



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«САМАРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТЕДОБЫЧИ»
(ООО «СамараНИПИнефть»)

Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-6 до УПН Донецко-Сыртовская (2-я нитка)

Проектная документация

Раздел 1 «Пояснительная записка»

6035П-П-030.000.000-ПЗ-01

Том 1

Изм.	№ док	Подп.	Дата
1	04-21	Семенова	12.21

6035P-P-030_000_000-
PZ-01-PZ-001-RC02



2021



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«САМАРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТЕДОБЫЧИ»
(ООО «СамараНИПИнефть»)

Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-6 до УПН Донецко-Сыртовская (2-я нитка)

Проектная документация

Раздел 1 «Пояснительная записка»

6035П-П-030.000.000-ПЗ-01

Том 1

Главный инженер

Кашаев Д.В.

Главный инженер проекта

Семенова Ю.Г.

Изм.	№ док	Подп.	Дата
1	04-21	Семенова	12.21

2021

Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений								
Изм.	Номера листов (страниц)				Всего Листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				
1	-	все	-	-	171	04-21	Семенова	12.21

Изменения И1 внесены на основании Изменения №1 к заданию на проектирование от 18.01.2021г. ОА «Оренбургнефть».

В разработке технической документации тома 1 принимали участие специалисты:

Бюро ГИПов:


ГИП

Ю.Г. Семенова

Принятые технические решения соответствуют требованиям действующих законодательных актов, норм и правил России по взрывопожарной и экологической безопасности, по охране труда, технике безопасности, промышленной санитарии и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объектов и сооружений при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией

Главный инженер проекта

Семенова Ю.Г.

Взам. инв. №							6035П-П-030.000.000-ПЗ-01	Стадия	Лист	Листов
Подпись и дата							Том 1 - Раздел 1 «Пояснительная записка»			
	1	-	Зам.	04-21	Семенова	12.21				
Инв. № подл.	Изм.	Копуч	Лист	№док	Подп.	Дата				
	Н.контроль	Семенова				12.21				
	ГИП	Семенова				12.21				

Содержание

1 Реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке проектной документации	1.1
2 Исходные данные и условия для разработки проекта.....	2.1
3 Сведения о климатической, географической и инженерно-геологической характеристике района, на территории которого предполагается осуществлять строительство линейного объекта	3.1
3.1 Описание района работ	3.1
3.2 Существующее положение разработки Донецко-Сыртовского месторождения	3.3
4 Описание вариантов маршрутов прохождения линейного объекта по территории района строительства.....	4.1
5 Сведения о линейном объекте с указанием наименования, назначения и месторасположения начального и конечного пунктов линейного объекта	5.1
6 Техничко-экономическая характеристика проектируемого линейного объекта	6.1
7 Сведения о земельных участках, изымаемых во временное (на период строительства) и (или) постоянное пользование, обоснование размеров изымаемого земельного участка	7.1
8 Сведения о категории земель, на которых располагается (будет располагаться) объект капитального строительства	8.1
9 Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков, в случае их изъятия во временное и (или) постоянное пользование	9.1
10 Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований.....	10.1
11 Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий	11.1
12 Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов.....	12.1
13 Сведения о предполагаемых затратах, связанных со сносом зданий и сооружений, переселением людей, переносом сетей инженерно-технического обеспечения (при необходимости).....	13.1
13.1 Описание принципиальных проектных решений, обеспечивающих надежность линейного объекта, последовательность его строительства, намечаемые этапы строительства и планируемые сроки ввода их в эксплуатацию	13.2
13.2 Планировочные решения земельного участка	13.2
13.3 Технологические решения	13.2
13.4 Система электроснабжения.....	13.3
13.5 Электрохимзащита	13.3
13.6 Противопожарные мероприятия.....	13.4
13.7 Автоматизация комплексная	13.6
14 Заверение проектной организации	14.1
15 Приложения	15.1

Приложение А Задание на проектирование «Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения»	15.1
Приложение Б Технические требования на проектирование №96.19 от 25.10.2018г.	15.24
Приложение В Акт предпроектного обследования от 15.10.2018г.	15.61
Приложение Г Изменение № 1 в задание на проектирование от 18.01.2021г.	15.72
Приложение Е Технические условия на электроснабжение №29-08/31-12ту от 22.06.2021г.	15.108
Приложение И Лицензия на пользование недрами ОРБ 03183 НЭ от 03.04.2019г.	15.110
Приложение К Технические условия №0601/07/1923/21 от 14.10.2021г., выданные ПАО «Ростелеком» Оренбургский филиал	15.129
Приложение Л Технические условия от Филиала ПАО «ФСК ЭС» МЭС Волги №104 от 01.10.2021г.	15.132
Приложение М Технические условия на пересечение от Филиала ПАО «МРСК Волги» - «Оренбургэнерго» №ТУ-52 от 22.12.2021г.	15.135
Приложение Н Технические условия от ГУДХОО №14/05-127 от 16.12.2021г. ...	15.137
Приложение П Постановление об утверждении ППТиПМТ №1022-п от 14.12.2021г.	15.139

1 Реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке проектной документации

Проект «Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-6 до УПН Донецко-Сыртовская (2-я нитка)» разрабатывается на основании заключенного ДС № 82 от 01.02.2019г. к договору генерального подряда №7700018/2522Д от 12.10.2018г. между АО «Оренбургнефть» со стороны Заказчика и ООО «СамараНИПИнефть» со стороны Генподрядчика. Реквизиты сторон приведены ниже.

Заказчик: 461040 Оренбургская обл., г.Бузулук, ул. Магистральная д.2, ИНН 5612002469, р/с 40702810100000005129 в ПАО «ВБРР», к/с 30101810900000000880, БИК 044525880

Подрядчик: 443096 г.Самара, ул. Вилоновская 18, ИНН 6316058992, р/с 40702810100000001974 в ПАО «Всероссийский банк развития регионов» г. Москва БИК 044525880 к/с 30101810900000000880, КПП 631601001.

2 Исходные данные и условия для разработки проекта

Исходными данными для разработки данного раздела проекта являются следующие документы и материалы:

- Задание на проектирование «Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения», утвержденного заместителем генерального директора по развитию производства ПАО «Оренбургнефть» А.В. Кудряшовым 27.11.2018г. (**Приложение А**);
- Технические требования № 96.19 на проектирование «Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения», утвержденные заместителем генерального директора по развитию производства ПАО «Оренбургнефть» А.В. Кудряшовым 25.10.2018г. (**Приложение Б**);
- Технические условия на подключение «Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения» от 19.09.2018г. (**Приложение Г**);
- Технические условия на электроснабжение №29-09/31-12ту по объекту «Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения» от 31.08.2018г. (**Приложение Д**);
- Технические условия на электроснабжение №29-10/26-04ту по объекту «Сбор нефти и газа со скважин №№ 4228, 4229, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения» от 31.08.2018г. (**Приложение Е**);
- Технические условия на водоснабжение, водоотведение по объекту: «Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4233, 4236, 4252 Донецко-Сыртовского месторождения» №65/96.19 от 26.10.2018г. (**Приложение Ж**);
- Лицензия на право пользования недрами с целевым назначением и видами работ: добыча нефти и газа на Донецко-Сыртовском месторождении ОРБ № 03183 НЭ выдана АО «Оренбургнефть» 03.04.2019г. сроком до 31 декабря 2120 года (**Приложение И**);
- «Дополнение к технологической схеме разработки Донецко-Сыртовского газонефтяного месторождения Оренбургской области», выполненного ПАО «Самаранефтегеофизика», г. Самара, 2016г. (протокол ЦКР Роснедр по УВС № 6590 от 12.10.2016г.);
- Материалы инженерных изысканий выполненных ООО «СамараНИПИнефть» в 2018г;
- Акт предпроектного обследования от 15.10.2018г. (**Приложение Г**);
- Проект планировки территории и проект межевания территории (Постановление об утверждении от 2019г. (**Приложение Л**));

Настоящий раздел разработан с учетом требований следующих документов:

- ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;
- ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация»;
- РД 39-0148311-605-86 «Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов»;
- Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопровода», утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27 декабря 2012 г. N 784. (Взамен ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопровода»);
- Приказ от 12 марта 2013 года N 101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (с изменениями на 12 января 2015 года) (редакция, действующая с 1 января 2017 года)» (Взамен Постановления N 56 от 5 июня 2003 года «Об утверждении Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (зарегистрировано Министерством юстиции Российской Федерации 20 июня 2003 г., регистрационный N 4812);
- СП 18.13330.2011 «Генеральные планы промышленных предприятий», актуализированная редакция СНиП II-89-80;
- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- СП 28.13330.2012 «Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85»;
- СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;

- Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- ФНИП «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов» Приказ №49330 от 20.12.2017;
- Постановление правительства РФ от 16.02.2008г. №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок» 2002 г., издание 7.

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

3.1 Описание района работ

В административном отношении проектируемый объект расположен в Переволоцком районе Оренбургской области.

Ближайшие к району работ населенные пункты:

- п. Сырт, расположенный в 1,5 км к южнее от места проведения инженерных изысканий;
- с. Бродецкое, расположенное в 8,0 км к северо-востоку от места проведения инженерных изысканий.

Дорожная сеть района работ представлена автомобильной дорогой «Сырт – Кариновка», подъездными автодорогами к указанным выше селам, а также проселочными дорогами. В качестве подъездных дорог к проектируемым объектам использовались имеющиеся проселочные дороги.

Гидрография представлена р. Бол. Каргалка и водными объектами ее бассейна, а также временными водотоками в оврагах и балках. Река Бол. Каргалка протекает севернее площадки проектирования. Пересечение водных преград отсутствует.

Местность района работ открытая, с абсолютными отметками поверхности 190,00 м – 300,00 м.

В районе проектируемых объектов охраняемых природных территорий (заповедников, заказников, памятников природы) нет

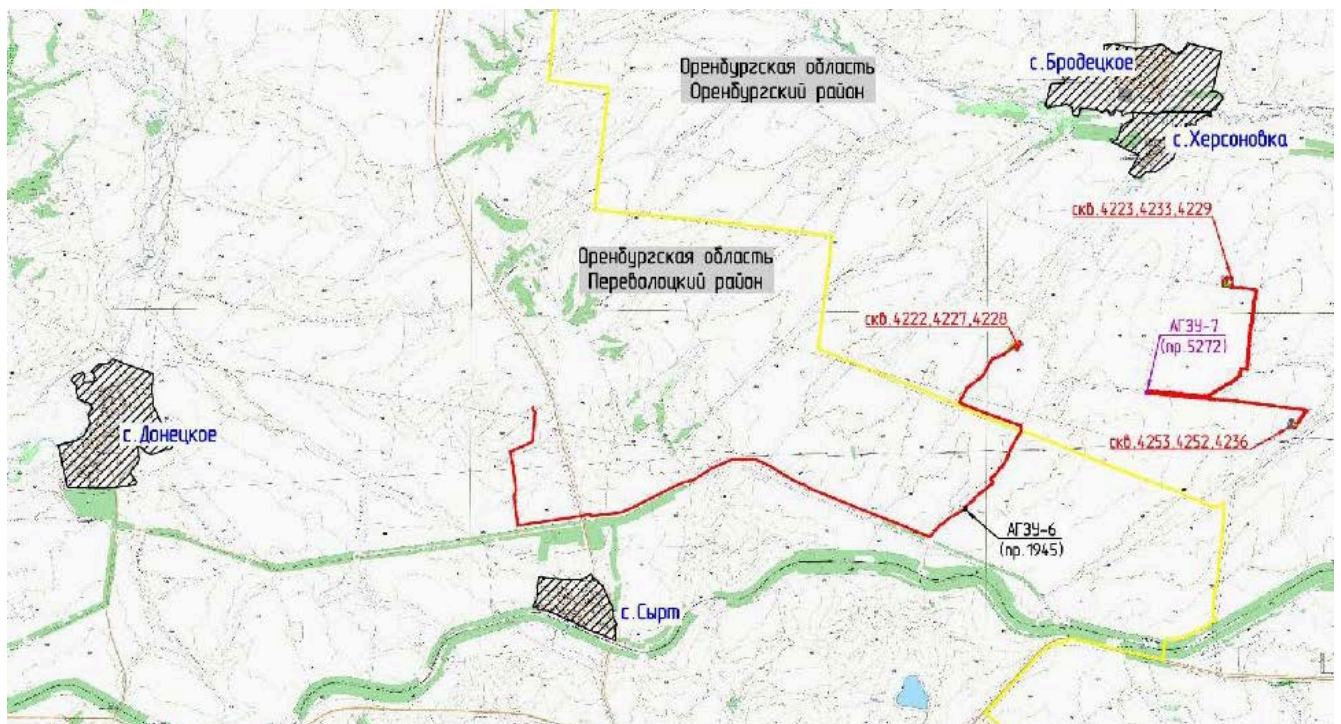


Рисунок 3.1.1 – Обзорная схема района работ

В физико-географическом отношении территория Оренбургской области охватывает юго-восточную окраину Восточно-Европейской равнины, южную оконечность Урала и южное Зауралье.

Вся западная граница Оренбургской области приходится на Самарскую область. На крайнем северо-западе область граничит с Татарстаном. Почти вся северная граница от реки Ик до реки Урал огибает Башкортостан. На северо-востоке область граничит с Челябинской областью. Восточная и южная граница протяженностью 1670 км приходится на три области Казахстана: Кустанайскую, Актюбинскую и Западно - Казахстанскую.

Согласно ГОСТ 16350-80, район изысканий расположен в макроклиматическом районе с умеренным климатом, климатический район – умеренный II₅. Согласно СП 131.13330.2012 «Строительная климатология» (рис. 1) территория изысканий относится к климатическому району - IIIА.

Температура почвогрунтов в районе проектирования изменяется от самых низких значений на глубинах до 0,4 м в феврале до наибольшего прогрева на поверхности – в июле. Данные о средней месячной и годовой температуре поверхности почвы (тип почвы – темно-каштановая суглинистая) представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Средняя месячная и годовая температура поверхности почвы, °С (НПСК)

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
-15	-15	-7	7	20	25	27	24	15	5	-4	-11	6

Нормативная глубина промерзания грунта определена согласно СП 22.13330.2016 (п.п. 5.5.2-5.5.3) (таблица 3.2).

Таблица 3.2 - Нормативная глубина промерзания грунтов, м

Грунт	M_t	d_0	Глубина промерзания, м
Суглинки, глины	50,6	0,23	1,64
Супесь, песок пылеватый или мелкий		0,28	1,99
Пески гравелистые, крупные, средней крупности		0,30	2,13
Крупнообломочный грунт		0,34	2,42

Ветер на территории преобладает западной четверти (39% повторяемости), штиль за год составляет 21%. Средняя скорость ветра, превышение которой в году составляет 5% - 7 м/с. По картам районирования (ПУЭ-7) территория изысканий находится в III ветровом районе со значением показателя 0,65 кПа (32 м/с), в зоне с частой и интенсивной пляской проводов (частота повторяемости пляски более 1 раз в 5 лет).

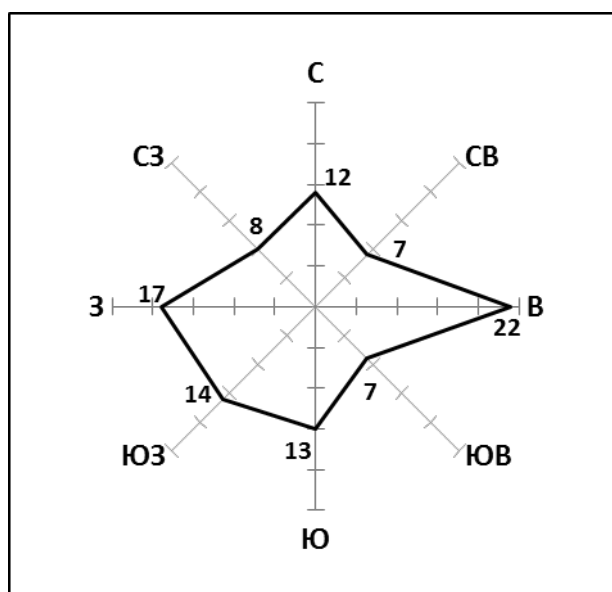


Рисунок 3.1.2 - Годовая повторяемость направлений ветра, %

По карте районирования (карта 2, СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия» территория изысканий по давлению ветра относится к III району со значением показателя 0,38 кПа.

Согласно СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий», по относительной влажности территория изысканий относится к 3 (сухой) зоне. Осадки на территории составляют в среднем за год 355 мм. Главную роль в формировании стока играют осадки зимнего периода, большая часть жидких осадков расходуется на испарение и просачивание. Суточный максимум осадков равен 62 мм (СП 131.13330.2012).

Снежный покров появляется чаще всего в последней декаде октября - первой декаде ноября (средняя дата - 1 ноября). Первый снег долго не лежит и тает. Устойчивый покров образуется обычно к 22 ноября. Максимальной мощности снеговой покров достигает к третьей декаде февраля. Разрушение снежного покрова и сход его протекает в более сжатые сроки, чем его образование. По карте

районирования территория изысканий по расчетному значению веса снегового покрова земли относится к III району (СП 20.13330.2016, карта 1) со значением показателя 1,5 кПа.

