

**РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»**

**Сургутский
научно-исследовательский и проектный институт
«СургутНИПИнефть»
структурное подразделение**

Заказчик - НГДУ «Нижнесортимскнефть»

**«НЕФТЕПРОВОД ОТ ТОЧКИ ВРЕЗКИ 1 ДО ТОЧКИ ВРЕЗКИ 2».
РАЙОН ЦППН. ЛЯНТОРСКОЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЕ**

**МАТЕРИАЛЫ ПО ОБОСНОВАНИЮ
ПРОЕКТА ПЛАНИРОВКИ ТЕРРИТОРИИ**

Раздел 3. Материалы по обоснованию проекта планировки территории.
Графическая часть

Раздел 4. Материалы по обоснованию проекта планировки территории.
Пояснительная записка

20905-ППТ

**РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»**

**Сургутский
научно-исследовательский и проектный институт
«СургутНИПИнефть»
структурное подразделение**

**«НЕФТЕПРОВОД ОТ ТОЧКИ ВРЕЗКИ 1 ДО ТОЧКИ ВРЕЗКИ 2».
РАЙОН ЦППН. ЛЯНТОРСКОЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЕ**

**МАТЕРИАЛЫ ПО ОБОСНОВАНИЮ
ПРОЕКТА ПЛАНИРОВКИ ТЕРРИТОРИИ**

Раздел 3. Материалы по обоснованию проекта планировки территории.
Графическая часть
Раздел 4. Материалы по обоснованию проекта планировки территории.
Пояснительная записка

20905-ППТ

Главный инженер

14.04.2023

А.П.Пестряков

Главный инженер проекта

14.04.2023

В.В.Горавский

2023

Список исполнителей

Главный инженер проекта	В.В.Горавский
Начальник ОГП	Н.В.Карлова
Начальник ОГИС	Я.В.Разумова
Начальник ТОПЛС	Н.Н.Тарасова
Начальник ОПСЭ	Ж.Н.Командирова

Содержание

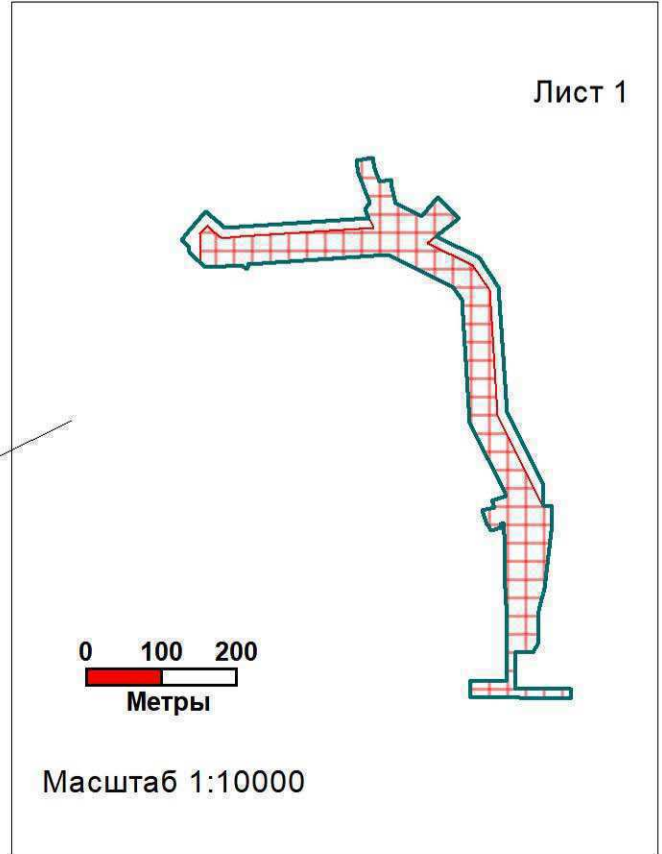
РАЗДЕЛ 3. МАТЕРИАЛЫ ПО ОБОСНОВАНИЮ ПРОЕКТА ПЛАНИРОВКИ ТЕРРИТОРИИ. ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1	Схема расположения элементов планировочной структуры (лист 1).....	5
3.2	Схема использования территории в период подготовки проекта планировки территории (лист 1).....	6
3.3	Схема организации улично-дорожной сети и движения транспорта (не разрабатывается).....	
3.4	Схема вертикальной планировки территории, инженерной подготовки и инженерной защиты территории (не разрабатывается).....	
3.5	Схема границ территорий объектов культурного наследия (не разрабатывается).....	
3.6	Схема границ зон с особыми условиями использования территорий, особо охраняемых природных территорий, лесничеств (лист 1).....	7
3.7	Схема границ территорий, подверженных риску возникновения чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (лист 1).....	8
3.8	Схема конструктивных и планировочных решений (лист 1-3).....	9




РАЗДЕЛ 4. МАТЕРИАЛЫ ПО ОБОСНОВАНИЮ ПРОЕКТА ПЛАНИРОВКИ ТЕРРИТОРИИ. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

4.1	Описание природно-климатических условий территории.....	12
4.2	Обоснование определения границ зон планируемого размещения линейных объектов.....	12
4.3	Обоснование определения границ зон планируемого размещения линейных объектов, подлежащих реконструкции в связи с изменением их местоположения.....	13
4.4	Обоснование определения предельных параметров застройки территории в границах зон планируемого размещения объектов капитального строительства, проектируемых в составе линейных объектов.....	13
4.5	Ведомость пересечений границ зон планируемого размещения линейных объектов с сохраняемыми объектами капитального строительства, существующими и строящимися на момент подготовки проекта планировки территории.....	14
4.6	Ведомость пересечений границ зон планируемого размещения линейного объекта (объектов) с объектами капитального строительства, строительство которых запланировано в соответствии с ранее утвержденной документацией по планировке территории.....	18
4.7	Ведомость пересечений границ зон планируемого размещения линейных объектов с водными объектами.....	18
	Приложение 1 Материалы и результаты инженерных изысканий.....	22
	Приложение 2 Программа и задание на проведение инженерных изысканий.....	22
	Приложение 3 Исходные данные.....	23
	Приложение 4 Решение о подготовке документации по планировке территории.....	34

**Схема расположения элементов планировочной структуры
 "Нефтепровод от точки врезки 1 до точки врезки 2". Район ЦППН.
 Лянторское нефтегазоконденсатное месторождение**

