

Общество с ограниченной ответственностью
«Экозем изыскания»

ИНН 7731600486 КПП 110101001, РК, г. Сыктывкар, 167023
ул. Морозова, д.115 ofis@ekozem.com тел. (8212) 31-85-37, 31-42-32, факс 31-41-28

ДОКУМЕНТАЦИЯ ПО ПЛАНИРОВКЕ ТЕРРИТОРИИ

**«Строительство и реконструкция трубопроводов Восточно-
Савиноборского нефтяного месторождения»**

ПРОЕКТ ПЛАНИРОВКИ ТЕРРИТОРИИ

Раздел 2

Положение о размещении линейных объектов

г. Сыктывкар 2017 г.

Общество с ограниченной ответственностью

«Экозем изыскания»

ИНН 7731600486 КПП 110101001, РК, г. Сыктывкар, 167023
ул. Морозова, д.115 ofis@ekozem.com тел. (8212) 31-85-37, 31-42-32, факс 31-41-28

ДОКУМЕНТАЦИЯ ПО ПЛАНИРОВКЕ ТЕРРИТОРИИ

«Строительство и реконструкция трубопроводов Восточно-
Савиноборского нефтяного месторождения»

ПРОЕКТ ПЛАНИРОВКИ ТЕРРИТОРИИ

Раздел 2

Положение о размещении линейных объектов

Директор



А.А. Астанин

г. Сыктывкар, 2017 г.

Содержание

Раздел 2 . Положение о размещении линейных объектов

№ п/п	Наименование документов	Номера листов
1	Наименование, основные характеристика и назначение планируемых для размещения линейных объектов	4-10
2	Перечень субъектов Российской Федерации, на территориях которых устанавливаются зоны планируемого размещения линейных объектов	10
3	Координаты характерных точек границ зон планируемого размещения линейных объектов	10-11
4	Координаты характерных точек границ зон планируемого размещения линейных объектов, подлежащих переносу (переустройству) из зон планируемого размещения линейных объектов	12
5	Предельные параметры разрешенного строительства, реконструкции объектов капитального строительства, входящих в состав линейных объектов в границах зон их планируемого размещения	12
6	Мероприятий по защите сохраняемых объектов капитального строительства	12
7	Мероприятия по сохранению объектов культурного наследия от возможного негативного воздействия	12
8	Мероприятия по охране окружающей среды	12-13
9	Мероприятия по защите территории от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, в том числе по обеспечению пожарной безопасности и гражданской обороне	13-14

1. Наименование, основные характеристика и назначение планируемых для размещения линейных объектов

Проект планировки территории выполнен на основании Приказа о подготовке документации по планировке территории для проектирования и строительства объекта «Строительство и реконструкция трубопроводов Восточно-Савиноборского нефтяного месторождения» №464-ОД от 11.07.2017 г., в рамках договора 210-17/ИЗ от «22» апреля 2017г. с ООО "СНГТ" в интересах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Проект планировки разработан с учетом положений Градостроительного кодекса Российской Федерации и Постановлением Правительства РФ от 12.05.2017г. №564 «Об утверждении Положения о составе и содержании проектов планировки территории, предусматривающих размещение одного или нескольких линейных объектов».

Проектом предусматривается строительство и реконструкция следующих трубопроводов:

I этап - Нефтедоборный коллектор "Куст скв. №333 – т. вр. в НСК "ГЗУ-8 - МФНС "Восточный Савинобор"";

II этап - Выкидная линия Сква. №6 – ГЗУ-7;

III этап - Нефтедоборный коллектор "Сква. №2 – т. вр. в НСК "ГЗУ-8 - МФНС "Восточный Савинобор"";

IV этап - Выкидная линия Сква. №347 – ЗУ-8;

V этап - Высоконапорный водовод БНГ-1 – скважина №418; Высоконапорный водовод БНГ-1 – скв.418 – скв.8.

Диаметры трубопроводов приняты на основании параметров транспортируемой среды, предоставленных в задании на проектирование, с учетом условий работы трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях и результатов расчетов. Диаметр проектируемых коллекторов принят проектом – 114 мм с толщиной стенки 6 мм. Диаметр высоконапорных водоводов принят проектом – 114 мм с толщиной стенки 10 мм и 89х10 мм. Диаметр выкидных линий принят проектом – 89 мм с толщиной стенки 6 мм.

Нефтедоборный коллектор "Куст скв. №333 – т. вр. в НСК "ГЗУ-8 – МФНС "Восточный Савинобор""

Настоящим проектом предусмотрена подземная прокладка трубопровода. Плановая протяженность составляет 600 м. Расход и давление по трубопроводу по жидкости - 11,69м³/сут., по нефти – 8,89 т/сут.