Гололедно-изморозевые образования наблюдаются в период с ноября по март. По карте районирования территория изысканий по толщине стенки гололеда относится ко II району (СП 20.13330.2016, карта 3) со значением показателя 5 мм. Согласно ПУЭ (издание 7, 2003 г.) территория проектирования относится к гололедному району IV с толщиной стенки гололеда 25 мм.

Среди атмосферных явлений на территории фиксируются туман, гроза, метель, град, пыльная буря. Согласно Карте районирования территории Российской Федерации по среднегодовой продолжительности гроз (ПУЭ-7), интенсивность грозовой деятельности района изысканий составляет от 60 до 80 часов с грозой в год.

Физико-геологические процессы и явления в районе строительства выражены слабо. По шкале интенсивности землетрясений MSK-64 СП 14.13330.2014 «Строительство в сейсмических районах» рассматриваемая территория отнесена к районам с сейсмической опасностью в 6 баллов при 1 % повторяемости в течение 50 лет. Согласно СП 115.13330.2016 землетрясения на данной территории относятся к категории опасных.

Согласно табл. 4.1 СП 14.13330.2018 грунты ИГЭ-1 (суглинок твердый), ИГЭ-2 (суглинок тугопластичный) и ИГЭ-3 (глина полутвердая) относятся к II категории грунтов по сейсмическим свойствам.

По относительной деформации пучения, согласно п. 6.8 СП 22.13330.2016, суглинки твердые – слабопучинистые с $R_{fx}10^2=0,14$ ($\epsilon_{fn}=1,7$), суглинки тугопластичные – среднепучинистые с $R_{fx}10^2=0,30$ ($\epsilon_{fn}=4,0$), глины полутвердые – слабопучинистые с $R_{fx}10^2=0,20$ ($\epsilon_{fn}=1,8$).

По совокупности указанных в приложении Б СП 11-105-97 ч.1 факторов инженерно-геологических условий установлено, что данный объект относится к II (средней) категории сложности инженерно-геологических условий. Согласно СП 22.13330.2016, табл.4.1, геотехническая категория сооружения – 3 (сложная).

Глубина сезонного промерзания в районе работ для глинистых грунтов – 1,64 м.

По трудности разработки грунты соответствуют следующим пунктам классификации согласно ГЭСН 81-02-01-2017:

- Почвенно-растительный слой – 9а;
- Насыпной слой – 26а;
- Суглинок твердый – 35г;
- Суглинок тугопластичный – 35в;
- Глина полутвердая – 8д.

Инженерно-геологические условия трассы нефтесборного трубопровода от АГЗУ-6 (проект 1945П) до УПН «Донецко-Сыртовская»

В геоморфологическом отношении участок изысканий приурочен к правобережному склону долины реки Каргалка.

В результате анализа пространственной изменчивости геологического строения, лабораторных данных и в соответствии с требованиями ГОСТ 20522-2012 в геолого-литологическом разрезе участка изысканий до глубины 8,0 м выделены два инженерно-геологических элемента.

- | | |
|-------|---|
| ИГЭ-1 | Суглинок коричневый, твердый, с прослоями суглинка полутвердого, с вкл. пятен марганца, dQ. Вскрытая мощность слоя 1,4 – 4,5 м. |
| ИГЭ-3 | Глина красно-коричневая, полутвердая, с прослоями известняка мощностью до 5см, P2t. Вскрытая мощность слоя 1,6 – 7,6 м. |

Почвенно-растительный слой (eQ), мощностью 0,1 – 1,0 м, залегает повсеместно на всей исследованной территории.

3.2 Существующее положение разработки Донецко-Сыртовского месторождения

В административном отношении лицензионный участок Донецко-Сыртовского нефтяного месторождения находится в пределах Оренбургского и Переволоцкого районов Оренбургской области, расположено в 10 км к востоку от районного центра п. Переволоцкий и в 45 км западнее г. Оренбурга.

По территории месторождения проходят две асфальтированные шоссейные автодороги: одна с запада на восток, другая – с севера на юг, она пересекается в 2,6 км южнее контура лицензионного

участка с автомагистралью республиканского значения Самара-Оренбург. С запада на восток вдоль южной границы месторождения проходит железная дорога Москва – Самара – Оренбург – Ташкент.

Ближайшие железнодорожные станции: станция Сырт – расположена на территории месторождения, Переволоцкий и Оренбург Южно-Уральской железной дороги.

Непосредственно в контуре Донецко-Сыртовского месторождения находятся два населенных пункта: на юге – ст. Сырт, на западе – с. Донецкое. В 1 км северо-восточнее контура месторождения расположен нежилой поселок Павловка, в 2,5 км севернее – с. Бродецкое, в 3,5 км южнее – п. Дубки, в 4,4 км западнее – хутор Самарский.

Населенные пункты связаны между собой грейдерными насыпными дорогами, но имеются и проселочные грунтовые дороги, часть из которых пригодна для передвижения только в летний период.

Донецко-Сыртовское месторождение расположено рядом с разрабатываемым Оренбургским газоконденсатным месторождением, на базе которого построен газохимический комплекс по переработке природного газа. Кроме того, по близости расположен еще целый ряд небольших нефтяных и газонефтяных месторождений, таких как Землянское, Капитоновское, Дачно-Репинское, Кариновское и др.

В непосредственной близости от Донецко-Сыртовского месторождения проходят магистральный газопровод «Союз» (Оренбург-Западная граница), газопроводы на г. Орск и г. Заинск Татарстана и продуктопровод (нефть, конденсат) на г. Салават Башкортостана. К западу от месторождения находится Сорочинский нефтепромысел, от которого проложен нефтепровод в Самарскую область.

Кроме того, нужно отметить, что по запасам Донецко-Сыртовское является одним из самых крупных месторождений Восточно-Оренбургского нефтегеологического района.

АО «Оренбургнефть» выдана лицензия на право пользования недрами с целевым назначением и видами работ: добыча нефти и газа на Донецко-Сыртовском месторождении ОРБ № 03183 НЭ сроком до 31 декабря 2120 года.

Месторождение открыто в 1974 году опробованием разведочной скважины 3, в результате которого был получен приток нефти из терригенных отложений верхнего девона (колганская толща пласта Д_{кт2}). Позднее в пределах месторождения было выявлено еще несколько нефтяных залежей в отложениях среднего девона (пласты Д₃, Д₅₋₁₋₁, Д₅₋₁₋₂, Д₅₋₂), нижнего карбона (пласты Т₁ и Т₀) и газовая залежь в карбонатах нижней перми (пласт Р₃). На месторождении выявлены два поднятия: основное – Донецкое и, расположенное восточнее него – Сыртовское.

Введено в разработку в 1990 году на основании «Технологической схемы разработки Донецко-Сыртовского нефтяного месторождения», выполненной институтом «Гипровостокнефть» в 1990 году (протокол ЦКР № 234 от 25.03.1991г.). Данный технологический документ был составлен на основе «Подсчета запасов нефти и газа Донецко-Сыртовского месторождения» (протокол ГКЗ № 10704 от 01.09.1989г.).

Промышленная нефтегазоносность установлена в отложениях: филлиповского горизонта нижней перми (пласт Р1к (Р₃)); турнейского яруса нижнего карбона (пласты С1t (Т₀, Т₁)); франского яруса верхнего девона (пласты D3fm1 (Д_{кт2}, Д_{кт3})); живетского яруса (пласт D2ard (Д₃)) и эйфельского яруса (пласты D2af (Д_{5-1а}, Д₅₋₁, Д₅₋₂)) среднего девона.

Последний подсчет запасов нефти, свободного и растворенного газа Донецко-Сыртовского месторождения выполнен и утвержден ГКЗ в 2007 году (протокол ГКЗ № 1482-дсп от 26.10.2007 г.).

В 2010 г. выполнен оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа по пластам Т0, Т1, Дкт3, Д3, Д5-1а, Д5-1, Д5-2 Донецкого участка (протокол Роснедра № 18/968-пр от 27.12.2010 г.).

В 2015 г. выполнен оперативный пересчет запасов нефти и растворенного газа по пласту Дкт3 Сыртовского участка (протокол ФАН Роснедра № 03-18/306-пр от 23.06.2015 г.).

В 2017 г. выполнен оперативный пересчет запасов нефти и растворенного газа по пласту Д5-1 Донецкого участка (протокол Роснедра № 03-18-227-пр от 16.06.2017г.).

В 2018 году по пластам Донецкого участка Т1, Дкт3 (основная залежь), Д3, Д5-2 (основная залежь) проведено уточнение категорий запасов в соответствии требованиями Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (Приказ №477 от 1 ноября 2013 г.).

Настоящая работа выполнена на запасы УВ, которые поставлены на государственный баланс по состоянию на 01.01.2019 г.

Всего за период разработки месторождения составлено одиннадцать проектных документов:

- «Технологическая схема разработки Донецкого нефтяного месторождения», «Технологическая схема разработки Сыртовского нефтяного месторождения» (протокол ТЭС объединения «Оренбургнефть» № 45 от 12.12.1984г.);
- «Технологическая схема разработки Донецко-Сыртовского нефтяного месторождения», выполненная институтом ОАО «Гипровостокнефть» (протокол ЦКР Миннефтепрома СССР № 234 от 25.03.1991г.);
- «Анализ разработки и прогноз технологических показателей по месторождениям ОАО «Оренбургнефть» на период действия лицензионных соглашений» (протокол ЦКР Минтопэнерго России № 2430 от 07.01.1999г.);
- «Авторский надзор за разработкой Донецко-Сыртовского месторождения», (протокол ЦКР Роснедра № 3705 от 30.06.2006г.);
- «Дополнение к технологической схеме разработки Донецко-Сыртовского месторождения» (протокол ТО ЦКР по УР № 232 от 29.12.2007г.);
- «Авторский надзор за реализацией дополнения к технологической схеме разработки Донецко-Сыртовского газонефтяного месторождения», выполненный ООО «ОренбургНИПИнефть» (протокол ЦКР Роснедра № 4546 от 26.03.2009г.);
- «Дополнение к технологической схеме разработки Донецко-Сыртовского газонефтяного месторождения Оренбургской области», выполненное ООО «ТННЦ» (протокол ЦКР Роснедр по УВС № 4960 от 09.12.2010г.);
- «Дополнение к технологической схеме разработки Донецко-Сыртовского газонефтяного месторождения Оренбургской области», выполненное ООО «ТННЦ» (протокол ЦКР Роснедр по УВС № 5338 от 29.12.2011г.);
- «Дополнение к технологической схеме разработки Донецко-Сыртовского газонефтяного месторождения Оренбургской области», выполненное ООО «ТННЦ» (протокол ЦКР Роснедр по УВС (Московская нефтяная секция) № 5514 от 06.12.2012г.);
- «Дополнение к технологической схеме разработки Донецко-Сыртовского газонефтяного месторождения Оренбургской области», выполненное ЗАО «ТюменьНИИпроект» (протокол ЦКР Роснедр по УВС (Центральная нефтегазовая секция) № 6158 от 24.12.2014г.);
- «Дополнение к технологической схеме разработки Донецко-Сыртовского газонефтяного месторождения Оренбургской области» (Протокол Центр.нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС № 6590 от 12.10.2016 г.).

Действующим проектным документом на разработку месторождения является «Дополнение к технологической схеме разработки Донецко-Сыртовского газонефтяного месторождения Оренбургской области», выполненного ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара, 2018г. (протокол ЦКР Роснедр по УВС от 10.09.2018г. № 7260).

Максимальные проектные уровни по месторождению в целом (запасы категорий А+В1+В2):

- | | |
|---|---|
| • добычи нефти*, тыс.т | 467,4 (2030 год); |
| • добычи жидкости, тыс.т | 1376,5 (2069 год); |
| • закачки воды, тыс.м ³ | 1004,4 (2071 год); |
| • добычи растворённого газа, млн.м ³ | 56,3 (2029 год); |
| • добычи свободного газа, млн.м ³ | 42,8 (2086 год); |
| • использование растворённого газа | 95% (с 2022 года по заключению Минэнерго РФ). |

* - допустимые отклонения фактической годовой добычи нефти, действующего фонда добывающих и нагнетательных скважин, ввода новых скважин от проектных показателей в соответствии с пунктом 5 Правил разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденных приказом Минприроды России от 14.06.2016г. № 356.

Максимальные проектные уровни по месторождению в целом (запасы категорий А+В1):

- | | |
|---|---|
| • добычи нефти*, тыс.т | 409,0 (2029 год); |
| • добычи жидкости, тыс.т | 1233,3 (2069 год); |
| • закачки воды, тыс.м ³ | 916,3 (2071 год); |
| • добычи растворённого газа, млн.м ³ | 19,7 (2029 год); |
| • использование растворённого газа | 95% (с 2022 года по заключению Минэнерго РФ). |

* - допустимые отклонения фактической годовой добычи нефти, действующего фонда добывающих и нагнетательных скважин, ввода новых скважин от проектных показателей в соответствии с пунктом 5 Правил разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденных приказом Минприроды России от 14.06.2016г. № 356.

Основные положения:

- Выделение семи нефтяных и одного газового эксплуатационных объектов:
I объект - пласт Дкт3 (Франские D3f) Донецкое поднятие
II объект - пласт Д3 (Живетские D2zv) Донецкое поднятие
III объект - пласты Дкт2+Т0 (Турнейские С1t+ Франские D3f) Сыртовское поднятие
IV объект - пласт Дкт3 (Франские D3f) Сыртовское поднятие
V объект - пласты Д5-1а+Д5-1+Д5-2 (Эйфельские D2ef) Донецкое поднятие
VI объект - пласт Д3 (Живетские D2zv) Сыртовское поднятие
VII объект - пласт Р3 (Кунгурские Р1k газовая залежь) Донецкое поднятие
VIII объект - пласты Т0+Т1 (Турнейские С1t) Донецкое поднятие

Применение следующих систем разработки:

- системы разработки всех объектов - избирательные;
- расстановка скважин по неравномерной сетке;
- разработка 7 объектов с поддержанием пластового давления: Донецкое поднятие: I объект – пласт Дкт3, II объект - пласт Д3, V объект - пласты Д5-1а+Д5-1+Д5-2, VIII объект - пласты Т0+Т1; Сыртовское поднятие: III объект - пласты Дкт2+Т0, IV объект - пласт Дкт3, VI объект - пласт Д3.
 - разработка газового объекта на естественном режиме;
 - общий фонд скважин – 221, в т.ч. добывающих нефтяных – 109 (из них 17 горизонтальные), добывающих газовых – три, нагнетательных – 52, контрольных – 12 (из них пьезометрических – пять, наблюдательных – семь), водозаборных – 41, ликвидированных – четыре;
 - фонд скважин для бурения – 135, в т.ч. добывающих нефтяных – 82 (в т.ч. три из разведочного бурения), добывающих газовых - одна, нагнетательных – 34 (в т.ч. три с отработкой на нефть), водозаборных – 18;
 - бурение БС – 45 скв./опер.;
 - проведение ГТМ;
 - Достижение КИН по месторождению для запасов УВ категорий А+В1 – 0,488, в том числе по эксплуатационным объектам:

Объекты	КИН	Кохв.	Квыт
I объект – пласт Дкт3 Донецкое поднятие	0,517	0,613	0,843
II объект - пласт Д3 Донецкое поднятие	0,466	0,649	0,718
III объект - пласты Дкт2+Т0 Сыртовское поднятие	0,472	0,605	0,780
IV объект - пласт Дкт3 Сыртовское поднятие	0,478	0,605	0,790
V объект - пласты Д5-1а+Д5-1+Д5-2 Донецкое поднятие	0,376	0,469-0,595	0,765-0,795
VI объект - пласт Д3 Сыртовское поднятие	0,443	0,637	0,695
VIII объект - пласты Т0+Т1 Донецкое поднятие	0,377	0,531	0,710

Достижение КИГ по месторождению для запасов УВ категорий В2 – 0,959 (VII объект - пласт Р3 Донецкое поднятие).

В целом по месторождению (запасы категорий А+В1+В2) накопленная добыча нефти – 18464 тыс.т, накопленная добыча растворенного газа – 2245 млн.м³, накопленная добыча свободного газа (запасы категории В2) – 710 млн.м³.

Выделение семи нефтяных и одного газового эксплуатационных объектов:

- I объект – пласт Дкт3 (Франские D3f) Донецкое поднятие
- II объект - пласт Д3 (Живетские D2zv) Донецкое поднятие
- III объект - пласты Дкт2+Т0 (Турнейские С1t+ Франские D3f) Сыртовское поднятие
- IV объект - пласт Дкт3 (Франские D3f) Сыртовское поднятие
- V объект - пласты Д5-1а+Д5-1+Д5-2 (Эйфельские D2ef) Донецкое поднятие
- VI объект - пласт Д3 (Живетские D2zv) Сыртовское поднятие
- VII объект - пласт Р3 (Кунгурские Р1k газовая залежь) Донецкое поднятие
- VIII объект - пласты Т0+Т1 (Турнейские С1t) Донецкое поднятие

- общий фонд скважин – 219, в т.ч. добывающих нефтяных – 108 (из них 17 горизонтальные), добывающих газовых – три, нагнетательных – 52, контрольных – 12 (из них пьезометрических – пять, наблюдательных – семь), водозаборных – 41, ликвидированных – три;

- фонд скважин для бурения – 134, в т.ч. добывающих нефтяных – 81 (в т.ч. три из разведочного бурения), добывающих газовых - одна, нагнетательных – 34 (в т.ч. три с отработкой на нефть), водозаборных - 18;
- бурение БС – 45 скв./опер.;
- накопленная добыча нефти – 18290 тыс. т, в т.ч. по категории А+В1 – 15549 тыс.т.
- накопленная добыча растворенного газа – 2225 млн.м³, в том числе по категории запасов А+В1 - 1904 млн.м³.