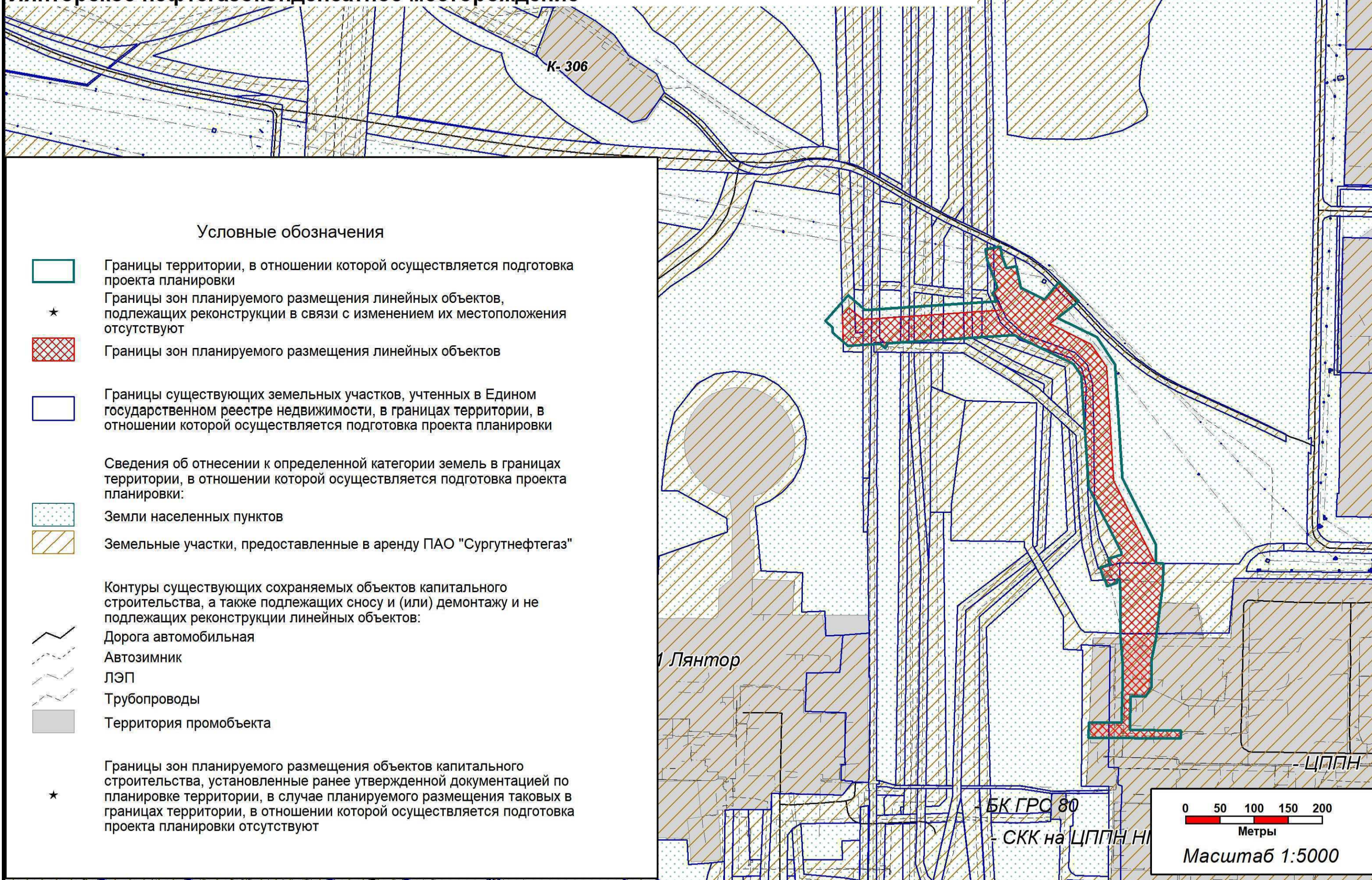


Условные обозначения

	Граница субъекта Российской Федерации, на территории которого устанавливаются границы зон планируемого размещения линейных объектов
	Границы зон планируемого размещения линейных объектов
	Границы территории, в отношении которой осуществляется подготовка проекта планировки

**Схема использования территории в период подготовки проекта планировки территории
"Нефтепровод от точки врезки 1 до точки врезки 2". Район ЦППН.
Лянторское нефтегазоконденсатное месторождение**

Лист 1



Условные обозначения













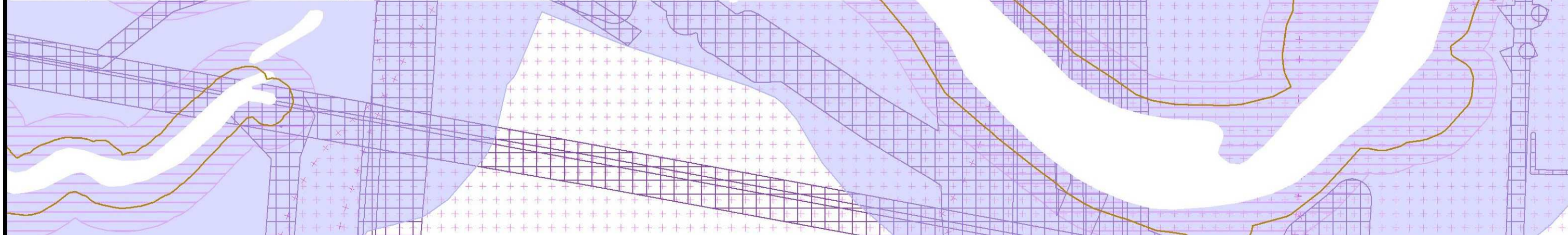


-  Границы территории, в отношении которой осуществляется подготовка проекта планировки
-  Границы зон планируемого размещения линейных объектов, подлежащих реконструкции в связи с изменением их местоположения отсутствуют
-  Границы зон планируемого размещения линейных объектов
-  Границы существующих земельных участков, учтенных в Едином государственном реестре недвижимости, в границах территории, в отношении которой осуществляется подготовка проекта планировки
-  Сведения об отнесении к определенной категории земель в границах территории, в отношении которой осуществляется подготовка проекта планировки:
Земли населенных пунктов
-  Земельные участки, предоставленные в аренду ПАО "Сургутнефтегаз"
-  Контур существующих сохраняемых объектов капитального строительства, а также подлежащих сносу и (или) демонтажу и не подлежащих реконструкции линейных объектов:
Дорога автомобильная
-  Автозимник
-  ЛЭП
-  Трубопроводы
-  Территория промобъекта
-  Границы зон планируемого размещения объектов капитального строительства, установленные ранее утвержденной документацией по планировке территории, в случае планируемого размещения таковых в границах территории, в отношении которой осуществляется подготовка проекта планировки отсутствуют









Схема границ зон с особыми условиями использования территорий, особо охраняемых природных территорий, лесничеств "Нефтепровод от точки врезки 1 до точки врезки 2". Район ЦППН. Лянторское нефтегазоконденсатное месторождение



Условные обозначения

-  Границы территории, в отношении которой осуществляется подготовка проекта планировки
-  Границы зон планируемого размещения линейных объектов

- Границы зон с особыми условиями использования территорий:
- Границы установленные в соответствии с законодательством Российской Федерации:
-  Охранная зона объектов электроэнергетики; охранная зона трубопроводов; охранная зона тепловых сетей
-  Водоохранная зона
-  Прибрежная защитная полоса
-  Санитарно-защитная зона предприятий, сооружений и иных объектов
-  Береговая полоса
- Границы подлежащие установлению, изменению в связи с размещением линейных объектов; подлежащие установлению, изменению в связи с размещением линейных объектов, подлежащих реконструкции в связи с их переносом из зон планируемого размещения линейных объектов либо в границах зон планируемого размещения линейных объектов: отсутствуют
- ★
-  Граница зоны с особыми условиями использования территории подлежащая установлению

- Границы особо охраняемых природных территорий, границы лесничеств
- ★ Охранная зона особо охраняемой природной территории: отсутствует
- ★ Граница лесничеств: отсутствует

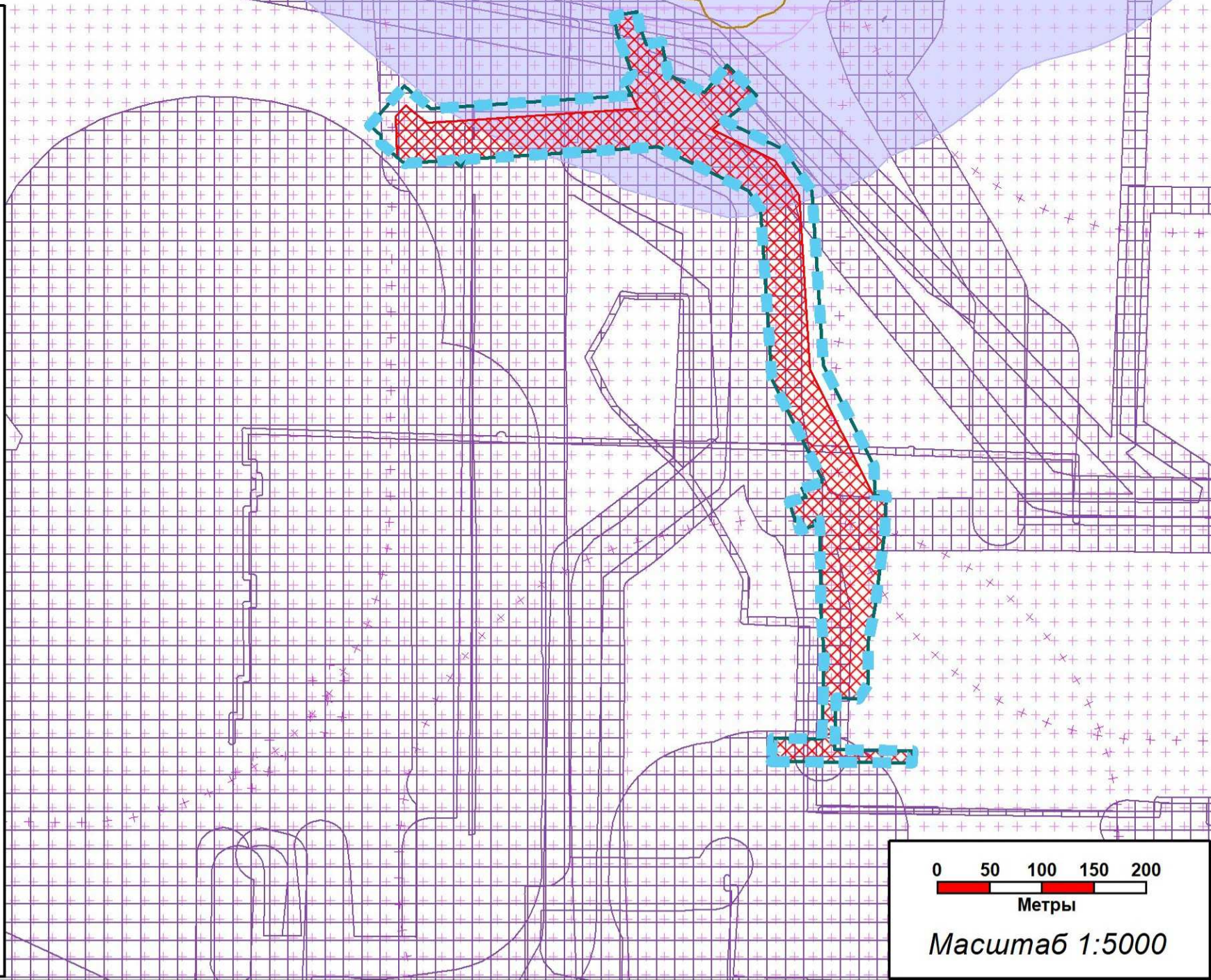
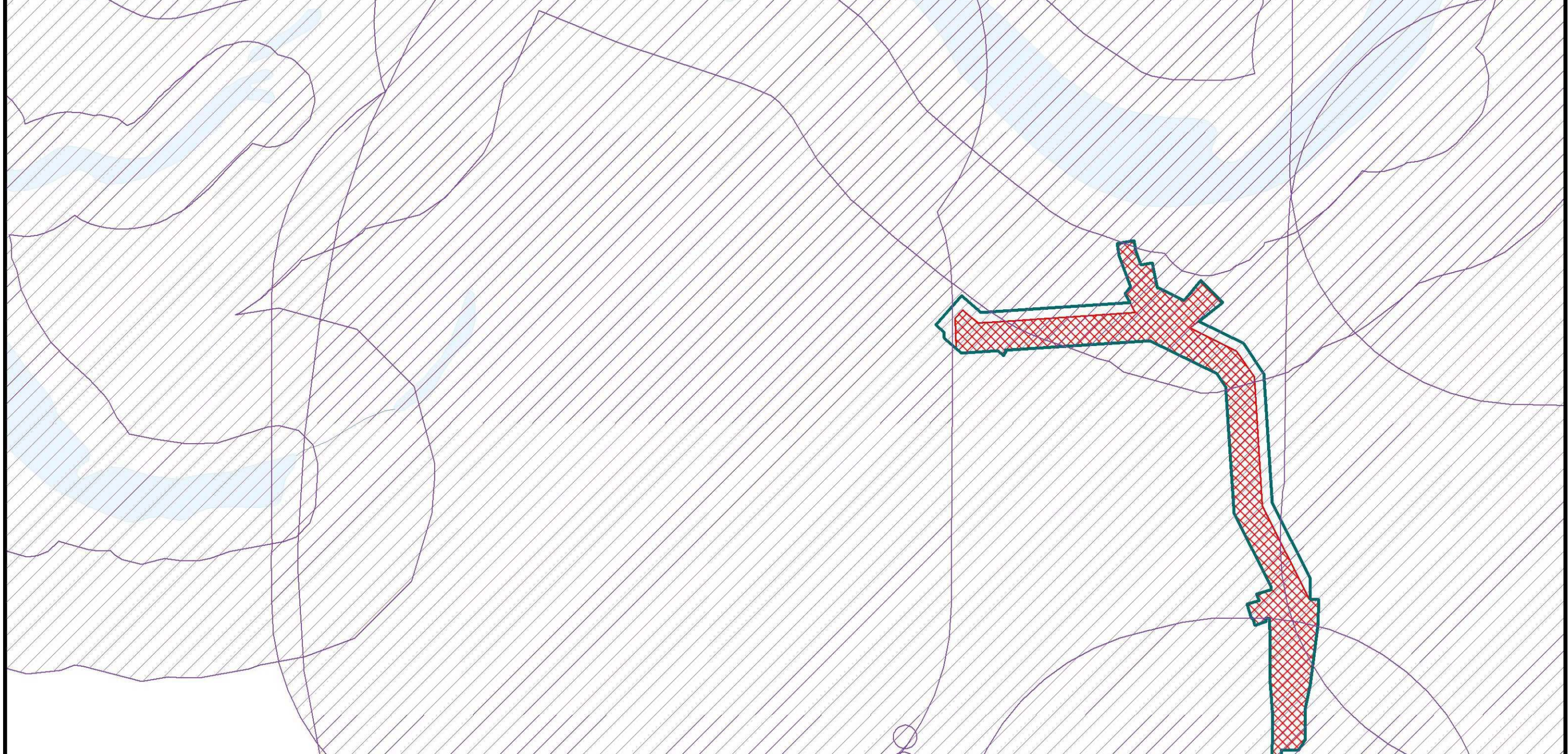





Схема границ территорий, подверженных риску возникновения чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера "Нефтепровод от точки врезки 1 до точки врезки 2". Район ЦППН. Лянторское нефтегазоконденсатное месторождение

Лист 1



Условные обозначения

-  Границы территории, в отношении которой осуществляется подготовка проекта планировки
-  Границы зон планируемого размещения линейных объектов
-  Границы территорий, подверженных риску возникновения чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

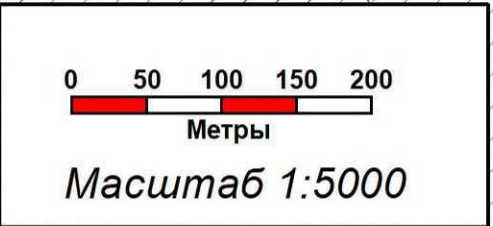
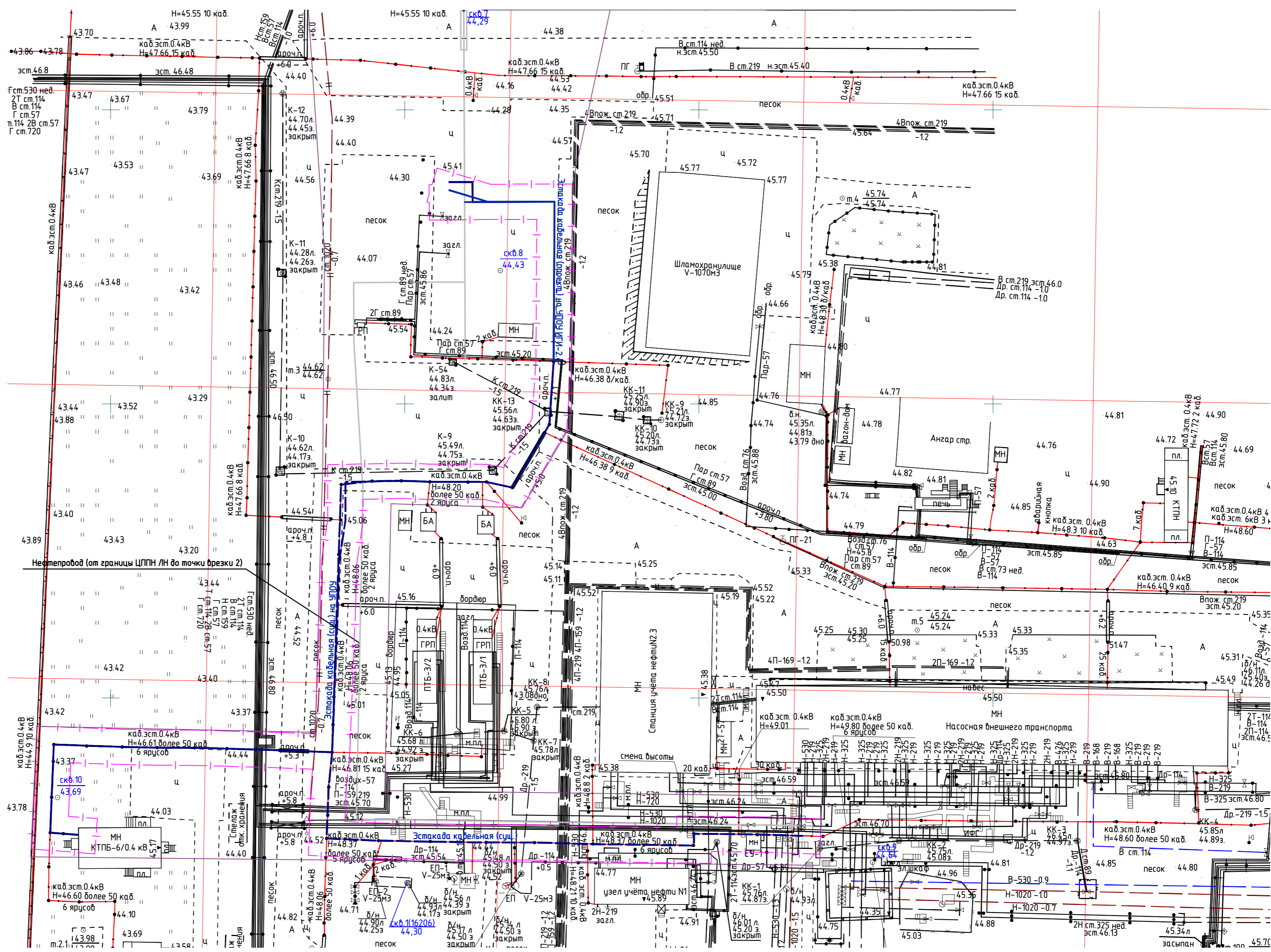


Схема конструктивных и планировочных решений КЛ-0,4 кв. М1:500
Лист 2

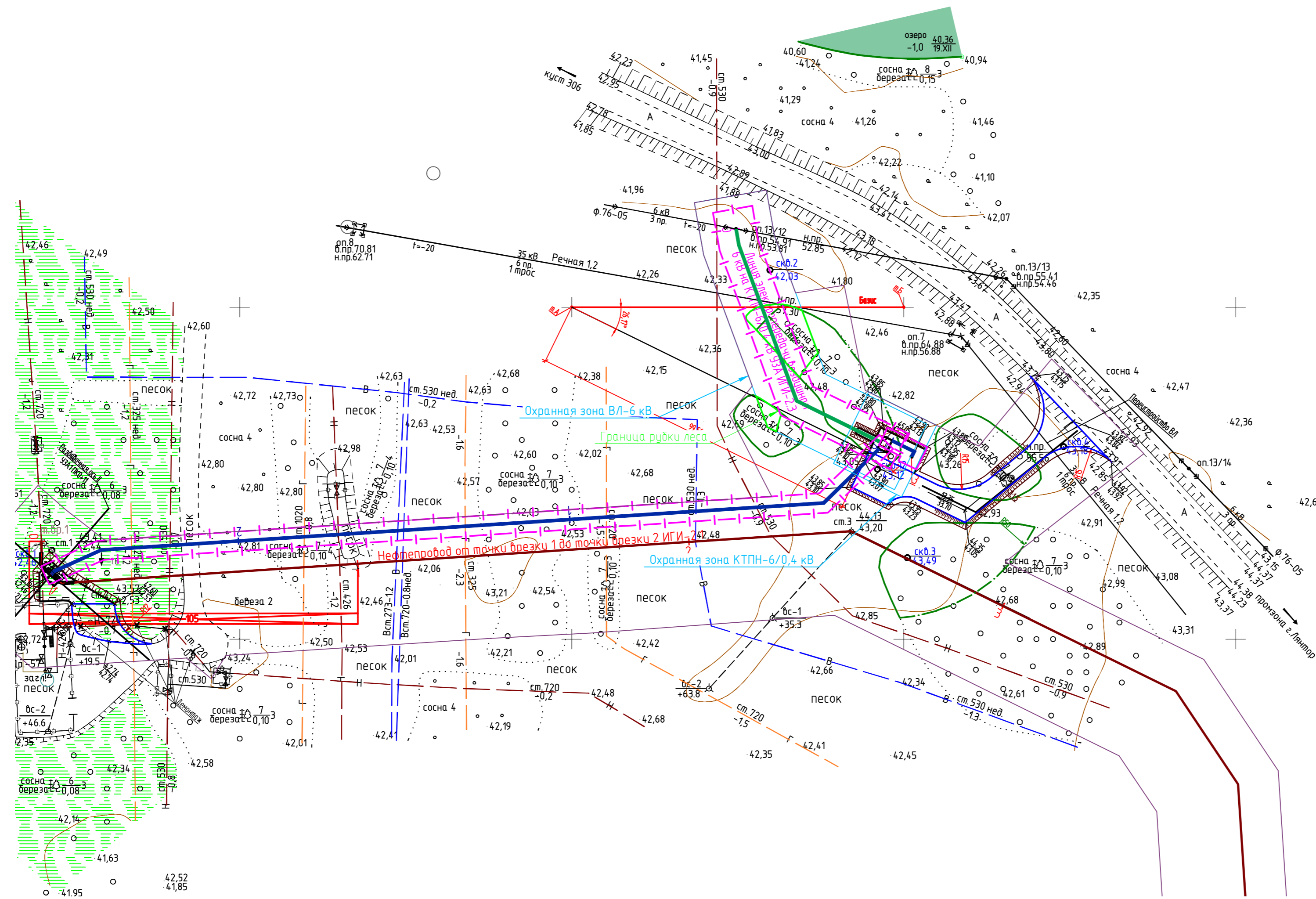


УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И ИЗОБРАЖЕНИЯ

Обозначение и изображение	Наименование
	Ось проектируемой КЛ-0,4 кв
	Граница земельного участка КЛ-0,4 кв (на период строительства)
	Границы зон планируемого размещения линейных объектов

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

Схема конструктивных и планировочных решений ВЛ-6 кв, КЛ-0,4 кв. М1:1000
Лист 3



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И ИЗОБРАЖЕНИЯ

Обозначение и изображение	Наименование
	Ось проектируемой ВЛ-6 кв
	Ось проектируемой КЛ-0,4 кв
	Граница рубки леса
	Граница земельного участка ВЛ-6 кв, КЛ-0,4 кв (на период строительства)
	Граница охранной зоны ВЛ-6 кв, КТПН-6/0,4 кв
	Границы зон планируемого размещения линейных объектов

РАЗДЕЛ 4. МАТЕРИАЛЫ ПО ОБОСНОВАНИЮ ПРОЕКТА ПЛАНИРОВКИ ТЕРРИТОРИИ. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

4.1 Описание природно-климатических условий территории

В административном отношении территория, в отношении которой осуществляется подготовка проекта планировки территории, расположена: Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, муниципальный район Сургутский, городское поселение Лянтор, район ЦППН, Лянторский участок недр, Лянторское нефтегазоконденсатное месторождение.

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

Среднегодовая температура воздуха – минус 2,2°С, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца января – минус 21,0°С, а самого жаркого июля – 17,9°С. Абсолютный минимум температуры – минус 55,7°С, абсолютный максимум – 35,1°С. Средняя минимальная температура воздуха наиболее холодного месяца – минус 42,4°С. Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца, июля: 23,0°С.

Осадков в районе выпадает много, особенно в теплый период с апреля по октябрь – 385 мм, в холодное время с ноября по март – 138 мм, годовая сумма осадков – 523 мм. Соответственно держится высокая влажность воздуха, средняя относительная влажность меняется от 65 до 83%. Средняя дата первого заморозка осенью – 14.09, последнего – весной 30.05.

Средняя дата образования снежного покрова 21.10, дата схода 9.05. Сохраняется снежный покров 188 дней.

Согласно СП 131.13330.2020 по климатическому районированию для строительства территория относится к I климатическому району, к подрайону – ID.

Согласно СП 482.1325800.2020 на метеостанции Сытомино наблюдались опасные явления по сильному ветру, шторму, очень сильному снегу, сильной метели, сильному гололедно-изморозевому отложению на проводах.

4.2 Обоснование определения границ зон планируемого размещения линейных объектов

Трубопровод

Границы зоны проектируемого трубопровода определяются на основании нормативно-технической документации, с учетом нормативных требований (СП 284.1325800.2016, «Правил устройства электроустановок») по расстояниям от оси проектируемого трубопровода до объектов инфраструктуры, что обеспечивает сохранность действующих трубопроводов при строительстве нового, безопасность при проведении работ и надежность трубопровода в процессе эксплуатации.

Ширина полосы отвода земли для одного трубопровода диаметром DN700, DN500 принята по СН 452-73 «Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов» и составляет 23 м, соответственно граница зоны для планируемого размещения линейного трубопровода принята по 11,5 м от оси трубы в обе стороны.

Охранная зона трубопровода в соответствии с п.4.1 «Правил охраны магистральных трубопроводов» составляет 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

Линии электропередачи воздушные

Граница зоны проектируемой линий электропередачи воздушной 6 кВ (далее ВЛ-6 кВ), проектируемых линий электропередачи кабельных 0,4 кВ (далее КЛ-0,4 кВ) определяется на основании нормативно-технической документации, с учетом расстояний между проектируемыми ВЛ-6 кВ, КЛ-0,4 кВ, дорогами внутрипромысловыми, трубопроводами и другими сооружениями.

Ширина полос земель для линии электропередачи, сооружаемых на землях, покрытых лесом, рассчитана в соответствии с пунктом 2.5.207 ПУЭ (издание 7), пунктом 22 Постановления Правительства Российской Федерации от 24.02.2009 № 160 «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон», пунктом 2.2 Норм отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ, утвержденных Минтехэнерго России от 20.05.1994, № 14278 тм-т1, с учетом требований, предъявляемых к ширине просек, с условием соблюдения требований пункта 6 статьи 11.9 Земельного кодекса Российской Федерации, в части недопустимости образования земельных участков с изломанными границами и составляет до 22 м.

С учетом условий и методов строительства для ВЛ-6 кВ на период строительства предусмотреть 12 м, 6 м – для эстакады кабельной согласно п.2.3 приказа от 01.06.94 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ №14278 тм-т1» согласно пункту 2.3 приказа от 20.05.1994 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ №14278 тм-т1».

Охранная зона ВЛ-6 кВ в соответствии с п.5 Постановления Правительства РФ от 24.02.2009 №160 «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон» составляет, 10 м (для ВЛ-6 кВ) от крайних проводов при не отклоненном их положении по обе стороны линии электропередачи.

4.3 Обоснование определения границ зон планируемого размещения линейных объектов, подлежащих реконструкции в связи с изменением их местоположения

Линейные объекты, подлежащие переносу, отсутствуют. Границы зон планируемого размещения объекта, подлежащие переносу, проектом не определены.

4.4 Обоснование определения предельных параметров застройки территории в границах зон планируемого размещения объектов капитального строительства, проектируемых в составе линейных объектов

В соответствии с Градостроительным кодексом Российской Федерации, статьей 36 пунктом 4, действие градостроительного регламента не распространяется на земельные участки, предназначенные для размещения линейных объектов и (или) занятые линейными объектами.

Требования градостроительных регламентов, в том числе в части определения предельных параметров застройки, при планируемом размещении линейного объекта не применимы.

4.5 Ведомость пересечений границ зон планируемого размещения линейных объектов с сохраняемыми объектами капитального строительства, существующими и строящимися на момент подготовки проекта планировки территории

Трубопровод

Границы зоны планируемого размещения нефтепровода и нефтепроводов-перемычек пересекают существующий технологический проезд, кабельные эстакады, коммуникации, владельцем которых является ПАО «Сургутнефтегаз» (УВСИНГ, НГДУ «Нижнесортымскнефть, НГДУ «Лянторнефть»).

Ведомость пересечений границ зон планируемого размещения трубопровода с сохраняемыми объектами капитального строительства приведена в таблице 1.

Пикеты пересечений приведены по трассе проектируемого нефтепровода.

Таблица 1 – Ведомость пересечений границ зон планируемого размещения трубопровода с сохраняемыми объектами капитального строительства

Наименование участка	Положение участка		Угол пересечения	Наименование пересечения	Отметка поверхности земли	Глубина заложения	Н_подвески провода	Диаметр	Владелец	
	км	Пикет								
Нефтепровод от точки врезки 1 до точки врезки 2	1	0	32	93	Газопровод нед.	42,48	-1,20		325	ПАО «Сургутнефтегаз» НГДУ «Нижнесортымскнефть»
	1	0	43	95	Нефтепровод напорный	42,60	-0,70		530	ПАО «Сургутнефтегаз» НГДУ «Нижнесортымскнефть»
	1	0	50	89	Проезд (песок)	42,84				ПАО «Сургутнефтегаз» НГДУ «Нижнесортымскнефть»
	1	0	84	94	Газопровод промышленный	42,72	-0,80		1020	ПАО «Сургутнефтегаз» УВСИНГ
	1	0	94	91	Нефтепровод напорный	42,45	-1,20		426	ПАО «Сургутнефтегаз» НГДУ «Лянторнефть»
	1	1	12	96	низконапорный водовод	42,11	-1,20		273	ПАО «Сургутнефтегаз» НГДУ «Лянторнефть»
	1	1	14	96	низконапорный водовод нед.	42,09	-0,8		720	ПАО «Сургутнефтегаз» НГДУ «Лянторнефть»
	1	1	32	94	Газопровод промышленный	42,83	-2,30		325	ПАО «Сургутнефтегаз» УВСИНГ
	1	1	75	94	Газопровод магистральный	42,97	-1,50		720	ПАО «Сургутнефтегаз» УВСИНГ
	1	2	02	95	низконапорный водовод нед.	42,53	-1,30		530	ПАО «Сургутнефтегаз» НГДУ «Лянторнефть»
	1	2	25	48	Нефтепровод напорный	42,79	-0,90		530	ПАО «Сургутнефтегаз» НГДУ «Нижнесортымскнефть»
	1	2	60	90	эстакада каб. (проект) на УЗА (уч.2)	43,36				ПАО «Сургутнефтегаз» НГДУ «Лянторнефть»
	1	6	37	118	Трубопровод дренажный	43,80		н.тр.44.21	114	ПАО «Сургутнефтегаз» НГДУ «Лянторнефть»
	1	6	37	118	2 Трубопровода теплоснабжения	43,80		н.тр.44.21	57	ПАО «Сургутнефтегаз» НГДУ «Лянторнефть»
	1	7	11	97	Нефтепровод напорный	43,95	-0,50		530	ПАО «Сургутнефтегаз» НГДУ «Нижнесортымскнефть»
	1	7	87	90	каб.эст.0.4кВ 8 пр.	44,09		Н=47,76		ПАО «Сургутнефтегаз» НГДУ «Лянторнефть»
1	7	89	90	нефтепровод напорный	44,12		эст.45,38	159	ПАО «Сургутнефтегаз» НГДУ «Лянторнефть»	
1	7	89	90	2низконапорный водовод	44,12		эст.45,38	57;114	ПАО «Сургутнефтегаз» НГДУ «Лянторнефть»	
Перемычка №1 в т.вр. Ia	1	0	38	117	Нефтепровод напорный	43,60	-0,3		530	ПАО «Сургутнефтегаз» НГДУ «Нижнесортымскнефть»

Линии электропередачи воздушные

Проектируемые ВЛ-6 кВ, КЛ-0,4 кВ размещаются, как на вновь предоставляемых лесных участках, так и на ранее отведенных землях.

Границы зон планируемого размещения ВЛ-6 кВ пересекают ранее отведенные земли, предоставленные в аренду для ПАО «Сургутнефтегаз» под линейные и площадочные объекты, а также земли, отведенные под проектируемые трубопроводы, дороги.

Для защиты от возможного негативного воздействия и защите сохранности объектов капитального строительства существующих объектов в связи с размещением проектируемого линейного объекта, предусмотрено выполнение проектирования и строительства линейного объекта в соответствии с действующей нормативно-технической документацией и требований технических условий собственников пересекаемых инженерных коммуникаций.

Строящихся объектов на момент подготовки проекта планировки территории нет.

В границах зон проектируемых ВЛ-6 кВ, КЛ-0,4 кВ, границ зон ВЛ, КЛ, строительство которых запланировано в соответствии с ранее утвержденной документацией по планировке территории – нет.

Ведомость пересечений коммуникаций по ВЛ-6 кВ приведена в таблице 2.

Таблица 2 - Ведомость пересечений границ зон планируемого размещения ВЛ-6 кВ

Наименование участка	Проект	Пикет и плюс				Протяженность	Занимаемые угодья, в т.ч. характеристика лесорастительности	Характ. болот		Глуб. водн. прегр.	Общая протяж. трасс	Затопление трасс
		км	от	до	м			Глуб.	Тип торфа			
Линия электропередачи воздушная 6 кВ на КТПН-6/0,4 кВ УЗА	1	0	0	0	23	23	Песок					
		0	23	0	77	54	Подлесок средней густоты					
		0	77	0	89	12	Песок				89	

4.6 Ведомость пересечений границ зон планируемого размещения линейного объекта (объектов) с объектами капитального строительства, строительство которых запланировано в соответствии с ранее утвержденной документацией по планировке территории

Трубопровод

Границы зон планируемого размещения линейного объекта не пересекают объекты капитального строительства, строительство которых запланировано в соответствии с ранее утвержденной документацией по планировке территории.

Линии электропередачи воздушные

В границах зон проектируемых ВЛ-6 кВ, КЛ-0,4 кВ границ зон ВЛ-6 кВ, КЛ-0,4 кВ, строительство которых запланировано в соответствии с ранее утвержденной документацией по планировке территории, нет.

4.7 Ведомость пересечений границ зон планируемого размещения линейных объектов с водными объектами

Трубопровод

Трассы проектируемых нефтепровода и нефтепроводов-перемычек водотоков не пересекает, по акватории озер не проходит.

Ведомость пересечений границ зон планируемого размещения линейного объекта (по трассе проектируемого трубопровода) с водными объектами (болотами) приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Ведомость пересечений границ зон планируемого размещения линейного объекта (по трассе проектируемого трубопровода) с водными объектами (болотами)

Наименование участка	Проект	Пикет и плюс				Протяженность	Занимаемые угодья, в т.ч. характеристика лесорастительности	Характ. болот		Глуб. водн. прегр.	Общая протяж. трасс	Затопление трасс
		км	от	до	м			Глуб.	Тип торфа			
Нефтепровод от точки врезки 1 до точки врезки 2	1	0	0	0	47	47	Подлесок средней густоты на болоте	1.6	2			
		0	47	0	52	5	Проезд (песок)					
		0	52	0	76	24	Подлесок густой					
		0	76	0	77	1	Подлесок редкий					
		0	77	0	90	13	Подлесок редкий					
		0	90	0	94	4	Песок					
		0	94	1	4	10	Отсыпка					
		1	4	1	39	35	Песок					
		1	39	1	62	23	Подлесок средней густоты					
		1	62	1	70	8	Песок					
		1	70	1	79	9	Подлесок средней густоты					
		1	79	2	61	82	Песок					
		2	61	4	51	190	Подлесок средней густоты					
		4	51	4	65	14	Песок					
		4	65	4	79	14	Подлесок средней густоты					
		4	79	5	83	104	Песок					
5	83	6	35	52	Подлесок средней густоты							
6	35	6	47	12	Песок							
6	47	6	64	17	Подлесок средней густоты							
6	64	7	92	128	Песок	792						
Перемычка №1 в т.вр. 1а	1	0	0	0	42	42	Песок					42
Перемычка №2 в т.вр. 1а	1	0	0	0	20	20	Песок					20

Линии электропередачи воздушные

Трасса проектируемой ВЛ-6 кВ не пересекает водные объекты.

Ведомость пересечений границ зон планируемого размещения ВЛ-6 кВ приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Ведомость пересечений границ зон планируемого размещения ВЛ-6 кВ

Наименование участка	Проект	Пикет и плюс				Протяженность м	Занимаемые угодья, в т.ч. характеристика лесорастительности	Характ. болот		Глуб. водн. прегр.	Общая протяж. трасс	Затопление трасс
		км	от		до			Глуб.	Тип торфа			
Линия электропередачи воздушная 6 кВ на КТПН-6/0,4 кВ УЗА	1	0	0	0	23	23	Песок					
		0	23	0	77	54	Подлесок средней густоты					
		0	77	0	89	12	Песок				89	

Приложение 1 Материалы и результаты инженерных изысканий

Материалы по инженерным изысканиям приложены в электронном виде.

Приложение 2 Программа и задание на проведение инженерных изысканий

Материалы на проведение инженерных изысканий приложены в электронном виде.

ПАО «Сургутнефтегаз» «СургутНИПИнефть»

20905 «Нефтепровод от точки врезки 1 до точки врезки 2». Район ЦППН. Лянторское нефтегазоконденсатное месторождение»

Приложение 3 Исходные данные

3.1 Копия задания на проектирование объекта от 05.10.2022 г. №10672



ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

СОГЛАСОВАНО
Главный инженер —
первый заместитель
генерального директора
ПАО «Сургутнефтегаз»

А.Н. Буланов

«03» 10 2022



УТВЕРЖДАЮ
Начальник
НГДУ «Нижнесортимскнефть»
ПАО «Сургутнефтегаз»

С.А. Слюсаренко

«03» 10 2022



СОГЛАСОВАНО
Первый заместитель
генерального директора
ПАО «Сургутнефтегаз»

А.С. Нуряев

«03» 10 2022 г.



ЗАДАНИЕ № 10672

на проектирование объекта

«Нефтепровод от точки врезки 1 до точки врезки 2». Район ЦППН. Лянторское нефтегазоконденсатное месторождение

1. Основание для проектирования:
 - 1.1. Проект плана капитального строительства ПАО «Сургутнефтегаз» на 2024 год.
 - 1.2. Дополнение к технологическому проекту разработки Лянторского нефтегазоконденсатного месторождения, утвержденное ЦКР Роснедр по УВС (протокол от 27.08.2020 №7910).
2. Местоположение (адрес):

Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, муниципальный район Сургутский, городское поселение Лянтор, район ЦППН, Лянторский участок недр, Лянторское нефтегазоконденсатное месторождение.
3. Наименование технического заказчика:

ПАО «Сургутнефтегаз» (НГДУ «Нижнесортымскнефть»).
4. Наименование проектной организации – генерального проектировщика:

ПАО «Сургутнефтегаз» («СургутНИПИнефть»).
5. Наименование генеральной подрядной строительной организации:

ПАО «Сургутнефтегаз» (СМТ-2).
6. Вид строительства:

новое строительство.
7. Стадийность проектирования:

проектная, рабочая документация.
8. Сроки строительства:

начало – 2024 год;
окончание – 2024 год.
9. Особые условия строительства:

учесть климатические условия и топографию местности.
10. Состав проектируемого объекта:
 - 10.1. Нефтепровод от точки врезки 1 до точки врезки 2 (в том числе, узел приема средств очистки и диагностики (СОД), линия электропередачи кабельная 0,4 кВ, эстакада кабельная, система контроля и автоматизации, емкость дренажная, ограждение металлическое (сетчатое), проезды и площадки) (диаметр, протяженность определить проектной документацией).
 - 10.2. Линия электропередачи воздушная 6 кВ (электропитание узла запорной арматуры (протяженность определить проектной документацией).
 - 10.3. Подстанция КТПН 6/0,4 кВ (электропитание узла запорной арматуры) (тип, мощность определить проектной документацией).
11. Основные технико-экономические показатели:

стоимость строительно-монтажных работ в ценах 2001 года определить проектной документацией.
12. Наличие материалов инженерных изысканий:

выполнить в требуемом объеме, в том числе обследования состояния грунтов оснований существующих зданий и сооружений, их строительных конструкций.
13. Требования к технологии, режиму работы предприятия:

в соответствии с действующими нормативными документами, утвержденными техническими требованиями.
14. Требования к режиму безопасности и гигиене труда:
 - 14.1. Обеспечить безаварийную работу объекта эксплуатации, безопасность и гигиену труда работающих в соответствии с действующими нормативными документами.
 - 14.2. Разработать раздел «Мероприятия по санитарно-эпидемиологическому благополучию населения и работающих».
 - 14.3. Разработать раздел «Промышленная безопасность. Оценка риска».
 - 14.4. Разработать раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности».
 - 14.5. Разработать декларацию пожарной безопасности.

14.6. Разработать декларацию промышленной безопасности.

15. Требования и условия к разработке природоохранных мер и мероприятий:

15.1. Проектируемый объект не относится к объектам, оказывающим негативное воздействие на окружающую среду, I категории, в соответствии с Критериями отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III IV категории, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 31.12.2020 №2398.

15.2. Разработать раздел «Мероприятия по охране окружающей среды», включая результаты ОВОС. Раздел выполнить в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 29.04.2013 №380 «Об утверждении Положения о мерах по сохранению водных биологических ресурсов и среды их обитания».

15.3. Размещение отходов производства и потребления, образующихся при строительстве, эксплуатации объекта и рекультивации нарушенных строительством земель предусмотреть на объектах размещения отходов (ОРО), включенных в государственный реестр ОРО, в том числе предусмотренных лицензией ПАО «Сургутнефтегаз» на осуществление деятельности по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I–IV классов опасности».

16. Требования по разработке инженерно-технических мероприятий гражданской обороны и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций:

разработать перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, мероприятий по противодействию терроризму.

17. Основные требования к инженерному обеспечению:

согласно техническим условиям НГДУ «Нижнесуртымскнефть» (приложение 2).

18. Дополнительные условия проектирования:

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

18.2. Идентификационные признаки сооружений проектируемого объекта (приложение 1) определены в соответствии с законодательством Российской Федерации.

18.3. Выдать материалы (на бумажном носителе и в электронном виде) необходимые для оформления документации по планировке территории под размещение линейного объекта, схемы расположения земельного участка на кадастровом плане территории, проектной документации лесного участка.

18.4. Проектной документацией определить размеры и границы зон с особыми условиями использования территории для проектируемых линейных объектов.

18.5. При размещении проектируемого объекта учитывать границы ранее сформированных смежных земельных (лесных) участков ПАО «Сургутнефтегаз».

18.6. Проектирование осуществить в границах согласно документации по планировке территории под размещение линейного объекта (схемы расположения земельного участка на кадастровом плане территории, проектной документации лесного участка).

18.7. Разработать материалы (на бумажном носителе и в электронном виде) на вдольтрассовые проезды к проектируемым линейным объектам с указанием пикетажа, опасных мест (озер, водоемов, водотоков), типов болот с указанием их характеристик (в том числе глубин до минерального грунта), и рекомендуемые варианты их преодоления или обхода. Материалы на бумажном носителе должны быть выполнены с использованием в качестве подложки космо – и аэрофотосъемки.

18.8. Разработать разделы «Требования к обеспечению безопасной эксплуатации линейного объекта», «Проект организации строительства», «Смета на

4

строительство, реконструкцию, капитальный ремонт, снос объекта капитального строительства».

18.9. Проектной документации предусмотреть «Обоснование границ охранных зон» (согласно Указанию ОАО «Сургутнефтегаз» от 22.05.2015 №634 «Об установлении охранных зон»).

18.10. Инженерные изыскания и проектную документацию выполнить в системе координат МСК-86 (3).

18.11. При проектировании учесть охранные зоны пунктов государственной геодезической сети в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21.08.2019 №1080 «Об охранных зонах пунктов государственной геодезической сети, государственной нивелирной сети и государственной гравиметрической сети».

18.12. Проектную документацию, откорректированную по замечаниям экспертизы, после получения заключения экспертизы, выдать в двух экземплярах, рабочую документацию выдать в пяти экземплярах.

18.13. «СургутНИПИнефть» принять участие в решении вопросов при проведении экспертизы проектной документации.

3.2 Копия технических условий от 05.09.2022 г. на проектирование объекта капитального строительства

УТВЕРЖДАЮ
 Главный инженер
 НГДУ «Нижнесортымскнефть»
 ПАО «Сургутнефтегаз»

Э.И.Гупайло
 « 05 » 09 2022 г.

Технические условия
 на проектирование объекта капитального строительства:
 «Нефтепровод от точки врезки 1 до точки врезки 2».
 Район ЦППН. Лянторское нефтегазоконденсатное месторождение
 (система контроля и автоматизации)

1 Объем автоматизации и телемеханизации предусмотреть в соответствии с СТО 11-2016 «Объемы автоматизации и телемеханизации типовых производственных процессов нефтегазодобывающих управлений».

2 Средства автоматизации и КИП должны:

- соответствовать условиям эксплуатации (температура окружающей среды, температура измеряемой среды, исполнение по взрывозащите);
- иметь стандартный выходной сигнал 4-20 мА, сигнал типа «сухой контакт», сигнал +24 В;
- иметь предел измерения с 30-процентным запасом от максимальных значений измеряемых параметров;
- соответствовать перечню оборудования КИПиА, закупаемого по опросным листам и заказным спецификациям для объектов капитального строительства и капитального ремонта, согласованному главным инженером – первым заместителем генерального директора ПАО «Сургутнефтегаз» А.Н.Булановым.

Предусмотреть подключение интеллектуальных электроприводов со встроенной коммутационной арматурой, предусмотренных технологической частью проекта. Электроприводы должны иметь реализацию следующих сигналов:

- дискретные сигналы управления - «Открыть», «Закрыть», «Стоп». Тип «сухой контакт» 24 В постоянного тока;
- дискретные сигналы состояния - «Открыто», «Закрыто», «Неисправность», «режим Местный/Дистанционный». Тип «сухой контакт» 24 В постоянного тока.

Для измерения давления до и после узлов запорной арматуры предусмотреть малогабаритные микропроцессорные преобразователи давления с интервалом между поверками не менее 3 лет и унифицированным токовым выходным сигналом 4-20 мА во взрывозащищенном исполнении (взрывонепроницаемая оболочка), с температурным режимом до – 45 ° С. Установку датчиков давления произвести с использованием вентильных блоков.

Для контроля несанкционированного доступа на огражденную территорию УЗА (т.вр.1) предусмотреть установку объемного извещателя, а также извещателя охранного магнитоконтактного на калитке.

3 Предусмотреть прокладку кабельных линий в металлических коробах со съемными крышками, подвод кабелей к приборам выполнить в металлорукавах в ПВХ оболочке. Контрольные кабели проложить отдельно от силовых.

Клеммные коробки применить с самозажимными клеммами, с исполнением не ниже IP65. Необходимость применения клеммных коробок определить проектом.

Средства автоматизации и КИП должны подключаться экранированными медными контрольными кабелями, в необходимых случаях проводами, шнурами, сечением 1 мм² с запасом жил не менее 10 %.

Для кабелей (проводов, шнуров) со стороны КИП, в клеммных коробках и при входе в шкаф автоматики применить маркировку с нанесением информации методом термопереноса.

4 Для сбора данных и управления технологическим оборудованием с проектируемых УЗА (т.вр.1), узла приема очистного устройства применить контроллеры ScadaPack32 (повторного использования) в соответствии с техническим решением «Применение контроллера ScadaPack32 с программным обеспечением ПУ «СургутАСУнефть» для автоматизации и телемеханизации линейной части трубопроводов».

5 Для размещения контроллера ScadaPack32 на УЗА (т.вр.1) предусмотреть шкаф автоматики. Шкаф автоматики должен изготавливаться в соответствии с проектной документацией, не содержать коммутационных аппаратов силового электрического оборудования. Габаритные размеры шкафа не менее 600x800, степень защиты не менее IP65, температура эксплуатации от - 45 до + 50 °С. В шкафу автоматики предусмотреть:

- место для контроллера ScadaPack32;
 - источник питания 24 В, с выходным током не менее 4 А, с креплением на DIN рейку;
 - источник бесперебойного питания 24 В, с интегрированным энергоаккумулятором 1,3 А/ч, с креплением на DIN рейку;
 - сигнализацию несанкционированного доступа;
 - измерение температуры в шкафу;
 - контроль наличия питающего напряжения;
 - электрообогрев с автоматическим управлением по температуре в шкафу с возможностью задания температуры;
 - кабельные вводы с элементами крепления металлорукава в нижней части шкафа (количество и диаметры уточнить при проектировании);
 - элементы для фиксации, входящей в шкаф кабельной продукции.
- Дополнительно для шкафа автоматики на УЗА (т.вр.1) предусмотреть:
- радиомодем прозрачного режима со скоростью передачи данных по радиоканалу 1200-9600 бод, передача/прием данных по порту RS232/485, не менее 19200 бод. В комплекте поставки радиомодема предусмотреть кабель электропитания, кабель с разъемом для подключения к контроллеру (RJ45), кабель с разъемом для подключения к радиостанции (IDC-16F);
 - источник питания для питания радиостанции с креплением на DIN рейку;
 - место для крепления радиостанции.

При проектировании шкафа предусмотреть монтаж проводников в клеммники с применением кабельных наконечников. Исключить монтаж в одну клемму более чем одного проводника (использовать штекерные мостики).

Запирание шкафа выполнить механическими в четверть оборота ригельными замками с мастер ключами.

Размещение шкафа автоматики определить проектом.

6 Для УЗА (т.вр.1) предусмотреть сбор и обработку информации по радиоканалу в существующую систему телемеханики «АСУТП нефтепромысла» ДНС-4 Лянторского месторождения НГДУ «Лянторнефть» с выводом информации в существующую систему «АСУТП ЦППН НГДУ «Нижнесортимскнефть»». Предусмотреть радиоканал передачи данных на базе радиостанции.

7 При проектировании системы контроля и автоматизации задвижки узла приема очистного устройства, задвижки с электроприводом в районе т.вр.2, приборов КИПиА пробоотборного узла предусмотреть:

7.1 Подключение оборудования КИПиА кабельными линиями на контроллер ScadaPack32 (повторное использование) с установкой в БМА 3.1 ЦППН Лянторского месторождения. Электропитание контроллера предусмотреть от автоматического выключателя АВ-0,22 кВ №2 (16А), расположенного в ПР-1 КИП БМА 3.1 ЦППН Лянторского месторождения.

7.2 Подключение контроллера ScadaPack32 через проектируемый преобразователь интерфейсов RS-485/ Ethernet к порту 10/100 BaseTX Ethernet существующего сетевого коммутатора, расположенного в телекоммуникационном шкафу БМА 3.1.

7.3 Монтаж контрольных кабелей с узла приема очистного устройства, задвижки с электроприводом в районе т.вр.2, приборов КИПиА пробоотборного узла до БМА 3.1 по проектируемым и существующим эстакадам.

8 Для системы контроля и автоматизации задвижки узла приема очистного устройства, задвижки с электроприводом в районе т.вр.2, приборов КИПиА пробоотборного узла предусмотреть сбор и обработку информации в существующую систему «АСУТП ЦППН НГДУ «Лянторнефть» с выводом информации в существующую систему «АСУТП ЦППН НГДУ «Нижнесортымскнефть».

9 Разработать техническую документацию на расширение действующей «АСУТП ЦППН НГДУ «Лянторнефть» и «АСУТП ЦППН НГДУ «Нижнесортымскнефть» силами ПУ «СургутАСУнефть».

Заместитель главного инженера
по АСУП НГДУ «Нижнесортымскнефть»



Ю.П.Мещеряков

3.3 Копия технических условий от 15.09.2022 г. №78-П на проектирование электроснабжения узла запорной арматуры точки врезки 1

Приложение
к заданию на проектирование
№ _____

СОГЛАСОВАНО
Главный энергетик –
начальник управления энергетики
ПАО «Сургутнефтегаз»

М.Г.Зенков
«15» 09 2022 г.

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
НГДУ «Нижнесортнымскнефть»
ПАО «Сургутнефтегаз»

Э.И.Гупайло
«___» _____ 2022 г.

Технические условия №78 – П
на проектирование электроснабжения узла запорной арматуры точки врезки 1
объекта «Нефтепровод от точки врезки 1 до точки врезки 2».
Район ЦППН. Лянторское нефтегазоконденсатное месторождение

1. Головной источник питания: ПС 110/35/6 кВ Лянторская.
2. Источник питания: ПС-35/6 кВ №76
3. Потребляемая мощность: определить проектной документацией.
4. Категория надежности электроснабжения: III (третья).
5. Точка подключения: опора №13/9 линии электропередачи воздушной (далее – ВЛ) 6 кВ ф.76-05.
6. Проектной и рабочей документацией предусмотреть:
 - 6.1. Выполнение технических условий №1 от 29.08.2022 на присоединение к электрическим сетям НГДУ «Лянторнефть».
 - 6.2. Размещение в районе узла запорной арматуры точки врезки 1 (далее – УЗА т.вр.1) на площадке обслуживания высотой от отметки 0.000 не менее 1,2 метра КТПН-6/0,4 кВ (далее – КТПН). Тип, номинальную мощность КТПН и номинальные параметры коммутационных аппаратов в РУНН-0,4 кВ КТПН определить проектной документацией с учетом электрических нагрузок потребителей электрической энергии УЗА (т.вр.1).
 - 6.3. Строительство ВЛ-6 кВ на опорах из стальных труб в соответствии с утверждёнными техническими требованиями ПАО «Сургутнефтегаз» с подвесной изоляцией (при необходимости установки дополнительных штыревых изоляторов применить стеклянные штыревые изоляторы) от опоры №13/9 ВЛ-6 кВ ф.76-05 до КТПН. Типы и расстановку опор, трассу, марку и сечение провода ВЛ-6 кВ определить проектной документацией.
 - 6.4. Пересечения и сближения ВЛ-6 кВ с трубопроводами, дорогами автомобильными (дорогами внутрипромысловыми, проездами), другими линиями электропередачи согласно требованиям ПУЭ.
 - 6.5. Расчет ширины просеки на залесенных участках трассы, проектируемой ВЛ-6 кВ в соответствии с требованиями пункта 2.5.207 ПУЭ и пунктов 21, 22, 23 Постановления Правительства РФ №160 от 24.02.2009. Результаты расчета отобразить в таблице «Ведомость вырубki просеки» с обязательным указанием в ней шири-

2

ны просеки, площади вырубки леса, характеристики лесов на каждом конкретном участке трассы ВЛ-6 кВ и граничных опор данных участков

6.6. Прокладку по проектируемой эстакаде кабельной линии электропередачи кабельных (далее – КЛ) 0,4 кВ от КТПН до потребителей электрической энергии объекта. Трассу, марки и сечения КЛ-0,4 кВ определить проектной документацией с учетом электрических нагрузок потребителей электрической энергии и требований ПУЭ.

6.7. Пересечения и сближения КЛ-0,4 кВ с трубопроводами, дорогами автомобильными (дорогами внутрипромысловыми, проездами), другими линиями электропередачи согласно требованиям ПУЭ.

6.8. Молниезащиту, заземление и защитные меры электробезопасности согласно действующим нормативным документам.

7. Особые условия:

7.1. Сметной документацией предусмотреть выполнение пусконаладочных работ с разделением объемов «вахлостую» и «под нагрузкой» согласно «Перечню объектов капитального строительства ОАО «Сургутнефтегаз» с распределением затрат на выполнение пусконаладочных работ в энергоустановках и на энергетическом оборудовании по видам производства», утвержденному главным инженером – первым заместителем генерального директора ПАО «Сургутнефтегаз» А.Н.Булановым.

7.2. Проектную документацию согласовать с энергетическим отделом НГДУ «Нижнесортымскнефть».

7.3. Принять участие в решении вопросов при проведении экспертизы проектной документации.

8. Срок действия технических условий: 3 (три) года.

Главный энергетик –
заместитель начальника
НГДУ «Нижнесортымскнефть»



М.И.Кулаков

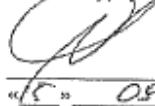
Султанов Ралиф Рафисович
(174)7-20-85




3.4 Копия технических условий от 15.09.2022 г. №78-П на проектирование электроснабжения узла приема очистного устройства

Приложение
к заданию на проектирование
№ _____

СОГЛАСОВАНО
Главный энергетик –
начальник управления энергетики
ПАО «Сургутнефтегаз»


М.Г.Зенков
«С» 09 2022 г.

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
НГДУ «Нижнесортымскнефть»
ПАО «Сургутнефтегаз»


Э.И.Гупайло
«С» 09 2022 г.

Технические условия №77 – П
на проектирование электроснабжения узла приема очистного устройства
объекта «Нефтепровод от точки врезки 1 до точки врезки 2».
Район ЦППН. Лянторское нефтегазоконденсатное месторождение

1. Головной источник питания: ПС-110/35/6 кВ Лянторская.
2. Источник питания: РУ-6 кВ «Товарный парк», РУ-6 кВ «УПН-3», 2КТПБ-630/6/0,4 кВ позиция 32 (далее – КТП).
3. Потребляемая мощность: определить проектной документацией.
4. Категория надежности электроснабжения: III (третья).
5. Точки подключения: резервные автоматические выключатели (далее – АВ) 0,4 кВ №5 (I_{ном}=25 А), №6 (I_{ном}=25 А), установленные в панели 1Щ П-10 НКУ-0,4 кВ КТП, №8 (I_{ном}=16 А), установленный в панели 1Щ П-2 НКУ-0,4 кВ КТП.
6. Проектной и рабочей документацией предусмотреть:
 - 6.1. Выполнение технических условий №2 от 29.08.2022 на присоединение к электрическим сетям НГДУ «Лянторнефть».
 - 6.2. Проверку АВ-0,4 кВ, установленных в точках подключения, на соответствие расчетным электрическим нагрузкам проектируемых потребителей электрической энергии узла приема очистного устройства (далее – УПОУ) и согласно требованиям ПУЭ. При необходимости предусмотреть замену АВ-0,4 кВ.
 - 6.3. Прокладку по существующим и проектируемым эстакадам кабельным линиям электропередачи кабельных (далее – КЛ) 0,4 кВ от КТП до потребителей электрической энергии УПОУ. Трассу, марки и сечения КЛ-0,4 кВ определить проектной документацией с учетом электрических нагрузок потребителей электрической энергии и требований ПУЭ.
 - 6.4. Пересечения и сближения КЛ-0,4 кВ с трубопроводами, дорогами автомобильными (дорогами внутрипромысловыми, проездами), другими линиями электропередачи согласно требованиям ПУЭ.
 - 6.5. Молниезащиту, заземление и защитные меры электробезопасности согласно действующим нормативным документам.
7. Особые условия:
 - 7.1. Сметной документацией предусмотреть выполнение пусконаладочных работ с разделением объемов «вхолостую» и «под нагрузкой» согласно «Перечню

2

объектов капитального строительства ОАО «Сургутнефтегаз» с распределением затрат на выполнение пусконаладочных работ в энергоустановках и на энергетическом оборудовании по видам производства», утвержденному главным инженером – первым заместителем генерального директора ПАО «Сургутнефтегаз» А.Н.Булановым.

7.2. Проектную документацию согласовать с энергетическим отделом НГДУ «Нижнесортымскнефть».

7.3. Принять участие в решении вопросов при проведении экспертизы проектной документации.

8. Срок действия технических условий: 3 (три) года

Главный энергетик –
заместитель начальника
НГДУ «Нижнесортымскнефть»



М.И.Кулаков

Султанов Ралиф Рафисович
(174)7-20-85



ПАО «Сургутнефтегаз» «СургутНИПИнефть»

20905 «Нефтепровод от точки врезки 1 до точки врезки 2». Район ЦППН. Лянторское нефтегазоконденсатное месторождение»

Приложение 4 Решение о подготовке документации по планировке территории