Согласно предоставленным данным были произведены расчёты диаметра трубопровода и его толщины стенки. По результатам расчётов и по согласованию с заказчиком для подземной прокладки проектом предусмотрено применение трубы 114х6 мм. Труба стальная 20А ТУ 1317-006.1-593377520-2003, класса прочности К48-50 с заводским внутренним двухслойным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации до 80°С, с наружным трехслойным покрытием из экструдированного полиэтилена, с системой защиты стыка металлизацией концов.

Все отводы и сварные стыки подземного исполнения предусмотрено покрыть термоусаживающейся манжетой ТИАЛ-М. Поверхность надземных участков проектируемого НСК предусмотрено покрыть системой лакокрасочных материалов системы К-46 фирмы «Текнос»: 1 слой - «Инерта Мастик Миокс» - 100 микрон; 2 слой – Технопласт Праймер-7 – 80 микрон; 3 слой – Технодур-0050 – 60 микрон.

Срок службы арматуры и трубопроводов - 20 лет.

Трасса проектируемого нефтесборного коллектора пересекает следующие искусственные преграды:

- на ПК5+79,56 пересекает линию ВЛ 6 кВ.
- на ПК0+73,90 пересекает нефтепровод ст. 114, глубина заложения 0,9 м;
- на ПК3+63,83 пересекает нефтепровод ст. 114, глубина заложения 1,2м;
- на ПК5+72,23 пересекает водовод ст 114, глубина заложения 1,2м;
- на ПК6+01,74 пересекает нефтепровод ст. 159, глубина заложения 0,8м.

Пересечения проектируемого трубопровода с существующими подземными трубопроводами планируется под углом не менее 60°. Расстояние в свету должно быть не менее 0,35м. Разработка траншеи производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемого трубопровода.

Пересечение проектируемого подземного трубопровода с ВЛ обустроивается в соответствии с требованиями. Угол пересечения не нормируется.

Выкидная линия Скв. №6 – ГЗУ-7

Предусмотрена подземная прокладка выкидной линии. Плановая протяженность составляет 1230,0 м. Расход и давление по трубопроводу по жидкости 51,4 м3/сут; по нефти – 19,23 т/сут.

Согласно предоставленным данным были произведены расчёты диаметра трубопровода и его толщины стенки. По результатам расчётов и по согласованию с заказчиком для подземной прокладки проектом предусмотрено применение трубы 89х6 мм. Труба стальная 20А, класса прочности К48-50 с заводским внутренним двухслойным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации до 80°С, с наружным трехслойным покрытием из экструдированного полиэтилена, с системой защиты стыка металлизацией концов.

Все отводы и сварные стыки подземного исполнения предусмотрено покрыть термоусаживающейся манжетой. Поверхность надземных участков проектируемого НСК предусмотрено покрыть системой лакокрасочных материалов системы К-46 фирмы «Текнос»: 1 слой - «Инерта Мастик Миокс» - 100 микрон; 2 слой – Технопласт Праймер-7 – 80 микрон; 3 слой – Технодур-0050 – 60 микрон.

Срок службы арматуры и трубопроводов - 20 лет.

Трасса проектируемой выкидной линии пересекает следующие искусственные преграды:

- на ПК11+10,96 внутрипромысловую автомобильную дорогу на ДНС. Ширина составляет 7,61 м;
- на ПК12+14.58 внутрипромысловую автомобильную дорогу. Ширина составляет 2,58 м;
- на ПК12+15,27 пересекает нефтепровод ст. 169, глубина заложения 0,7 м;
- на ПК12+24.44 пересекает нефтепровод ст. 114, глубина заложения 0,61 м;
- на ПК12+28,33 пересекает нефтепровод ст. 89, глубина заложения 0,7 м;
- на ПК11+72,65 пересекает линию ВЛ-6кВ;
- на ПК11+77,29 пересекает линию ВЛ-6кВ

Пересечения с автодорогами предусмотрены подземно - открытым способом (в траншее) в защитных кожухах Ду300 мм. Пересечения предусматривается под углом не

менее 600, глубина заложения – не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра.

При пересечении проектируемой выкидной линии с существующими подземными трубопроводами расстояние в свету должно быть не менее 0,35 м. Пересечение предусматривается под углом не менее 600. Разработка траншеи производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемого трубопровода.

Пересечение проектируемого подземного трубопровода с ВЛ обустраивается в соответствии с требованиями п. п. 2.5.287, 2.5.288 ПУЭ. Угол пересечения не нормируется.