По состоянию на 01.01.2018 г. пробурено 86 скважин. В добывающем эксплуатационном фонде числятся 30 скважин (в т.ч. 21 действующая, одна – в консервации, восемь – в ликвидации), в нагнетательном – 15 (в т.ч. 12 действующих, три – в бездействии), контрольных – 18 (все пьезометрические), водозаборных – 34.

Сбор продукции скважин осуществляется по однотрубной напорной герметизированной системе. Добываемая продукция скважин по выкидным трубопроводам подается на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ типа «Спутник»), на которых производится автоматический замер дебита скважин по жидкости, затем поступает на УПН «Донецко-Сыртовская». На УПН также поступает нефть с ДНС «Восточно-Капитоновская».

В настоящее время Донецко-Сыртовское месторождение обустроено и разрабатывается с поддержанием пластового давления. В качестве рабочего агента для целей заводнения продуктивных пластов используется попутно добываемая пластовая сточная вода, сбрасываемая с УПН «Донецко-Сыртовская», а также подземные воды татарского водоносного комплекса из водозаборных скважин.

В соответствии с заданием на проектирование и техническим требованиям на проектирование настоящей проектной документацией предусматривается сбор нефти и газа со скважин №№ 4306, 4302, 4303, 4311 Донецко-Сыртовского месторождения. Выполнение проекта позволит осуществить строительство инфраструктуры для запуска скважин из бурения и увеличить добычу нефти и газа АО «Оренбургнефть».

Обзорная карта района месторождения и ближайших населенных пунктов представлена на рисунке 3.2.1. Ситуационная карта-схема расположения проектируемых объектов представлена в Приложении В тома 6035П-П-030.000.000-ООС-01.

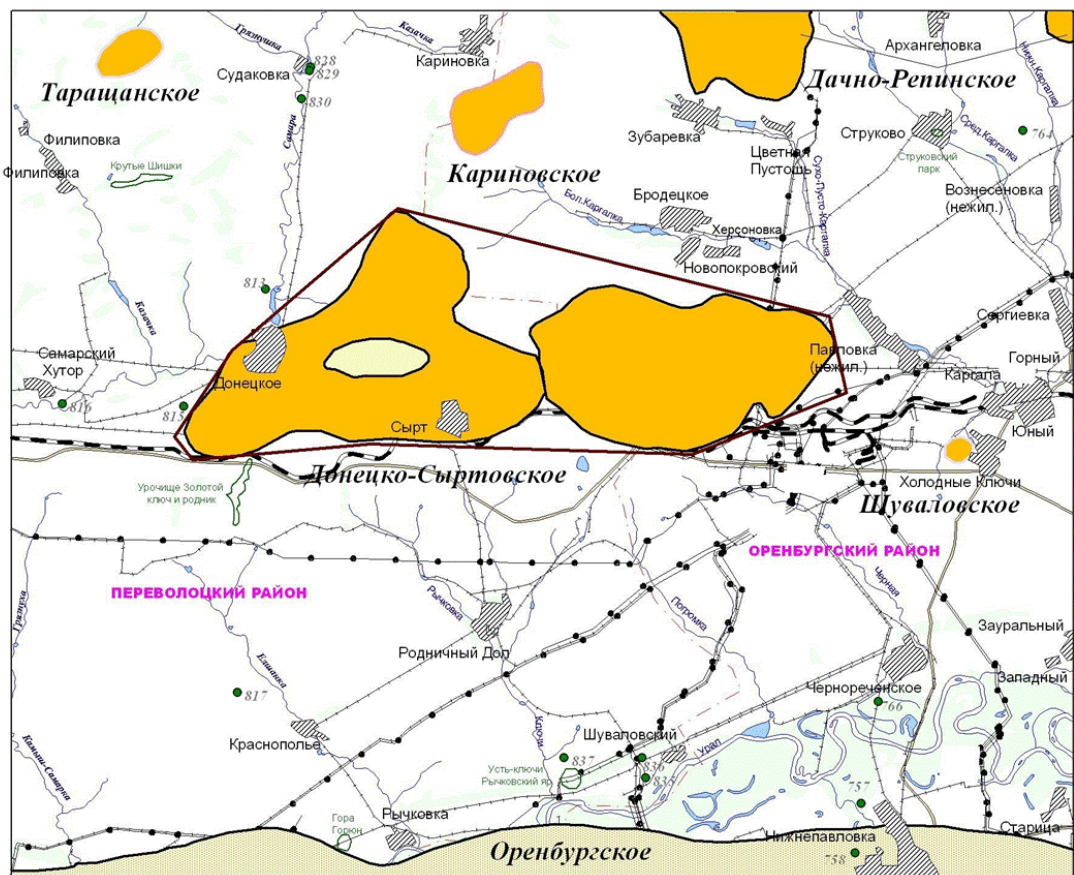


Рисунок 3.2.1 – Обзорная карта месторождения

4 Описание вариантов маршрутов прохождения линейного объекта по территории района строительства

В административном отношении участок проектирования расположен в Переволоцком районе Оренбургской области (Донецко-Сыртовское месторождение).

Принят один вариант маршрута трассы проектируемого трубопровода согласно материалам согласования по выбору земельных участков для строительства объекта на территории Переволоцкого района Оренбургской области.

Трасса нефтесборного трубопровода от АГЗУ-6 (проект 1945П) до УПН «Донецко-Сыртовская» следует в общем северо-западном направлении по пахотным землям. По трассе имеются пересечения с существующими инженерными коммуникациями. Перепад высот от 198,00 до 300,00 м.

5 Сведения о линейном объекте с указанием наименования, назначения и месторасположения начального и конечного пунктов линейного объекта

Проектируемый объект относится к категории опасных производственных объектов т.к. в технологическом процессе используются горючие вещества – жидкости, воспламеняющие газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления. Количество опасного вещества (нефти) вращающегося в проектируемом объекте – более 200т. Согласно приложению 2 таблица 2 ФЗ-116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемый объект относится к II классу опасности. Исходные данные и результаты расчета количества опасного вещества представлены в таблице 5.1.

Так как проектируемый опасный производственный объект относится к объектам I, II класса опасности (Приложение 2 к Федеральному закону РФ №116-ФЗ), необходима разработка декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов (см. том 6035П-П-030.000.000-ДПБ-01).

Таблица 5.1 – Количество опасного вещества в проектируемых сооружениях

Технологический блок, оборудование			Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
наименование блока	наименование оборудования, опасное вещество	количество единиц оборудования	в единице оборудования	в блоке	Агрегатное состояние	Давление (изб.), МПа	Температура, °С
Нефтегазосборный трубопровод от т.вр. до УПН Донецко-Сыртовская	Выкидной трубопровод Ду 200 водогазонефтяная эмульсия	10515,8	-	290,27	жидкость	4,0	от плюс 2 до плюс 12
Камера пуска очистных устройств МКПУ	Запуск/прием средств очистки водогазонефтяная эмульсия Ду 200	1	0,45	0,45	жидкость	4,0	от плюс 2 до плюс 12
Камера приема очистных устройств МКПР	Запуск/прием средств очистки водогазонефтяная эмульсия Ду 200	1	0,45	0,45	жидкость	4,0	от плюс 2 до плюс 12
ИТОГО:			291,17				

6 Технико-экономическая характеристика проектируемого линейного объекта

Таблица 6.1 – Технико-экономические характеристики проектируемого линейного объекта

№ п/п	Наименование показателей	Количество
1	Протяженность нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ-6 до УПН Донецко-Сыртовская диаметром 219х6 мм, м	10515,8
2	Камера пуска Ду200– МКПУ, шт	1
3	Камера приема Ду200 - МКПР, шт	1
8	Емкость дренажная ЕД ($V=1,5 \text{ м}^3$), шт	2

Проектируемый объект относится к категории опасных производственных объектов, т.к. в технологическом процессе используются горючие вещества – жидкости, воспламеняющие газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления. Количество опасного вещества (нефти) – более 200 т. Результаты расчета количества опасного вещества представлены в таблице 5.1.

На основании части 2 статьи 33 Федерального закона от 30.12.2009 №384-ФЗ (ред. от 02.07.2013) «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», представлен срок эксплуатации сооружений проектируемого объекта (таблица 6.2).

Таблица 6.2 – Срок эксплуатации сооружений линейного объекта

№ п/п	Наименование технической характеристика	Тип, марка, сооружения (оборудования)	Срок эксплуатации, лет
1	Емкость подземная горизонтальная дренажная объемом $1,5 \text{ м}^3$	ЕД	не менее 20
2	Трубопроводы	трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной эксплуатационной надежности класса прочности не ниже К52 по ГОСТ 31443-2012	не менее 20
3	Узлы пуска и приема МКПУ, МКПР	МКПУ-Н-200-4,0-Л-Х-2-К52-0-1-1-У-С0 МКПР-Н-200-4,0-Л-Х-2-К52-0-1-1-У-С0	не менее 20

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

Строительство проектируемого объекта потребует соответствующего отвода земель в долгосрочное (постоянное) и временное пользование.

В соответствии с отменой ст. 31 Земельного Кодекса РФ (утратил силу с 1 марта 2015 года ФЗ от 23 июня 2014 года № 171-ФЗ) и согласно статье 11.3. ЗК РФ (действующая редакция от 08.03.2015) образование земельных участков из земель или земельных участков, находящихся в государственной или муниципальной собственности, осуществляется в соответствии с проектом межевания территории, утвержденным в соответствии с Градостроительным кодексом Российской Федерации.

Размер изымаемого земельного участка просчитан на основании СН 459-74 «Норм отвода земель для нефтяных и газовых скважин», Приказа Минэнерго РФ № 14278 тм-т1 от 20.05.1994 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 - 750 кВ».

Земельные участки для строительства отводятся во временное использование (до 3-х лет) и в постоянное (бессрочное) пользование (с 4-х и более лет). Сведения площадей по землепользователям, видам и срокам пользования, изымаемые во временное (на период строительства) и постоянное пользование представлены в томе 6035П-П-030.000.000-ППО-01 (Том 2 – Раздел 2 "Проект полосы отвода").

Обоснование площади земельных участков приняты в соответствии со следующей документацией:

- Разделом 2 «Проект полосы отвода» 6035П-П-030.000.000-ППО-01 Том 2;
- Проектом планировки территории и проектом межевания территории по объекту 6035П «Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-6 до УПН Донецко-Сыртовская (2-я нитка)».

Проектируемые объекты находятся на территории Южно-Уральского сельсовета (Переволоцкого района) Оренбургской области. Ориентировочная площадь испрашиваемого земельного участка – **34,1237 га**:

- во временное пользование – **33,7782 га**,
- в постоянное пользование (бессрочное) – **0,3455 га**.

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

Категория отводимых земельных участков под проектируемые объекты – земли сельскохозяйственного назначения, а также земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения.

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

Убытки, причиняемые временным занятием земель, подлежат возмещению в полном объеме пользователям земли, понесшим эти убытки. Возмещение этих убытков, включая упущенную выгоду, производится предприятием, которому отведены земельные участки.

Упущенная выгода исчисляется умножением величины ежегодного дохода на коэффициент, соответствующий периоду восстановления нарушенного производства в соответствии с постановлением Правительства РФ от 07.05.2003г. №262.

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

Вся номенклатура инженерных сооружений и оборудования, указанная в проекте является серийным производством. В проекте не использованы изобретения, соответственно патентные исследования не проводились.

11 Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий

В данном проекте разработки и согласования специальных технических условий не требуется.

12 Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов

Гидравлический расчет системы сбора продукции скважин Донецко-Сыртовского месторождения выполнен по методике гидравлического расчета трубопроводов и систем трубопроводов при транспорте нефтегазовых смесей с помощью лицензионной программы Pipesim 2017.2.

В проекте применены здания полной заводской готовности. Дополнительных расчетов на прочность элементов зданий не требуется.

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

Строительство ведется вне территории населенных пунктов, поэтому переселения людей, сноса зданий и сооружений, переноса сетей инженерно-технического обеспечения не требуется.

13.1 Описание принципиальных проектных решений, обеспечивающих надежность линейного объекта, последовательность его строительства, намечаемые этапы строительства и планируемые сроки ввода их в эксплуатацию

13.2 Планировочные решения земельного участка

Согласно заданию на проектирование выделение этапов строительства не требуется.

Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-6 до УПН "Донецко-Сыртовская"

- Узел пуска ОУ. 109
- Емкость дренажная. 006
- Молниеотвод. 308
- Узел отключающей арматуры. 013
- Инженерные сети. 800

Площадка приема ОУ на нефтегазосборном трубопроводе от АГЗУ-6 (проект 1945П) до УПН «Донецко-Сыртовская»

- Узел приема ОУ. 010
- Емкость дренажная. 006
- Молниеотвод. 308
- Инженерные сети. 800.

Планировочные решения генерального плана проектируемых площадок разработаны с учетом технологической схемы, подхода трасс инженерных коммуникаций, существующих и ранее запроектированных сооружений и инженерных коммуникаций, рельефа местности, наиболее рационального использования земельного участка, а также санитарно-гигиенических и противопожарных норм.

Инженерные коммуникации по проектируемым площадкам предусматривается прокладывать подземным и надземным способами. Технологические трубопроводы прокладываются надземно и подземно, трубопроводы канализации и дренажа прокладываются подземно. По эстакадам предусмотрена прокладка трубопроводов реагента, электрических кабелей и кабелей КИПиА. ВЛ прокладываются на опорах. Расстояния между инженерными коммуникациями принимаются минимально допустимые в соответствии с СП 18.13330.2011 и ПУЭ.

Существующая дорожно-транспортная сеть обеспечивает внешний подъезд к участкам проектирования. К проектируемым сооружениям предусматривается подъезд от существующей грунтовой дороги.

Для предотвращения проникновения посторонних лиц на объекты нефтедобычи компании (ст.9 Федерального закона №116-ФЗ от 21.07.1997г.) в местах примыкания проездов к существующей транспортной сети установлены предупредительные знаки «Проезд запрещен» (п.948 ФНИП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»).

Подробное описание планировочных решений приведено в томе 6035П-П-030.000.000-ИЛО2-01.

13.3 Технологические решения

В технологических решениях предусматривается:

- Установка узла отключающей арматуры DN200 в районе площадки АГЗУ-6 на нефтегазосборном трубопроводе;
- Установка камеры пуска очистного устройства МКПУ в районе площадки АГЗУ-6 на нефтегазосборном трубопроводе со сбором дренажа в дренажную емкость ЕД ($V=1,5\text{м}^3$);
- Установка узла отключающей арматуры DN200 в районе пикета ПК50 на нефтегазосборном трубопроводе;
- Установка камеры приема очистного устройства МКПР в районе УПН «Донецко-Сыртовская» на нефтегазосборном трубопроводе со сбором дренажа в дренажную емкость ЕД ($V=1,5\text{м}^3$);
- Прокладка нефтегазосборного трубопровода $\text{Ø}219\text{x}6$ от точки врезки в ранее запроектированный коллектор $\text{Ø}159\text{x}6$ «АГЗУ-6 – УПН «Донецко-Сыртовская» в районе АГЗУ-6 до точки врезки в существующую сборную гребенку на территории УПН «Донецко-Сыртовская».

В соответствии с РД 39-0148311-605-86 и настоящей проектной документацией для сбора продукции с обустраиваемых скважин, принята напорная однетрубная герметизированная система сбора нефти и газа.

Максимально возможное давление в системе сбора нефти и газа 4,0 МПа.

На УПН «Донецко-Сыртовская» производятся следующие операции:

- прием и разделение пластовой смеси на нефть, газ и воду;
- глубокое обезвоживание и обессоливание нефти;
- отбор проб пластовой смеси, нефти, газа и воды;
- дегазация и стабилизация нефти;
- сбор и хранение стабильной нефти в РВС 2000-2/1,2 (товарный парк), сырой нефти в РВС 3000-1/1 (товарно сырьевой парк) при остановке УПН;
- внешний транспорт стабильной нефти на Вахитовскую УПН;
- утилизация части газа на собственные нужды в качестве топливного;
- отделение и очищение пластовой воды для ее использования в системе ППД;
- подача химических реагентов в трубопровод ввода нефтегазовой смеси, трубопровод пластовой воды к БКНС.

Согласно технологическому регламенту производительность установки УПН «Донецко-Сыртовская» составляет:

- по пластовой жидкости - 1500 тыс. т/год (4070,0 м³/сут);
- по нефти – 1100 тыс. т/год (3631,0 м³/сут);
- по газу – 95 млн. м³/год (261 тыс. м³/сут);
- по технической воде – 522 тыс. м³/год (1430 м³/сут).

Подробное описание технологических решений по обустройству проектируемых скважин представлено в томах 6035П-П-030.000.000-ИЛО5-07 и 6035П-П-030.000.000-ТКР-01.

13.4 Система электроснабжения

По степени надежности электроснабжения, потребители электроэнергии проектируемых сооружений относятся к третьей категории за исключением оборудования КИПиА (шкаф КТС.8-06) и оборудования связи, установленных на площадках скважин и относящихся к потребителям I категории по надежности электроснабжения. Резервным источником питания шкафов телемеханики КТС.8-06 и оборудования связи, на добывающих скважинах, являются АКБ марки ДТ 1207, входящие в состав каждого шкафа и обеспечивающие дополнительное резервирование потребителей на период восстановления основного питания (время резервирования не менее – 3 часов). Для электроприемников III категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают одни сутки.

Подробное описание решений по электроснабжению проектируемых сооружений представлено в томе 4.5.1 (6035П-П-030.000.000-ИЛО5-01).

13.5 Электрохимзащита

Настоящей частью проекта предусматривается электрохимзащита от почвенной коррозии внешней поверхности подземных стальных сооружений.

На этапе сбора нефти и газа предусматривается электрохимическая защита от почвенной коррозии внешней поверхности следующих сооружений:

- выкидных трубопроводов от добывающих скважин №№4222, 4227, 4228, 4236, 4252, 4253 до измерительной установки АГЗУ-6 (проект 1945П), диаметром 89х6 мм;
- выкидных трубопроводов от добывающих скважин №№4223, 4229, 4233 до измерительной установки АГЗУ-7 (проект 5272П), диаметром 89х6 мм;
- нефтегазосборный трубопровод от точки врезки в ранее запроектированный коллектор Ø159х6 «АГЗУ-6 – УПН «Донецко-Сыртовская» в районе АГЗУ-6 до точки врезки в существующую сборную гребенку на УПН «Донецко-Сыртовская», диаметром 219х6 мм.

Для защиты проектируемых стальных подземных трубопроводов скважин №№ 4228, 4227, 4222 от коррозии, наряду с изоляционным покрытием, предусматривается сплошная катодная поляризация с помощью, ранее предусмотренной проектом 1945П «Сбор нефти и газа со скважины № 4039 Донецко-Сыртовского месторождения», станции катодной защиты СКЗ «АГЗУ-6», на базе выпрямителя типа В-ОПЕД-ТМ-63-48-У1 мощностью 3 кВт, установленной у границы обвалования площадки АГЗУ-6.

Для защиты проектируемого нефтегазосборного трубопровода от точки врезки в ранее запроектированный коллектор Ø159х6 «АГЗУ-6 – УПН «Донецко-Сыртовская» в районе АГЗУ-6 до точки врезки в существующую сборную гребенку на территории УПН «Донецко-Сыртовская» от коррозии, наряду с изоляционным покрытием, предусматривается сплошная катодная поляризация с помощью ,

ранее предусмотренной проектом 1945П «Сбор нефти и газа со скважины № 4039 Донецко-Сыртовского месторождения», станции катодной защиты СКЗ «АГЗУ-6», на базе выпрямителя типа В-ОПЕД-ТМ-63-48-У1 мощностью 3 кВт, установленной у границы обвалования площадки АГЗУ-6.

Для защиты проектируемых стальных подземных трубопроводов скважин №№ 4229, 4233, 4223, 4253, 4252, 4236 от коррозии, наряду с изоляционным покрытием, предусматривается сплошная катодная поляризация с помощью, ранее предусмотренной проектом 5272П «Сбор нефти и газа со скважин №№ 7, 8, 9 Донецко-Сыртовского месторождения», станции катодной защиты «АГЗУ-7», на базе выпрямителя типа В-ОПЕ-ТМ-100-48-У1 мощностью 5 кВт, установленной у границы обвалования площадки АГЗУ-7.

Тип и конструкция изоляционного покрытия, применяемого на трубопроводах, описаны в томе 4.5.7.1 - Раздел 4 «Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта». Подраздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений». Часть 7 «Технологические решения». Книга 1 «Технология производства»

Обсадная колонна эксплуатационных скважин не включаются в систему совместной катодной защиты трубопроводов согласно ТУ на проектирование системы ЭХЗ трубопроводов АО «Оренбургнефть» (см. приложение А к тому 6035П-П-030.000.000-ИЛО5-11). Электрическое разделение обсадной колонны и выкидного трубопровода выполняется установкой изолирующего фланцевого соединения в устьевого арматуре скважины.

Установка изолирующего фланцевого соединения предусмотрена в месте подключения трубопроводов к АГЗУ-6 (сущ.) и АГЗУ-7 (проект.) для повышения эффективности проектируемой системы ЭХЗ и исключения токов утечки через устройства заземления существующих АГЗУ.

Электрохимическая защита в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 должна обеспечивать в течение всего срока эксплуатации непрерывную по времени катодную поляризацию подземных стальных сооружений на всей их поверхности таким образом, чтобы значения поляризационного потенциала на трубопроводе были отрицательнее минимального и положительнее максимального по сравнению с рекомендуемыми значениями защитных потенциалов.

Минимальный защитный (поляризованный) потенциал относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения – минус 0,85 В. Максимальный защитный (поляризованный) потенциал относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения – минус 1,15 В.

Подробное описание решений по электрохимической защите проектируемых сооружений представлено в томе 4.5.7.5 (6035П-П-030.000.000-ИЛО5-11).

13.6 Противопожарные мероприятия

Планировочные решения генеральных планов проектируемых площадок скважин Донецко-Сыртовского месторождения разработаны с учетом технологической схемы, подхода трасс инженерных коммуникаций, рельефа местности, ранее запроектированных зданий, сооружений и коммуникаций, наиболее рационального использования земельного участка, а также санитарно-гигиенических и противопожарных норм.

Расстояния между зданиями, сооружениями и наружными установками приняты в соответствии с требованиями противопожарных норм и правил:

- СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности»;
- СП 18.13330.2011 «Генеральные планы промышленных предприятий. Актуализированная редакция. СНиП II-89-80*»;
- Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (с изменениями № 1 от 12.01.2015 года);
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
- ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Система обеспечения пожарной безопасности объекта защиты в соответствии с требованием ст. 5 Федерального закона от 22.07.2009 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» включает в себя систему предотвращения пожара, систему противопожарной защиты, комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Система предотвращения пожаров предусматривает исключение условий образования горючей среды реализацией следующих мероприятий:

- применением огнестойких и негорючих отделочных и теплоизоляционных веществ и материалов;

- применением пожаробезопасного, герметичного оборудования;
- мероприятия по защите от атмосферной и внутренней коррозии трубопроводов и оборудования;
- автоматизацией производственных процессов с поддержанием безопасных параметров (концентрация, давление, уровень жидкости и т.п.);
- мероприятия по молниезащите и защите от статического электричества;
- выполнением мероприятий по исключению источников зажигания.

Система противопожарной защиты предусматривает:

- применение негорючих материалов;
- обвалование площадок скважин;
- обеспечение технологических площадок требуемыми путями эвакуации;
- применение пожарной сигнализации;
- оснащение проектируемого объекта первичными средствами пожаротушения в соответствии с приложением 6 «Правил противопожарного режима в Российской Федерации», утвержденных постановлением Правительства РФ 25.04.2012 № 390 «О противопожарном режиме» (редакция от 30.12.2017).

Система организационно-технических мероприятий предусматривает:

- организацию технического обслуживания средств противопожарной защиты;
- обучение обслуживающего персонала мерам пожарной безопасности и действиям в случае возникновения пожара;
- содержание первичных средств пожаротушения в исправном состоянии;
- разработку планов тушения пожара и инструкций по пожарной безопасности;
- отработку взаимодействия персонала предприятия и подразделений пожарной охраны при тушении пожара.

Пожар на площадках относится к классу «В» (пожар горючих жидкостей или плавящихся твердых веществ).

Необходимое количество первичных средств пожаротушения принято в соответствии с приложением 6 «Правил противопожарного режима в Российской Федерации», утвержденных постановлением Правительства РФ 25.04.2012 № 390 «О противопожарном режиме» (редакция от 30.12.2017). Первичные средства пожаротушения располагаются на пожарном щите «Комби» с предельно-защищаемой площадью – 200 м². На площадках скважин устанавливается по одному пожарному щиту. Норма комплектации пожарного щита немеханизированным инвентарем и инструментом приведена в таблице 14.7.1.

Таблица 14.6.1 - Норма комплектации пожарного щита немеханизированным инвентарем и инструментом

Наименование первичных средств пожаротушения	Нормы комплектации для щита «Комби» класса В, шт.
Огнетушитель порошковый вместимостью 10 л	1*
Лом	1
Ведро	1
Покрывало для изоляции очага возгорания	1
Лопата штыковая	1
Лопата совковая	1
Ящик с песком объемом 0,5 м ³	1

*- при отсутствии рекомендуемого огнетушителя допускается применение одного из типов:

- огнетушитель воздушно-пенный вместимостью 10 л – 2 шт.
- огнетушитель порошковый вместимостью 5 л – 2 шт.

На период строительства предусматривается комплектация строительной площадки пожарными щитами, размещаемыми вблизи с временными зданиями передвижного типа. Количество пожарных щитов и места их установки указаны на стройгенплане. В проекте организации строительства предусматривается наружное освещение, достаточное для быстрого нахождения противопожарных водосточников и первичных средств пожаротушения.

Услуги по пожарной охране проектируемого объекта предоставляет ООО «РН-пожарная безопасность» на договорной основе.

Ближайшим подразделением пожарной охраны к проектируемому объекту является ПЧ Вахитовка, которая дислоцируется на УПН «Вахитовская» на расстоянии 40 км от площадок скважин.

Время прибытия на объект в случае возникновения пожара составляет 1,0 ч (при скорости движения пожарного автомобиля 40 км/ч).

Пожарная часть ПЧ Вахитовка располагает автоцистернами Урал АЦП 6-60 – 3 шт.

Для ликвидации последствий ЧС привлекаются отряды Государственной противопожарной службы МЧС РФ согласно расписанию выезда.

Пожаротушение до прибытия дежурного караула пожарной части осуществляется первичными средствами.

Подробное описание принятых решений по противопожарным мероприятиям приведено в томе 8 (6035П-П-030.000.000-ПБ-01).

13.7 Автоматизация комплексная

Проектом предусматривается автоматизация ниже перечисленных объектов:

- Камера пуска КПУ СОД;
- Емкости дренажные ЕД-1, ЕД-2;
- Узел запорной арматуры №1, №2;
- Емкость дренажная ЕД-2;
- Камера приема КПР СОД;
- Задвижка с электроприводом на узле приема СОД

Технические средства автоматизации обеспечивают:

- измерение по месту давления в нефтепроводе на узлах пуска/приема, на узлах запорной арматуры;
- измерение по месту уровня в дренажных емкостях;
- дистанционное управление электроздвижкой на узле приема СОД.

Давление нефти (по месту) в трубопроводе предусматривается контролировать с помощью технических манометров МТ-ИТ-27А-300Я-ДБГА00-Р5-СОЗ-01-00Б-02 (кодировка согласно МУК ЕТТ № П4-06 М-0158 версия 2.00), с пределом измерения до 4,0 МПа

Измерение уровня жидкости в дренажной емкости осуществляется с помощью указателя уровня с местной индикацией УУ-Б-ЕАБИАБ-1А-12-26ЕА0-00Я-ОЗ0-0А0АБ2 (кодировка согласно МУК ЕТТ № П4-06 М-0158 версия 2.00), диапазон измерений 100... 1050 мм от дна емкости.

Манометры предусматривается установить на трубопроводах, с помощью закладных конструкций, предусмотренных технологической частью проекта.

При проведении работ на скважине, ответственный за выполнение работ обязан обеспечить рабочих индивидуальными переносными газоанализаторами горючих газов типа СГГ-20Микро (Маркировка взрывозащиты 1ExibdsIICT6, сигнализатор совокупности компонентов - горючие газы и/или пары). Сигнализаторы должны быть получены в отделе мат. тех обеспечения соответствующего ЦДНГ.

Подробное описание решений по автоматизации и телемеханизации технологических процессов представлено в томе 6035П-П-030.000.000-ИЛО5-09.

14 Заверение проектной организации

Данная проектная документация выполнена в установленном порядке и в соответствии с требованиями федеральных норм и правил в области промышленной безопасности. Дополнительные технические решения, которые могут повлечь за собой отступления от требований промышленной безопасности в техническом задании и проектной документации не применялись. В соответствии с Федеральным законом № 116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» статья 3 пункт 4 разработка раздела «Обоснование безопасности опасного производственного объекта» в проектной документации не требуется.

Принятые технические решения соответствуют требованиям действующих законодательных актов, норм и правил России по взрывопожарной и экологической безопасности, по охране труда и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объектов и сооружений при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

15 Приложения

Приложение А Задание на проектирование «Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения»

Приложение № 1 к договору
№ _____

СОГЛАСОВАНО

Главный инженер
ООО «СамараНИПИнефть»



С.В. Кандрюшин

2018 г.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора
по развитию производства
АО «Оренбургнефть»



А.В. Кудряшов

2018 г.

ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ № 6035П

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко-Сыртовского месторождения»

1.	Основание для проектирования	Бизнес-план АО «Оренбургнефть» 2018-2022 гг. Технические требования на проектирование «Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения», утвержденные заместителем генерального директора по развитию производства АО «Оренбургнефть» Кудряшовым А.В. Протокол ЦКР Роснедр по УВС № 6990 от 27.10.2017 г. «Дополнение к технологическому проекту разработки Бобровского газонефтяного месторождения Оренбургской области»
2.	Вид строительства	Новое строительство
3.	Стадия проектирования	Инженерные изыскания. Проектная документация. Рабочая документация
4.	Срок выполнения работ	Сроки начала и окончания ПИР – в соответствии с календарным планом
5.	Местоположение объекта, здания, сооружения	Оренбургская область, Переволоцкий, Оренбургский районы, Донецко-Сыртовское месторождение. Схема размещения объектов обустройства месторождения прилагается
6.	Заказчик	АО «Оренбургнефть»
7.	Требования к проектировщику	Наличие свидетельств о допуске к производству работ по подготовке ПД, выданных саморегулируемыми организациями. Наличие свидетельств о допуске к работам на особо опасных, технически сложных и уникальных объектах

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения»

СТРАНИЦА 1 ИЗ 23

8.	Потребность в ИИ	<p>Выполнить комплексные ИИ.</p> <p>ИИ выполнять в соответствии с ТЗ на ИИ (Приложение 3 к настоящему ЗП).</p> <p>Порядок и требования к выполнению ИИ принять в соответствии с требованиями:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Постановления Правительства РФ от 19.01.2006 № 20 «Об инженерных изысканиях для подготовки проектной документации, строительства, реконструкции объектов капитального строительства». ▪ СП 47.13330. ▪ Положения Компании «Порядок проведения инженерно-геологических изысканий для строительства объектов Компании» № П2-01 Р-0014. ▪ Положения Компании «Порядок проведения инженерно-геодезических изысканий для строительства объектов Компании» № П2-01 Р-0090. ▪ Положения Компании «Порядок проведения инженерно-экологических изысканий для строительства объектов Компании» № П2-01 Р-0149. <p>Выполнение ИИ допускается только на основании согласованной Заказчиком программы работ на ИИ.</p> <p>Защиту сведений, составляющих государственную тайну, при выполнении комплексных инженерных изысканий, осуществлять в соответствии с требованиями «Инструкцией по обеспечению режима секретности РФ» от 05.01.2004г. № 3-1.</p> <p>Сведения, составляющие государственную тайну, подпадающие под действие пунктов 85, 86, 87 «Перечня сведений, подлежащих засекречиванию, Министерства энергетики РФ» утвержденного приказом Минэнерго России от 19.10.2017 г. № 26с, используемые Генподрядчиком (топографические карты масштаба 1:25000; выписка из каталогов пунктов государственных геодезических сетей, государственных нивелирных сетей в государственных системах координат) имеют степень секретности – «секретно».</p> <p>К выполнению работ, связанных с использованием сведений, составляющих государственную тайну, допускать работников, имеющих допуск к государственной тайне по соответствующей форме.</p> <p>Историко-культурные изыскания (выполняются по отдельному договору)</p>
9.	Требования к вариантной проработке и	Не требуется

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения»

СТРАНИЦА 2 ИЗ 23

	формированию ОПР	
10.	Требования к выделению этапов строительства	Не требуется
11.	Основные технические характеристики и экономические показатели объекта проектирования	<p>Основные технические характеристики и экономические показатели объекта проектирования.</p> <p>Проектом предусмотреть обустройство одиночных нефтегазосборных скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ протяжённость выкидного трубопровода от скважины № 4222 – 4,45 км; ▪ протяжённость выкидного трубопровода от скважины № 4223 – 3,9 км; ▪ протяжённость выкидного трубопровода от скважины № 4227 – 4,4 км; ▪ протяжённость выкидного трубопровода от скважины № 4228 – 4,35 км; ▪ протяжённость выкидного трубопровода от скважины № 4229 – 3,8 км; ▪ протяжённость выкидного трубопровода от скважины № 4233 – 3,85 км; ▪ протяжённость выкидного трубопровода от скважины № 4236 – 3,1 км; ▪ протяжённость выкидного трубопровода от скважины № 4252 – 3,15 км; ▪ протяжённость выкидного трубопровода от скважины № 4253 – 3,2 км; ▪ рабочее давление 4,0 МПа; ▪ тип прокладки подземный; ▪ перекачиваемая среда– нефть+пластовая вода+ попутный нефтяной газ. ▪ Объекты электроснабжения скважин №№ 4222, 4227: <ul style="list-style-type: none"> ▪ КТП-6/0,4 кВ; ▪ ВЛ-6 кВ (отпайка); ▪ протяжённость 0,2 км. ▪ Объекты электроснабжения скважин №№ 4223, 4233: <ul style="list-style-type: none"> ▪ КТП-6/0,4 кВ; ▪ ВЛ-6 кВ (отпайка); ▪ протяжённость 0,1 км. ▪ Объекты электроснабжения скважин №№ 4236, 4252:

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сырговского месторождения»

СТРАНИЦА 3 ИЗ 23

		<ul style="list-style-type: none"> ▪ КТП-6/0,4 кВ; ▪ ВЛ-6 кВ (отпайка); ▪ протяжённость 0,02 км. <p>Проектом предусмотреть АУКРМ-6 кВ.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Автодороги (вдольтрассовые, подъездные, внутриплощадочные проезды): ▪ категория IV-в категории; ▪ к площадкам скважин №№ 4222, 4227 протяжённость 0,2 км. <p>Предусмотреть нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-6 (1945П) до УПН Донецко-Сыртовского месторождения:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ протяжённость 11,0 км; ▪ рабочее давление 4,0 МПа; ▪ тип прокладки подземный; ▪ перекачиваемая среда – нефть+пластовая вода+ попутный нефтяной газ. <p>Состав проектируемых сооружений уточняется при проектировании.</p> <p>Диаметр и толщину стенки трубопроводов определить гидравлическими и прочностными расчетами, при проектировании и согласовать с Заказчиком</p>
12.	Срок начала и окончания строительства объекта и/или ввода объекта в эксплуатацию	<p>Сроки начала строительства – 2021 г.</p> <p>Сроки окончания строительства – 2022 г.</p> <p>Ввод объекта в эксплуатацию – 2022 г.</p> <p>Срок эксплуатации объекта – В соответствии с Планом капитальных вложений</p>
13.	Особые условия строительства	<ul style="list-style-type: none"> ▪ климатические условия площадки строительства (осадки, температура, снежный покров, сила ветра и др.) – определить проектом по результатам инженерных изысканий; ▪ условия по сейсмичности в соответствии с требованиями СП 14.13330 – определить проектом по результатам инженерных изысканий; ▪ ландшафтные условия (горная местность, суходол, заболоченность – определить проектом по результатам инженерных изысканий; ▪ грунтовые условия площадки строительства (наличие оползневых, многолетнемерзлых, просадочных, карстовых грунтов и т.п.) – определить проектом по результатам инженерных изысканий; ▪ наличие стесненных условий и/или производство работ в условиях действующего производства – определить проектом по результатам инженерных изысканий;

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения»

СТРАНИЦА 4 ИЗ 23

		<p>изысканий;</p> <ul style="list-style-type: none"> отсутствие в районе строительства транспортных, энергетических систем и коммуникаций связи – определить проектом по результатам инженерных изысканий. <p>До выполнения работ получить справку от регионального госоргана охраны объектов культурного наследия об отсутствии/наличии в границах земельного участка объектов культурного наследия включенных в реестр, выявленных объектов культурного наследия или объектов, обладающих признаками объекта культурного наследия, а также охраны/защитных зон объектов культурного наследия. При необходимости выполнить историко-культурную экспертизу земельных участков, подлежащих хозяйственному освоению (историко-культурные изыскания) в соответствии с п.1, 3 ст.36 и п.2 ст. 30 Федерального закона от 25.06.2002 № 73-ФЗ «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации»</p>
14.	Идентификационные признаки проектируемых зданий и сооружений	<p>Идентификационные признаки проектируемых зданий и сооружений принять в соответствии с Федеральным законом от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» из следующих параметров:</p> <ul style="list-style-type: none"> Назначение – сбор продукции скважин. Проектируемый объект не принадлежит к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых влияют на их безопасность. Опасные природные процессы и явления техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство и эксплуатация объекта – определить проектом по результатам инженерных изысканий. В соответствии с Федеральным законом № 116-ФЗ «Об опасных производственных объектах» проектируемый объект относится к категории ОПО. В соответствии со ст. 4 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», ст. 48_1 п.11 Градостроительного кодекса Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ уровень ответственности проектируемого объекта – нормальный. Характеристика проектируемых объектов по категориям и классам взрывопожарной и пожарной опасности определить согласно Федеральному закону от 22.07.2008 № 123-ФЗ

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения»

СТРАНИЦА 6 ИЗ 23

		<p>«Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», ГОСТ 30852.11, ГОСТ 30852.5.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Максимальная автоматизация объекта исключает необходимость постоянного пребывания персонала. <p>Объект будет являться составной частью действующего ОПО: «Система промышленных трубопроводов Донецко - Сыртовского месторождения», класс опасности II, регистрационный номер А49-01497-0369</p>
15.	Особые требования к проектированию	<p>Проект запросов и заявок на получение ТУ на присоединение к инженерным сетям, на пересечение коммуникаций, на проектирование и примыкание автомобильных дорог, не принадлежащих ПАО «НК «Роснефть» выполняется по отдельному договору.</p> <p>В составе ПД указывать:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ расчетные сроки службы и ресурсы проектируемых сооружений; ▪ требования к срокам службы применяемого оборудования и технических устройств. <p>Разработка проекта планировки и проекта межевания территории выполняется по отдельному договору.</p> <p>Выполнить сбор и подготовку ИРД, установленных законодательными и иными нормативными правовыми актами РФ (в том числе техническими и градостроительными регламентами) и которые следует представлять в составе документов, направляемых на государственную экспертизу (помимо документов, указанных в подпункте «б» п. 10 Постановления Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»).</p> <p>Обеспечить сопровождение и согласование ПД в органах государственной экспертизы проектов.</p> <p>РД согласовать с владельцами пересекаемых сторонних коммуникаций по выданным ТУ на пересечения.</p> <p>Расчеты технологических процессов выполнять с применением сертифицированных программных продуктов</p>
16.	Применение ДТПК	<p>При разработке ПД и РД необходимо руководствоваться следующим перечнем ДТПК:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Методические указания Компании «Свод требований к проектированию объектов наземного обустройства нефтегазовых месторождений» № П1-01.04 М-0010. ▪ Инструкция Компании «Унифицированные требования к составу и содержанию раздела

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения»

СТРАНИЦА 6 ИЗ 23

		<p>проектной документации: «Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства» наземной инфраструктуры нефтегазовых месторождений Компании» № П1-01.04 И-00018.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Инструкция Компании «Требования к разработке проектов организации строительства и проектов организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства» № П2-01 И-0008. ▪ Методические указания Компании «Инженерная подготовка территории строительства объектов нефтегазовых месторождений» № П1-01.04 М-0087. ▪ Стандарт Компании "Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов на объектах ОАО «НК «Роснефть» и его дочерних обществ" № П1-01.05 С-0038. ▪ Методические указания Компании «Проектирование технологических трубопроводов» № П1-01.04 М-0078. ▪ Методические указания Компании «Единые технические требования. Задвижки клиновые» № П1-01.05 М-0082. ▪ Методические указания Компании «Единые технические требования. Клапан запорный стальной» № П4-06 М-0051. ▪ Методические указания Компании «Единые технические требования. Клапан регулирующий» № П4-06 М-0063. ▪ Методические указания Компании «Единые технические требования. Клапаны и затворы обратные» № П4-06 М-0117. ▪ Методические указания Компании «Единые технические требования. Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) 6(10)/0,4 кВ (с НКУ, без НКУ)» № П4-06 М-0087. ▪ Методические указания Компании «Единые технические требования. Устьевое оборудование добывающих и нагнетательных скважин» № П4-06 М-0045. ▪ Методические указания Компании. «Единые технические требования. Камеры пуска и приема внутритрубных поточных средств очистки и диагностики» № П1-01.05 М-0094. ▪ Методические указания Компании «Основные принципы проектирования и выбора оборудования распределительных электрических сетей 0,4-110 кВ на производственных объектах Компании» № П2-04 М-0084. ▪ Методические указания Компании «Проектирование автомобильных дорог на месторождениях Компании» № П1-01.03 М-0116. ▪ Методические указания Компании «Единые технические требования. Емкость подземная (с
--	--	---

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4262, 4263 Донецко-Сыртовского месторождения»

СТРАНИЦА 7 ИЗ 23

		<p>подогревом /без подогрева)» № П4-06 М-0007.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые технические решения. Типовые проектные решения. Обустройство одиночной добывающей скважины» № П1-01.04 ПДТП-0014. ▪ Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые технические решения. Типовые проектные решения. Сооружения трубопроводов» № П1-01.04 ПДТП-0037. ▪ Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Камеры пуска и приёма внутритрубных поточных средств очистки и диагностики» № П1-01.04 ПДТП-0039. ▪ Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Емкость подземная (с подогревом/без подогрева, с насосом/без насоса)» № П1-01.04 ПДТП-0003. ▪ Методические указания Компании «Единые технические требования. Установка дозированной подачи химреагентов» № П4-06 М-0008. ▪ Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые технические решения. Технологические эстакады» № П1-01.04 ПДТП-0012. ▪ Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Элементы и узлы свайных фундаментов» № П1-01.04 ПДТП-0001. ▪ Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Площадки обслуживания, ограждение площадок» № П1-01.04 ПДТП-0005. ▪ Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Ограждение узлов запорной арматуры» № П1-01.04 ПДТП-0008. ▪ Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые технические решения. Устройство водопропускных труб на автомобильных дорогах» № П1-01.04 ПДТП-0020. ▪ Инструкция Компании «Основные принципы проектирования кабельных линий 0,4-110 кВ, выбор силовых и контрольных кабелей на производственных объектах Компании» № П2-04 И-04583. ▪ Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Эстакады (кабельные)» № П1-01.04 ПДТП-0004. ▪ Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Проекторные мачты» № П1-01.04 ПДТП-0016
17.	Требования к инженерно-техническим	Инженерно-технические решения разработать в соответствии с ТП, ТУ и согласовать с

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртвовского месторождения»

СТРАНИЦА 8 ИЗ 23

	<p>решениям (в т.ч. системам электроснабжения, водоснабжения, водоотведения, теплоснабжения, вентиляции, кондиционирования, газоснабжения, автоматизации, связи)</p>	<p>эксплуатирующими организациями, утвердившими ТУ.</p> <p>СИСТЕМА ВОДОСНАБЖЕНИЯ</p> <p>Не требуется.</p> <p>СИСТЕМА ВОДООТВЕДЕНИЯ</p> <p>Разработать раздел «Система водоотведение».</p> <p>Проектирование объектов системы водоотведения выполнять на основании требований законодательных, нормативно-правовых актов, требований отраслевых и ведомственных документов:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Федерального закона от 07.12.2011 № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении». ▪ СП 32.13330. ▪ СП 30.13330, <p>и в соответствии с ТП и ИД (ТУ), приложенным к ЗП.</p> <p>Размещение наружных сетей водопровода и канализации под зданиями и сооружениями не допускать, за исключением строительства зданий и сооружений на свайных основаниях на ММГ.</p> <p>ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ, КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУХА, ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ</p> <p>Не требуется.</p> <p>ГАЗОСНАБЖЕНИЕ</p> <p>Не требуется.</p> <p>АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ</p> <p>При проектировании систем автоматизации технологических процессов руководствоваться действующими законодательными актами, нормативной документацией РФ, а также ЛНД Компании:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ГОСТ 21.208-2013 СПДС «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах»; ▪ ГОСТ 21.408-2013 СПДС «Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов». ▪ ГОСТ 24.104-2006 ЕСКД «Основные надписи». ▪ Стандартом Компании «Построение комплексной информационно-управляющей системы (КИУС) нефтегазодобывающего дочернего общества» № ПЗ-04 С-0001. ▪ Положением Компании «Автоматизированные
--	--	---

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4228, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения»

СТРАНИЦА 9 ИЗ 23

		<p>системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам» № ПЗ-04 С-0038.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ПУЭ «правила устройства электроустановок». <p>и в соответствии с ТП и ТУ, приложенным к ЗП.</p> <p>Проектом предусмотреть вывод информации от проектируемых объектов на АРМ оператора ЦДНГ-5 (АБК Донецко-Сыртовского месторождения).</p> <p>Подключение проектируемых объектов предусмотреть:</p> <p>Систему телемеханики – АСУ ТП «Регион 4.0».</p> <p>Передачу информации на верхний уровень со скважины выполнить в соответствии с ТУ, приложенным к ЗП.</p> <p>Все электрические и электронные средства систем автоматизации, размещаемые во взрывоопасных зонах технологических объектов, должны применяться только во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты, отвечающий требованиям, ТР ТС 012.</p> <p>Приборы и средства автоматизации, устанавливаемые на открытых площадках, должны иметь соответствующее климатическое исполнение в соответствии с ГОСТ 15150. Для приборов, не имеющих низкотемпературного исполнения, предусмотреть термочехлы для обогрева.</p> <p>Предусмотреть систему заземления приборов и средств автоматизации в соответствии с ПУЭ.</p> <p>Выполнить проектирование комплекса технических средств автоматизации технологических процессов в составе следующих систем:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ система передачи данных и управления; ▪ система телемеханики, <p>Основные решения по автоматизации, структурную схему КТС согласовать с Заказчиком на этапе проведения внутренней экспертизы проекта</p> <p>Разработать в составе проекта раздел «Автоматизация технологических процессов» (автоматизация комплексная, далее система).</p> <p>Функциональные характеристики проектируемой системы и уровень автоматизации технологических процессов принять по классу 2 в соответствии с Положением Компании «Автоматизированная система управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам» № ПЗ-04 С-0038.</p> <p>Предусмотреть интеграцию проектируемой системы</p>
--	--	--

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения»

СТРАНИЦА 10 ИЗ 23

		<p>автоматизированного управления и безопасности технологического объекта.</p> <p>Предусмотреть интеграцию проектируемой системы с системами вышестоящего уровня.</p> <p>РД на систему выполнить в соответствии с требованиями Градостроительного Кодекса Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ, ГОСТ Р 21.1101, ГОСТ 21.408 в объеме разделов согласно п.6.10 Положения Компании «Автоматизированная система управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам» № ПЗ-04 С-0038.</p> <p>Функциональные схемы автоматизации выполнить развернутым способом в соответствии с ГОСТ 21.208, ГОСТ 21.408, при котором на схеме изображают состав и место расположения технических средств автоматизации каждого контура контроля и управления.</p> <p>СЛАБОТОЧНЫЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ СВЯЗИ</p> <p>Провести анализ существующих технических средств, линий и сооружений связи в районе строительства объекта.</p> <p>Выполнить проработку системно-сетевых решений по обеспечению взаимной увязки проектируемых средств, линий и сооружений связи с существующими сетями.</p> <p>Предложения в области связи и технические характеристики оборудования согласовать с Заказчиком.</p> <p>ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ</p> <p>Разработать раздел «Система электроснабжения».</p> <p>Электроснабжение проектируемых скважин предусмотреть согласно техническим условиям (ТУ) на электроснабжение № 29-08/31-12ту от 31.08.2018 г и № 29-10/26-04ту от 26.10.2018 г.</p> <p>Номенклатуру и технические характеристики энергетического оборудования, используемого в ПД, согласовать с Заказчиком.</p> <p>Предусмотреть защитное заземление для защиты от поражения электрическим током, прямых ударов молнии, статического электричества в соответствии с ПУЭ.</p> <p>Проектом предусмотреть технический учет электроэнергии</p>
18.	Обеспечение единства измерений и контроль качества продукции	<p>При проектировании объектов должны применяться СИ отечественного или иностранного производства утвержденного типа, имеющие действующие свидетельства (сертификат) об утверждении типа,</p>

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Суртовского месторождения»

СТРАНИЦА 11 ИЗ 23

		описание типа к нему и внесенные в Государственный реестр СИ
19.	Требования к технологии, режиму предприятия и основному оборудованию	<p>Режим работы предприятия круглосуточный, круглогодичный.</p> <p>Разработать технологические и технические решения, ведущие к снижению капиталовложений и эксплуатационных затрат.</p> <p>Предусмотреть требования о технологических решениях, направленных на предотвращение (сокращение) выбросов и сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду, использование малоотходных технологий и экологически эффективных методов обращения с отходами производства и потребления и обеспечивающих соблюдение нормативов допустимого воздействия на окружающую среду.</p> <p>Предусмотреть использование малолюдных, энергосберегающих, экологически чистых технологий.</p> <p>Выполнить расчеты на прочность, деформативность, устойчивость, толщины стенки, скорости коррозии и срока службы трубопровода. Расчеты оформить и хранить в архиве.</p> <p>Предусмотреть применение оборудования, запорно-регулирующей арматуры, изоляционных покрытий и соединительных деталей трубопроводов, сертифицированных в установленном порядке в соответствии Федеральным законом от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».</p> <p>Антикоррозионную защиту емкостного технологического оборудования выполнить в соответствии с требованиями Технологической инструкции Компании «Антикоррозионная защита емкостного технологического оборудования» № П2-05.02 ТИ-0002.</p> <p>Технологические процессы производства должны быть максимально автоматизированы с учетом требований Положения Компании «Автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам» № П3-04 С-0038.</p> <p>Предусмотреть применение энергосберегающих технологий, оборудования и материалов.</p> <p>Технические решения должны учитывать возможность максимального применения отечественного оборудования и материалов и привлечения Российских подрядных организаций</p>
20.	Требования к	Разработать разделы «Архитектурные решения»,

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения»

СТРАНИЦА 12 ИЗ 23

	архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям	<p>«Конструктивные и объемно-планировочные решения» в соответствии с ТП.</p> <p>Окраску объектов выполнить в соответствии с требованиями Методических указаний Компании «Применение фирменного стиля ПАО «НК «Роснефть» при оформлении производственных объектов в дочерних обществах ПАО «НК «Роснефть» блока Upstream и производственного сервисного блока» № ПЗ-01.04 М-0006 и Методических указаний Компании «Руководство по использованию фирменного стиля ПАО «НК «Роснефть» в делопроизводстве» № ПЗ-01.04 М-0004.</p> <p>Антикоррозионную защиту металлических конструкций выполнить в соответствии с требованиями Технологической инструкции Компании «Антикоррозионная защита металлических конструкций на объектах нефтегазодобычи, нефтегазопереработки и нефтепродуктообеспечения Компании» № ПЗ-05 ТИ-0002</p>
21.	Требования и условия к разработке природоохранных мероприятий	<p>Разработать в соответствии с действующей НД РФ и ЛНД Компании, практическим пособием «Охрана окружающей природной среды», Приказа Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 № 372 «Об утверждении Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации», ГОСТ 56063, ГОСТ Р 56059, ТТ на проектирование (приложение к настоящему ЗП):</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Раздел «Мероприятия по охране окружающей среды»; ▪ Том «Оценка воздействия на окружающую среду»; ▪ Том «Расчет ущерба рыбному хозяйству» (при наличии воздействия на водные объекты и их поймы). Разработанную документацию согласовать с федеральным органом исполнительной власти в области рыболовства в порядке, установленном Правительством РФ (ст. 50 Федерального закона от 20.12.2004 № 166-ФЗ «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов»); ▪ Том «Проект рекультивации нарушенных земельных участков и почвенного покрова» разработать в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 10.07.2018 г. № 800
22.	Требования энергетической эффективности, оснащенности зданий, строений и сооружений	<p>Разработать раздел «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов», с</p>

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртвовского месторождения»

СТРАНИЦА 13 ИЗ 23

	приборами учета используемых энергетических ресурсов	отражением в проекте итоговых первичных сведений по проектируемому объекту в формате приложений к ГОСТ Р 51379. Разработку раздела выполнить согласно требованиям Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». Предусмотреть учет энергозатрат на собственные нужды предприятия. Предусмотреть применение энергоэффективных технологий, оборудования и материалов
23.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций	Раздел «Перечень мероприятий по гражданской обороне. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций» разработать в соответствии с законодательными и нормативно-правовыми актами РФ, нормами и правилами в области гражданской обороны, защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в соответствии с ИД, выданными территориальным управлением МЧС РФ. В разделе привести Мероприятия по ликвидации возможных аварий при строительстве и эксплуатации объекта. Привести классификацию объектов на классы в соответствии с СП 132.13330 в зависимости от вида и размеров ущерба, который может быть нанесен объекту, находящимся на объекте людям и имуществу в случае реализации террористических угроз
24.	Требования по обеспечению пожарной безопасности, ПС, АСПТ	Проект разработать в соответствии с действующей нормативной документацией РФ, в том числе: Федеральным законом от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», а также других действующих нормативных документов, содержащих требования пожарной безопасности федерального, регионального и отраслевого уровня, включая ЛНД Компании: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Положение Компании «Организация пожарной охраны на объектах Компании» № ПЗ-05 С-0119; ▪ Методические указания Компании «Оснащение средствами пожаротушения, пожарной техникой и другими ресурсами для целей пожаротушения объектов Компании» № ПЗ-05 М-0072. Разработать раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» в соответствии с ТПП. ПС и АСПТ разработать в соответствии с ТПП

25.	Требования по промышленной безопасности, охране и гигиене труда	<p>В составе раздела ПД «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений» разработать главы «Промышленная безопасность» и «Охрана труда и санитарно-гигиенические требования» в соответствии с ТПД.</p> <p>Определить безопасный срок эксплуатации проектируемых сооружений, применяемого оборудования и технических устройств в соответствии с законодательством, действующими законодательными актами, нормативно правовыми документами РФ</p>
26.	Требования по обеспечению безопасности объекта	Не требуется
27.	Требования к организации строительства и работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства	<p>Разработать разделы «Проект организации строительства» в соответствии с Инструкцией Компании «Требования к разработке проектов организации строительства и проектов организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства» № П2-01 И-0008.</p> <p>В составе ПОС указать способ подключения строительной площадки к источнику электроэнергии на время строительства.</p> <p>При разработке ПОС необходимо выделить этапы организации строительства. При выполнении раздела ПОС необходимо определить продолжительность строительства каждого этапа и выполнить разбивку календарного плана согласно этапов организации строительства</p>
28.	Требования к разработке сметной документации	<p>Сметную документацию разработать на основании требований приведенных в составе приложения 1 «ИД для разработки сметной документации в составе проектной и рабочей документации» настоящего ЗП.</p> <p>При разработке сметной документации использовать минимальные из нескольких вариантов расценок по основным (ценообразующим) видам работ</p>
29.	Порядок и требования к формированию перечня оборудования и материалов	<p>На всех этапах проектирования формировать перечень оборудования и материалов по следующей схеме:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Используя данные о имеющихся СВЗ/НВЛ Заказчика (см. раздел 30 настоящего ЗП). 2. Используя действующие преискуранные договора на поставку МТР (см. раздел 31 настоящего ЗП). 3. Используя утверждённую ТЗД (в соответствии с перечнем ДТТК, приведенном в разделе 16

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртковского месторождения»

СТРАНИЦА 16 ИЗ 23

		<p>настоящего ЗП).</p> <p>4. Используя данные о рыночной цене МТР, не учтенных СВЗ/НВЛ/прейскурантными договорами.</p> <p>Оборудование, приведенное в перечне, и его технические характеристики подлежат обоснованию в ПД.</p> <p>При выборе оборудования и материалов должны учитываться:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ соответствие действующим стандартам в области нефтегазодобычи; ▪ качественные показатели оборудования и материалов; ▪ требования обязательной сертификации; ▪ простота эксплуатации и ремонта, наличие положительного опыта эксплуатации. <p>При прочих равных условиях преимущество по включению в перечень оборудования и материалов должны иметь оборудование и материалы, выпускаемые отечественными производителями.</p> <p>При выборе оборудования и материалов:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ исключить дополнительные и необоснованные требования, приводящие к увеличению их стоимости, а также требования, ограничивающие конкуренцию производителей; ▪ минимизировать вариативность применяемого оборудования и материалов
30.	Применение СВЗ и НВЛ	Не требуется
31.	Применение прейскурантных договоров	Не требуется
32.	Требования по формированию и выдаче документации для закупочных процедур	<p>Документация для закупочных процедур формируется в соответствии с Методическими указаниями Компании «Порядок разработки опросных листов и технических требований на оборудование для объектов обустройства нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений компании» № П1-01.04 М-0016.</p> <p>Предоставить спецификации, ТТ и ОЛ (в составе ПД – предварительные, в составе РД – окончательные) на основное технологическое оборудование длительного срока изготовления без указания конкретных производителей оборудования.</p> <p>В составе РД отдельной книгой собрать ССО. В ССО поставки Заказчика должно быть разделение на «Материалы» и «Оборудование».</p>

«Обор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртвовского месторождения»

СТРАНИЦА 16 ИЗ 23

		<p>Оформить отдельной книгой сборник ОЛ и ТТ и задания заводам-изготовителям.</p> <p>Обеспечить применение кодировки материалов и оборудования по номенклатурным справочникам (ЕТТ)</p>
33.	Требования по применению новых технологий	<p>При разработке ПД учесть применение в конструкциях качественно новых и эффективных материалов, оборудования, технологий, и решений используемых в области капитального строительства, с приведением технико-экономического обоснования.</p> <p>Решения не должны приниматься в ущерб надежности, безопасности и долговечности проектируемых объектов.</p> <p>Требования к процессу организации внедрения испытанной новой техники и технологии устанавливаются в соответствии с Положением Компании «Об организации работы научно-технического совета ПАО «НК «Роснефть» № П4-02 Р-0005.</p> <p>В рамках импортозамещения предпочтение к применению технологии отечественного производства</p>
34.	Материалы, предоставляемые Заказчиком	<p>Для выполнения ПИР к настоящему ЗП приложены отдельными приложениями следующие ИД:</p> <p>Приложение 1 (отдельными файлами):</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ установленные (ключевые) ИД, ИРД для разработки проектной продукции; ▪ ИД для разработки ПОС, проекта организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства; ▪ ИД для разработки сметной документации в составе проектной и рабочей документации. <p>Приложение 2 – ТПН.</p> <p>Приложение 3 – ТЗ на ИИ.</p> <p>Приложение 4 – ТУ на электроснабжение.</p> <p>Приложение 5 – ТУ на водоснабжение, водоотведение.</p> <p>Приложение 6 – Типовые ТУ к проектируемым проездам на производственные объекты, принадлежащие АО «Оренбургнефть» и на примыкания проектируемых проездов к существующей транспортной сети.</p> <p>Учесть решения проектов:</p> <p>№ 1945П «Сбор нефти и газа со скважины №4039 Донецко-Сыртовского месторождения»,</p> <p>№ 5272П «Сбор нефти и газа со скважин №№ 7, 8, 9 Донецко-Сыртовского месторождения»</p>
35.	Состав	Выполнить защиту ПД у Заказчика в рамках НТС.

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения»

СТРАНИЦА 17 ИЗ 25

	демонстрационных материалов	<p>Результат защиты закрепить Протоколом.</p> <p>Представить материалы для защиты проектных решений в форме презентации, включая:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Эскизы, схемы и графики планировочных, компоновочных решений и технико-экономических показателей с текстовым описанием принятых решений; ▪ Генеральный план проектируемого объекта; ▪ Схему обустройства месторождения, с выделением географического размещения проектируемого объекта с приложением физических объемов обустройства, наименований объектов СМР; ▪ Решения по организации строительства (сведения по этапам выполнения СМР и их составу); ▪ Технологическую схему совмещенную со схемой автоматизации, а также описание выбранных способов организации связи и передачи данных от проектируемых объектов; ▪ Схемы переходов проектируемыми коммуникациями естественных и искусственных преград с текстовым описанием и обоснованием принятых решений; ▪ В случае если объект является предметом экологической экспертизы подготовить демонстрационные материалы для проведения общественных обсуждений материалов ОВОС. <p>Предоставить оценку эффекта от применения ДТПК (оценку выполнить в соответствии с действующими Корпоративными процедурами) в части снижения стоимости МТР и СМР</p>
36.	Требования к составу и оформлению проектной и рабочей документации	<p>ПД разработать в соответствии с действующими законодательными актами, нормативными документами РФ, ЛНД Компании в области капитального строительства, в том числе в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».</p> <p>Разработать РД в соответствии с государственными стандартами системы ПД для строительства, в том числе ГОСТ Р 21.1101.</p> <p>В составе каждого разрабатываемого раздела ПД следует представлять перечень нормативных документов, которыми руководствовались при его разработке.</p> <p>Оформление ПД и РД должно осуществляться в соответствии с требованиями законодательства РФ и ЛНД Компании в области капитального</p>

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения»

СТРАНИЦА 18 ИЗ 23

		<p>строительства:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Принципы классификации Компании «Система идентификации проектных документов» № П2-01 ПК-0003. ▪ Принципы классификации Компании «Система идентификации объектов инфраструктуры нефтегазодобычи и разрабатываемых на их строительство проектов» № П2-01 ПК-0004. ▪ Методические указания Компании «Требования к предоставлению информации при передаче проектных документов» № П3-04 М-0019
37.	Порядок сдачи работ	<p>После получения положительного заключения государственной экспертизы выдать откорректированную по замечаниям экспертизы:</p> <p>ИИ: 2 экземпляра на бумажном носителе, 1 экземпляр на электронном носителе;</p> <p>ПД: 4 экземпляра на бумажном носителе, 1 экземпляр на электронном носителе.</p> <p>РД: 4 экземпляра на бумажном носителе, 1 экземпляр на электронном носителе.</p> <p>Генпроектировщик передает проектно-сметную документацию Заказчику по накладной по месту нахождения Заказчика.</p> <p>Один экземпляр проектной продукции выпустить в электронном формате в соответствии с приказом Министерства строительства и ЖКХ РФ от 12.05.2017 №783/пр «Об утверждении требований к формату электронных документов, представляемых для проведения государственной экспертизы проектной документации и (или) результатов инженерных изысканий и проверки достоверности определения сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта объектов капитального строительства»</p>
38.	Требования к передаче готовых материалов на электронных носителях	<p>Текстовые документы предоставить в оригинальных форматах (MS Office 2010) и в не редактируемом формате PDF (Acrobat Reader).</p> <p>Сметную документацию предоставить в редактируемом формате MS Excel, не редактируемом формате PDF (Acrobat Reader) и универсальном формате XML для возможности прочтения программой «Гранд-смета».</p> <p>Чертежи предоставить в формате DWG (AutoCAD) и в не редактируемом формате PDF (Acrobat Reader).</p> <p>Сборники спецификаций оборудования, изделий и материалов, ресурсные ведомости, ведомости объемов работ предоставить в формате (MS Excel 2010) и в не редактируемом формате PDF (Acrobat</p>

		<p>Reader).</p> <p>Электронная версия комплекта документации, предоставляемая на CD-R диске (дисках), должна передаваться сопроводительным документом с подтверждением отсутствия на диске (дисках) вирусов по результатам проверки специализированного антивирусного ПО. Указать наименование примененного специализированного антивирусного ПО.</p> <p>Электронная версия комплекта документации передается на CD-R диске (дисках), изготовленных разработчиком документации (оригинал-диск). Допускается использовать носители формата CD-RW, DVD-R, DVD-RW.</p> <p>На лицевой поверхности диска должна быть нанесена печатным способом маркировка с указанием: наименования ПД (и РД) документации, Заказчика, проектировщика, даты изготовления электронной версии, порядкового номера диска. Диск должен быть упакован в пластиковый бокс, на лицевой поверхности которого также делается аналогичная маркировка.</p> <p>В корневом каталоге диска должен находиться текстовый файл содержания с гиперссылками на разделы комплектов документации.</p> <p>Состав и содержание диска должны соответствовать комплекту документации. Каждый физический раздел комплекта (том, книга, альбом чертежей и т.п.) должен быть представлен в отдельном каталоге диска файлом (группой файлов) электронного документа. Название каталога должно соответствовать названию раздела.</p> <p>Файлы должны нормально открываться в режиме просмотра средствами операционной системы Windows 2000/XP/Vista/7/8/10.</p> <p>В корневом каталоге диска должен находиться текстовый файл содержания с гиперссылками на разделы комплектов документации</p>
39.	Перечень согласований с государственными надзорными органами	<p>Обеспечить соответствие приведенных в ПД технических решений требованиям актуальной нормативной документации, законодательных и нормативных правовых актов РФ, действующих на дату окончания проектирования и передачу документации на государственные экспертизы.</p> <p>Обеспечить участие в сопровождении и технической поддержке при проведении государственной экспертизы в совместно с Заказчиком, в соответствии с Положением об организации и проведении государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий, утвержденным постановлением Правительства РФ от 05.03.2007</p>

		<p>№ 145.</p> <p>Проектировщик на основании выданной доверенности выступает от имени Заказчика при обращении в органы Государственной экспертизы, с заявлением о проведении Государственной экспертизы объекта с правом заключения, изменения, исполнения, расторжения договора на проведение государственной экспертизы, а также предоставления необходимых документов, расчётов, пояснений.</p> <p>В случае необходимости обеспечить, совместно с Заказчиком, получение положительного экспертного заключения Государственной экологической экспертизы, в соответствии со ст.10 Федерального закона от 23.11.1995 № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе».</p> <p>Перечень дополнительных согласований и экспертиз в государственных региональных органах:</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Территориальное управление Федерального агентства водных ресурсов (ст.28 Водного кодекса Российской Федерации от 03.06.2006 № 74-ФЗ).▪ Территориальное управление Федерального агентства по рыболовству
--	--	--

ПРИЛОЖЕНИЯ:

Таблица 1

Перечень Приложений к ЗП

НОМЕР ПРИЛОЖЕНИЯ	НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	2	3
1	<p>Протокол ЦКР Роснедр по УВС № 6590 от 12.10.2016 г. «Дополнение к технологической схеме разработки Донецко-Сыртовского газонефтяного месторождения Оренбургской области»;</p> <p>Акт ППО;</p> <p>Предварительная схема площадок и трасс;</p> <p>Схема сбора нефти и газа Донецко-Сыртовского месторождения;</p> <p>Схема системы ППД Бобровского месторождения;</p> <p>ИД для разработки ПОС, проекта организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства;</p> <p>ИД для разработки сметной документации в составе проектной и рабочей документации</p>	Приложено отдельным файлом в формате PDF
2	ТТ на проектирование	Приложено отдельным файлом в формате PDF
3	ТЗ на ИИ	Приложено отдельным файлом в формате PDF
4	ТУ на электроснабжение	Приложено отдельным файлом в формате PDF
5	ТУ на водоснабжение, водоотведение	Приложено отдельным файлом в формате PDF
6	Типовые ТУ к проектируемым проездам на производственные объекты, принадлежащие АО «Оренбургнефть» и на примыкания проектируемых проездов к существующей транспортной сети	Приложено отдельным файлом в формате PDF

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения»

СТРАНИЦА 22 ИЗ 23

СОГЛАСОВАНО:

<p>Начальник управления наземных сооружений АО «Оренбургнефть» Мишин Н.Н.</p>	 (подпись) « 27 » 11 2018 г.
<p>Начальник отдела планирования и организации проектных работ АО «Оренбургнефть» Ефимова С.А.</p>	 (подпись) « 26 » 11 2018 г.
<p>Начальник отдела планирования обустройства АО «Оренбургнефть» Данилов С.А.</p>	 (подпись) « _ » _ 20_ г.
<p>Ответственный за ДТЭК ООО «СамараНИПИнефть» Начальник бюро ГИП ООО «СамараНИПИнефть» Онищенко А.И.</p>	 (подпись) « 20 » 11 2018 г.
<p>Главный инженер проекта ООО «СамараНИПИнефть» Аверьянов А.А.</p>	 (подпись) « _ » _ 20_ г.

Приложение Б Технические требования на проектирование №96.19 от 25.10.2018г.

УТВЕРЖДАЮ:

Приложение № 1 (обязательное) к заданию
на проектирование № 96.19

Заместитель генерального директора по
развитию производства
ПАО «Оренбургнефть»

 А.В. Кудряшов

« 25 » 10 2018г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253

Донецко-Сыртовского месторождения

Принятые сокращения, термины и определения

- **ПОДРЯДЧИК (ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПОДРЯДЧИК)** – физические и юридические лица, которые выполняют проектные, строительные, монтажные, ремонтные и иные работы по договору подряда (контракту), заключаемому с заказчиком в соответствии с Гражданским кодексом Российской Федерации.
- **СИСТЕМА МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА (СМК КС)** - совокупность процессов, правил (процедур), организационной структуры и ресурсов, необходимых для внедрения и достижения политики и целей Компании в области выполнения функций заказчика при проектировании и строительстве.
- **ЭКСПЛУАТИРУЮЩАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ** – ПАО «Оренбургнефть» или юридические и физические лица, уполномоченные ПАО «Оренбургнефть» осуществлять эксплуатацию результатов реализации инвестиционных проектов и несущие за это ответственность в соответствии с действующим законодательством.
- **ЗАКАЗЧИК** – структурное подразделение ПАО «Оренбургнефть» по договору, с которым производится создание и (или) поставка продукции.
- **ЗАСТРОЙЩИК** – физическое или юридическое лицо, обеспечивающее на принадлежащем ему земельном участке строительство, реконструкцию, капитальный ремонт объектов капитального строительства, а также выполнение инженерных изысканий, подготовку проектной документации для их строительства, реконструкции, капитального ремонта (ст. 1 Градостроительного кодекса РФ).
- **МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ** - экономические ресурсы в материально-

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253

Донецко-Сыртовского месторождения»

- **КОНСТРУКТОРСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ (КД)** – комплект документов, содержащих техническую информацию по оборудованию, необходимую для его изготовления, контроля, приемки, монтажа и ввода в эксплуатацию объекта.

- **РАЗРАБОТЧИК ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА ОБОРУДОВАНИЯ** – лицо, способное изготовить оборудование в соответствии с конструкторской документацией.

- **ПОСТАВЩИК** – лицо, осуществляющее поставку оборудования. Поставщик может являться производителем оборудования, его официальным дилером или представителем.

- **ПРЕДПРОЕКТНЫЕ РАБОТЫ** – работы, которые выполняются до заключения договора на проектно-изыскательские работы в целях формирования исходных и иных данных для разработки проектно-сметной документации.

- ЗП – Задание на проектирование;
- ТТ – Технические требования;
- ТУ – Техническое условие;
- ПИР – Проектно-изыскательские работы;
- ПСД – Проектно-сметная документация;
- ИТМ ГО и ЧС – Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны, защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций;
- СНиП – Строительные нормы и правила;
- СП – структурное подразделение ПАО «Оренбургнефть» с самостоятельными функциями, задачами и ответственностью в рамках своих компетенций;
- ВСН – Ведомственные строительные нормы;
- СанПиН – Санитарные правила и нормы;
- ЛНД – Локальный нормативный документ;
- БМиЗ – Блок маркшейдерии и землеустройства ПАО «Оренбургнефть»;
- УЭТ- Управление эксплуатации трубопроводов;
- НТС – Научно-технический совет;
- ГТЭ – главная государственная экспертиза;
- ОПР – основные проектные решения;
- АСУ ТП – Автоматизированная система управления технологическим процессом;
- ЗИП - запасные части, инструменты, принадлежности.
- ЭХЗ - электрохимическая защита;
- КИП - контрольно-измерительные приборы;
- АПС - автоматическая пожарная сигнализация;
- АПП - автоматическая система пожаротушения
- ПНГ – попутный нефтяной газ
- ЦКР – центральная комиссия по согласованию технических проектов по разработке месторождений углеводородного сырья;
- АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка;
- УХЛ – умеренный и холодный климат;
- АСПО – Асфальтосмолопарафиновые отложения;
- КТП – Комплектная трансформаторная подстанция;

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253

Донецко-Сыртовского месторождения»

- ТМПН - трансформаторы масляные трехфазные для питания погружных насосов;
- ПАО – Публичное акционерное общество;
- РД – Рабочая документация;
- ГОСТ – Государственный стандарт;
- НК – Нефтяная компания;
- ЗКЛ – Задвижка клиновья литая;
- ОУ – Очистные устройства;
- СОД- Средства очистки и диагностики;
- ПС – Подстанция;
- ВЛ – Воздушная линия электропередач;
- Ф – Фидер;
- ПУЭ – Правила устройства электроустановок;
- РЗА – Релейная защита и автоматика;
- СУ – Станция управления;
- УЭЦН - Установка электроцентробежного насоса;
- ВЧ – Высокочастотная связь;
- КЛ - Кабельная линия электропередачи;
- РУНН - Распределительные устройства низкого напряжения;
- БДР – Блок дозирования реагента;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- АБК – Административно-бытовой комплекс;
- ФСА - Функционально-стоимостной анализ;
- НПБ - Нормы Пожарной Безопасности;
- АСТУЭ - Автоматизированная система технического учета электроэнергии;
- АСДУЭ – Автоматизированная система диспетчерского управления электроэнергией;
- ИВК - Измерительно-вычислительный комплекс;
- СМР – Строительно-монтажные работы;
- ПНР – Пусконаладочные работы;
- ЦППН – Цех подготовки и перекачки нефти;
- УПСВ – Установка предварительного сброса воды;
- ДНС – Дожимная насосная станция;
- УПН – Установка подготовки нефти;
- ТБО – Твердые бытовые отходы;
- ЧОП – Частное охранное предприятие;
- АКЛ - Армированная колочая лента;
- ОВЭ - Отдел внутренней экспертизы;
- ОС – Охранная сигнализация
- ООПТ – Особо охраняемая природная территория
- ТПР – типовые проектные решения;
- ТЗД – типовая заказная документация;
- ТТР – типовые технические решения;

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228,4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко-Сыртовского месторождения»

- ЕТТ – единые технические требования;
- МУК - Методические указания Компании.
- АРМ – автоматизированное рабочее место;
- ЦДНГ – цех добычи нефти и газа;
- КТС – контроллер телемеханизации скважины;
- СТК – станция телемеханизации кустовая;
- ТМ – телемеханизация;
- УБПР – установка блочная подачи реагента;
- АФУ – антенно-фидерное устройство;
- СИ – средства измерения;
- СА – средства автоматизации;
- УПС – устройство преобразования сигнала;
- СКУ – система контроля и управления;
- БМА – блок местной автоматики;
- СКЗ – система катодной защиты;
- ФЗ – федеральный закон;
- ОПО – опасный производственный объект;
- ПОС – проект организации строительства;
- ПГС – песчано-гравийная смесь;
- НДС – налог на добавочную стоимость;
- ТСБ – трубо-сварочная база.
- МТР – материально-технические ресурсы;
- ГОЧС – гражданская оборона и чрезвычайные ситуации;
- ВНПБ – ведомственные нормы пожарной безопасности;
- ВНТП - ведомственные нормы технологического проектирования;
- КПУ/КПР – камера пуска/приема очистных устройств;
- ГР – гребенка.

2. Общие сведения и пояснения

Проектом предусмотрено строительство сбора нефти и газа и энергообеспечение, автоматизацию и связь, обустройство устья скважин для обеспечения ввода скважин в эксплуатацию.

Выполнение проекта на «сбор нефти и газа» позволит осуществить строительство инфраструктуры для запуска скважин из бурения и увеличить добычу нефти и газа ПАО «Оренбургнефть».

Район размещения объекта Оренбургская область, Перволюцкий район, Донецко-Сыртовское месторождение.

Климат района резко континентальный, что объясняется его значительной удаленностью от морей и близостью к полупустыням Казахстана. Климатические условия обследованной территории характеризуются большой амплитудой колебания годовой и суточной температур, сильными ветрами, непродолжительным весенним и продолжительным осенним периодами.

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко-Сыртовского месторождения»

Среднемесячная температура воздуха самого холодного месяца – января - минус 13,1 °С, а самого жаркого месяца - июля - плюс 22,1 °С. Зима длится 4,5 месяца. Минимальная зимняя температура достигает минус 40-44 °С. Лето имеет примерно такую же продолжительность с максимальной температурой плюс 44 °С. Среднее годовое количество осадков для района составляет 360-410 мм в год. Снеговой покров на территории района в среднем залегает 145-150 дней, а его высота в конце зимы составляет от 30-40 см.

3. Исходные данные

Исходные геологические данные

3.1 Данные по скважинам (при проектировании обустройства кустов скважин и системы нефтесбора): количество эксплуатационных скважин, дебит.

№п/п	Наименование показателя	Количество
	Скважина № 4222 Донецко-Сыртовского месторождения	2021г.
1	№ пласта	Дкт2 (Дкт3)
2	Дебит жидкости по скв., м3/сут.	48,5
3	Дебит нефти скв., т/сут.	39
4	Средняя обводнённость скважины,%	20
5	Газовый фактор, м3/т	126
6	Температура застывания нефти, 0С	-12

№п/п	Наименование показателя	Количество
	Скважина № 4223 Донецко-Сыртовского месторождения	2021г.
1	№ пласта	Дкт2 (Дкт3)
2	Дебит жидкости по скв., м3/сут.	48,5
3	Дебит нефти скв., т/сут.	39
4	Средняя обводнённость скважины,%	20
5	Газовый фактор, м3/т	126
6	Температура застывания нефти, 0С	-12

№п/п	Наименование показателя	Количество
	Скважина № 4227 Донецко-Сыртовского месторождения	2021г.
1	№ пласта	Дкт2 (Дкт3)
2	Дебит жидкости по скв., м3/сут..	51,2
3	Дебит нефти скв., т/сут.	41,2
4	Средняя обводнённость скважины,%	20
5	Газовый фактор, м3/т	126
6	Температура застывания нефти, 0С	-12

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко-Сыртовского месторождения»

№п/п	Наименование показателя	Количество
	Скважина № 4228 Донецко-Сыртовского месторождения	2020г.
1	№ пласта	Дкт2 (Дкт3)
2	Дебит жидкости по скв., м3/сут.	51,2
3	Дебит нефти скв., т/сут.	41,2
4	Средняя обводнённость скважины,%	20
5	Газовый фактор, м3/т	126
6	Температура застывания нефти, 0С	-12

№п/п	Наименование показателя	Количество
	Скважина № 4229 Донецко-Сыртовского месторождения	2020г.
1	№ пласта	Дкт2 (Дкт3)
2	Дебит жидкости по скв., м3/сут..	51,2
3	Дебит нефти скв., т/сут.	41,2
4	Средняя обводнённость скважины,%	20
5	Газовый фактор, м3/т	126
6	Температура застывания нефти, 0С	-12

№п/п	Наименование показателя	Количество
	Скважина № 4233 Донецко-Сыртовского месторождения	2021г.
1	№ пласта	Дкт2 (Дкт3)
2	Дебит жидкости по скв., м3/сут..	51,2
3	Дебит нефти скв., т/сут.	41,2
4	Средняя обводнённость скважины,%	20
5	Газовый фактор, м3/т	126
6	Температура застывания нефти, 0С	-12

№п/п	Наименование показателя	Количество
	Скважина № 4236 Донецко-Сыртовского месторождения	2021г.
1	№ пласта	Дкт2 (Дкт3)
2	Дебит жидкости по скв., м3/сут.	48,5
3	Дебит нефти скв., т/сут.	39
4	Средняя обводнённость скважины,%	20
5	Газовый фактор, м3/т	126
6	Температура застывания нефти, 0С	-12

№п/п	Наименование показателя	Количество
	Скважина № 4252 Донецко-Сыртовского месторождения	2021г.
1	№ пласта	Дкт2 (Дкт3)
2	Дебит жидкости по скв., м3/сут..	40,9

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко-Сыртовского месторождения»

- 6

3	Дебит нефти скв., т/сут.	33
4	Средняя обводнённость скважины, %	20
5	Газовый фактор, м ³ /т	126
6	Температура застывания нефти, 0С	-12

№п/п	Наименование показателя	Количество
	Скважина № 4253 Донецко-Сыртовского месторождения	2020г.
1	№ пласта	Дкт2 (Дкт3)
2	Дебит жидкости по скв., м ³ /сут.	45
3	Дебит нефти скв., т/сут.	36,3
4	Средняя обводнённость скважины, %	19
5	Газовый фактор, м ³ /т	126
6	Температура застывания нефти, 0С	-12

3.2 Физико-химический состав рабочей среды:

Пласты_ Дкт2 (Дкт3) – Приложение № 1.

3.3 Предполагаемое глубинно – насосное оборудование (ГНО) для спуска в скважину:

№ скв.	Месторождение	Тип насосного оборудования	ПЭД
4222	Донецко-Сыртовское	УЭЦН	70
4223	Донецко-Сыртовское	УЭЦН	70
4227	Донецко-Сыртовское	УЭЦН	70
4228	Донецко-Сыртовское	УЭЦН	70
4229	Донецко-Сыртовское	УЭЦН	70
4233	Донецко-Сыртовское	УЭЦН	70
4236	Донецко-Сыртовское	УЭЦН	70
4252	Донецко-Сыртовское	УЭЦН	70
4253	Донецко-Сыртовское	УЭЦН	70

3.2 Донецко-Сыртовское месторождение разрабатывается в соответствии с проектным документом «Дополнение к технологической схеме разработки Донецко-Сыртовского газонефтяного месторождения» Протокол ЦКР № 6590 от 12.10.2016г. г. Лицензия на право пользования недрами: ОРБ № 02925 НЭ.

4. Требования к проектированию

Выполняемые Генподрядчиком инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-экологические, инженерно-гидрометеорологические и другие изыскания должны быть выполнены в объёме, достаточном для выполнения проекта и получения положительного заключения Государственной экспертизы.

При выборе проектного оборудования и материалов руководствоваться следующими документами:

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко-Сыртовского месторождения»

- Проектируемые трубопроводы выполнить из трубной продукции, согласно действующих ЛНД Компании ПАО «НК Роснефть», норм и правил.

- Технические требования к соединительным деталям № П1-01.05 М-0067 версия 1.00 от «20» декабря 2013 г.

- При проектировании трассы трубопроводов, руководствоваться П1-01.05 С-0038 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промышленных трубопроводов на объектах ПАО «НК «Роснефть» и его дочерних Обществ» и в соответствии с методическими указаниями компании №ПЗ-01.04 М-0006 «Применение фирменного стиля ПАО «НК «Роснефть» при оформлении производственных объектов в дочерних обществах ПАО «НК «Роснефть» блока Upstream и производственного сервисного блока», ГОСТ Р-55990-2014 «Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».

- Запроектировать объект, максимально используя существующий землеотвод (в т.ч. временные площадки необходимые на период строительства).

- В составе проектной документации (в разделе ПЗ) предоставить согласование пересечений с существующими коммуникациями и сооружениями. Результат согласований выдается на схеме, заверенной подписью ответственного лица и печатью организации - владельца пересекаемой коммуникации.

- В составе рабочей документации предоставить разбивочные планы с разбивочными осями/базисами, привязанные к заложенным реперам (для площадных объектов); линейную часть трассы с ведомостью координат угловых и поворотных точек запроектированной трассы в формате прямоугольных координат.

- На стадии проектной документации в разделе ПЗ указать реквизиты следующих документов: утвержденной документации по планировке территории (проекта планировки и проекта межевания территории), утвержденной схемы расположения земельного участка на кадастровом плане территории, проектной документации лесного участка, акта натурного технического обследования участка лесного фонда и других документах на земельные участки, предусмотренных Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденных Постановлением правительства РФ от 16.02.2008г. №87.

4.1. Требования к технологическим решениям.

4.1.1.1 При выборе глубины заложения проектных трубопроводов руководствоваться ГОСТ 55990-2014.

4.1.1.2 Установка запорной арматуры согласно П1-01.05 С-0038 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промышленных трубопроводов на объектах ПАО «НК «Роснефть» и его дочерних Обществ», на обоих концах перехода через водные преграды, автомобильные и железные дороги. Предусмотреть в проекте, что запорная арматура, расположенная в колодцах, камерах или траншеях (лотках), должна иметь удобные приводы, позволяющие открывать (закрывать) их без спуска обслуживающего персонала в колодец или траншею.

4.1.1.3 Проводить оценку уровня энергоэффективности в ходе проектной деятельности.

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228,4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко-Сыртовского месторождения»

4.1.1.4 В качестве критериев оценки энергоэффективности оборудования используются технические параметры и характеристики, влияющие на его энергоэффективность - пропускная способность, КПД, мощность, напор, производительность.

4.1.1.5 В связи с приостановкой действия Положения Компании «Критерии качества промышленных трубопроводов ПАО «НК «Роснефть и его дочерних обществ» (письмо от 30.05.16г №01-2831), необходимо обосновать решение о применении марок сталей и схем защиты от коррозии.

4.2 Требования по вспомогательным объектам и объектам инфраструктуры.

4.2.1 Особые требования к монтажу и пуску в эксплуатацию трубопроводов:

- В соответствии с ПП-01.05 С-0038

4.2.2 Требования к наличию сертификата соответствия требованиям промышленной безопасности

- Обязательно.

4.2.3 Требования к наличию подтверждения соответствия оборудования требованиям Технических регламентов (сертификат технического регламента Таможенного союза) или же экспертиза промышленной безопасности-в зависимости от типа оборудования.

- Обязательно.

4.2.4 Требования к запорной арматуре и площадкам обслуживания

- Согласно РД и СНиП.

4.2.5 Ближайшее пожарное депо – ПЧ Покровка, тел. 8 (35344) 40011.

4.3 Требования к инженерным сетям и системам

4.3.1 Общие требования.

4.3.1.1 Требования к материалам проектируемых трубопроводов, способам прокладки, проектированию пересечений через водные преграды:

- Способ прокладки трубопроводов (подземный).

4.3.1.2 Проектом предусмотреть радиографический контроль сварных соединений трубопроводов выполнять в процентном отношении в зависимости от транспортируемого продукта:

- пресная вода – 100%;
- нефть, газ, соленая вода – 100%, кроме технологических трубопроводов.

4.3.1.3 Допустимые радиусы изгиба трубопроводов в горизонтальной и вертикальной плоскостях должны определяться расчетом из условия прочности, местной устойчивости стенок труб и устойчивости положения трубопровода под воздействием внутреннего давления, собственного веса и продольных сжимающих усилий, возникающих в результате изменения температуры металла труб в процессе эксплуатации. Укладка сваренных плетей труб в соответствии с профилированную траншею осуществляется по кривым естественного изгиба (в пределах упругой деформации труб под действием собственного веса).

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко-Сыртовского месторождения»

4.3.2 Линейные трубопроводы

4.3.2.1 При проектировании объектов на участках недр, учитывать технологические параметры и режимы работы существующих скважин, существующую систему сбора и транспорта продукции скважин:

4.3.2.2 Продукция скважин направляется на УПН «Донецко-Сыртовская».

4.3.2.3 Давление системы сбора нефти и газа 4 МПа.

4.3.2.4 Для обустройства скважины № 4222 Донецко-Сыртовского месторождения запроектировать: выкидной трубопровод до проектной АГЗУ-6(проект 1945П) -4450 м, Ду 89х6 мм. (подключится к отводу №7). Трубопровод оснастить узлами МКПУ/МКПР.

4.3.2.5 Для обустройства скважины № 4223 Донецко-Сыртовского месторождения запроектировать: выкидной трубопровод до проектной АГЗУ-7(проект 5272П) -3900 м, Ду 89х6 мм. (подключится к отводу №3). (Переход через лесопосадку методом ГНБ 1х100м.). Трубопровод оснастить узлами МКПУ/МКПР.

4.3.2.6 Для обустройства скважины № 4227 Донецко-Сыртовского месторождения запроектировать: выкидной трубопровод до проектной АГЗУ-6(проект 1945П) -4400 м, Ду 89х6 мм. (подключится к отводу №5) Трубопровод оснастить узлами МКПУ/МКПР

4.3.2.7 Для обустройства скважины № 4228 Донецко-Сыртовского месторождения запроектировать: выкидной трубопровод до проектной АГЗУ-6 (проект 1945П)-4350 м, Ду 89х6 мм. (подключится к отводу №6) Трубопровод оснастить узлами МКПУ/МКПР.

4.3.2.8 Предусмотреть подъездную автодорогу (ориентировочная протяженность – 200м) к площадке проектируемых скважин №№ 4222, 4227. Примыкание проектируемой автодороги осуществить от существующей автодороги согласно схемы площадок и трасс.

4.3.2.9 Для обустройства скважины № 4229 Донецко-Сыртовского месторождения запроектировать: выкидной трубопровод до проектной АГЗУ-7(проект 5272П)-3800 м, Ду 89х6 мм. (подключится к отводу №4) Трубопровод оснастить узлами МКПУ/МКПР. (Переход через лесопосадку методом ГНБ 1х100м.).

4.3.2.10 Для обустройства скважины № 4233 Донецко-Сыртовского месторождения запроектировать: выкидной трубопровод до проектной АГЗУ-7(проект 5272П) -3850 м, Ду 89х6 мм. (подключится к отводу №5). (Переход через лесопосадку методом ГНБ 1х100м.). Трубопровод оснастить узлами МКПУ/МКПР.

4.3.2.11 Для обустройства скважины № 4236 Донецко-Сыртовского месторождения запроектировать: выкидной трубопровод до проектной АГЗУ-7(проект 5272П) -3100 м, Ду 89х6 мм. (подключится к отводу №6). Трубопровод оснастить узлами МКПУ/МКПР.

4.3.2.12 Для обустройства скважины № 4252 Донецко-Сыртовского месторождения запроектировать: выкидной трубопровод до проектной АГЗУ-7(проект 5272П) -3150 м, Ду 89х6 мм. (подключится к отводу №7). Трубопровод оснастить узлами МКПУ/МКПР.

4.3.2.13 Для обустройства скважины № 4253 Донецко-Сыртовского месторождения запроектировать: выкидной трубопровод до проектной АГЗУ-7(проект 5272)-3200 м, Ду 89х6 мм. (подключится к отводу №8). Трубопровод оснастить узлами МКПУ/МКПР.

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко-Сыртовского месторождения»

4.3.2.14 Предусмотреть нефтегазосборный трубопровод от проектной АГЗУ-6 (проект 1945П) до УПН Донецко-Сыртовского месторождения» ~11000 м, Ду 219х6мм. Трубопровод оснастить узлами МКПУ/МКПР. Предусмотреть переход через автодорогу и лесопосадку методом ГНБ 1х300м.

4.3.2.15 Диаметры для трубопроводов проверить гидравлическим расчетом, согласовать с заказчиком в рамках внутренней экспертизы.

4.3.2.16 Предусмотреть монтажи пробоотборников перекачиваемой жидкости в составе технологической обвязки устьев скважин с коллекторами.

4.3.2.17 Предусмотреть защиту трубопроводов от АСПО, гидратообразований и отложений солей.

4.3.2.18 Предусмотреть защиту трубопроводов от внутренней и наружной коррозии, обеспечивающих безаварийную эксплуатацию в течение расчетного срока службы, не менее 20 лет.

4.3.2.19 Предусмотреть установку датчиков коррозии (гравиметрический метод измерения), при этом конструкция должна обеспечивать:

- возможность ручного подъема штока с датчиком на время пропуски по трубопроводу очистного снаряда;
- возможность эксплуатации при заданных рабочих давлениях трубопровода и отбора проб транспортируемой жидкости.
- на трубопроводе предусмотреть установку датчика контроля коррозии.

4.3.2.20 Проектом предусмотреть защитное ограждение всех наземных элементов трубопровода (узлы ЗКЛ, ОУ и т.п). На ограждениях с внешней стороны предусмотреть установку: запрещающих знаков, сигнальный флаг шток высотой не менее 3,5м. с нанесением светоотражающего материала и «Схемы узла».

4.3.2.21 Проектом предусмотреть площадки обслуживания наземных элементов трубопровода согласно П1-01.05 С-0038 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов на объектах ПАО «НК «Роснефть» и его дочерних Обществ».

4.3.2.22 Обозначение всех наземных элементов трубопровода (узлы ЗКЛ, ОУ и т.п) необходимо выполнить в соответствии с методическими указаниями компании №ПЗ-01.04 М-0006 «Применение фирменного стиля ПАО «НК «Роснефть» при оформлении производственных объектов в дочерних обществах ПАО «НК «Роснефть» блока Upstream и производственного сервисного блока».

4.3.2.23 Участки трубопроводов в местах пересечения железных и автомобильных дорог с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, должны заключаться в защитные футляры из стальных или железобетонных труб, в соответствии с ГОСТ Р 55990 – 2014 «Промысловые трубопроводы».

4.3.2.24 Для участков переходов трубопроводов, выполняемых с устройством защитных футляров из стальных труб или прокладываемых методом микротоннелирования, внутренний диаметр футляра или тоннеля должен определяться из условия производства работ и

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко-Сыртовского месторождения»

конструкции переходов и должен быть больше наружного диаметра трубопровода не менее чем на 200 мм.

4.3.3 Система электроснабжения

4.3.3.1 Выполнить проект на электроснабжение.

4.3.3.2 Проектом предусмотреть:

4.3.3.2.1 Для электроснабжения скважин №№ 4222, 4227 Донецко–Сыртовского месторождения предусмотреть: КТПК-6/0,4кВ, отпайку ВЛ-6кВ -200м. от проектируемой ВЛ-6кВ на скважину №7 (проект 5272П).

4.3.3.2.2 Для электроснабжения скважин №№ 4223, 4233 Донецко–Сыртовского месторождения предусмотреть: КТПК-6/0,4кВ, отпайку ВЛ-6кВ -100м. от проектируемой ВЛ-6кВ на скважину №9 (проект 5272П).

4.3.3.2.3 Электроснабжение скважины № № 4228 Донецко–Сыртовского месторождения запроектировать от проектируемой КТПК-6/0,4кВ на скважину № 7 (проект 5272П).

4.3.3.2.4 Электроснабжение скважины № № 4229 Донецко–Сыртовского месторождения запроектировать от проектируемой КТПК-6/0,4кВ на скважину № 9 (проект 5272П).

4.3.3.2.5 Для электроснабжения скважин №№ 4236, 4252 Донецко–Сыртовского месторождения предусмотреть: КТПК-6/0,4кВ, отпайку ВЛ-6кВ -50м. от проектируемой ВЛ-6кВ на скважину №8 (проект 5272П).

4.3.3.2.6 Электроснабжение скважины № № 4253 Донецко–Сыртовского месторождения запроектировать от проектируемой КТПК-6/0,4кВ на скважину № 8 (проект 5272П).

4.3.3.2.7 Запроектировать АУКРМ-6кВ в районе опоры № 248 фидер 1310 ПС 110/6кВ Донецко–Сыртовская.

4.3.3.2.8 Электроснабжение объекта выполнить в соответствии с техническими условиями на электроснабжение.

4.3.3.2.9 Комплектацию и технические параметры установок (силовой трансформатор, автоматы отходящих линий) предусмотреть с учетом перечня технологического оборудования на проектируемых объектах. Тип и марку выбранного оборудования, применяемых материалов согласовать с ПАО «Оренбургнефть» в рамках внутренней экспертизы.

4.3.3.2.10 Проектирование ВЛ 6(10), 35, 110кВ выполнять в соответствии с требованиями МУК «Требования к проектированию воздушных линий электропередачи 0,4-110 кВ» №П1-01.04 М-0058 версия 2.00.

4.3.3.2.11 Общие требования к проектированию ВЛ 6(10)-35 кВ:

4.3.3.2.11.1 Трасса ВЛ должна быть проложена, по возможности, по кратчайшему пути с учётом комплексного использования охранной зоны, с минимальным количеством пересечений, а также приближена к дорогам и существующим ВЛ;

4.3.3.2.11.2 Трассу прохождения проектируемых ВЛ определить на предпроектном обследовании и согласовывать при разработке предварительной схемы площадок и трасс.

4.3.3.2.11.3 Территорию прохождения трассы ВЛ отнести к IV району по гололёду и III району по скоростному напору ветра исходя из многолетних наблюдений. В зависимости от районов прохождения ВЛ применить региональные коэффициенты. Региональные коэффициенты по ветровой нагрузке и гололёду согласовывать с Заказчиком в рамках проведения внутренней экспертизы проекта;

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко–Сыртовского месторождения»

4.3.3.2.11.4 Установка опор вблизи прогрессирующего оврага (берега реки) должна выполняться на расстоянии не менее 30 м от края оврага (берега);

4.3.3.2.11.5 Габарит проводов до земли, до автодорог - в соответствии с ПУЭ (действующей редакцией);

4.3.3.2.11.6 В составе рабочей документации должна быть монтажная таблица стрел провеса провода;

4.3.3.2.11.7 Получить все необходимые ТУ на пересечение ВЛ со сторонними организациями;

4.3.3.2.11.8 При невозможности прохождения проектируемых ВЛ-6(10)кВ через естественные и искусственные препятствия (в т.ч. коридоров трубопроводов) проектировать кабельную вставку, с применением технологии ГНБ, с прокладкой резервного кабеля (одной резервной жилы для одножильных кабелей), в рамках проведения внутренней экспертизы проекта.

4.3.3.2.11.9 Пересечения ВЛ согласовать с владельцами пересекаемых коммуникаций. К ПСД приложить копии согласований;

4.3.3.2.11.10 В случае расхождения положений настоящих технических требований с техническими условиями, полученными от сторонних организаций, проектные решения согласовывать с Заказчиком в рамках проведения внутренней экспертизы проекта.

4.3.3.2.11.11 В сметной документации предусмотреть затраты на технологическое присоединение, пусконаладку.

4.3.3.2.11.12 Проект согласовать с Заказчиком в рамках проведения внутренней экспертизы проекта.

4.3.3.2.11.13 Все решения, не учтенные в данных требованиях, согласовать с Заказчиком в рамках проведения внутренней экспертизы проекта.

4.3.4 Требования к системам автоматизированного управления.

4.3.4.1 Автоматизацию выполнить с учетом требований следующих руководящих документов:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013г. №101.

- ГОСТ 21.408-2013 СПДС «Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов».

- Положение компании ПАО «НК «Роснефть» № ПЗ-04 С-038 версия 2.00 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам».

- ГОСТ Р 21.208—2013 Система проектной документации для строительства. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах

- ГОСТ 2.104-2006 ЕСКД «Основные надписи»

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко-Сыртовского месторождения»

- ПУЭ «правила устройства электроустановок»

4.3.4.2 Проектом предусмотреть вывод информации от проектируемых объектов на АРМ оператора ЦДНГ-5 (АБК Донецко-Сыртовского месторождения)

4.3.4.3 Подключение проектируемых объектов предусмотреть:

1. Систему телемеханики - АСУ ТП «Регион 4.0»;

Схему структурного комплекса технических средств, схему организации каналов связи, ФСА в развернутом виде согласовать в рамках проведения внутренней экспертизы проекта.

4.3.4.4 Передачу информации на верхний уровень со скважины осуществлять с использованием каналов связи согласно п.4.3.9.1.

4.3.4.5 Проектом предусмотреть локальные сметы на настройку программного обеспечения ТМ «Регион 4.0» по визуализации и обработке данных от проектируемых объектов.

4.3.4.6 Телемеханизация, проектируемых объектов должна быть выполнена на базе терминальных контроллеров КТС8 или СТК Z 181. Модификацию контроллеров определить на этапе проектирования в зависимости от количества контролируемых параметров. Согласовать с Заказчиком в рамках проведения внутренней экспертизы проекта.

Добывающая скважина:

4.3.4.7 Контроллер ТМ, антенно-фидерное устройство разместить в непосредственной близости от СУ ЭЦН.

Предусмотреть вывод информации с контроллера станции управления УЭЦН:

- Дискретный сигнал «состояние ВКЛ/ВЫКЛ» по отдельной кабельной линии
- Дискретные сигналы о несанкционированном доступе в шкаф СУ и КТС8
- Данные о параметрах работы УЭЦН по RS 485.
- Предусмотреть возможность дистанционного изменения «уставок» по RS 485.
- Предусмотреть возможность дистанционного запуска / останова скважины по RS 485.
- Предусмотреть отдельный сигнал об отсутствии основного питания 220 В шкафа КТС.8.

В случае установки на скважине блок-бокса УБПР предусмотреть передачу технологической информации с УБПР по интерфейсу RS-485 и отдельный сигнал «сухим контактом» о несанкционированном доступе в УБПР.

На скважинах обеспечить установку АФУ, направленного на ближайшую точку сбора.

Для молниезащиты АФУ предусмотреть, установку на радиомачте молниеприемника с соединением его с контуром заземления постаменты.

Предусмотреть вывод информации в систему ТМ о состоянии ЭЦН (работа/стоп) с использованием дискретного сигнала по отдельной кабельной линии.

Общие требования:

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228,4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко-Сыртовского месторождения»

4.3.4.8 В проекте обеспечить наличие заполненных всех необходимых опросных листов заводов-изготовителей, приборы и средства измерений которых предполагается к установке на проектируемом объекте.

4.3.4.9 В проекте предусмотреть применение контрольного кабеля негорючего исполнения;

4.3.4.10 Предусмотреть выбор контрольного кабеля с учетом требований заводов-изготовителей к выпускаемым средствам измерений, приборам и оборудованию КИПиА.

4.3.4.11 Основной состав проекта в части автоматизации должен включать в себя (но не ограничиваться):

- Локальная смета;
- