



АДМИНИСТРАЦИЯ НЕФТЕЮГАНСКОГО РАЙОНА

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

15.01.2018

№ 37-па

г.Нефтеюганск

Об утверждении проекта планировки территории для размещения объекта:
«Обустройство кустов скважин №№ 1срв, 2срв, 3срв, 4срв, 5срв
Соровского месторождения нефти»

В соответствии с Градостроительным кодексом Российской Федерации, Федеральным законом от 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», постановлениями администрации Нefтеюганского района от 22.07.2013 № 1955-па-нпа «Об утверждении положения о порядке подготовки документации по планировке межселенных территорий Нefтеюганского района», от 01.12.2017 № 185-па «О подготовке документации по планировке межселенной территории Нefтеюганского района», на основании заявления публичного акционерного общества «Нефтяная компания «Роснефть» (далее – ПАО «НК «Роснефть») от 28.12.2017 № 03/03/01/02-07-17400 п о с т а н о в л я ю:

1. Утвердить проект планировки территории для размещения объекта: «Обустройство кустов скважин №№ 1срв, 2срв, 3срв, 4срв, 5срв Соровского месторождения нефти» согласно приложению.

2. Департаменту градостроительства и землепользования администрации района (А.Д.Калашников) разместить материалы проекта планировки территории для размещения объекта: «Обустройство кустов скважин №№ 1срв, 2срв, 3срв, 4срв, 5срв Соровского месторождения нефти» в информационной системе обеспечения градостроительной деятельности Нefтеюганского района.

3. Настоящее постановление подлежит опубликованию в газете «Югорское обозрение» и размещению на официальном сайте органов местного самоуправления Нefтеюганского района.

4. Контроль за выполнением постановления возложить на директора департамента имущественных отношений – заместителя главы Нefтеюганского района Ю.Ю.Копыльца.

Глава района

Г.В.Лапковская



**Закрывое Акционерное Общество
«ТЮМЕНСКИЙ НАУЧНО-
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА»**



Свидетельство № П-2016-025 от 08.11.2016г.

Экз. _____

Проект планировки территории

**«Обустройство кустов скважин №№ 1срв, 2срв, 3срв, 4срв, 5срв
Соровского месторождения нефти»**

Часть 1 Основная часть



Закрытое Акционерное Общество
«ТЮМЕНСКИЙ НАУЧНО-
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА»

Свидетельство № П-2016-025 от 08.11.2016г.

Заказчик - ПАО «НК «Роснефть» (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)

Проект планировки территории

«Обустройство кустов скважин №№ 1срв, 2срв, 3срв, 4срв, 5срв
Соровского месторождения нефти»

Часть 1 Основная часть

Заместитель генерального
директора по производству

Главный инженер проекта



Р. Катаев
Е.Н. Нечипуренко

Закрытое акционерное общество
«Тюменский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа»
ОГРН 1045401000000
190501
для
ПРОЕКТОВ
«вселинформ»
Российская Федерация

2017

2.9 Информация о необходимости осуществления мероприятий по охране окружающей среды	42
2.10 Информация о необходимости осуществления мероприятий по защите территории от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, в том числе по обеспечению пожарной безопасности и гражданской обороне.....	45
2.10.1 Мероприятия по защите территории от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера	45
2.10.2 Мероприятия по обеспечению гражданской обороны.....	50
2.10.3 Мероприятия по обеспечению противопожарной безопасности.....	51

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Основная часть	Лист
										2
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

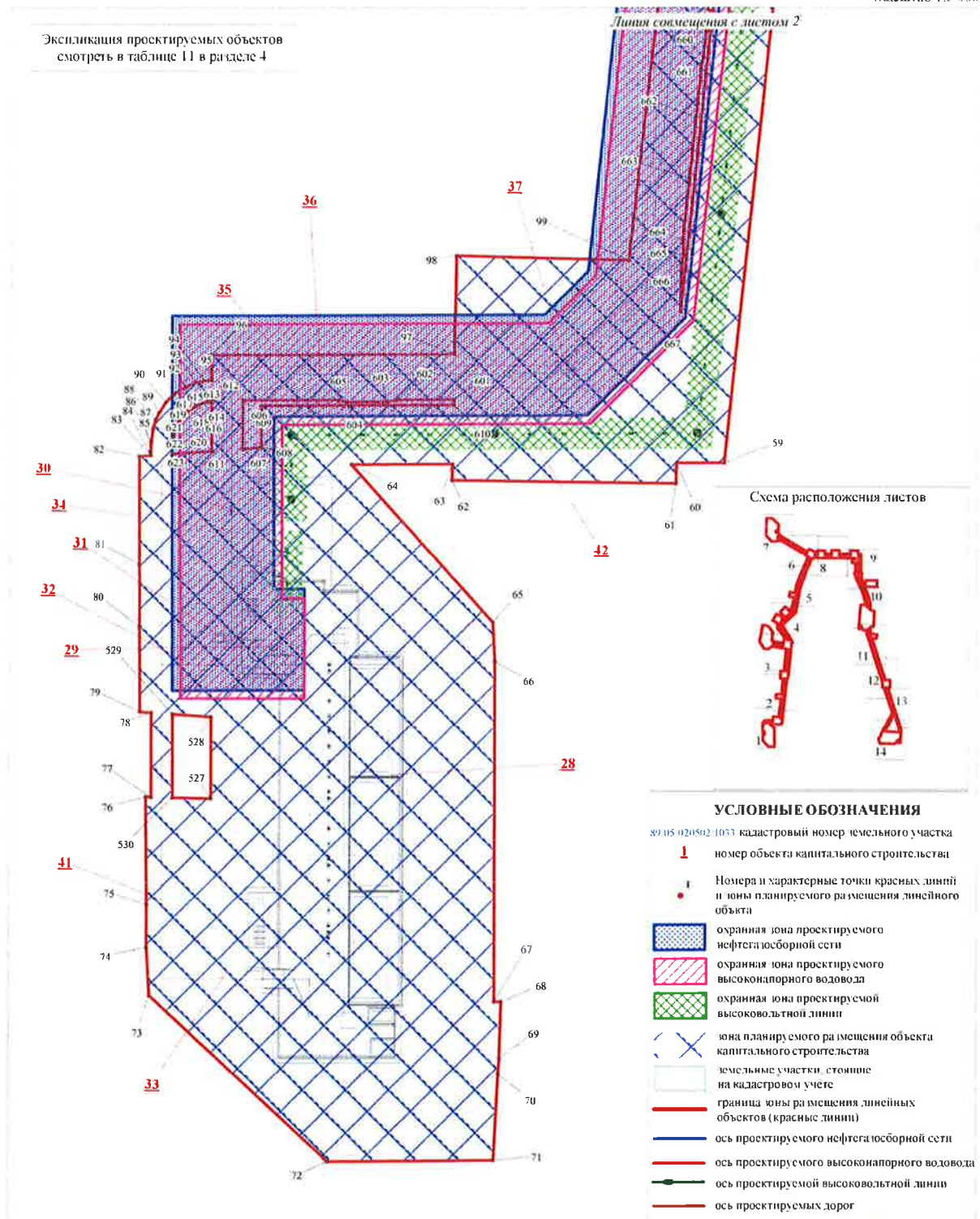
1 Проект планировки территории. Графическая часть

1.1 Чертеж красных линий, чертеж границ зон планируемого размещения линейных объектов

Местоположение: ХМАО, Нефтеюганский район,
Нефтеюганский территориальный отдел - лесничество,
Салымское участковое лесничество,
Землепользователь: ПАО «НК «Роснефть»
Общая площадь размещения объекта – 301,3916 га

Масштаб 1:5 000

Экспликация проектируемых объектов
смотреть в таблице 11 в разделе 4



Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Основная часть

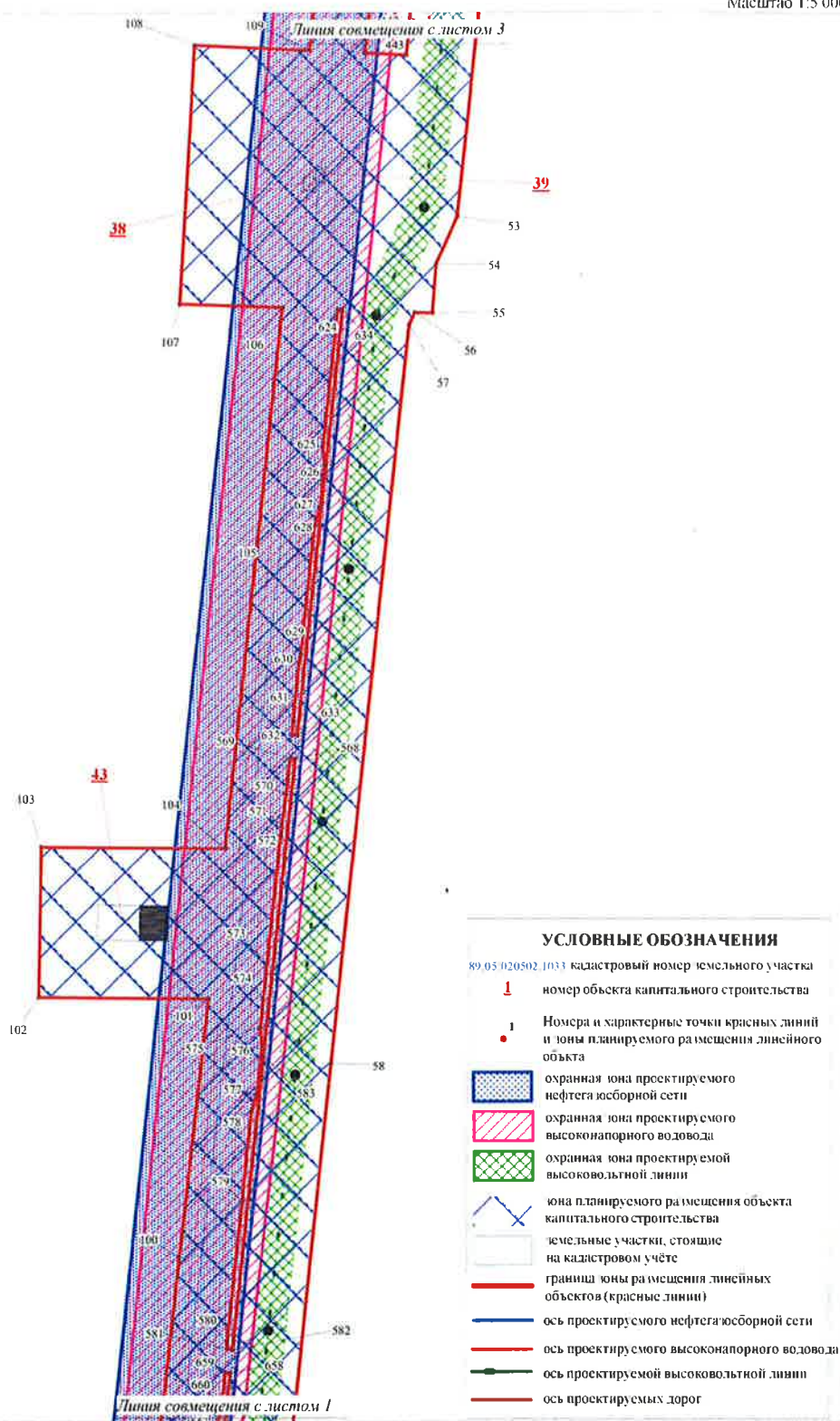
Лист

3

Формат А4

Местоположение: ХМАО. Нефтеюганский район.
 Нефтеюганский территориальный отдел - лесничество.
 Салымское участковое лесничество.
 Землепользователь: ПАО «НК «Роснефть»
 Общая площадь размещения объекта – 301,3916 га

Масштаб 1:5 000



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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

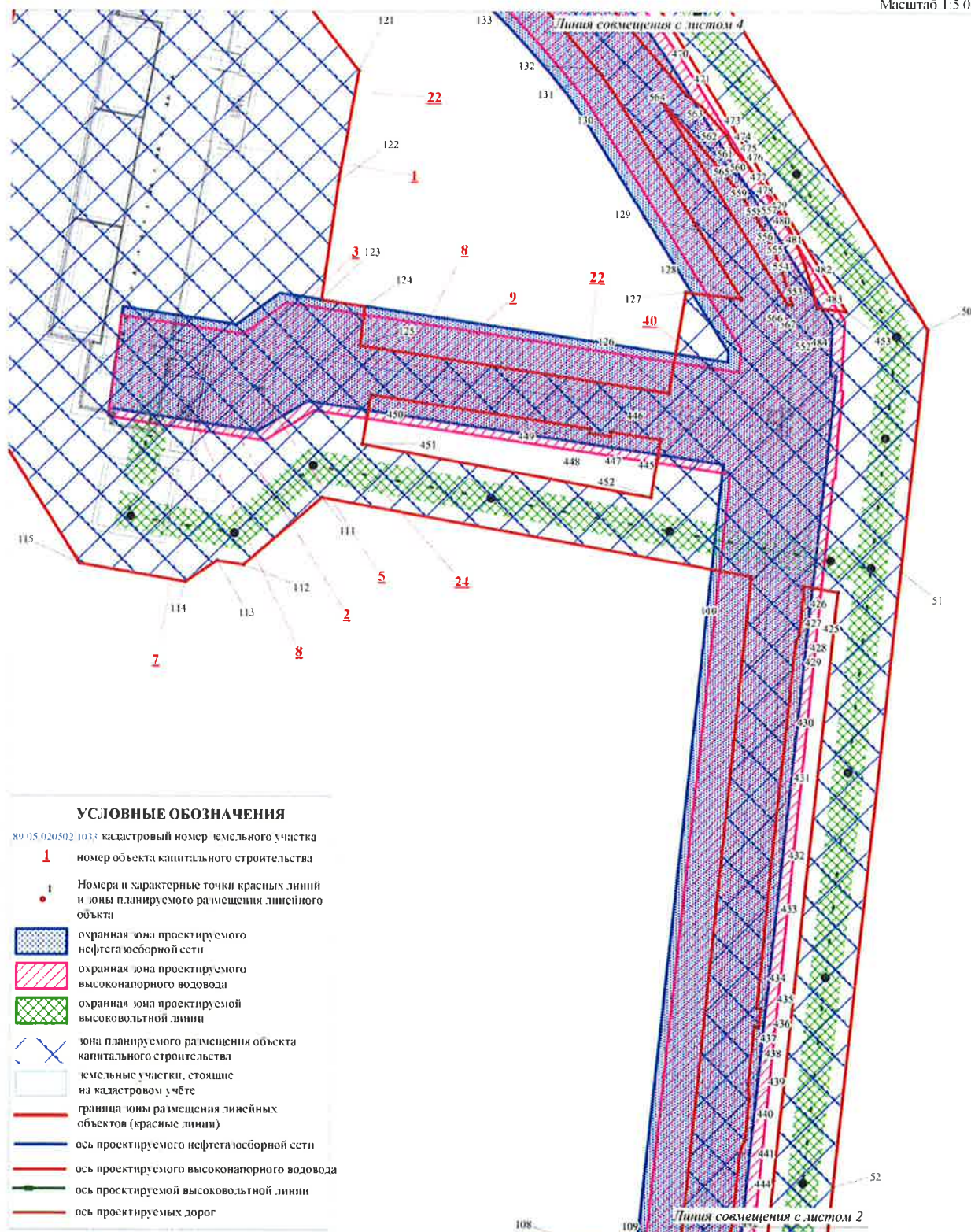
Основная часть

Лист
4

Формат А4

Местоположение: ХМАО, Нефтеюганский район,
Нефтеюганский территориальный отдел - лесничество,
Салымское участковое лесничество
Землепользователь: ПАО «НК «Роснефть»
Общая площадь размещения объекта – 301,3916 га

Масштаб 1:5 000



Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Основная часть

Лист

5

Формат А4

Местоположение: ХМАО, Нефтеюганский район,
Нефтеюганский территориальный отдел - лесничество,
Салымское участковое лесничество
Землепользователь: ПАО «НК «Роснефть»
Общая площадь размещения объекта – 301,3916 га

Масштаб 1:5 000

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

89-05-020502-10-33 кадастровый номер земельного участка

1 номер объекта капитального строительства

1 Номера и характерные точки красных линий и зоны планируемого размещения линейного объекта

охранная зона проектируемого нефтегазосборной сети

охранная зона проектируемого высоконапорного водовода

охранная зона проектируемой высоковольтной линии

зона планируемого размещения объекта капитального строительства

земельные участки, стоящие на кадастровом учете

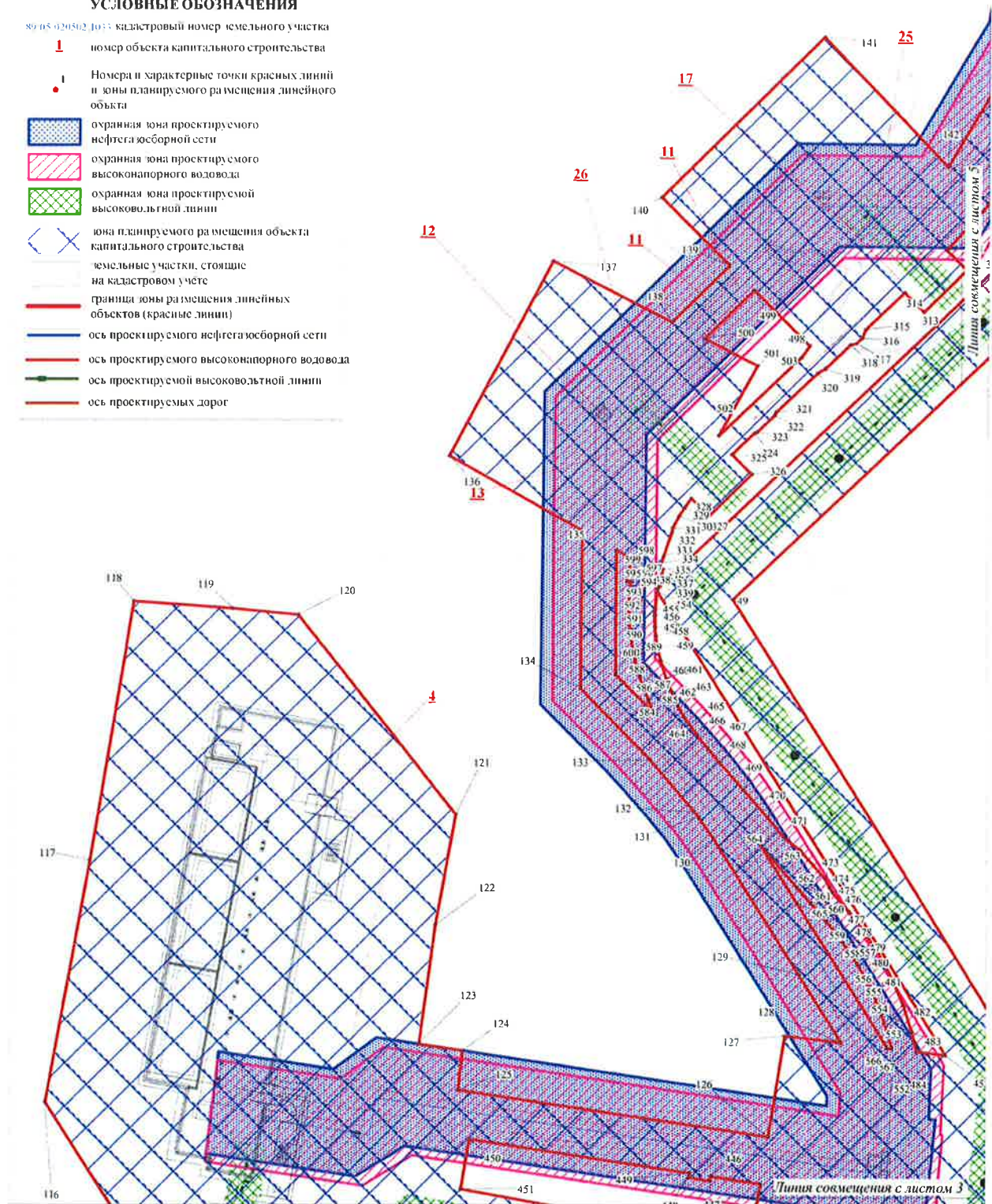
граница зоны размещения линейных объектов (красные линии)

ось проектируемого нефтегазосборной сети

ось проектируемого высоконапорного водовода

ось проектируемой высоковольтной линии

ось проектируемых дорог



Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Основная часть	Лист 6

Формат А4

Местоположение: ХМАО, Нефтеюганский район,
Нефтеюганский территориальный отдел - лесничество.
Салымское участковое лесничество
Землепользователь: ПАО «НК «Роснефть»
Общая площадь размещения объекта – 301,3916 га

Масштаб 1:5 000

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

89.05.030502.1033 кадастровый номер земельного участка

1 номер объекта капитального строительства

1 Номера и характерные точки красных линий и зоны планируемого размещения линейного объекта

охранная зона проектируемого нефтегазосборной сети

охранная зона проектируемого высоконапорного водовода

охранная зона проектируемой высоковольтной линии

зона планируемого размещения объекта капитального строительства

земельные участки, стоящие на кадастровом учете

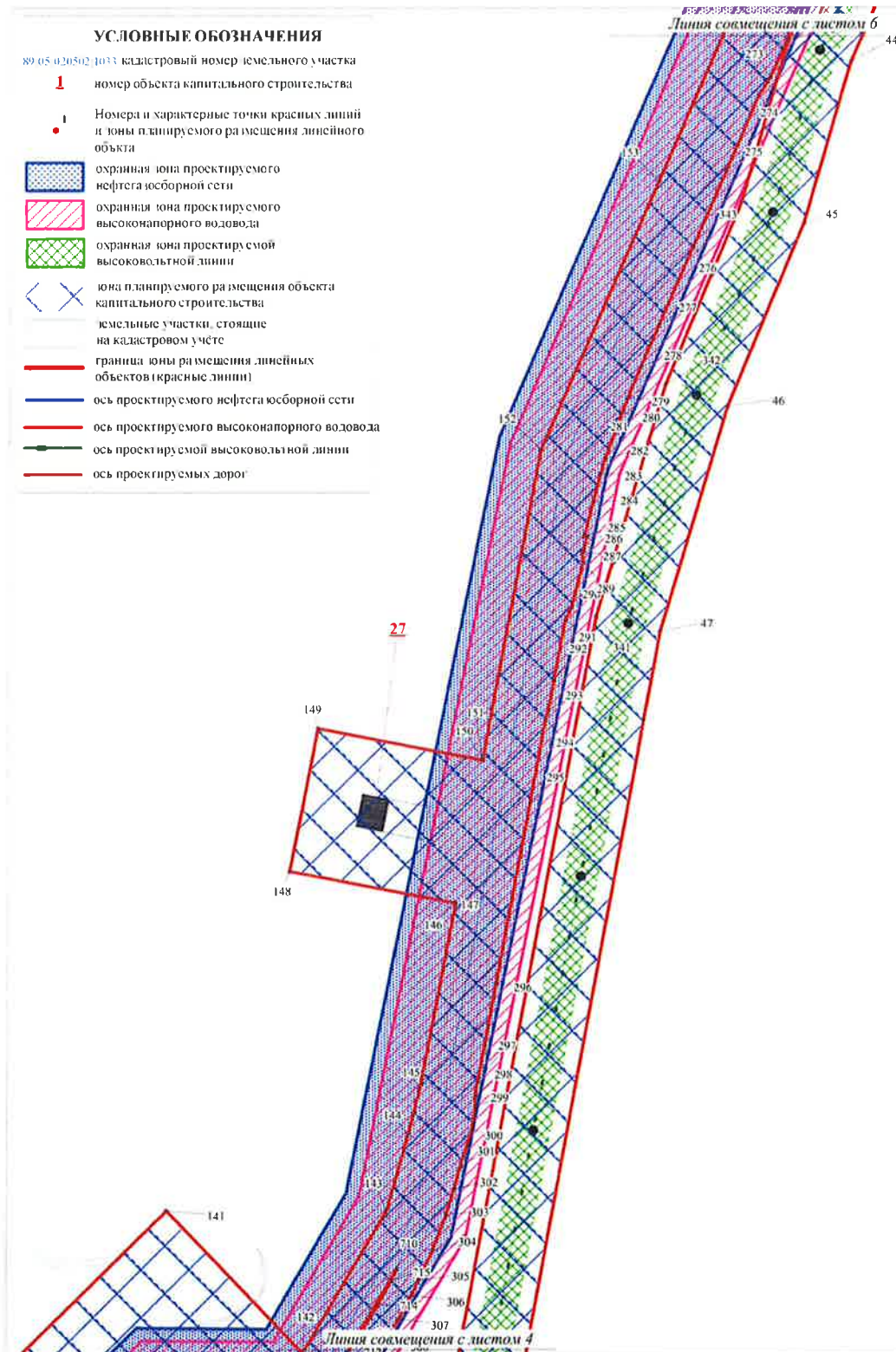
граница зоны размещения линейных объектов (красные линии)

ось проектируемого нефтегазосборной сети

ось проектируемого высоконапорного водовода

ось проектируемой высоковольтной линии

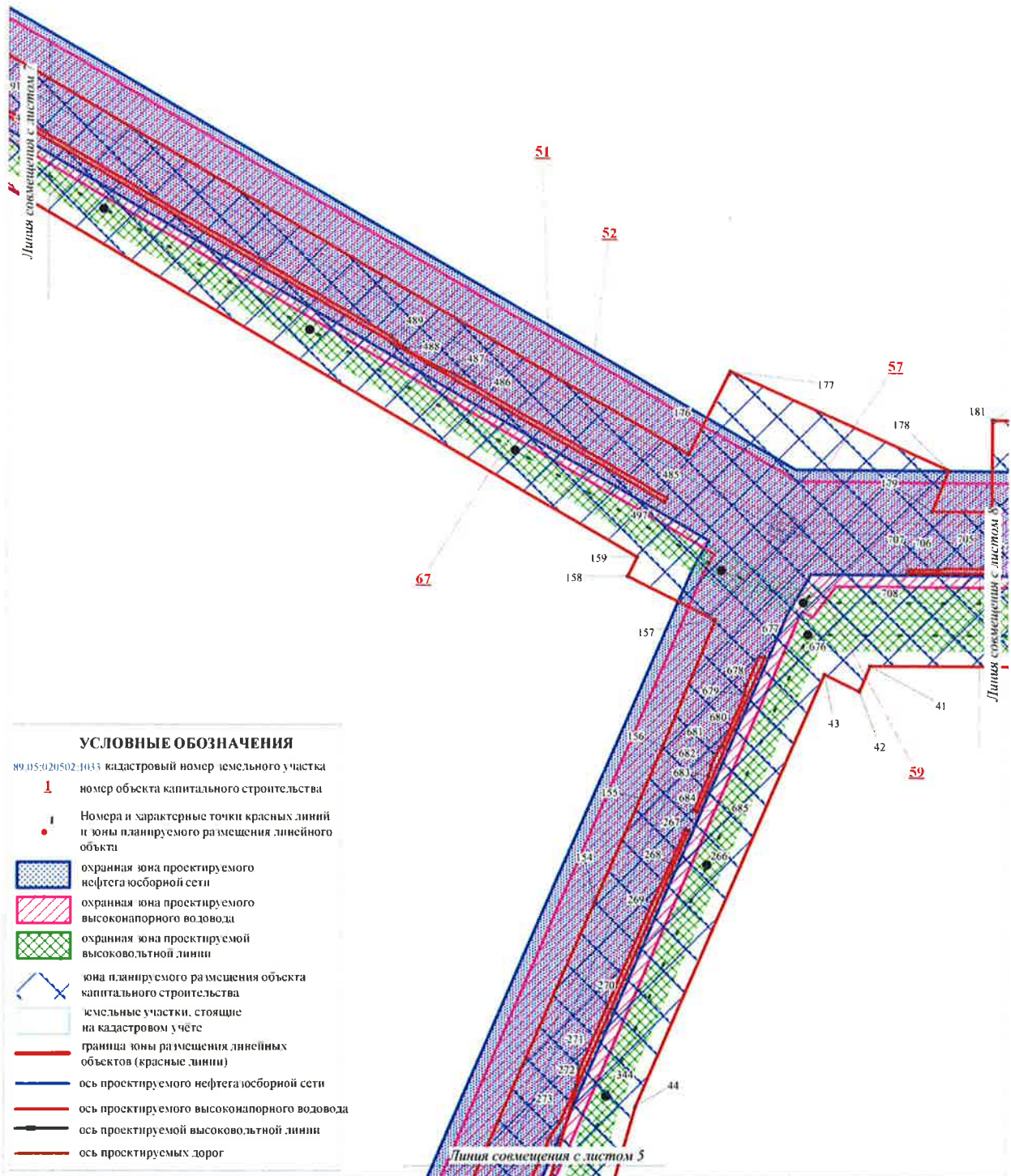
ось проектируемых дорог



Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Основная часть	Лист
							7

Местоположение: ХМАО, Нефтеюганский район,
Нефтеюганский территориальный отдел - лесничество,
Салымское участковое лесничество
Землепользователь: ПАО «НК «Роснефть»
Общая площадь размещения объекта – 301,3916 га

Масштаб 1:5 000



Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Основная часть	Лист 8

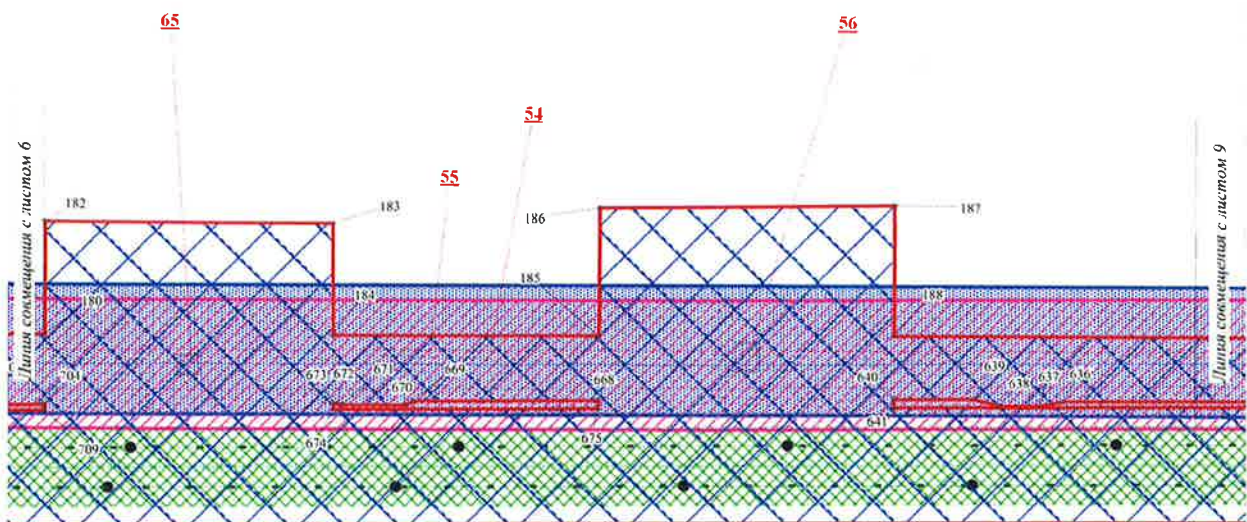
Местоположение: ХМАО, Нефтеюганский район,
Нефтеюганский территориальный отдел - лесничество,
Салымское участковое лесничество
Землепользователь: ПАО «НК «Роснефть»
Общая площадь размещения объекта – 301,3916 га

Масштаб 1:5 000

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

89 05 020502 1053 кадастровый номер земельного участка

- 1** номер объекта капитального строительства
- Номера и характерные точки красных линий и зоны планируемого размещения линейного объекта
-  охранный зона проектируемого нефтегазосборной сети
-  охранный зона проектируемого высоконапорного водовода
-  охранный зона проектируемой высоковольтной линии
-  зона планируемого размещения объекта капитального строительства
-  земельные участки, стоящие на кадастровом учете
-  граница зоны размещения линейных объектов (красные линии)
-  ось проектируемого нефтегазосборной сети
-  ось проектируемого высоконапорного водовода
-  ось проектируемой высоковольтной линии
-  ось проектируемых дорог



Взам. инв. №		Подпись и дата		Инв. № подл.		Основная часть	Лист
							10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Местоположение: ХМАО. Нефтеюганский район,
Нефтеюганский территориальный отдел - лесничество.
Салымское участковое лесничество
Землепользователь: ПАО «НК «Роснефть»
Общая площадь размещения объекта – 301,3916 га

Масштаб 1:5 000

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

89.05.020502.1033 кадастровый номер земельного участка

1 номер объекта капитального строительства

1 Номера и характерные точки красных линий и юны планируемого размещения линейного объекта

охранный зона проектируемого нефтегазоборной сети

охранный зона проектируемого высоконапорного водовода

охранный зона проектируемой высоковольтной линии

зона планируемого размещения объекта капитального строительства

земельные участки, стоящие на кадастровом учёте

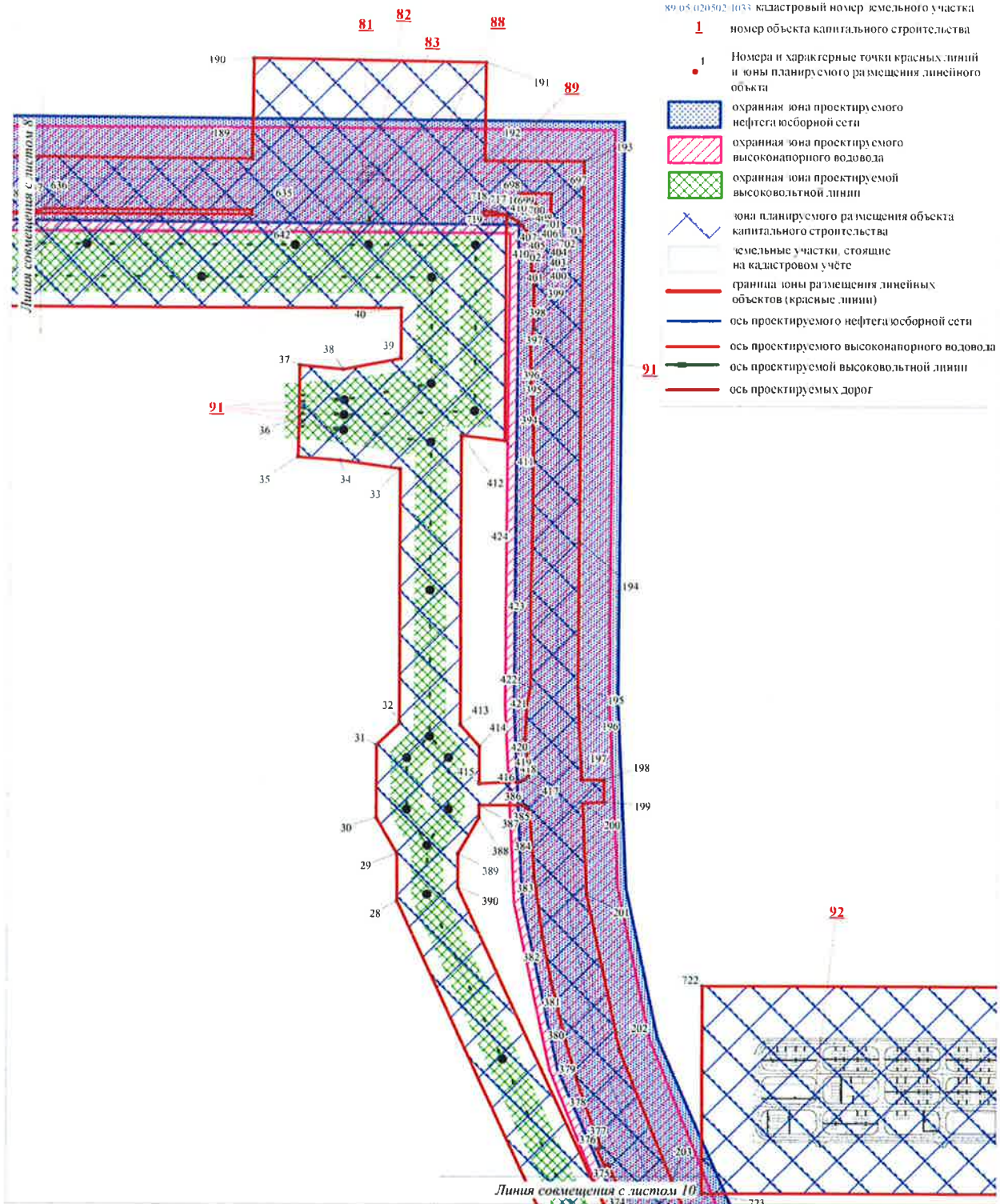
граница зоны размещения линейных объектов (красные линии)

ось проектируемого нефтегазоборной сети

ось проектируемого высоконапорного водовода

ось проектируемой высоковольтной линии

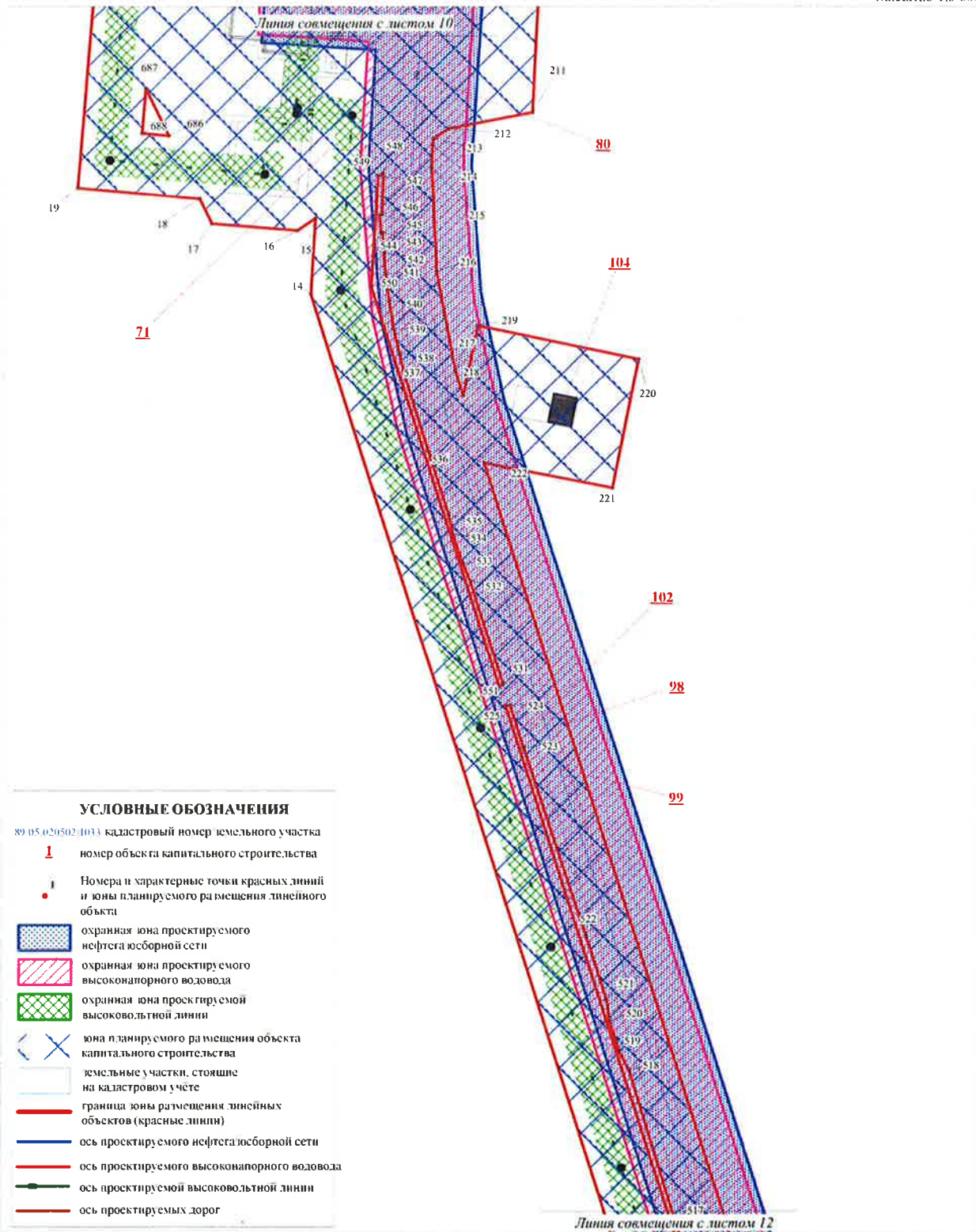
ось проектируемых дорог



Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Основная часть	Лист 11

Местоположение: ХМАО, Нефтеюганский район,
Нефтеюганский территориальный отдел - лесничество,
Салымское участковое лесничество
Землепользователь: ПАО «НК «Роснефть»
Общая площадь размещения объекта – 301,3916 га

Масштаб 1:5 000



Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Основная часть

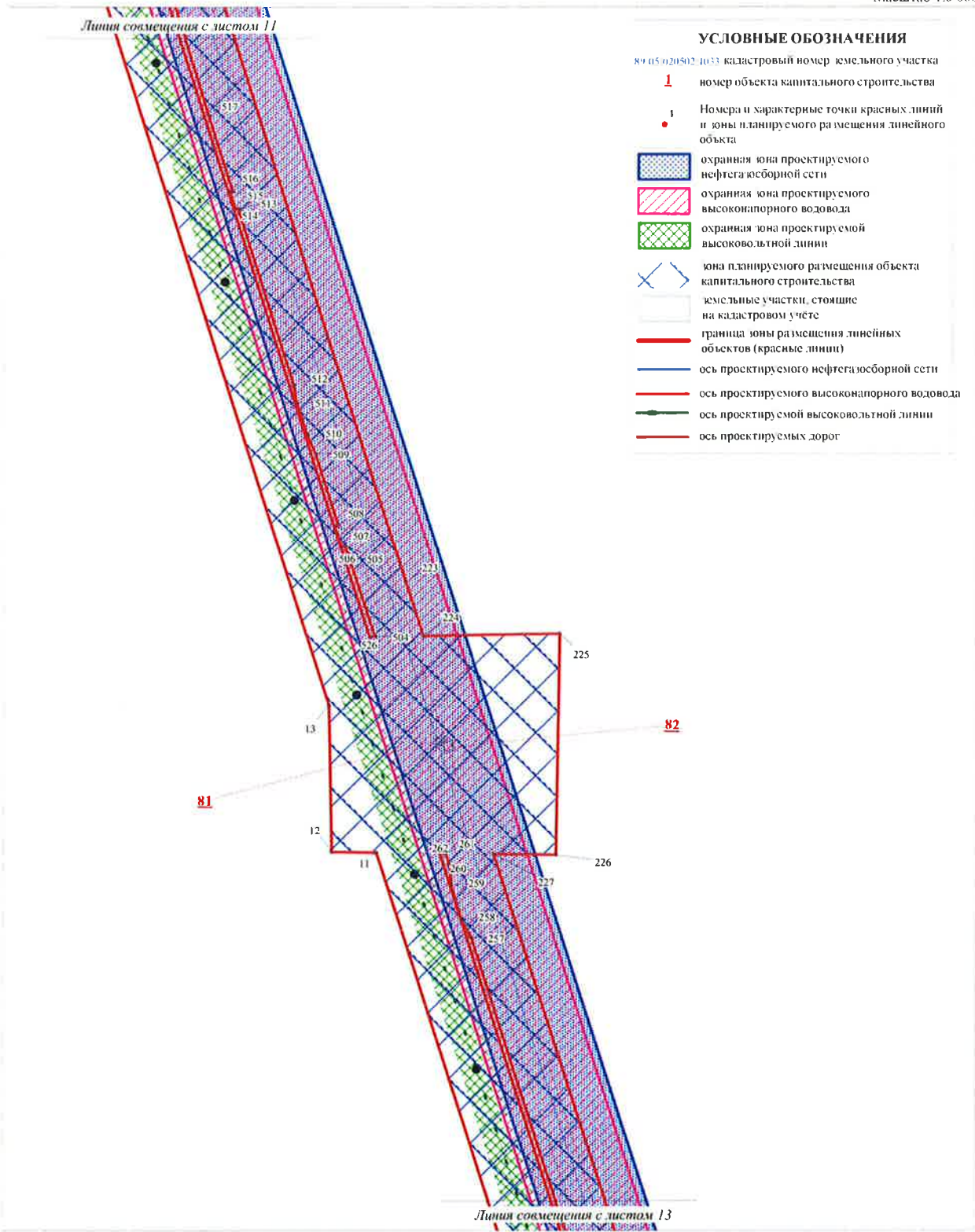
Лист

13

Формат А4

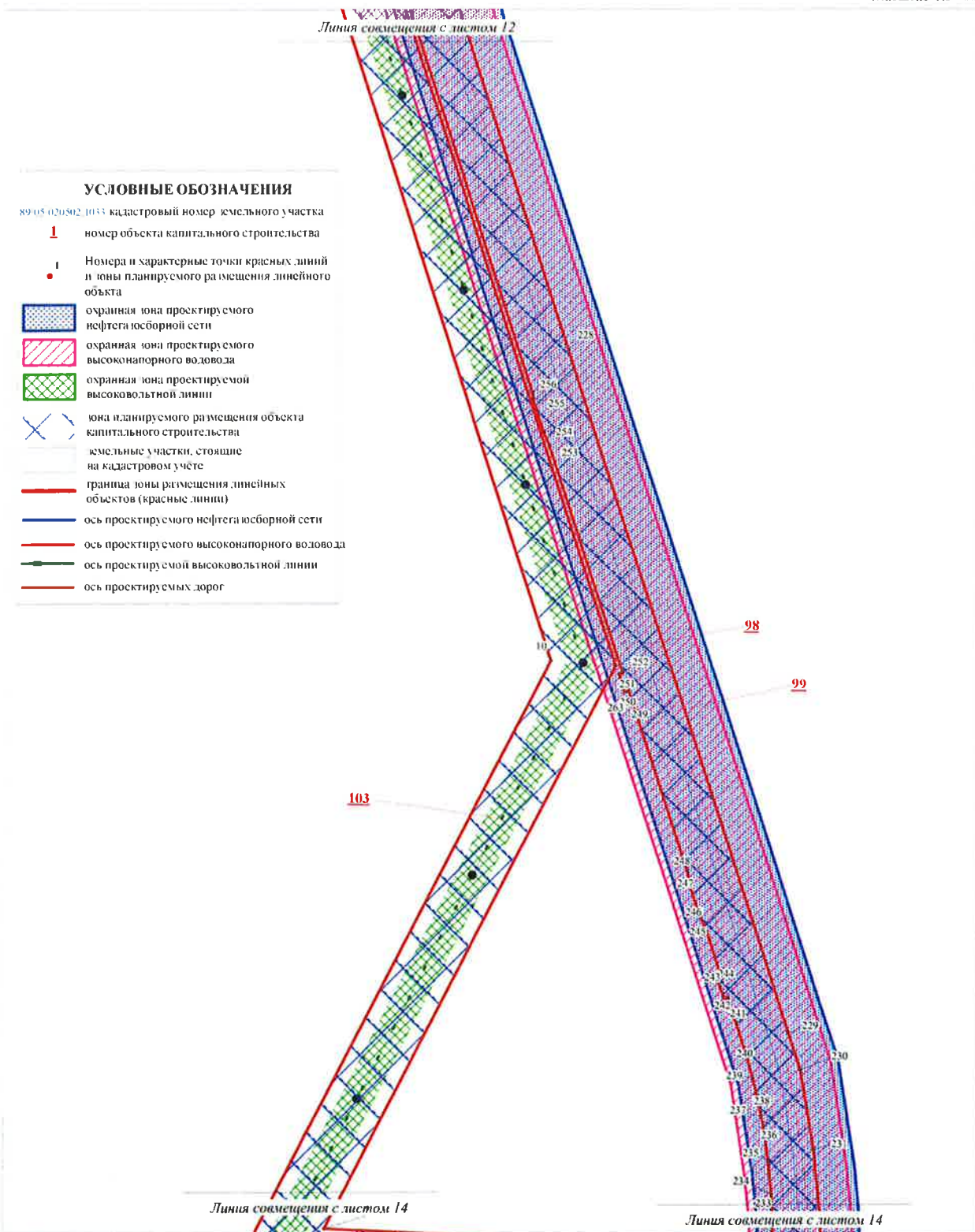
Местоположение: ХМАО, Нефтеюганский район,
Нефтеюганский территориальный отдел - лесничество,
Салымское участковое лесничество
Землепользователь: ПАО «НК «Роснефть»
Общая площадь размещения объекта – 301,3916 га

Масштаб 1:5 000



Местоположение: ХМАО, Нефтеюганский район,
Нефтеюганский территориальный отдел - лесничество,
Салымское участковое лесничество
Землепользователь: ГПАО «НК «Роснефть»
Общая площадь размещения объекта – 301,3916 га

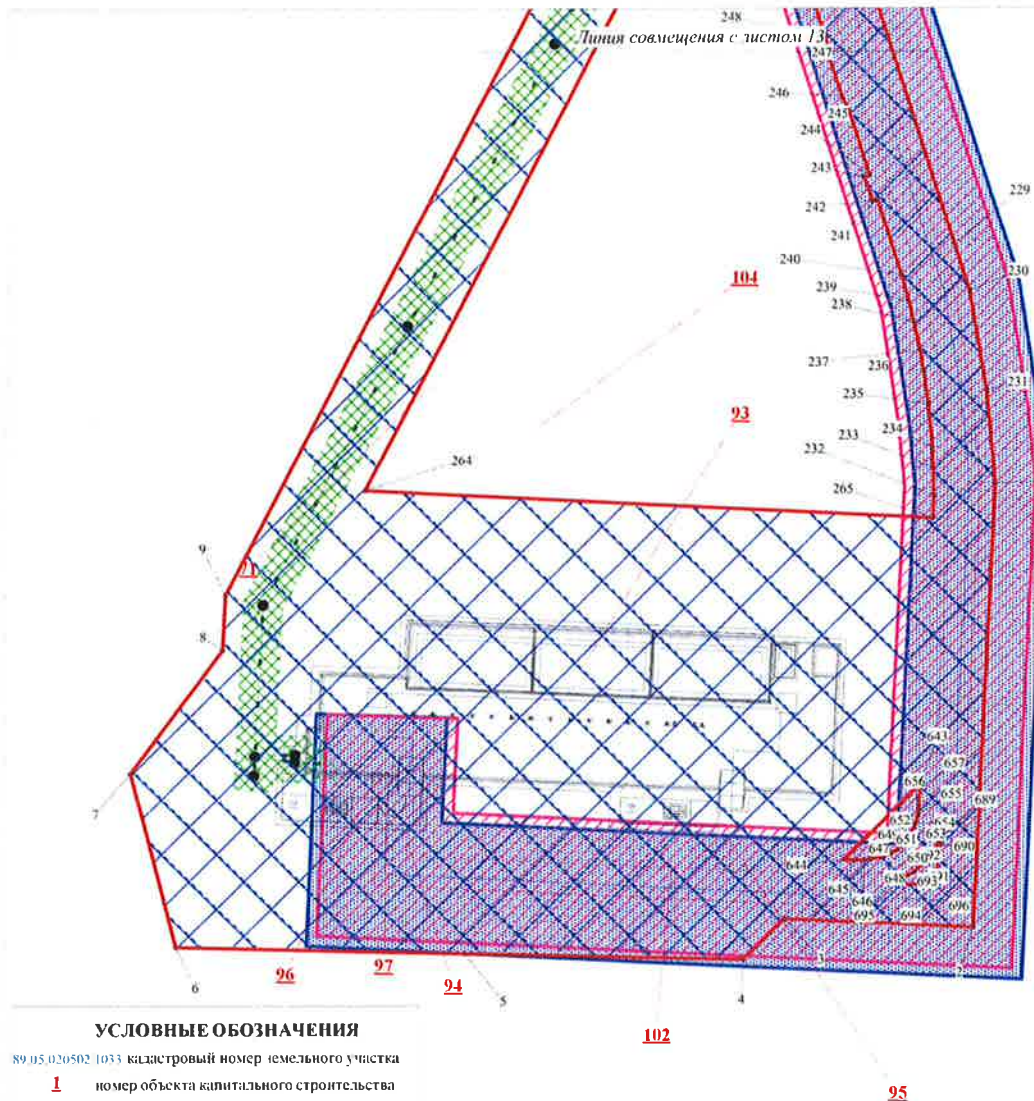
Масштаб 1:5 000



Ивл. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
									15
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Основная часть			

Местоположение: ХМАО, Нефтеюганский район,
Нефтеюганский территориальный отдел - лесничество,
Салымское участковое лесничество
Землепользователь: ПАО «НК «Роснефть»
Общая площадь размещения объекта – 301,3916 га

Масштаб 1:5 000



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

89.05.020502.1033 кадастровый номер земельного участка

- 1** номер объекта капитального строительства
- Номера и характерные точки красных линий и зоны планируемого размещения линейного объекта

- охранная зона проектируемого нефтегазосборной сети
- охранная зона проектируемого высоконапорного водовода
- охранная зона проектируемой высоковольтной линии
- зона планируемого размещения объекта капитального строительства
- земельные участки, стоящие на кадастровом учете
- граница зоны размещения линейных объектов (красные линии)
- ось проектируемого нефтегазосборной сети
- ось проектируемого высоконапорного водовода
- ось проектируемой высоковольтной линии
- ось проектируемых дорог

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Основная часть

Лист

16

Формат А4

1.2 Чертеж границ зон планируемого размещения линейных объектов, подлежащих переносу (переустройству) из зон планируемого размещения линейных объектов

Проектом планировки территории не предусматривается перенос (переустройство) проектируемых объектов из зон планируемого размещения объекта.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Основная часть	Лист
										17
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- Подъездная дорога № 1 к кусту скважин № 3срв, протяженность 1226,05 м;
- Подъездная дорога № 2 к кусту скважин № 3срв, протяженность 339,95 м;
- Подъездная дорога к ПС куста скважин № 3срв, протяженность 159,48 м;
- Подъездная дорога № 1 к кусту скважин № 4срв, протяженность 53,52 м;
- Подъездная дорога № 2 к кусту скважин № 4срв, протяженность 51,09 м;
- Подъездная дорога к ПС куста скважин № 4срв, протяженность 92,94 м;
- Подъездная дорога № 1 к кусту скважин № 5срв, протяженность 6938,23 м;
- Подъездная дорога № 2 к кусту скважин № 5срв, протяженность 47,47 м;
- Подъездная автодорога к узлу 7 ПК 11+39,81 (Нефтегазосборный трубопровод «т.вр.к.№1срв – т.вр.к.№3срв»), подъездная автодорога к узлу 4 ПК 19+78,82 (Высоконапорный водовод «т.вр.к.№3срв – т.вр.к.№1срв»), протяженность 88,77 м;
- Подъездная автодорога к узлу 6 ПК 8+36,62 (Нефтегазосборный трубопровод «т.вр.к.№1срв – т.вр.к.№3срв»), подъездная автодорога к узлу 5 ПК 22+72,93 (Высоконапорный водовод «т.вр.к.№3срв – т.вр.к.№1срв»), протяженность 84,50 м;
- ВЛ 35 кВ на ПС куст 1: двухцепная - протяженность 757,91 м, ВЛ 35 кВ одноцепная - протяженность 20 м;
- ВЛ 35 кВ на ПС куст 2: двухцепная - протяженность 7245,24 м, ВЛ 35 кВ одноцепная - протяженность 104,51 м;
- ВЛ 35 кВ на ПС куст 3: двухцепная - протяженность 2919,06 м, ВЛ 35 кВ одноцепная - протяженность 105,52 м;
- ВЛ 35 кВ на ПС куст 4: двухцепная - протяженность 2240,1 м, ВЛ 35 кВ одноцепная - протяженность 341,49 м;
- ВЛ 6 кВ на ПС куст 5: двухцепная - протяженность 3529,44 м, ВЛ 35 кВ одноцепная - протяженность 184,57 м;
- ВЛ 6 кВ на узел 6, одноцепная, протяженность – 126,42 м;
- ВЛ 6 кВ на узел 7, одноцепная, протяженность – 107,31 м;
- ВЛ 35 кВ на узел 9, одноцепная, протяженность – 40,37 м;
- ВЛ 35 кВ на узел 15, одноцепная, протяженность – 32,4 м;
- ВОЛС на ПС в районе куста № 2срв – ПС в районе куста № 1срв протяженность 3555 м;
- ВОЛС на ПС в районе куста № 1срв – Узел № 6 протяженность 1850 м;
- ВОЛС на Узел № 6 - Узел № 7 протяженность 850 м;
- ВОЛС на Узел № 7 - ПС 110/35/6 кВ “Соровская” протяженность 720 м;
- ВОЛС на ПС в районе куста № 3срв – Узел 9 протяженность 1370 м;
- ВОЛС на Узел 9 – Узел 15 протяженность 1389 м;
- ВОЛС на Узел 15 - ПС 110/35/6 кВ “Соровская” протяженность 535 м;
- ВОЛС на Куст скважин № 5срв – ПС в районе куста № 4срв протяженность 3770 м;

Инв. № подл.	Подпись и дата					Взам. инв. №	- ВЛ 35 кВ на узел 15, одноцепная, протяженность – 32,4 м;					
							- ВОЛС на ПС в районе куста№ 2срв – ПС в районе куста№ 1срв протяженность3555 м;					
							- ВОЛС на ПС в районе куста№ 1срв – Узел № 6 протяженность1850 м;					
- ВОЛС на Узел № 6 - Узел № 7 протяженность850 м;												
- ВОЛС на Узел № 7 - ПС 110/35/6 кВ “Соровская” протяженность720 м;												
- ВОЛС на ПС в районе куста№ 3срв – Узел 9 протяженность1370 м;												
- ВОЛС на Узел 9 – Узел 15 протяженность 1389 м;												
- ВОЛС на Узел 15 - ПС 110/35/6 кВ “Соровская” протяженность 535 м;												
- ВОЛС на Куст скважин № 5срв – ПС в районе куста№ 4срв протяженность 3770 м;												

- ВОЛС на ПС в районе куста № 4срв - ПС 110/35/6 кВ "Соровская" протяженность 2520 м;

2.2 Наименование, основные характеристики (категория, протяженность, проектная мощность, пропускная способность, грузонапряженность, интенсивность движения) и назначение планируемых для размещения линейных объектов

2.2.1 Проектируемые трубопроводы

Проектируемые промысловые нефтегазопроводы на территории Соровского месторождения могут быть идентифицированы как опасный производственный объект (далее – ОПО) по признаку использования оборудования, работающего под давлением свыше 0,07 Мпа в соответствии с п. 2 прил. 1 ФЗ от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

ОПО подлежат регистрации в государственном реестре ОПО, при этом осуществляется присвоение класса опасности ОПО (статья 2 ФЗ от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»).

В соответствии с п. 5 прил. 2 проектируемые промысловые нефтегазопроводы могут быть отнесены к III классу опасности - ОПО средней опасности (п.3 ст.2 ФЗ от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»).

Высоконапорные водоводы - не ОПО (т.к. не соответствует критериям потенциальной опасности согласно прил. 1 ФЗ от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»), но могут войти в общую «Систему промысловых трубопроводов».

В соответствии с п.2 ст. 14 ФЗ от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», проектируемые объекты не подлежат обязательному декларированию.

Классификация проектируемых трубопроводов определена согласно требований п. 2 и таблицы 7 СП 34-116-97 и приведена в таблице ниже (Перекачиваемая продукция – нефть с газовым фактором от 38,2 до 72,0 м³/т, не содержащая сероводород и другие сернистые соединения.

Таблица 1).

Перекачиваемая продукция – нефть с газовым фактором от 38,2 до 72,0 м³/т, не содержащая сероводород и другие сернистые соединения.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Основная часть						Лист
									20
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

						25
26 Наименование участка трубопровода						Категория участка трубопровода СП 34-116-97
Участки трубопроводов протяженностью 1000 м от границ ГВВ 10% обеспеченности						II
Переходы через автомобильные дороги IV, V категории, включая участки по обе стороны дороги длиной 25м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна <u>дороги</u>						III
Узлы линейной запорной арматуры и примыкающие участки трубопровода по 250 м в каждую сторону						II
Пересечения с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации						II
Пересечения с воздушными линиями электропередачи высокого напряжения на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения (ПУЭ)						II
Высоконапорные водоводы						
Переходы через болота - II типа - III типа						II
Переходы через водные несудоходные преграды шириной зеркала воды в межень до 25 м в русловой части и прибрежные участки по 25 м, поймы рек по ГВВ 10% обеспеченности						II
Участки трубопроводов протяженностью 1000 м от границ ГВВ 10% обеспеченности						II
Переходы через автомобильные дороги IV, V категории, включая участки по обе стороны дороги длиной 25м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна <u>дороги</u>						II
Узлы линейной запорной арматуры и примыкающие участки трубопровода по 250 м в каждую сторону						II
Пересечения с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации						II
Пересечения с воздушными линиями электропередачи высокого напряжения на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения (ПУЭ)						II
При чередовании участков трубопроводов различных категорий по трассе до 300 м и на всем участке чередования необходимо принимать более высокую категорию. Перекачка нефтегазоводяной эмульсии от кустов скважин предусматривается -на площадку ПТВО. На площадке ПТВО выполняется частичный сброс подтоварной воды для снижения затрат для дальнейшего транспорта до ЦПС «Соровскнефть». Вода для поддержания пластового давления подается от кустовой насосной станции (КНС) по проектируемым высоконапорным водоводам на нагнетательные скважины кустовых площадок. Для подключения перспективных кустов скважин и водоводов-лупингов настоящим проектом предусмотрены узлы запорной арматуры (УЗА): – на нефтегазопроводах: №2 (6срв), №3 (7срв и 8срв), №11 (9срв), №14 (10срв), №15 (12срв); – на водоводах: №1 (лупинг), №2.1 (лупинг), №6.1 (лупинг), №8 (7 и 8срв), №9 (6срв), №11 (лупинг и 12срв), №12 (10срв), №15 (9срв). По мере увеличения объемов воды для закачки в нагнетательные скважины требуется ввод дополнительных участков – лупингов, для повышения пропускной способности системы. Данные лупинги запроектированы по ш. 4689 (ОАО «ТомскНИПИнефть»).						
						Основная часть
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Лист
						22

Отделенная и подготовленная вода подается на кустовую насосную станцию (КНС), откуда по проектируемым высоконапорным водоводам поступает на нагнетательные скважины кустовых площадок.

Границы проектирования трубопроводов проходят по отсыпке (ограждению) кустовых площадок.

Основные технико-экономические показатели проектируемых трубопроводов указаны ниже:

- максимальная проектная производительность нефтегазопроводов приведена в таблице и соответствует максимальным объемам добычи кустовых площадок;
- максимальная проектная производительность высоконапорных водоводов с учетом 15 %-го запаса (согласно требованиям, п. 3.69 ВНТП 3-85);
- рабочее давление трубопроводов определено согласно гидравлического расчета;
- расчетное давление на прочность нефтегазопроводов – 4,0 МПа;
- расчетное давление высоконапорного водовода – 21,4 МПа (максимальное расчетное давление, развиваемое КНС);
- режим работы проектируемых трубопроводов – круглосуточный, круглогодичный (365 дней);
- рабочая среда в нефтегазопроводах и нефтепроводе – нефтегазоводяная эмульсия;
- рабочая среда в высоконапорном водоводе – подготовленная пластовая вода;
- максимальное давление на выходе с КНС составляет 21,4 МПа;
- температура на выходе с КНС составляет до плюс 40°C;
- необходимое давление на входе ПТВО составляет 2,71 МПа;
- необходимое давление нагнетательных скважин – не менее 18,0 МПа;
- температура на выходе с кустовых площадок до плюс 44°C.

Стоит отметить, что максимальная проектная производительность трубопроводов определена для соответствующих исходных данных. Фактическая пропускная способность трубопроводов превышает указанную в проекте, т.к. рабочее давление, определенное гидравлическим расчетом, значительно ниже расчетного на прочность. В связи с отсутствием дополнительных требований в ТЗ на проектирование определение резерва по пропускной способности не проводилось.

Характеристики проектируемых нефтегазосборного трубопровода и высоконапорного водовода указаны ниже (Таблица 3).

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Основная часть						Лист
									23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

Исходные данные и основные показатели проектируемых трубопроводов приняты на основании данных, предоставленных Заказчиком.

Согласно п.7.4.1 РД 39-132-94, для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения, для проектируемого трубопровода установлена охранный зона вдоль трасс трубопроводов - в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 50 м от оси трубопровода с каждой стороны.

2.2.2 Воздушная линия электропередач 6 кВ

В соответствии с ТУ 23/02/01/02-5095 от 16.08.2017 и ТУ 23/02/01/02-5096 от 16.08.2017 на проектирование электроснабжения объекта «Обустройство кустов скважин №№ 1срв, 2срв, 3срв, 4срв, 5срв Соровского месторождения нефти», выданными ООО «РН-Юганскнефтегаз», в проекте выполнено строительство:

- двухцепной ВЛ 35 кВ на стальных двухцепных опорах 110 кВ, до проектируемой ПС 35/6 кВ "Куст 2". Источник электроснабжения проектируемая ПС 110/35/6 кВ «Соровская» (положительное заключение № 2-1-1-0127-14). Точка подключения цепи №1 портал № W4H (ячейка №6), цепи №2 портал № W3H (ячейка №11). Протяженность двухцепной ВЛ 35 кВ - 7245,24 м, одноцепных ВЛ 35 кВ (спуски с опор) – 104,51 м;

- двухцепной ВЛ 35 кВ на стальных двухцепных опорах 110 кВ, до проектируемой ПС 35/6 кВ "Куст 1". Источник электроснабжения проектируемая ПС 110/35/6 кВ «Соровская» (положительное заключение № 2-1-1-0127-14) Проектируемая ВЛ 35 кВ выполняется отпайкой от проектируемой ВЛ 35 кВ на ПС 35/6 кВ «Куст 2». Точка подключения опора № 25. Протяженность двухцепной ВЛ 35 кВ - 757,91 м, одноцепных ВЛ 35 кВ (спуски с опор) – 20,0 м;

- двухцепной ВЛ 35 кВ на стальных двухцепных опорах 110 кВ, до проектируемой ПС 35/6 кВ "Куст 3". Источник электроснабжения проектируемая ПС 110/35/6 кВ «Соровская» (положительное заключение № 2-1-1-0127-14). Точка подключения цепи №1 портал № W6H (ячейка №8), цепи №2 портал № W5H (ячейка №7). Протяженность двухцепной ВЛ 35 кВ - 2919,06 м, одноцепных ВЛ 35 кВ (спуски с опор) – 105,52 м;

- двухцепной ВЛ 35 кВ на стальных двухцепных опорах 110 кВ, до проектируемой ПС 35/6 кВ «Куст 4». Источник электроснабжения проектируемая ПС 110/35/6 кВ «Соровская» (положительное заключение № 2-1-1-0127-14). Точка подключения цепи №1 портал № W8H (ячейка №12), цепи №2 портал № W7H (ячейка №5). Протяженность двухцепной ВЛ 35 кВ - 2240,1 м, одноцепных ВЛ 35 кВ – 341,49 м;

- двухцепной ВЛ 6 кВ на стальных двухцепных опорах 110 кВ, до проектируемой БКРУ 6 кВ "Куст 5". Источник электроснабжения проектируемая ПС 35/6 кВ в районе куста 4. Точка

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Основная часть						Лист
									25
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

подключения цепи №1 опора № 1/1 (ячейка №17), цепи №2 опора № 1/2 (ячейка №20). Протяженность двухцепной ВЛ 6 кВ - 3529,44 м, одноцепных ВЛ 6 кВ (спуски с опор) – 184,57 м;

- одноцепной ВЛ 35 кВ на стальных порталах 35 кВ, до проектируемой БЛП 35/0,4 кВ УЗА15. Источник электроснабжения проектируемая ПС 110/35/6 кВ «Соровская» (положительное заключение № 2-1-1-0127-14). Проектируемая ВЛ 35 кВ выполняется отпайкой от проектируемой ВЛ 35 кВ на ПС 35/6 кВ в районе куста 3. Точка подключения опора № 4 (цепь №1). Протяженность одноцепной ВЛ 35 кВ – 32,4 м;

- одноцепной ВЛ 35 кВ на стальных порталах 35 кВ, до проектируемой БЛП 35/0,4 кВ УЗА9. Источник электроснабжения проектируемая ПС 110/35/6 кВ «Соровская» (положительное заключение № 2-1-1-0127-14). Проектируемая ВЛ 35 кВ выполняется отпайкой от проектируемой ВЛ 35 кВ на ПС 35/6 кВ в районе куста 3. Точка подключения опора № 10 (цепь №1). Протяженность одноцепной ВЛ 35 кВ – 40,37 м;

- одноцепной ВЛ 6 кВ на стальных опорах 6 кВ, до проектируемой КТП 6/0,4 кВ УЗА6. Источник электроснабжения проектируемая ПС 35/6 кВ в районе куста 1. Проектируемая ВЛ 6 кВ выполняется отпайкой от проектируемой ВЛ 6 кВ на узел СОД (ш. 4805). Точка подключения отпаечная опора в районе УЗА6 (цепь №1). Протяженность одноцепной ВЛ 6 кВ – 126,42 м;

- одноцепной ВЛ 6 кВ на стальных опорах 6 кВ, до проектируемой КТП 6/0,4 кВ УЗА7. Источник электроснабжения проектируемая ПС 35/6 кВ в районе куста 1. Проектируемая ВЛ 6 кВ выполняется отпайкой от проектируемой ВЛ 6 кВ на узел СОД (ш. 4805). Точка подключения отпаечная опора в районе УЗА7 (цепь №1). Протяженность одноцепной ВЛ 6 кВ – 107,31 м.

- Категория надежности электроснабжения кустов – I.
- Категория надежности электроснабжения УЗА – III.
- Класс напряжения – воздушная линия 6 кВ и воздушная линия 35 кВ.

Двухцепная ВЛ 35 кВ и ВЛ 6 кВ (на опорах 110кВ) выполняется на:

- анкерные опоры 110 кВ по серии 3.407.2-68/73 «Унифицированные стальные нормальные опоры ВЛ 35, 110 и 150 кВ»;

- анкерные ответвительные опоры 110 кВ по серии 3.407-94 (3079тм т.8) «Унифицированные стальные специальные опоры ВЛ 35, 110 и 150 кВ»;

- промежуточные опоры 110 кВ по серии 11520 тм «Унифицированные стальные опоры ВЛ 35 кВ, ВЛ 110 кВ, ВЛ 150 кВ»;

- порталы 35 кВ по 3.407.2-162 «Унифицированные стальные порталы открытых распределительных устройств 35-110 кВ для обычных и северных районов».

Двухцепная ВЛ 6 кВ (на опорах 110кВ) выполняется на:

Взам, инв. №	нормальные опоры ВЛ 35, 110 и 150 кВ»;					
	– анкерные ответвительные опоры 110 кВ по серии 3.407-94 (3079тм т.8) «Унифицированные стальные специальные опоры ВЛ 35, 110 и 150 кВ»;					
Подпись и дата	– промежуточные опоры 110 кВ по серии 11520 тм «Унифицированные стальные опоры ВЛ 35 кВ, ВЛ 110 кВ, ВЛ 150 кВ»;					
	– порталы 35 кВ по 3.407.2-162 «Унифицированные стальные порталы открытых распределительных устройств 35-110 кВ для обычных и северных районов».					
Инв. № подл.	Двухцепная ВЛ 6 кВ (на опорах 110кВ) выполняется на:					
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Основная часть	Лист
	26

Таблица 4 – Защита ВЛ от прямых ударов молнии на подходах к распределительным устройствам (РУ) и трансформаторным подстанциям (ПС) (таблица 4.2.8 ПУЭ (7 изд.))

Номинальное напряжение ВЛ, кВ	Подходы ВЛ на опорах с горизонтальным расположением проводов			Подходы ВЛ на опорах с негоризонтальным расположением проводов			Наибольшее допустимое сопротивление заземляющего устройства опор, Ом, при эквивалентном удельном сопротивлении земли, Ом·м**		
	Длина защищенного подхода, км*	Число тросов, шт.	Защитный угол троса, град.	Длина защищенного подхода, км*	Кол-во тросов, шт.	Защитный угол троса, град.	До 100	Более 100 до 500	Более 500
35	1-2	2	30	1-2	1-2	30	10	15	20

Для остальных опор сопротивление заземляющих устройств опор должно быть не более указанных ниже (Таблица 5) (соответствует таблице 2.5.19 ПУЭ (7 изд.)).

Таблица 5 – Наибольшее сопротивление заземляющих устройств опор ВЛ (таблица 2.5.19 ПУЭ (7 изд.))