Нефтеборный коллектор "Скв. №2 – т. вр. в НСК "ГЗУ-8 - МФНС "Восточный Савинобор""

Настоящим проектом предусмотрена подземная прокладка трубопровода. Плановая протяженность составляет 2060,0 м. Расход и давление по трубопроводу по жидкости - 9,5 м³/сут., по нефти – 7,8 т/сут.

Согласно предоставленным данным были произведены расчёты диаметра трубопровода и его толщины стенки. По результатам расчётов и по согласованию с заказчиком для подземной прокладки проектом предусмотрено применение трубы 114х6 мм. Труба стальная 20А ТУ 1317-006.1-593377520-2003, класса прочности К48-50 с заводским внутренним двухслойным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации до 80°С, с наружным трехслойным покрытием из экструдированного полиэтилена, с системой защиты стыка металлизацией концов.

Все отводы и сварные стыки подземного исполнения предусмотрено покрыть термоусаживающейся манжетой ТИАЛ-М. Поверхность надземных участков проектируемого НСК предусмотрено покрыть системой лакокрасочных материалов системы К-46 фирмы «Текнос»: 1 слой - «Инерта Мастик Миокс» - 100 микрон; 2 слой – Технопласт Праймер-7 – 80 микрон; 3 слой – Технодур-0050 – 60 микрон.

Срок службы арматуры и трубопроводов - 20 лет.

Трасса проектируемого нефтеборного коллектора пересекает следующие искусственные преграды:

- на ПК12+58,53 внутрипромысловую автомобильную дорогу. Ширина составляет 2,92 м;
- на ПК3+22,04 пересекает нефтепровод ст. 114, глубина заложения 0,7 м;
- на ПК7+23,18 пересекает нефтепровод ст. 114, глубина заложения 0,7 м;
- на ПК15+70,12 пересекает водовод ст. 89, глубина заложения 1,2 м;
- на ПК15+73,70 пересекает нефтепровод ст. 114, глубина заложения 0,7 м;
- на ПК15+80,81 пересекает нефтепровод ст. 114, глубина заложения 0,7 м;
- на ПК20+31,01 пересекает нефтепровод ст. 114, глубина заложения 0,7 м;
- на ПК20+31,95 пересекает нефтепровод ст. 114, глубина заложения 0,7 м;
- на ПК20+38,35 пересекает 3 нефтепровода ст. 114, глубина заложения 0,6 м;
- на ПК0+75.04 пересекает линию ВЛ-6кВ;
- на ПК1+90.54 пересекает линию ВЛ-6кВ;
- на ПК15+63.80 пересекает линию ВЛ-6кВ.

Пересечения с автодорогами предусмотрены подземно - открытым способом (в траншеи) в защитных кожухах Ду300 мм. Пересечение предусматривается под углом не менее 600, глубина заложения – не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра.

При пересечении проектируемого трубопровода с существующими подземными трубопроводами расстояние в свету должно быть не менее 0,35м. Пересечение предусматривается под углом не менее 60°. Разработка траншеи производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемого трубопровода.

Пересечение проектируемого подземного трубопровода с ВЛ обустроивается в соответствии с требованиями п. п. 2.5.287, 2.5.288 ПУЭ. Угол пересечения не нормируется.

Выкидная линия Скв. №347 – 3У-8

Предусмотрена подземная прокладка выкидной линии. Плановая протяженность составляет 670 м. Расход и давление по трубопроводу по жидкости 72,39 м³/сут; по нефти – 24,69 т/сут.

Согласно предоставленным данным были произведены расчёты диаметра трубопровода и его толщины стенки. По результатам расчётов и по согласованию с заказчиком для подземной прокладки проектом предусмотрено применение трубы 89х6 мм. Труба стальная 20А, класса прочности К48-50 с заводским внутренним двухслойным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации до 80°С, с наружным трехслойным покрытием из экструдированного полиэтилена, с системой защиты стыка металлизацией концов.

Все отводы и сварные стыки подземного исполнения предусмотрено покрыть термоусаживающейся манжетой. Поверхность надземных участков проектируемого НСК предусмотрено покрыть системой лакокрасочных материалов системы К-46 фирмы «Текнос»: 1 слой - «Инерта Мастик Миокс» - 100 микрон; 2 слой – Технопласт Праймер-7 – 80 микрон; 3 слой – Технодур-0050 – 60 микрон.

Срок службы арматуры и трубопроводов - 20 лет.

Трасса проектируемой выкидной линии пересекает следующие искусственные преграды:

- на ПК0+23,51 пересекает надз. кабельную эстакаду Н=5,09 м;
- на ПК1+87,02 пересекает водовод ст. 89, глубина заложения 1,2 м;
- на ПК1+90,80 пересекает нефтепровод ст. 114, глубина заложения 0,6 м;
- на ПК1+98,62 пересекает нефтепровод, недейств. ст. 114, глубина заложения 0,6 м;
- на ПК6+56,62 пересекает нефтепровод, недейств. ст. 114, глубина заложения 0,6 м;
- на ПК6+57,83 пересекает нефтепровод ст. 114, глубина заложения 0,6 м;
- на ПК6+63,55 пересекает нефтепровод ст. 114, глубина заложения 0,7 м;
- на ПК0+15,13 пересекает электрокабель;
- на ПК1+79,67 пересекает линию ВЛ-6кВ.

При пересечении проектируемого трубопровода с существующими подземными трубопроводами расстояние в свету должно быть не менее 0,35м. Пересечение предусматривается под углом не менее 60°. Разработка траншеи производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемого трубопровода.

Пересечение проектируемого подземного трубопровода с ВЛ обустроивается в соответствии с требованиями п. п. 2.5.287, 2.5.288 ПУЭ. Угол пересечения не нормируется.

Высоконапорный водовод БНГ-1 – скважина №418

Предусмотрена подземная прокладка высоконапорного водовода. Плановая протяженность составляет 5063 м. Расход и давление по трубопроводу по жидкости (воды) - 30,0 м³/сут.

Согласно предоставленным данным были произведены расчёты диаметра трубопровода и его толщины стенки. По результатам расчётов и по согласованию с заказчиком для подземной прокладки проектом предусмотрено применение трубы 114х10 мм. Труба стальная 20А, класса прочности К48-52 с заводским внутренним двухслойным антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов с

Объект: «Строительство и реконструкция трубопроводов Восточно-Савиноборского нефтяного месторождения»

температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80 °С, с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена по ТУ 1390-044-32256008-03, с дополнительным металлизационным покрытием концов труб.

Все отводы и сварные стыки подземного исполнения предусмотрено покрыть термоусаживающейся манжетой ТИАЛ-М по ТУ 2293-002-58210788-2004. Поверхность надземных участков проектируемого НСК предусмотрено покрыть системой лакокрасочных материалов системы К-46 фирмы «Текнос»: 1 слой - «Инерта Мастик Миокс» - 100 микрон; 2 слой – Технопласт Праймер-7 – 80 микрон; 3 слой – Технодур-0050 – 60 микрон.

Срок службы арматуры и трубопроводов - 20 лет.

Трасса проектируемого водовода пересекает следующие преграды:

- на ПК6+77,60 пересекает р.Мал.Сойю, ширина русла 6,53 м, глубина 0,46 м;
- на ПК6+77,60 пересекает р.Войвож, ширина русла 3,66 м, глубина 0,5 м;
- на ПК6+77,60 пересекает р. Кыдзявож, ширина русла 6,55 м, глубина 0,61 м;
- на ПК1+69,88 внутрипромысловую автомобильную дорогу на скв.316. Ширина проезжей части составляет 4,58 м, ширина основания насыпи – 10,71 м;
- на ПК3+44,85 а/д Нижний Одес-Вуктыл - Шердино. Ширина проезжей части составляет 5,38 м, ширина основания насыпи – 13,21 м;
- на ПК17+42,94 Внутрипромысловую автомобильную дорогу на ГЗУ-9. Ширина проезжей части составляет 6,72 м, ширина основания насыпи – 10,82 м;
- на ПК28+35,37 а/д Нижний Одес-Вуктыл - Шердино. Ширина проезжей части составляет 5,78 м, ширина основания насыпи – 16,34 м;
- на ПК31+15,94 внутрипромысловую автомобильную дорогу на скв.8. Ширина проезжей части составляет 7,93 м, ширина основания насыпи – 7,93 м;
- на ПК0+01,85 пересекает надземную кабельную эстакаду Н=3,1 м;
- на ПК0+03,99 пересекает водовод ст. 89, глубина заложения 0,9 м;
- на ПК0+12,20 пересекает нефтепровод ст. 89, глубина заложения 0,9 м;
- на ПК0+58,91 пересекает нефтепровод ст. 114, глубина заложения 1,0 м;
- на ПК2+51,37 пересекает водовод ст. 114, глубина заложения 1,2 м;
- на ПК2+59,57 пересекает нефтепровод ст. 114, глубина заложения 0,9 м;
- на ПК2+61,15 пересекает нефтепровод ст. 114, глубина заложения 0,7 м;
- на ПК2+85,07 пересекает водовод ст. 114, глубина заложения 1,1 м;
- на ПК2+89,19 пересекает водовод ст. 114, глубина заложения 1,2 м;
- на ПК3+34,29 пересекает нефтепровод ст. 219, глубина заложения 0,8 м;
- на ПК3+53,05 пересекает нефтепровод недейств.ст. 114, глубина заложения 0,3 м;
- на ПК3+62,83 пересекает нефтепровод недейств. ст. 114, глубина заложения 0,3 м;
- на ПК4+17,24 пересекает нефтепровод недейств. ст. 76, глубина заложения 0,5 м;
- на ПК11+98,01 пересекает нефтепровод недейств. ст. 114, глубина заложения 0,3 м;
- на ПК12+00,00 пересекает нефтепровод недейств. ст. 114, глубина заложения 0,3 м;
- на ПК12+51,20 пересекает нефтепровод ст. 114, глубина заложения 1,2 м;
- на ПК12+56,15 пересекает нефтепровод ст. 114, глубина заложения 1,1 м;
- на ПК12+58,64 пересекает нефтепровод ст. 114, глубина заложения 1,2 м;
- на ПК12+68,48 пересекает нефтепровод ст. 168, глубина заложения 0,7 м;
- на ПК17+55,82 пересекает нефтепровод ст. 114, глубина заложения 1,8 м;
- на ПК27+50,10 пересекает нефтепровод недейств. ст. 114, глубина заложения 0,8 м;
- на ПК27+58,22 пересекает нефтепровод ст. 219, глубина заложения 0,8 м;
- на ПК41+70,45 пересекает нефтепровод недейств. ст. 114, глубина заложения 0,8 м;
- на ПК41+71,79 пересекает водовод ст. 114, глубина заложения 1,0 м;

- на ПК49+15,27 пересекает нефтепровод ст. 114, глубина заложения 1,2 м;
- на ПК49+17,84 пересекает нефтепровод ст. 114, глубина заложения 0,9 м;
- на ПК50+59,79 пересекает водовод ст. 114, глубина заложения 1,2 м;
- на ПК2+47,62 пересекает линию ВЛ-6кВ Ф-8;
- на ПК3+21,10 пересекает линию ВЛ-6кВ Ф-8;
- на ПК15+14,83 пересекает линию ВЛ-6кВ Ф-10;
- на ПК27+80,90 пересекает линию ВЛ-6кВ Ф-10.

Пересечение с водными преградами предусмотрено надводно (на отдельно стоящих опорах) в защитном кожухе Ду400 мм.

Пересечения с автодорогами предусмотрены подземно - открытым способом (в траншее) в защитных кожухах Ду400 мм. Пересечение с автодорогами предусматривается под углом не менее 60°, глубина заложения – не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра.

При пересечении проектируемого трубопровода с существующими подземными трубопроводами расстояние в свету должно быть не менее 0,35м. Пересечение предусматривается под углом не менее 60°. Разработка траншеи производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемого трубопровода.

Пересечение проектируемого подземного трубопровода с ВЛ обустроивается в соответствии с требованиями п. п. 2.5.287, 2.5.288 ПУЭ. Угол пересечения не нормируется.

Высоконапорный водовод БНГ-1 – скважина №418

Предусмотрена подземная прокладка высоконапорного водовода. Плановая протяженность составляет 285 м. Расход и давление по трубопроводу по жидкости (воды) - 30,0 м³/сут.

Согласно предоставленным данным были произведены расчёты диаметра трубопровода и его толщины стенки. По результатам расчётов и по согласованию с заказчиком для подземной прокладки проектом предусмотрено применение трубы 89х10 мм. Труба стальная 20А, класса прочности К48-52 с заводским внутренним двухслойным антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80 °С, с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена по ТУ 1390-044-32256008-03, с дополнительным металлизационным покрытием концов труб.

Все отводы и сварные стыки подземного исполнения предусмотрено покрыть термоусаживающейся манжетой ТИАЛ-М по ТУ 2293-002-58210788-2004. Поверхность надземных участков проектируемого НСК предусмотрено покрыть системой лакокрасочных материалов системы К-46 фирмы «Текнос»: 1 слой - «Инерта Мастик Миокс» - 100 микрон; 2 слой – Технопласт Праймер-7 – 80 микрон; 3 слой – Технодур-0050 – 60 микрон.

Срок службы арматуры и трубопроводов - 20 лет.

Трасса проектируемого водовода пересекает следующие преграды:

- на ПК2+64,98 пересекает нефтепровод недейств. ст. 114, глубина заложения 0,6 м;
- на ПК2+81,83 пересекает нефтепровод недейств. ст. 114, глубина заложения 0,6 м;
- на ПК2+86,00 пересекает водовод ст. 114, глубина заложения 1,2 м;

При пересечении проектируемого трубопровода с существующими подземными трубопроводами расстояние в свету должно быть не менее 0,35м. Пересечение предусматривается под углом не менее 60°. Разработка траншеи производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемого трубопровода.

Схемные решения сбора продукции скважин, позволяют осуществлять сбор продукции, и его транспорт к существующим стационарным измерительным установкам.

2. Перечень субъектов Российской Федерации, на территориях которых устанавливаются зоны планируемого размещения линейных объектов

Проектируемые земельные участки, на которые разрабатывается проект планировки территории, расположены на территории Вуктыльского и Сосногорского районов Республики Коми на землях Конашьельского участкового лесничества ГУ «Сосногорское лесничество» и Шердинского лесничества ГУ «Вуктыльское лесничество», в границах кадастровых кварталов 11:17:0102002, 11:19:0301001, и находятся в 60 км от п. Нижний Одес.

3. Координаты характерных точек границ зон планируемого размещения линейных объектов

Проект планировки территории подготовлен в соответствии с системой координат, используемой для ведения Единого государственного реестра недвижимости - 63 Q5 усеченная – для ГО «Вуктыл» и 63 Q5 – для МР «Сосногорск».

Каталог координат характерных точек границ зон планируемого размещения линейных объектов представлен в таблице 1.

Таблица 1. Каталог координат

№ точки	X (север)	Y (восток)	№ точки	X (север)	Y (восток)
1	7043552.42	5410134.86	31	7042462.70	5410559.01
2	7043555.98	5410164.49	32	7042375.28	5410571.32
3	7043532.15	5410167.29	33	7042362.48	5410560.68
4	7043531.46	5410161.55	34	7042244.98	5410558.60
5	7043466.76	5410169.32	35	7042174.71	5410572.31
6	7043439.26	5410193.95	36	7042139.24	5410477.94
7	7042454.32	5410402.69	37	7041361.73	5410623.42
8	7042449.26	5410410.47	38	7041356.42	5410639.07
9	7042409.35	5410418.93	39	7040397.07	5410828.05
10	7042397.93	5410411.50	40	7040328.35	5410804.90
11	7042363.37	5410417.72	41	7041329.03	5410607.77
12	7042360.21	5410400.16	42	7041334.42	5410591.90
13	7042372.02	5410398.04	43	7040055.00	5410858.74
14	7042370.93	5410391.97	44	7040042.10	5410897.98
15	7042403.04	5410386.20	45	7039878.24	5410930.26
16	7042414.10	5410393.39	46	7039868.94	5411069.51
17	7042434.56	5410389.05	47	7039644.31	5411093.83
18	7042439.62	5410381.28	48	7039702.52	5411156.45
19	7043428.02	5410171.80	49	7039627.24	5411128.34
20	7043456.38	5410146.40	50	7039606.78	5411106.33
21	7042162.32	5410437.00	51	7039595.75	5411116.58
22	7042197.70	5410531.15	52	7039533.52	5411093.33
23	7042241.82	5410522.54	53	7039577.78	5411084.13
24	7042375.76	5410524.91	54	7039601.30	5411062.28
25	7042386.04	5410533.45	55	7039835.03	5411036.97
26	7042422.04	5410528.38	56	7039844.16	5410900.28
27	7042421.02	5410520.17	57	7038160.79	5411139.18
28	7042442.37	5410517.51	58	7038196.10	5411159.37
29	7042444.59	5410535.38	59	7038207.10	5411140.13
30	7042459.05	5410533.50	60	7038229.72	5411153.07

61	7038219.65	5411170.69	104	40252.79	410862.63
62	7038223.55	5411177.39	105	40271.55	410951.91
63	7038208.40	5411186.22	106	40211.10	410964.62
64	7038205.03	5411192.11	107	40243.67	411119.63
65	7038201.63	5411190.17	108	40391.85	411233.15
66	7038196.67	5411193.06	109	40401.35	411304.89
67	7038154.78	5411169.18	110	40358.08	411361.36
68	7038034.85	5411184.42	111	40319.68	411331.92
69	7037788.22	5411276.57	112	40334.26	411312.88
70	7037729.33	5411228.16	113	40353.63	411327.71
71	7037697.44	5411245.14	114	40376.25	411298.18
72	7037704.61	5411293.80	115	40369.36	411246.16
73	7037711.40	5411296.00	116	40222.01	411133.27
74	7037708.77	5411304.13	117	40182.67	410946.07
75	7037716.96	5411306.63	118	40243.13	410933.36
76	7037711.62	5411321.29	119	40229.30	410867.57
77	7037683.03	5411312.04	120	40328.35	410804.90
78	7037674.18	5411251.88	121	40397.07	410828.05
79	7037635.45	5411272.53	122	40042.10	410897.98
80	7036967.89	5411367.15	123	40055.00	410858.74
81	7036954.61	5411356.23	124	39627.24	411128.34
82	7036926.11	5411373.07	125	39702.52	411156.45
83	7036682.44	5411407.60	126	39817.10	411279.73
84	7036700.19	5411532.86	127	39792.53	411302.56
85	7036554.51	5411580.38	128	39780.28	411289.38
86	7036509.57	5411630.34	129	39778.48	411291.05
87	7036495.84	5411617.99	130	39533.52	411093.33
88	7036449.53	5411650.75	131	39595.75	411116.58
89	7036433.94	5411628.71	132	39594.94	411117.33
90	7036453.53	5411614.85	133	38599.46	411324.31
91	7036455.26	5411617.30	134	38580.97	411360.53
92	7036497.64	5411587.32	135	38308.92	411326.93
93	7036507.77	5411596.44	136	37853.00	411401.34
94	7036540.96	5411559.55	137	37833.62	411377.63
95	7036673.60	5411516.28	138	37707.50	411332.60
96	7036655.31	5411387.21	139	37717.64	411304.76
97	7036918.02	5411349.98	140	37734.57	411310.89
98	7036956.87	5411327.02	141	37736.88	411304.47
99	7036974.97	5411341.90	142	37855.19	411347.14
100	7037627.89	5411249.37	143	37867.71	411362.46
101	7037732.88	5411193.39	144	38308.21	411290.57
102	7037793.72	5411243.56	145	38560.37	411321.71
103	7038027.85	5411156.07	146	38575.23	411292.58

4. Координаты характерных точек границ зон планируемого размещения линейных объектов, подлежащих переносу (переустройству) из зон планируемого размещения линейных объектов

Проектом планировки территории не предусмотрен перенос (переустройство) из зон планируемого размещения линейного объекта.

5. Предельные параметры разрешенного строительства, реконструкции объектов капитального строительства, входящих в состав линейных объектов в границах зон их планируемого размещения

Предельные параметры проектом планировки территории не установлены.

6. Мероприятий по защите сохраняемых объектов капитального строительства

Размещение планируемого линейного объекта не оказывает негативного воздействия на существующие и проектируемые объекты капитального строительства.

7. Мероприятия по сохранению объектов культурного наследия от возможного негативного воздействия

Проектируемые объекты будут сооружаться в существующем коридоре трубопроводов на достаточно хорошо освоенной территории Восточно-Савиноборского нефтяного месторождения, поэтому строительные работы объекты историко-культурного наследия не затронут.

Объекты культурного наследия, на территории изысканий археологические памятники и другие объекты культурного наследия отсутствуют.

8. Мероприятия по охране окружающей среды

Охрана окружающей среды в зоне размещения объекта должна осуществляться в соответствии с действующими нормативными правовыми актами по вопросам охраны окружающей природной среды и рациональному использованию природных ресурсов.

Работа машин и механизмов должна быть отрегулирована на минимально допустимый выброс выхлопных газов и уровень шума. Выполнение работ на отведенной полосе должно вестись с соблюдением чистоты территории, санитарно-бытовые помещения должны быть оборудованы средствами биологической очистки или сбором бытовых отходов в непроницаемую металлическую емкость с регулярной последующей ее очисткой и обеззараживанием.

Территория должна предохраняться от попадания в нее горючесмазочных материалов. Все виды отходов, образующиеся в процессе строительства, собираются в закрытые металлические контейнеры на территории предприятия, производящего строительство, и вывозятся лицензированной организацией на свалку ТБО. При соблюдении норм и правил сбора и хранения отходов, а также своевременном удалении отходов с территории строительства, отрицательное воздействие отходов на окружающую среду будет максимально снижено.

По окончании работ, земли, отведенные во временное пользование, возвращаются землепользователям в состоянии, пригодном для использования их по назначению.

Трубопроводы выполнены с соблюдением действующих норм и правил взрыво- и пожароопасности и обеспечивают безопасную эксплуатацию запроектированных объектов.

Организация условий и охраны труда рабочих и служащих предприятия предусмотрена с учетом соблюдения действующих СНиП, правил по охране труда, пожарной безопасности, по технике безопасности при эксплуатации электроустановок и т.д.

Указанные мероприятия разрабатываются в соответствии с основами законодательства Российской Федерации об охране труда (постановление Правительства России от 26.08.95 г. №843 «О мерах по улучшению условий и охраны труда»), а также другими нормативно-правовыми актами по охране труда.

Для снижения выбросов вредных веществ в окружающую среду при строительстве и эксплуатации проектируемых сооружений предусматриваются следующие мероприятия:

- герметизированная схема технологического процесса;
- соединение труб между собой на сварке, трубопроводы не имеют фланцевых или других разъёмных соединений, кроме мест установки арматуры или присоединения к оборудованию;
- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ;
- установка обратного клапана в конце проектируемых выкидного трубопровода, что уменьшает объем утечек жидкости при разгерметизации трубопроводов.

9. Мероприятия по защите территории от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, в том числе по обеспечению пожарной безопасности и гражданской обороне

При штатной эксплуатации трубопроводов выбросы токсичных веществ отсутствуют.

Технологическими решениями предусмотрен комплекс мероприятий по сокращению потерь от испарения, утечек, разлива и аварий.

Для исключения потерь от утечек предусматривается:

- соединения трубопровода выполнены на сварке.

Продукция скважин представляет опасность для людей как пожаро – взрывоопасная смесь с воздухом, а также как вещество, имеющее вредное воздействие на животный и растительный мир окружающей среды.

Возможные причины и факторы, способствующие возникновению и развитию аварий связаны с отказом оборудования, с ошибочными действиями персонала и с внешними воздействиями природного и техногенного характера.

К основным причинам и факторам, связанным с отказом оборудования относятся:

- Опасности, связанные с типовыми процессами. Для трубопроводов это циклические нагрузки, вызванные воздействием на трубопровод неуставившихся режимов перекачки вследствие переключения или остановки отдельных насосов на скважинах (закрытия/открытия линейных задвижек). Происходящие при этом гидравлические удары (резкое кратковременное превышение номинального давления) в конечном итоге приводят к образованию усталостных трещин в концентраторах напряжений, что вызывает разрушение трубопроводов.

- Физический износ, коррозия, механическое повреждение, брак при сварке, усталость металла. Заметное влияние на износ оборудования оказывает то, что в нефти содержится большое количество агрессивных примесей, абразивных частиц (песок), пластовой воды.

Внешняя поверхность нефтепровода надежно защищена от коррозии антикоррозионным покрытием.

К основным причинам и факторам, связанным с ошибочными действиями персонала относятся:

- Некачественная диагностика и выявление дефектов во время эксплуатации. Дефекты, которые вовремя не ликвидируются из-за отсутствия или неудовлетворительного качества ремонтных работ или из-за недооценки опасности дефектов. Нарушение сроков проведения диагностики оборудования (или её не проведение).

- Ошибки операторов. Резкое повышение давления сверх нормативного, отступление от технологического регламента ведения работ, пуска и остановки системы, нарушение инструкций и т.д.

- Механическое повреждение.

К основным причинам и факторам, связанным с внешними воздействиями природного и техногенного характера относятся:

- Разряд атмосферного электричества. Разряд атмосферного электричества возможен при поражении объекта молнией, при вторичном её воздействии или при заносе в него высокого потенциала. Поражение объекта молнией возможно при совместной реализации двух событий – прямого удара молнией и отказа молниеотвода (из-за его отсутствия, неправильного конструктивного исполнения, неисправности).

- Сильный ветер (скорость при порывах 25 м/сек. и более), сильный гололёд (отложения на проводах диаметром 20 мм и более), сильная метель в сочетании с сильным ветром (скоростью 15 м/сек. и более), которые могут вызвать аварии на энергетических сетях и привести к перерывам в подачи электроэнергии.

- Низкая температура воздуха. Приводит к повышению вязкости нефти, образованию парафиновых пробок в местах скопления воды и, следовательно, к повышению давления в трубопроводах. Также возможны температурные деформации нефтепровода.

- Землетрясение, оползневые и карстовые явления.

- Повреждения нефтепровода при деформациях грунта. Деформация грунта происходит в форме обвалов, оползней, селевых потоков, термокарста, пучения грунта, солифлюкций.

- Неравномерная осадка нефтепровода. Проявляется на узлах линейной арматуры, береговых гребёнках и на примыкающих к ним участках.

- Падение самолёта, метеорита и т.п.

- Диверсии и террористические акты, акты вандализма.

Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций на проектируемом объекте обслуживающий персонал должен выполнять тщательное наблюдение за состоянием трубопроводов, фланцевых соединений, сварных швов, антикоррозионных покрытий.

При возникновении аварийных ситуаций обслуживающий персонал должен четко действовать в соответствии с «планом локализации аварийных ситуаций», специально разработанным для данного предприятия.