствует.
  - Номинальное давление СИКН от 0,3 до 4,0 МПа.
  - Регулятор давления – 1 шт., пропускная способность 160 м<sup>3</sup>/час.
  - Подогреватель нефти.

**Давление в точке подключения при минимальном и максимальном режимах перекачки:**

Максимальное рабочее давление (определенено проектом на нефтепровод): 24,359 кг/см<sup>2</sup>.

Минимальное давление: 0,1 кг/см<sup>2</sup> (когда качает один НК «Янгупур», СИКН № 565 – не работает).

**13 Особые условия строительства**

Отсутствуют

**14 Выделение этапов**

Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого объекта по отдельности:

- 1 этап – электроснабжение ПСП;
- 2 этап – резервуарный парк;
- 3 этап – химико-аналитическая лаборатория;
- 4 этап – реконструкция ПСП.

Состав этапов и перечень объектов, входящих в этапы согласовать с Заказчиком в процессе разработки ПСД.

**15 Требования к техническим решениям**

Для обеспечения сдачи заявленного количества нефти в МН Заявителем должны быть построены и/или реконструированы следующие объекты:

- узел подключения объекта нефтедобычи;
- приемо-сдаточный пункт (далее - ПСП);
- нефтенасосная с резервуарным парком (площадка ДНС);
- СИКН (№569а).

**Узел подключения объекта нефтедобычи**

Проектом предусмотреть доработку существующего узла подключения, располагающегося на территории ПСП «Янгупур».

Рабочее давление в точке подключения 4,0 МП.

Диаметр нефтепровода в точке подключения 720 мм.

Предусмотреть обратный затвор, расположенный между электроприводными задвижками.

Величина рабочего давления (серия) запорной арматуры и обратного затвора должна быть не ниже 6,3 МПа.

Запорная арматура на узле подключения должна иметь класс герметичности «А».

После задвижки, расположенной перед обратным затвором по ходу нефти, должна быть предусмотрена изолирующая вставка согласно требований ГОСТ Р 51164-98, ГОСТ 9.602-2016 и ВСН 009-88 с выводами под контрольно-измерительный пункт для проведения замеров защитного потенциала.

При реконструкции узла подключения проектом должно быть предусмотрены решения по способу технологического присоединения узла подключения.

В случае необходимости реконструкции проектом в точке подключения должен быть предусмотрен тройник заводского изготовления с решеткой.

Предусмотреть электроснабжение электроприёмников узла подключения площадки ПСП «Губкинский» от двух независимых взаимно резервирующих источников питания и третьего автономного источника питания, согласно ТУ на электроснабжение.

Предусмотреть технические решения по заземлению и ЭХЗ проектируемых технологических зданий и установок, а также подключаемого нефтепровода.

Проектирование узла подключения предусмотреть согласно нормативных документов, указанных в пункте 8 ТУ на подключение к МН, приложение 2.

#### **Приемо-сдаточный пункт.**

Предусмотреть строительство новой испытательной лаборатории на расстоянии до 100 метров от СИКН №569а.

Предусмотреть организационно-технические мероприятия по обеспечению операционного контроля за работой ПСП при приёме нефти в систему МН, включающие

- оснащение системой видеоконтроля действий персонала (СВК) БИК, комнаты для разделки проб;

- оснащение системой контроля и управления доступом (СКУД) технологических объектов ПСП: операторная, БИК, БИЛ, ПУ, ИЛ, склад для хранения арбитражных проб и обеспечение доступа к ним работникам ОСТ.

Информация СВК и СКУД должна иметь ограниченный доступ, храниться на ПСП в течение 6 месяцев, с возможностью предоставления ОСТ по отдельному запросу.

Предусмотреть реконструкцию существующей операторной в части организации рабочими местами представителей АО «Транснефть-Сибирь» в соответствии с требованиями и МИ 2837-2003. В рамках реконструкции операторной предусмотреть организацию гермозоны для монтируемого оборудования систем электроснабжения, автоматики и связи или сплошной перегородки между оборудованием и рабочими местами персонала (уточняется при проектировании).

Предусмотреть электроснабжение электроприёмников площадки ПСП «Губкинский» по первой категории электроснабжения от двух независимых взаимно резервирующих источников питания и третьего автономного источника питания, согласно ТУ на электроснабжение.

#### **Нефтенасосная с резервуарным парком (площадка ДНС).**

В составе нефтенасосной с резервуарным парком предусмотреть реконструкцию следующих сооружений:

- резервуарный парк товарной емкостью из расчета 3-х суточного объёма сдачи;  
- нефтенасосная из расчета увеличения объемов сдачи нефти;

Мощность и состав оборудования насосной для обеспечения подачи нефти из резервуаров определяется проектом.

Проектом должен быть предусмотрен запрет на подачу нефти от объекта нефтедобычи минуя резервуарный парк (из насоса в насос).

Проектом предусмотреть расчёт максимального давления на отключение насосов внешней откачки и объём сбросной ёмкости.

Давление настройки предохранительных клапанов, величина установки на отключение насосов по максимальному давлению и объем сбросной ёмкости должны быть согласованы с АО «Транснефть-Сибирь» на стадии разработки проектной документации.

Трубопроводы, оборудование узла подключения и ПСП до подключения к магистральному нефтепроводу должны быть испытаны на прочность и герметичность в соответствии с требованиями РД-23.040.00-КТН-021-14, СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы. СНиП 111-42-80\*».

Климатическое и сейсмическое исполнение оборудования, устанавливаемого при реконструкции (строительстве) на ПСП и узле подключения должно соответствовать зоне района строительства.

Защиту от коррозии трубопроводов ПСП, подводящего трубопровода от ПСП до узла подключения, включая сам узел, предусмотреть в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98.

### **СИКН.**

Предусмотреть разработку отдельного ТЗ на реконструкцию СИКН № 569а в соответствии техническими требованиями Заказчика (Приложение 11) с включением требований:

- состав СИКН и устанавливаемое оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 34396-2018, МИ 2837-2003, МИ 3532-2015;
- проведение утверждения типа СИКН с применение методов динамических измерений с внесением в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений;
- приёмку СИКН в промышленную эксплуатацию осуществить в установленном порядке согласно МИ 2773-2002, МИ 3532-2015;
- применение в СИКН средств измерений типы, которых утверждены и которые допущены к применению в установленном порядке, обеспечить наличие действующих свидетельств о поверке средств измерений на момент ввода в эксплуатацию СИКН;
- согласование технического задания на проектирование и проектной документации на СИКН с АО "Транснефть - Сибирь" и проведение метрологической экспертизы технического задания на проектирование и проектной документации в АО "Транснефть-Метрология".

Перечень испытаний, на которые планируется аттестовать проектируемую испытательную лабораторию, а также перечень оборудования в составе испытательной лаборатории должно определяться поставщиком в соответствии с НТД ПАО "Транснефть".

### **Требования к автоматизации и связи.**

#### **Автоматизация и телемеханизация.**

Автоматизацию и телемеханизацию технологического оборудования, устанавливаемого по ТУ, выполнить в соответствии с требованиями РД-35.240.50-КТН-109-17, РД-35.240.50-КТН-109-17 и РД-35.240.50-КТН-241-19, РД-35.240.50-КТН-242-19, РД-35.240.50-КТН-243-19, РД-35.240.50-КТН-244-19, ОТТ-35.240.00-КТН-207-14, а также в соответствии с п. 4 ТУ ПАО «Транснефть» (Приложение 2) и ТУ отдела АСУТП АО «Транснефть-Сибирь» (Приложение 12).

Проектная документация на доработку ЛВС МДП НПС, СА НПС и автоматизированных систем РДП/ТДП «Тюмень» и СОУ должна быть выполнена АО «Гипротрубопровод».

Автоматизацию оборудования ПСП предусмотреть средствами системы автоматизации (далее - СА) ПСП. Автоматизацию СИКН предусмотреть средствами СА СИКН (допускается интегрировать СА СИКН в СА ПСП).

Автоматизацию задвижки узла подключения и контрольно-измерительных приборов (далее - КИП) до обратного затвора (по направлению перекачки) выполнить средствами СА ПСП.

Для автоматизации задвижки узла подключения и КИП после обратного затвора (по направлению перекачки) предусмотреть установку шкафа ТМ в блок-боксе узла подключения ПСП СИКН № 569а. Предусмотреть организацию связи ШТМ с СДКУ/ЕСДУ АО «Транснефть-Сибирь» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

СА ПСП, СА СИКН должны обеспечивать взаимодействие с управляющим районным диспетчерским пунктом «Ноябрьск» (далее РДП) и территориальным диспетчерским пунктом «Тюмень» (далее ТДП), через существующий шкаф информационного взаимодействия (ШИВ) по двум резервируемым каналам связи в режиме нагруженного резерва по интерфейсу Ethernet протоколу МЭК 60870-5-104 Место установки ШИВ - операторная НПС-1 ЛПДС «Пур-Пе».

Предусмотреть передачу из СА ПСП, СА СИКН в РДП/ТДП сигналов контроля параметров технологического процесса и состояния технологического оборудования ПСП в объеме требований РД-35.240.50-КТН-109-17 (таблицы В.9, В.10), в том числе следующих сигналов:

- а) срабатывания общестанционной защиты ПСП, не позволяющей продолжать подкачку;
- б) обобщенного сигнала готовности ПСП к подкачке;
- в) сигнала о подтверждении получения сигнала «Подкачка разрешена»;
- г) сигнала об обнаружении утечки на участке от ПСП до узла подключения.

Предусмотреть получение и выполнение команд телеуправления и телерегулирования технологическим оборудованием ПСП от РДП/ТДП в объеме требований РД-35.240.50-КТН-109-17 (таблицы В.11, В.12).

Сигнал «Подкачка разрешена» выдается в СА ПСП при наличии условий начала и продолжения подкачки и снимается при исчезновении этих условий. СА ПСП должна обеспечивать автоматическое отключение насосов, обеспечивающих подкачку нефти в МН, в случае снятия сигнала «Подкачка разрешена» по команде от управляющего РДП.

Предусмотреть доработку автоматизированных систем РДП (СДКУ, КИП, АСОУН) и ТДП (ЕСДУ).

Типовой перечень объема телемеханизации подключенного объекта нефтедобычи ОАО «НК «Янгпур» представлен в приложении 13. При разработке проектной документации предусмотреть согласование данного перечня с АО «Транснефть - Сибирь».

Предусмотреть выделенный канал связи для удаленного АРМ мастера ПСП.

Предусмотреть АРМ оператора принимающей стороны.

Сигнализация об открытии дверей должна быть реализована для помещений и шкафов СИКН в программируемый логический контроллер (ПЛК) СОИ СИКН на АРМ СОИ СИКН.

### **СОУ**

Предусмотреть оснащение подводящего трубопровода СОУ.

Предусмотреть установку оборудования верхнего уровня СОУ (серверное оборудование, АРМ) в операторной ПСП.

Предусмотреть передачу информации в управляющий РДП о выявленной утечке на подводящем трубопроводе.

Для оборудования СДКУ, СОУ - Сервер (осн./рез.), АРМ оператора (осн./рез.), и разрабатываемого прикладного ПО обеспечить требования по информационной безопасности из РД-35.240.00-КТН-0210-20.

В случае применения ОС на базе семейства Windows требуется настройка безопасности в соответствии с РД-35.240.00-КТН-060-17.

Сетевое взаимодействие предусмотреть в соответствии с требованиями подраздела 6.8 РД-35.240.00-КТН-0210-20.

### **Сети связи**

Подключение линий связи ПСП к коммуникациям АО «Транснефть-Сибирь» выполнить в соответствии с ТУ ПАО «Транснефть» (Приложение 2) и ТУ филиала АО «Связьтранснефть» - «Среднеобское ПТУС» (Приложение 5). Схему подключение к сети ПД АО «СТН» определить в соответствии с требованиями РД-35.240.50-КТН-241-19.

Проектом предусмотреть мероприятия по защите существующих коммуникаций, проходящих в зоне производства работ.

## **ИТСО**

Требования к оснащению узла подключения ИТСО, находящегося на территории ПСП, отсутствуют.

## **16 Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям**

Для зданий и сооружений повышенного уровня ответственности выполнить расчеты на возникновение аварийной ситуации в соответствии с требованиями Федерального закона Российской Федерации от 30.12.2009 №384 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» (ст.16 ч.6)

Перечень нормативной документации при подготовке проектной документации и расчетных материалов раздела «Конструктивные и объемно-планировочные решения» должен быть принят с учетом требований Федерального закона Российской Федерации от 30.12.2009 №384 (ч.1 и ч.4 ст.6).

## **17 Требования к режиму безопасности и гигиене труда**

Предусмотреть разработку мероприятий по обеспечению безопасного производства работ при проведении гидроиспытаний: вынос оборудования и техники за пределы опасной зоны; размещение персонала за пределами опасных зон: при проведении работ в стесненных условиях.

Разработать в составе ПОС подраздел «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение нормативных требований охраны труда» (на период строительства). В соответствии с требованиями постановления Правительства РФ «О составе разделов проектной документации и требованиям к их содержанию» от 16.02.2008 №87 (п.23(с)). При разработке раздела учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ, национальных стандартов ГОСТ Р, ГОСТ ССБТ, СНиП, СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1302-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СанПиН 2.2.2/2.4.1430-03, СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002.

## **18 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения, или «Мероприятия по охране окружающей среды» для линейных объектов, а также (при необходимости) материалы «Оценки воздействия на окружающую среду»**

Разработать раздел «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации и нормативными документами.

## **19 Требования по разработке перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (ПМ ГОЧС)**

Разработать раздел «ПМ ГОЧС» в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48 пункт 14), ГОСТ Р 55201-2012, СП 165.1325800.2014.

## **20 Требования по актуальности нормативных документов**

Не требуется

## **21 Требования к составу и оформлению проекта**

Состав проектной документации выполнить в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

Документацию оформлять согласно ГОСТ Р 21.1101-2013

Отчет о выполнении инженерных изысканий передается Заказчику:

- на бумажном носителе, сброшюрованные в альбомы – 2 экз.
- на электронном носителе – 2 экз.

Проектная документация передается Заказчику:

- на бумажном носителе, сброшюрованные в альбомы – 4 экз.

- на электронном носителе – 2 экз.

Состав и структура электронной версии документации должны быть идентичны бумажному оригиналу.

В электронном виде документация принимается на оптическом носителе информации (компакт-диск CD-ROM, DVD+R, DVD-R). На каждом компакт-диске, содержащем электронную версию, должна быть внутренняя опись. Документация на компакт-диске предоставляется в следующих версиях:

- 1 версия – графический образ документации с копиями подписей, печатей и необходимых отметок, чертежи основных комплектов в формате Autodesk Design Web format (\*.dwf) или Adobe Portable Document format (\*.pdf); текстовая документация - Adobe Portable Document format (\*.pdf)
- 2 версия – документация в формате разработки: чертежи – AutoCAD Drawing (\*.dwg) версии 2010; текстовая документация – форматы версии MS Office версии 2003 (\*.doc, \*.xls, \*.mdf, \*.ppt), материалы инженерных изысканий - по отдельным требованиям, оговоренным в техническом задании на выполнение изысканий и задании на проектирование.

## 22 Состав демонстрационных материалов

Не требуется

## 24 Материалы, представляемые Заказчиком

Исходные данные для проектирования представлены в приложении 1

## 25 Срок выдачи проекта

Определяется на этапе заключения договора

## 26 Требования к проведению, оформлению и представлению расчетов сметной стоимости

Сметная документация должна быть составлена в программном комплексе Win РИК, НБ «ТСНБ-2001» ЯНАО (эталон) с приложением 1.2» с учетом писем «Районы Крайнего Севера НР (МДС 81-34.2004) СП (письмо № АП-5536/06 с учетом писем 6053-ИП/08 и 15127-ИП/08)», 3-ая территориальная зона в ценах на 4-й кв.2019 г. с применением индекса-дефлятора на 2020 год Минэкономразвития РФ.

Предусмотреть районный коэффициент 1,7 северную надбавку 80%, коэффициенты на осуществление строительства в зоне действующего предприятия и все лимитированные затраты для объектов строительства в районах крайнего севера.

В составе рабочей документации предусмотреть разработку отдельными томами сборник ведомостей объемов работ и сборник опросных листов и ведомости оборудования в закупку для каждого подобъекта, входящего в состав данного проекта.

## 27 Особые условия

### 27.1. Выполнить по площадному объекту ГПЗУ

По действующим (на существующие отводы) и в случае (новым полученным договорам аренды земельных участков) проектному институту необходимо:

- Разработать град. план (ГПЗУ) на все земельные участки в составе проекта и в зоне проектирования;
- Согласовать с Заказчиком ГПЗУ с перечнем всех земельных участков с кадастровыми номерами, затем подавать на утверждение в Администрацию Пуровского р-на;
- Оформить схемы КПТ, заключить с Заказчиком договоры субаренды (сервитуты) на земельные участки в случае необходимости;
- При необходимости выполнить отвод земельных участков в случае выхода за границы ранее отведенных земельных участков;
- Все существующие землеотводы, находящиеся под объектом необходимо объединить в один договор аренды;
- Землеустроительные работы по проекту выполняются Подрядчиком. В случае отвода земельных участков необходимо будет выполнить полный комплекс землеустроительных и кадастровых работ;
- Получение сведений из гос. лесного реестра (схема, выписка, границы ГЛР);

- Получение согласований ПАО «Транснефть»;
- Оформление проектной документации лесного участка;
- Согласование и утверждение проектной документации лесного участка в ДПРР;
- Оформление межевого плана и постановка на кадастровый учёт земельных участков;
- Получение письма об утверждении проектной документации;
- Подготовка и подача заявления в ДПРР ЯНАО на получение приказа о предоставлении лесного участка в аренду;
- Получение договора аренды лесного участка ДПРР ЯНАО, подписание и заключение;
- Государственная регистрация права аренды лесного участка;
- Разработка ПРЗ и проекта освоения лесов, согласование и выдача положительного заключения ДПРР ЯНАО о гос. экспертизе проекта освоения лесов;
- Подача лесной декларации в соответствии с Приказом Минприроды России от 30.07.2020 N 539 "Об утверждении формы лесной декларации, порядка ее заполнения и подачи, требований к формату лесной декларации в электронной форме";
- Предоставление информации в ДПРР ЯНАО о породном составе древесины.

Все необходимые условия должны соблюдаться для подготовки всей правоустанавливающей документации для разрешения на строительство/ввод.

#### 27.2. При разработке ПД необходимо:

- соблюдать требования режима конфиденциальности сведений и информации, касающихся объекта проектирования, выполнения ПИР и полученных результатов;
- соблюдать правовую охрану интеллектуальной собственности;
- соблюдать авторские права.

Выполнить предпроектное обследование объекта проектирования со сбором недостающих исходных данных для проектирования.

Затраты на предпроектное обследование предусмотреть отдельным пунктом календарного плана.

Объекты, реализуемые одновременно с рассматриваемым объектом и находящимся на одной технологической площадке – отсутствуют.

Учесть командировочные расходы представителей проектной организации, связанные со строительством объекта и передачей документации (проведением экспертизы Заказчика).

По результатам инженерных изысканий выполнить мероприятия по водоотведению.

27.3 При проектировании запросить у АО «Транснефть-Сибирь» технические условия необходимые для обеспечения информационной безопасности в соответствии с требованиями РД 35.240.00-КТН-210-16.

27.4 Проектная документация на строительство подводящего трубопровода от ПСН до точки подключения, включая узел подключения, должна быть разработана или иметь положительное экспертное заключение АО «Гипротрубопровод».

27.5 Задание на проектирование ПСН, подводящего трубопровода от ПСН до точки подключения, включая узел подключения и СОУиКА, доработку ЛВС МДП НПС, СА НПС и автоматизированных систем РДП/ТДП «Тюмень» должно быть разработано ОАО «НК Янгпур».

27.6 Проектная документация, разработанная согласно настоящего задания на проектирование должна быть согласована с АО «Транснефть-Сибирь».

#### **28 Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании**

В соответствии с приложением к ТЗ. Проект должен соответствовать, действующим на момент разработки, документам и требованиям законодательства РФ, ПАО «Транснефть».

## **29 Перечень согласований с федеральными и региональными надзорными органами**

Согласовать документацию согласно перечню согласований и экспертиз, в государственных федеральных и региональных органах, согласований со сторонними организациями. Перечень согласований и экспертиз представлен в приложении к ТЗ.

Получить все необходимые заключения и согласования для сдачи Проектной документации на экспертизу.

При необходимости прохождения государственной экологической экспертизы (ГЭЭ), расходы при проведении общественных слушаний возлагаются на Подрядчика.

Стоимость ГЭЭ и ГГЭ оплачивает Заказчик.

Получить (при необходимости) заключение Историко-культурной экспертизы, акт ГИКЭ, согласование Службы культуры ЯНАО.

Провести сопровождение экспертизы и согласование проекта во всех надзорных организациях с заключением соответствующих договоров.

Экспертизу провести в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 05.03.2007 № 145. Получить положительное заключение экспертизы.