Удельное эквивалентное сопротивление грунта ρ , Ом·м	Наибольшее сопротивление заземляющего устройства, Ом
До 100	10
Более 100 до 500	15
Более 500 до 1000	20
Более 1000 до 5000	30
Более 5000	$6 \cdot 10^{-3} \rho$

Сопротивление току растекания заземляющего устройства для опор ВЛ 6 кВ с грозозащитным тросом, а также для металлических опор на протяжении 200-300м подхода к ПС (согласно требованиям, п. 4.2.153 ПУЭ 7 изд.) должно быть не более указанных в таблице 2.5.19 ПУЭ 7 изд.

Для опор ВЛ 6 кВ с электрооборудованием сопротивление току растекания заземляющего устройства должно быть не более 10 Ом в соответствии с приложением 3.1 таблица 35 ПТЭЭП.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Основная часть	Лист
							29

Для остальных опор ВЛ 6 кВ, согласно ПУЭ 7 изд. сопротивление заземляющих устройств опор в ненаселенной местности в грунтах с удельным сопротивлением выше 100 Ом*м должно быть не более $0,3 \cdot r$ Ом.

34

Заземление опор ВЛ 35 кВ и ВЛ 6 кВ предусмотрено по аналогии с типовым проектом 3602тм.

Заземляющие устройства опор выполняются из:

- вертикальный заземлитель - стальной круг $D_u=16$ мм горячего цинкования;
- горизонтальный заземлитель - стальная полосой 5х40 мм горячего цинкования.

Полоса заземления прокладывается на глубине минимум 0,5 м.

Типы заземляющих устройств определяются в зависимости от эквивалентного сопротивления грунта, рассчитанного с учетом его структуры при разработке рабочих чертежей.

После окончания работ по монтажу заземляющих устройств выполняются замеры сопротивления и устанавливаются дополнительные электроды, если сопротивление превышает нормируемую величину. Все работы по монтажу заземляющих устройств выполняются с составлением акта освидетельствования скрытых работ.

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 13.08.1996 (ред. от 13.03.2008), проектом предусматривается оборудование для птицевзащиты. Для защиты гирлянд изоляторов от загрязнения продуктами жизнедеятельности птиц и самих птиц от поражения электрическим током, предусмотрено специальное устройство антиприсадочного типа «ЗП-АП2» или аналог. На проводе и тросе по всей длине трассы ВЛ устанавливаются отпугиватели птиц типа 100-PEPD или аналог.

Строительство нового участка ВЛ 35 кВ и ВЛ 6 кВ вблизи действующих линий электропередач должно производиться, как правило, без их отключения; при расстоянии менее двойной высоты опоры от действующей ВЛ, работы должны выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов до работающих машин и механизмов и соблюдением других организационных технических мероприятий по обеспечению безопасного ведения работ в соответствии с ПТБ.

Эксплуатация ВЛ должна осуществляться в соответствии с ПТЭЭП, местными инструкциями, подготовленным и допущенным к обслуживанию ВЛ персоналом.

Для обеспечения длительного срока службы ВЛ, эксплуатирующей организации необходимо проводить текущие и капитальные ремонты в соответствии с требованиями ПТЭЭП п. 2.3.8 и 2.3.9.

Согласно Постановления РФ от 24.02.2009 №160 «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков,

Взам. инв. №		Подпись и дата		Инв. № подл.		Основная часть						Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата							30

Наименование	Протяженность трассы, м	Протяженность в границах объемов работ, м	Ширина земляного полотна, м	Ширина проезжей части, м	Ширина обочины, м
скважин № 5срв					
Автомобильная дорога № 2 к кусту скважин № 5срв	47,47	45,22	6,50	4,50	1,0*
Итого	17258,92	17231,92	-	-	-

* Ширина обочины на участках установки направляющих устройств принята 1,5 м, на участках установки дорожного ограждения – 2,50 м. Переход к уширенной обочине осуществляется на участке 15 м

Для технологического обслуживания нефтегазосборного трубопровода и высоконапорного водовода запроектированы подъездные автодороги и площадки для разворота автомобилей к узлам запорной арматуры. В конце подъездных дорог также предусмотрены площадки для разворота автомобилей.

Подъездные автодороги запроектированы по параметрам IV-в категории в соответствии с СП 37.13330.2012.

Примыкание к автомобильной дороге – простое, радиусы закруглений приняты 15 м.

Ширина земляного полотна 6,50 м, ширина проезжей части 4,50 м, ширина обочины 1,0 м. На участках установки направляющих устройств ширина обочины принята 1,50 м, на участках установки дорожного ограждения – 2,50 м.

Земляное полотно запроектировано в насыпи. При подсчете объемов грунта для возведения насыпи коэффициент 1,01 учитывает потери грунта при транспортировке автосамосвалами в соответствии с СП 45.13330.2012. Так же учтен коэффициент относительного уплотнения 1,05.

Откосы земляного полотна укреплены посевом трав по слою торфо-песчаной смеси толщиной 0,10 м.

Дорожная одежда устраивается из фракционированного щебня, уложенного по способу заклинки толщиной слоя 0,35 м в соответствии с ГОСТ 8267-93. В основании дорожной одежды в пределах проезжей части укладывается георешетка с размером ячейки 50 мм, прочность при растяжении которой должна быть не менее 30 кН/м.

На площадках для разворота автомобилей дорожная одежда из фракционированного щебня, уложенного по способу заклинки толщиной слоя 0,35 м устраивается без георешетки.

На подъездной автодороге к узлу 7 ПК 11+39,81 нефтегазосборного трубопровода «т.вр.к.№1срв – т.вр.к.№3срв», к узлу 4 ПК 19+78,82 высоконапорный водовод «т.вр.к.№3срв – т.вр.к.№1срв» проходящей в водоохранной зоне р. Берёзовая, дорожная одежда устраивается из щебня, уложенного по способу заклинки с пропиткой битумом БНД 90/130 толщиной слоя 0,15 м

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	заклинки толщиной слоя 0,35 м в соответствии с ГОСТ 8267-93. В основании дорожной одежды в пределах проезжей части укладывается георешетка с размером ячейки 50 мм, прочность при растяжении которой должна быть не менее 30 кН/м.									
			На площадках для разворота автомобилей дорожная одежда из фракционированного щебня, уложенного по способу заклинки толщиной слоя 0,35 м устраивается без георешетки.									
			На подъездной автодороге к узлу 7 ПК 11+39,81 нефтегазосборного трубопровода «т.вр.к.№1срв – т.вр.к.№3срв», к узлу 4 ПК 19+78,82 высоконапорный водовод «т.вр.к.№3срв – т.вр.к.№1срв» проходящей в водоохранной зоне р. Берёзовая, дорожная одежда устраивается из щебня, уложенного по способу заклинки с пропиткой битумом БНД 90/130 толщиной слоя 0,15 м									
							Основная часть				Лист	
												32
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата							

на щебеночном основании толщиной 0,20 м. Обочина укреплена щебнем с пропиткой битумом БНД 90/130 толщиной 0,15 м.

37

Основные показатели подъездных автодорог к узлам запорной арматуры приведены ниже (Таблица 7).

Таблица 7 - Основные показатели подъездных автодорог к узлам запорной арматуры

Наименование	Протяженность трассы, м		Ширина земляного полотна, м	Ширина проезжей части, м	Ширина обочины, м
1 Нефтегазосборный трубопровод «т.вр.к.№1срв – т.вр.к.№3срв» - подъездная автодорога к узлу 7 ПК 11+39,81	88,77	86,52	6,50	4,50	1,0*
2 Высоконапорный водовод «т.вр.к.№3срв – т.вр.к.№1срв» - подъездная автодорога к узлу 4 ПК 19+78,82					
3 Нефтегазосборный трубопровод «т.вр.к.№1срв – т.вр.к.№3срв» - подъездная автодорога к узлу 6 ПК 8+36,62	84,50	82,25	6,50	4,50	1,0*
4 Высоконапорный водовод «т.вр.к.№3срв – т.вр.к.№1срв» - подъездная автодорога к узлу 5 ПК 22+72,93					
Итого	173,27	168,77	-	-	-

* Ширина обочины на участках установки направляющих устройств принята 1,5 м

Подъездные автодороги к узлам запорной арматуры и площадки для разворота автотранспорта пересекают проектные трубопроводы.

На пересекаемых проектных трубопроводах предусматривается устройство защитных футляров из стальных труб. Глубина заложения от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра принята не менее 1,4 м.

Параметры автомобильной дороги приняты в соответствии с СП 37.13330.2012 и приведены ниже (Таблица 88).

Взам. инв. №		Основная часть					Лист
Подпись и дата							33
Инв. № подл.							
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Таблица 8 – Параметры автомобильной дороги

Наименование	Ед. изм.	Параметры автодороги IV-в категории	
		нормативные	проектные
Расчетная скорость движения	км/час	30	30
Наименьший радиус кривых в плане	м	150 (50)	50
Наибольший продольный уклон	‰	40	30
Наименьший радиус кривых в продольном профиле:			
- выпуклых	м	1000	1500
- вогнутых	м	800	1000
Расстояние видимости встречного автомобиля	м	150	161
Расстояние видимости поверхности дороги	м	75	93
Ширина земляного полотна	м	6,50	6,50
Ширина проезжей части (для автомобиля с габаритом: ширина – 2,50 м, длина – 11,0 м)	м	4,50	4,50
Число полос движения	шт.	1	1
Поперечный уклон проезжей части	‰	35	35
Поперечный уклон обочины	‰	50	50
Ширина обочины	м	1,0	1,0
Тип дорожной одежды		Переходный	Переходный
Вид покрытия		Щебень фракционированный, уложенный методом заклинки с армированием георешеткой	
Толщина покрытия	м	0,35	

Примечание - В скобках приведены допускаемые значения по СП 37.13330.2012

2.2.4 Электрические сети

Прокладка наружных электрических сетей осуществляется по проектируемой кабельной эстакаде. Отметка нижних полок кабельной эстакады при прохождении по территории проектируемых площадок +2.500 от уровня земли. Пересечение кабельных эстакад с проездами выполняется на высоте не менее +5.500 от уровня земли. Кабельные эстакады выполнены на отдельных строительных конструкциях.

Взам. инв. №	Подпись и дата	2.2.4 Электрические сети Прокладка наружных электрических сетей осуществляется по проектируемой кабельный эстакаде. Отметка нижних полок кабельной эстакады при прохождении по территории проектируемых площадок +2.500 от уровня земли. Пересечение кабельных эстакад с проездами выполняется на высоте не менее +5.500 от уровня земли. Кабельные эстакады выполнены на отдельных строительных конструкциях.					
Инв. № подл.							Основная часть Лист 34
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Кабели электрических сетей до 1 кВ и кабели от повышающих трансформаторов ТМПН до коробок зажимов для подключения ЭЦН проложены в кабельных лотках с крышками на всем протяжении.

39

Кабель 6 кВ на кабельной эстакаде проложены по кабельных лотках с укладкой в треугольник универсальным креплением для одножильного кабеля и защитой от солнечного излучения с помощью защитного навеса.

Кабельные эстакады и их пересечения с эстакадами трубопроводов с горючими газами и ЛВЖ удовлетворяют следующим требованиям:

- все конструктивные элементы кабельных эстакад (стойки, настил, ограждения и др.) сооружаются из негорючих материалов.
- на участке пересечения эстакады с трубопроводами с горючими газами и ЛВЖ не имеют ремонтных площадок и на трубопроводах нет фланцевых соединений, компенсаторов, запорной арматуры и т. п.
- в местах пересечения на кабелях не устанавливаются кабельные муфты.
- на участке пересечения плюс до 1,5 м в обе стороны от внешних габаритов эстакады с трубопроводами с горючими газами и ЛВЖ кабельная эстакада ограждается коробом из асбестоцементных листов. Ограждающие конструкции кабельных эстакад, пересекающихся с эстакадами с трубопроводами с горючими газами и ЛВЖ, негорючие.
- при параллельном следовании кабельной эстакады с технологическими трубопроводами расстояние в свету от конструкций эстакады до технологических трубопроводов составляет не менее 0,5 м, ПУЭ, п. 7.3.123.

Взаимно резервируемые кабельные линии согласно ПУЭ, п. 2.3.120, прокладываются на эстакадах по обе стороны пролетной несущей конструкции с расстоянием между ними не менее 600 мм.

Вводы кабелей в блоки, здания, прокладка кабельных линий через стены и перекрытия выполнены через кабельные проходы типа «Roxtec» (или аналог). В местах прохождения кабелей через строительные конструкции с нормируемым пределом огнестойкости предел огнестойкости кабельных проходов не ниже предела огнестойкости данных конструкций.

Электрические сети внутри зданий, сооружений, блоков и блочно-модульных зданий прокладываются по специально предусмотренным кабельным конструкциям, а также по поверхности стен, потолков, по фермам и другим строительным элементам зданий и сооружений:

- в кабельных лотках с крышками;
- в трубах;
- в гибких металлических рукавах.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Основная часть	Лист
							35

Проектом предусмотрены следующие марки кабелей:

- ПВВнг(А)-ХЛ кабель силовой одножильный с изоляцией из сшитого полиэтилена в ПВХ оболочке, не распространяющей горение, в холодостойком исполнении напряжением 6 кВ – для электрических сетей 6 кВ;
- ВВШВнг(А)-ХЛ, Тофлекс ГРПнг(А)-ХЛ (или аналогичный кабель с изоляцией из этиленпропиленовой резины) – для электрических сетей до 1 кВ, прокладываемых в открытых кабельных сооружениях наружных электроустановок;
- ВВГнг(А)-LS – для электрических сетей до 1 кВ, прокладываемых во внутренних электроустановках, а также в зданиях;
- КВВГнг-ХЛ, КВВГЭнг-ХЛ – для цепей управления и контроля, прокладываемых в открытых кабельных сооружениях наружных электроустановок;
- КВВГЭнг-LS – для цепей управления и контроля, прокладываемых во внутренних электроустановках, а также в зданиях;
- ВВГнг(А)-FRLS, КВВГнг-FRLS – для цепей питания и управления систем противопожарной защиты.

Внутриплощадочные сети электроснабжения напряжением 0,4 кВ выполняются кабелями с медными жилами типа Тофлекс ГРПнг(А)-ХЛ (или аналог) и ВВШВнг(А)-ХЛ, холодостойкого исполнения (температура эксплуатации кабеля: от минус 60 до плюс 50 °С). В помещениях применяются небронированные кабели, не распространяющие горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением марки ВВГнг(А)-LS для силовых сетей и сетей освещения, для питания систем пожарной и охранной безопасности- кабели ВВГнг(А)-FRLS.

Силовые цепи и цепи управления предусматриваются кабелями с медными жилами. Кабели ВВШВнг(А)-ХЛ, ВВГнг(А)-LS и ВВГнг(А)-FRLS выполнены в соответствии с ГОСТ 31996-2012. Кабели КВВГнг-ХЛ выполнены в соответствии с ТУ 16.К01-37-2003 и должны иметь заполнение между жилами.

Кабели до 1 кВ выбраны по допустимой токовой нагрузке с последующей проверкой на потерю напряжения и на отключение защитным аппаратом тока ОКЗ в наиболее удаленной точке сети.

Электрические сети защищены от сверхтоков в соответствии с действующими требованиями. Защита электрических сетей от сверхтоков осуществляется автоматическими выключателями с комбинированным расцепителем, устройствами защитного отключения (УЗО) и тепловыми реле магнитных пускателей.

В блоках полной заводской готовности в местах прохождения кабельных каналов, коробов, кабелей и проводов через строительные конструкции, предусмотрены унифицированные

Взам. инв. №		Кабели до 1 кВ вынораны по допустимой токовой нагрузке с последующей проверкой на потерю напряжения и на отключение защитным аппаратом тока ОКЗ в наиболее удаленной точке сети. Электрические сети защищены от сверхтоков в соответствии с действующими требованиями. Защита электрических сетей от сверхтоков осуществляется автоматическими выключателями с комбинированным расцепителем, устройствами защитного отключения (УЗО) и тепловыми реле магнитных пускателей. В блоках полной заводкой готовности в местах прохождения кабельных каналов, коробов, кабелей и проводов через строительные конструкции, предусмотрены унифицированные						Лист
Подпись и дата								Основная часть
Инв. № подл.								36
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Исполнение электропроводки соответствуют условиям среды, назначению и характеру производимых работ.

Согласно заданию на проектирование в качестве основного канала технологической связи проектом предусмотрена организация ВОЛС между проектируемыми кустами скважин №№ 1срв, 2срв, 3 срв, 4 срв 5 срв , узлами запорной арматуры и существующей ПС 110/35/6 кВ “Соровская”.
Данным проектом предусмотрена прокладка ВОК на участках:

- 1) ПС в районе куста № 2 срв – ПС в районе куста № 1 срв по проектируемым опорам ВЛ-35 кВ – 3475 м, по проектируемой эстакаде – 80 м;

- 2) ПС в районе куста № 1 срв – Узел № 6 по проектируемым опорам ВЛ 6 кВ – 130 м, по проектируемым опорам ВЛ 35 кВ – 1560 м в траншее – 110м, по проектируемой эстакаде – 50 м;

- 3) Узел № 6 - Узел № 7 по проектируемым опорам ВЛ 6 кВ – 240 м, по проектируемым опорам ВЛ 35 кВ – 390 м, в траншее – 170м, по проектируемой эстакаде – 50 м;

- 4) Узел № 7 - ПС 110/35/6 кВ “Соровская” по проектируемым опорам ВЛ 6 кВ – 110 м, по проектируемым опорам ВЛ 35 кВ – 400 м, в траншее – 60м, по проектируемой эстакаде – 20 м; по существующей эстакаде - 30 м.

- 5) ПС в районе куста № 3 срв – Узел 9 по проектируемым опорам ВЛ-35 кВ – 1320 м, по проектируемой эстакаде – 50 м;

- 6) Узел 9 – Узел 15 по проектируемым опорам ВЛ-35 кВ – 1359 м, по проектируемой эстакаде – 30 м;

- 7) Узел 15 - ПС 110/35/6 кВ “Соровская” по проектируемым опорам ВЛ-35 кВ – 490 м, по проектируемой эстакаде – 15 м; по существующей эстакаде - 30 м.

- 8) Куст скважин № 5срв – ПС в районе куста № 4срв по проектируемым опорам ВЛ-6 кВ – 3650 м, по проектируемой эстакаде – 120 м;

- 9) ПС в районе куста № 4срв - ПС 110/35/6 кВ “Соровская” по проектируемым опорам ВЛ-35 кВ – 2450 м, по проектируемой эстакаде – 40 м, по существующей эстакаде - 30 м.

Общая длина трассы по видам прокладки составляет:

- по проектируемым опорам ВЛ-6 кВ – 4130 м;
- по проектируемым опорам ВЛ-35 кВ – 11444 м;
- в траншее - 340 м;
- по проектируемым эстакадам 455 м;

Взам. инв. №	8) Куст скважин № 5срв – ПС в районе куста № 4срв по проектируемым опорам ВЛ-6 кВ – 3650 м, по проектируемой эстакаде – 120 м;					
	9) ПС в районе куста № 4срв - ПС 110/35/6 кВ “Соровская” по проектируемым опорам ВЛ-35 кВ – 2450 м, по проектируемой эстакаде – 40 м, по существующей эстакаде - 30 м.					
Подпись и дата	Общая длина трассы по видам прокладки составляет:					
	- по проектируемым опорам ВЛ-6 кВ – 4130 м; - по проектируемым опорам ВЛ-35 кВ – 11444 м; - в траншее - 340 м; - по проектируемым эстакадам 455 м;					
Инв. № подл.						
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Основная часть						Лист
						37

минимальные отступы от границ земельных участков в целях определения мест допустимого размещения объектов капитального строительства 43 подлежат установлению.

Соблюдение требований к архитектурным решениям объектов капитального строительства, входящих в состав линейных объектов, в границах каждой зоны планируемого размещения таких объектов, расположенной в границах территории исторического поселения федерального или регионального значения, а так же требований к цветовому решению внешнего облика таких объектов, требований к строительным материалам, определяющим внешний облик таких объектов, требований к объемно-пространственным, архитектурно-стилистическим и иным характеристикам таких объектов, влияющим на внешний облик и (или) на композицию, а также на силуэт застройки исторического поселения не предусматривается проектом.

Учитывая основные технические характеристики проектируемого объекта, проектом планировки территории определены границы зоны его планируемого размещения.

Общая площадь зоны планируемого размещения проектируемого объекта составляет - 301,3916 га, максимальный процент застройки объектов капитального строительства – 26,99%.

Граница зоны планируемого размещения объекта установлена в соответствии с требованиями действующих норм отвода земель и учтена при разработке проекта.

2.7 Информация о необходимости осуществления мероприятий по защите сохраняемых объектов капитального строительства (здание, строение, сооружение, объекты, строительство которых не завершено), существующих и строящихся на момент подготовки проекта планировки территории, а также объектов капитального строительства, планируемых к строительству в соответствии с ранее утвержденной документацией по планировке территории, от возможного негативного воздействия в связи с размещением линейных

Проектируемые трубопроводы по трассе пересекают существующие автомобильные дороги с грунтовым покрытием и проектные дороги с щебеночным покрытием. Все пересечения предусмотрены открытым (траншейным) способом, с укладкой трубопровода в защитном футляре, с дальнейшим восстановлением дорожного покрытия. При прокладке защитных футляров под автомобильными дорогами его засыпку необходимо производить минеральным грунтом с послойным уплотнением.

Прокладка трубопроводов при переходе через автомобильные дороги осуществляется в соответствии с требованием п.7.32 СП 34-116-97, п. 3.2.20 РД 39-132-94 в защитном футляре из стальных труб.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	с грунтовым покрытием и проектные дороги с щебеночным покрытием. Все пересечения предусмотрены открытым (траншейным) способом, с укладкой трубопровода в защитном футляре, с дальнейшим восстановлением дорожного покрытия. При прокладке защитных футляров под автомобильными дорогами его засыпку необходимо производить минеральным грунтом с послойным уплотнением. Прокладка трубопроводов при переходе через автомобильные дороги осуществляется в соответствии с требованием п.7.32 СП 34-116-97, п. 3.2.20 РД 39-132-94 в защитном футляре из стальных труб.						
			Основная часть						Лист
									39
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Пересечения автодорог предусматривается в защитных футлярах (диаметр, которого больше наружного диаметра трубопровода не менее чем на 200 мм) с установкой на трубопроводе спейсеров (опорных колец) и герметизацией в футляров манжетой. Для предохранения манжеты от воздействия грунта засыпки на ней монтируется защитное укрытие. В смонтированном состоянии укрытие оборачивается НСМ в 2 слоя. Трубы для футляра приняты стальные электросварные по ГОСТ 10704-91/В-Ст 10 ГОСТ 10705-80.

В соответствии с п. 3.2.20 РД 39-132-94 концы защитных футляров при пересечении с автомобильными дорогами с грунтовым покрытием выводятся на расстояние не менее 10 м от бровки земляного полотна автодорог, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Подъездные автомобильные дороги пересекает проектные линии электропередач. При пересечении с линиями электропередач выдержано вертикальное расстояние от проводов воздушных линий до проезжей части автомобильной дороги не менее 7,0 м согласно ПУЭ (изд. 7), СП 34.13330.2012.

Автомобильная дорога №1 к кусту скважин №5срв на ПК 13+52,89 пересекает существующую ВЛ 110 кВ Чупальская –Соровская 1.2. Пересечение выполнено в соответствии с Техническими условиями, выданными владельцем Акционерным обществом энергетики и электрификации «Тюменьэнерго», филиал Нефтеюганские электрические сети.

Проектируемые трубопроводы пересекают существующую и проектные воздушные электрические линии высокого напряжения до 110 кВ.

При сближении и параллельном следовании расстояние от крайнего неотклоненного провода действующих ВЛ 6 кВ до участков подземной прокладки немагистральных трубопроводов согласно таблицы 2.5.40 ПУЭ составляет не менее 10 м, от ВЛ 35 кВ – 15 м.

Угол пересечении с ВЛ 35 кВ и ниже согласно п. 2.5.287 ПУЭ при подземной прокладке не нормируется, при пересечении с ВЛ 110кВ угол пересечения принят не менее 60°.

Пересечения с линиями электропередач выполнены в соответствии с требованиями главы 2.5 ПУЭ и п.6.11 СП 34-116-97.

Пересечение нефтегазосборного трубопровода «Нефтегазосборные сети т.вр. куст №4-т.вр. УДР ПТВО» 325х7 мм и высоконапорного водовода «т.вр.КНС-1-т.вр.куст №4срв» 273х20 мм с ВЛ 110 кВ АО «Тюменьэнерго» выполнено в соответствии с техническими условиями на пересечение.

Расстояние от опор рассматриваемой ВЛ значительно превышает указанные в ТУ 15 м.

В местах пересечения трубопроводов с ВЛ 110 кВ предусмотрена прокладка трубопроводов в защитных футлярах на ширину охранной зоны ВЛ.

Производство работ в охранной зоне ВЛ в обе стороны от крайних проводов разрешается только по наряду-допуску после получения письменного разрешения владельца электрических сетей.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Основная часть						Лист
									40
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

Российской Федерации, уполномоченный в области охраны объектов культурного наследия, об обнаруженном объекте».

2.9 Информация о необходимости осуществления мероприятий по охране окружающей среды

Проектом предусмотрены технические решения, которые обеспечивают предотвращение негативных последствий на состояние окружающей среды в процессе строительства и эксплуатации проектируемых объектов. При строительстве осуществляется контроль над объемом и рациональным использованием земельных, водных ресурсов, атмосферного воздуха, растительного и животного мира, почв и геологической среды.

При строительстве происходит нарушение почвенно-растительного слоя поверхности земли. Для его восстановления предусматривается рекультивация нарушенных земель, включающая в себя технический и биологический этапы.

Главной целью технической рекультивации является приведение земель в состояние пригодное для восстановления почвенно-растительного покрова естественным путем или для последующего проведения биологического этапа рекультивации.

Настоящим проектом на техническом этапе на территории предусмотрены следующие работы:

- очистка от мусора, удаление из пределов строительной полосы всех временных устройств – 301,3916 га;
- планировка территории – 301,3916 га.

Очистка от бытового мусора

Уборка коммунального и строительного мусора с участков рекультивации производится вручную с использованием лопат и носилок. Твердые коммунальные отходы, обтирочный материал складываются в специальный контейнер (мусоросборник), который располагается на территории строительной площадки. Места временного складирования должны находиться в удовлетворительном состоянии и соответствовать санитарным требованиям. Вывоз производится на полигон по договору со специализированной организацией.

Планировка территории до границ отвода проводится бульдозером ДЗ-110А. Формируемый рельеф должен быть без видимых рытвин и ям. На болотных почвах планировка производится вручную при помощи граблей и лопат.

Подготовленная, таким образом, территория может быть для выполнения биологической рекультивации. Состав работ технического этапа рекультивации представлены в Таблице 9.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Основная часть						Лист
									42
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

распределяются по поверхности почвы и заделываются в почву граблями, культиватором, бороной или оставляются без заделки). При внесении предпочтение отдается удобной в применении комплексным удобрениям, содержащим азот, фосфор, калий в доступной для быстрого усвоения растениями форме.

Экологический мониторинг – многоцелевая информационная система, в задачи которой входят систематические наблюдения, оценка и прогноз состояния окружающей природной среды под влиянием антропогенного воздействия с целью информирования о создающихся критических ситуациях, опасных для здоровья людей, благополучия других живых существ, их сообществ, абиотических природных и созданных человеком объектов, процессов и явлений.

Целью проведения экологического мониторинга является получение наиболее полной информации о состоянии и причинах загрязнения окружающей среды в районах с интенсивной антропогенной нагрузкой и принятия своевременных мер по устранению нарушений.

В задачи экологического мониторинга территории размещения объектов входит:

- наблюдение за развитием опасных природно-техногенных процессов и выявление их воздействия на состояние окружающей природной среды;
- анализ причин загрязнения ОС;
- выявление наиболее критических источников и факторов воздействия на окружающую среду;
- количественная и качественная оценка степени влияния производственных работ на компоненты природы;
- обеспечение управленческого аппарата предприятия и природоохранных органов систематизированными данными об уровне загрязнения окружающей среды, прогнозом их изменений, а также экстренной информацией при резких повышениях в природных средах уровня содержания загрязняющих веществ.

Программа экологического мониторинга включает в себя контроль почвенного покрова, атмосферного воздуха, снежного покрова, поверхностных вод и болотных экосистем, донных отложений.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Основная часть	Лист 44
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

которых отстоят от края проезжей части не менее чем 2 м. Расстояние до верхней образующей защитной трубы должно быть не менее 0,5 м по ГОСТ 32569-2013.

Учитывая высокую степень экологической уязвимости данного района и ответственность трубопровода, для повышения надежности эксплуатации и снижения аварийности в процессе эксплуатации, приняты трубы класса прочности K52 повышенной эксплуатационной надежности из стали 13ХФА с наружным двухслойным полиэтиленовым покрытием. Соединительные детали предусматриваются с наружным двухслойным эпоксидным покрытием.

Применение труб из стали повышенной коррозионной стойкости, с повышенной толщиной стенки по отношению к расчетной и с учетом скорости коррозии обеспечат безопасную эксплуатацию трубопроводов не менее 8-10 лет.

Для трубопроводов меньше DN 50 применяются бесшовные трубы группы В из стали марки О9Г2С по ГОСТ 8733-74, сортамент по ГОСТ 8734-75.

Для защиты от почвенной коррозии защитных футляров на трубопроводах в местах перехода под дорогами, проектом предусматривается антикоррозионная изоляция усиленного типа № 16 с нанесением в трассовых условиях по ГОСТ Р 51164-98 не менее 1,8 мм:

- праймер – 1 слой;
- изоляционная лента - 2 слоя, толщиной 0,6 мм каждый;
- наружная обертка - 1 слой, толщиной не менее 0,6 мм.

Ширина нахлеста при нанесении слоев ленты и обертки - не менее 0,06 м.

Антикоррозионное покрытие наружной поверхности надземных трубопроводов без электрообогрева выполнено:

- грунтовка ГФ-0119 по ГОСТ 23343-78 [16] в один слой;
- эмаль ПФ-115 по ГОСТ 6465-76 [15] в два слоя.

Антикоррозионное покрытие наружной поверхности надземных трубопроводов с электрообогревом выполнено:

- эмаль КО-811 по ГОСТ 23122-78 в 3 слоя.

Сварные соединения технологических трубопроводов подлежат контролю неразрушающими методами (ультразвуковым или радиографическим).

Испытание трубопроводов производят в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

В проекте предусмотрена арматура из низколегированных хладостойких сталей, в соответствии с действующими каталогами заводов-изготовителей. Применена арматура климатического исполнения ХЛ1 с классом герметичности затвора «А» по ГОСТ 9544-2015.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Основная часть						Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				46

Для защиты прилегающей территории от аварийных выбросов нефтесодержащей жидкости предусмотрено обвалование площадки по всему периметру высотой 1,0 м и шириной по верху 0,5 м.

Линейные трубопроводы.

Все оборудование на трубопроводах, арматура, трубы, соединительные детали имеют сертификаты в соответствии с Технологическими регламентами Таможенного союза (ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»).

Учитывая высокую ответственность трубопроводов, степень экологической уязвимости данного района, для повышения надежности и снижения аварийности в процессе эксплуатации в проектной документации для проектируемых трубопроводов по трассе и на узлах запорной арматуры приняты трубы стальные бесшовные с повышенной эксплуатационной надежностью (для диаметров от DN200 до DN400) и стальные электросварные прямошовные повышенной эксплуатационной надежности, коррозионно- и хладостойкие (для DN500 и более), отвечающие требованиям положения компании № П1-01.05 М-0132 «Выбора метода антикоррозионной защиты промысловых и технологических трубопроводов и требования к трубной продукции». Проектом предусматривается применение стали 13ХФА. Для проектируемых трубопроводов предусматривается применение соединительных деталей с наружным двухслойным антикоррозионным эпоксидным покрытием. Расчет нефтегазопроводов на прочность и продольную устойчивость произведен по СП 34-116-97, а также требований РД 39-132-94.

Основной способ прокладки – подземный. Для уменьшения сил морозного пучения грунтов при глубине прокладки трубопроводов выше линии сезонного промерзания предусматривается укладка трубопроводов на подушку (0,2 м) из непучинистого грунта, согласно п.6.32 СП 34-116-94.

Прокладка трубопроводов при переходе через автомобильные дороги предусматривается в соответствии с требованием п. 7.32 СП 34-116-97, п. 3.2.20 РД 39-132-94, п.10.3 ГОСТ Р 55990-2014 в защитном футляре из стальных труб с установкой на трубопроводе спейсеров (опорных колец) и герметизацией концов футляров манжетой. Глубина заложения трубопровода при пересечении с автомобильными дорогами с грунтовым покрытием принимается не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей футляра, а в выемках и на нулевых отметках не менее 0,5 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа. При пересечении с коммуникациями проектируемые нефтегазопроводы прокладываются выше пересекаемых водоводов с обеспечением расстояния в свету между трубами 0,35 м.

Взам. инв. №		2014 в защитном футляре из стальных труб с установкой на трубопроводе спейсеров (опорных колец) и герметизацией концов футляров манжетой. Глубина заложения трубопровода при пересечении с автомобильными дорогами с грунтовым покрытием принимается не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей футляра, а в выемках и на нулевых отметках не менее 0,5 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа. При пересечении с коммуникациями проектируемые нефтегазопроводы прокладываются выше пересекаемых водоводов с обеспечением расстояния в свету между трубами 0,35 м.					
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
						Основная часть	Лист
							47
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Проектируемые трубопроводы не пересекают участки распространения ММГ, бугров пучения. Прокладка проектируемого трубопровода на болотах осуществляется в зависимости от типа торфяного основания, в соответствии с приложением 5 ВСН 51-3-85.

Нефтегазопровод «Т.вр. куст №1срв – т.вр. куст №3срв» 426х8 мм и высоконапорный водовод «Т.вр. куст №3срв – т.вр. куст №1срв» 325х24 мм пересекают водную преграду (р. Березовая).

Переходы через водные преграды выполнены в соответствии с требованиями ВСН 51-3-85/51-2.38-85, СП 34-116-97, РД 39-132-94. Прокладка подводных переходов осуществляется с заглублением в дно траншейным способом. Величина заглубления установлена с учетом возможных деформаций и перспективных дноуглубительных работ, согласно СП 34-116-97. Прокладка нефтепровода в футляре выполняется с установкой на трубопроводе спейсеров (опорных колец). Для обеспечения устойчивости против всплытия трубопроводы (футляры) балластируются. Решения по устройству балластировки трубопроводов выполнены в соответствии с п. 8 СП 34-116-97.

Для укрепления береговых склонов и для предотвращения размыва береговых траншей при подземной прокладке трубопроводов предусмотрены берегоукрепительные работы. Укрепление предусматривается геотехнической решеткой с засыпкой ячеек щебнем. С целью снижения последствий в случае аварии и для исключения поступления транспортируемого продукта в пересекаемые водотоки, в проекте предусмотрена установка запорной арматуры, на отметках выше ГВВ 10 % обеспеченности, для отключения участков проектируемых трубопроводов с каждой стороны перехода через р. Березовая. Арматура на нефтегазопроводе, отсекающая подводные переходы, принята с электроприводом и дистанционным управлением.

Выбор способа защиты трубопровода от почвенной коррозии выполнен в соответствии с требованиями нормативных документов ГОСТ 9.602-2016, СП 34-116-97, ГОСТ Р 51164-98 и РД 39-132-94 и с учетом методических указаний компании № П1-01.05 М-0132 «Выбор метода антикоррозионной защиты промысловых и технологических трубопроводов и требования к трубной продукции» версия 1.00.

Основной тип изоляции – заводская. Для защиты проектируемых нефтегазопроводов от почвенной коррозии проектной документацией предусматривается применение труб с наружным двухслойным полиэтиленовым усиленного типа (Конструкция №2 по ГОСТ Р 51164-98). Для защиты от внутренней коррозии предусматривается применение внутреннего эпоксидного покрытия. Антикоррозионное покрытие соединительных деталей нефтегазопроводов и водоводов предусматривается на основе порошковых эпоксидных композиций, конструкция №4 по ГОСТ Р 51164-98. Для защиты внутреннего покрытия в районе сварных соединений нефтегазопроводов предусматриваются втулки внутренней защиты сварных соединений. Для защиты проектируемых

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			Основная часть						48
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

водоводов от почвенной коррозии проектной документацией предусматривается применение труб с наружным двухслойным полиэтиленовым усиленного типа (Конструкция №2 по ГОСТ Р 51164-98). Применение внутреннего эпоксидного покрытия не предусматривается.

Изоляцию наружной поверхности зоны сварного шва по трассе проектируемых трубопроводов, имеющих заводское антикоррозионное покрытие, и на узлах, выполнено манжетой защитной термоусаживающейся. Для поддержания необходимого температурного режима и продления времени безопасной остановки трубопроводных систем узлы запорной арматуры теплоизолируются согласно СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопровода».

Для защиты от почвенной коррозии защитных футляров при разработке траншеи открытым способом предусматривается пленочное изоляционное покрытие.

Конструкция пленочно-изоляционного покрытия футляра, соответствует конструкции №16 по ГОСТ Р 51164-98 (конструкция №16 по СП 34-116-97 табл.4):

- адгезионный праймер-НК-50;
- изоляционная полимерная лента «Полилен 40-ЛИ-63» – 2 слоя толщиной 0,6 мм каждый;
- наружная обертка «Полилен-ОБ» – 1 слой толщиной 0,6 мм.

Для контроля скорости коррозии и в соответствии с п. 364 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом №101 от 12.03.2013 года, проектом предусматривается применение на узлах запорной арматуры разборной теплоизоляции (маты, скорлупы) для проведения дефектоскопии (визуальный осмотр, толщинометрия и т.д.) с помощью переносных устройств.

Все трубы и детали на заводах-изготовителях подвергаются 100 % контролю неразрушающим методом и гидравлическому испытанию. В процессе производства монтажных работ выполняется пооперационный контроль качества сварки трубопроводов.

Запорная арматура принята по каталогам Российских заводов, класса герметичности «А» по ГОСТ 9544-2015. Климатическое исполнение задвижек – ХЛ1 для холодного климата с установкой на открытых площадках по ГОСТ 15150-69. В качестве запорной арматуры на проектируемых трубопроводах приняты задвижки стальные клиновые с выдвижным шпинделем на давление PN 4,0 МПа для нефтегазосборного трубопровода, на давление PN 25,0 МПа для высоконапорного водовода. Присоединение к трубопроводу – фланцевое. Размещение запорной арматуры выполнено согласно требований п. 6.4, п. 6.5 СП 34-116-97. Проектной документацией на узлах запорной арматуры предусмотрена установка вантузов, оснащенных ручной запорной арматурой DN 50, 80 и быстроразъемным соединением на конце вантуза.

Согласно п.7.4.1 РД 39-132-94, для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения, для проектируемых трубопроводов установлена охранный

Взам. инв. №						
Подпись и дата						
Инв. № подл.						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Основная часть
						Лист
						49

зона вдоль трасс трубопроводов – в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 50 м от оси трубопровода с каждой стороны.

В процессе эксплуатации ведется постоянное наблюдение и контроль за состоянием трубопроводов.

2.10.2 Мероприятия по обеспечению гражданской обороны

Система оповещения является главной системой передачи команд и руководящих указаний для персонала, как при строительстве объекта, так и в нормальных эксплуатационных условиях, а также в случае возникновения чрезвычайных ситуаций или подачи сигнала ГО.

Основным способом оповещения населения является передача информации и сигналов оповещения по сетям связи для распространения программ телевизионного вещания и радиовещания. Распоряжения на задействование систем оповещения отдаются:

- федеральной системы оповещения – МЧС России;
- межрегиональной системы оповещения – соответствующим региональным центром МЧС России;
- региональной системы оповещения – органом исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации;
- муниципальной системы оповещения – соответствующим органом местного самоуправления;
- локальной системы оповещения – руководителем организации, эксплуатирующей потенциально опасный объект.

Услышав предупредительный сигнал ГО «Внимание всем!» дежурный предприятия (структурного подразделения) обязан включить телевизор или радиоприемник на местную волну для прослушивания содержания экстренного сообщения. Прослушав экстренное сообщение, немедленно доложить о нем руководству. В дальнейшем предписывается действовать согласно полученным указаниям. Система оповещения ООО «РН-Юганскнефтегаз» организуется по объектовому принципу и включает несколько узлов оповещения. Сигнал оповещения ГО, поступивший от вышестоящего органа, по линиям связи и оповещения доводится до всех объектов, входящих в систему и являющихся узлами оповещения.

Получение сигналов гражданской обороны и передача их обслуживающему персоналу возлагается на операторов центрального диспетчерского пункта системы телемеханики, расположенного на территории ЦДНГ Соровского месторождения нефти. Для оповещения персонала на проектируемых объектах предусматривается использовать радиосвязь, носимые и мобильные радиостанции стандарта TETRA. Система оповещения отвечает требованиям «Положения о системах оповещения населения», утвержденного Приказом МЧС РФ,

Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Основная часть	Лист
							50

– обеспечение взаимодействия с территориальными органами МЧС России в части проведения ежегодных комплексных учений по тушению условных пожаров и ликвидации чрезвычайных ситуаций;

Круглогодичный проезд привлекаемых пожарных подразделений, до узлов запорной арматуры обеспечивается по существующим и проектируемым автомобильным дорогам (решения приведены в томе 2.3.1), шириной проезжей части 4,5 м, в соответствии части 6 ст. 98 ФЗ от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ.

– содержание в исправном состоянии подступов к первичным средствам пожаротушения, пожарному инвентарю;

– недопущение складирования материалов, стоянки техники в противопожарных разрывах между зданиями, сооружениями и наружными установками;

– своевременный сбор и утилизация разовых или аварийных подтеков нефти;

– контроль за одеждой и обувью обслуживающего персонала, а также работников подрядных организаций с целью исключения искрообразования, в том числе статического;

– недопущение отогревания трубопроводов и узлов задвижек открытым пламенем.

Распорядительным документом, в рамках создания соответствующего противопожарного режима, устанавливаются:

– недопустимость курения и применения открытого огня;

– порядок уборки горючих отходов и пыли, хранения промасленной спецодежды;

– порядок обесточивания электрооборудования по окончании рабочего дня и в случае возникновения пожара;

– порядок проведения временных огневых и других пожароопасных работ на линейной части;

– порядок осмотра и закрытия помещений по окончании рабочего дня;

– порядок действия работников при обнаружении пожара;

– порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму.

На этапе эксплуатации проектируемого объекта не допускается:

– использование первичных средств пожаротушения для хозяйственных и иных нужд, не связанных с тушением пожара;

– применение электротехнического и другого электрооборудования, степень защиты оболочки (код IP) которого не соответствует классам взрывоопасных и пожароопасных зон.

Руководители подразделений в соответствии с должностными инструкциями обязаны сообщать в органы местного самоуправления, в объектовые или территориальные подразделения

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Основная часть	Лист
							52

МЧС РФ о случаях проведения строительных или монтажных работ сторонними организациями с нарушениями норм минимально допустимых расстояний до объектов нефтепроводов.

Ответственность за обеспечение пожарной безопасности объекта несет руководитель эксплуатирующей организации.

Организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности режимного характера, не приведенные в настоящем томе, должны выполняться на этапе эксплуатации объекта в соответствии с требованиями ФЗ от 22.07.2008 № 123-ФЗ, Правил противопожарного режима в РФ, другими нормативными документами в области промышленной и пожарной безопасности.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Основная часть	Лист
										53
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		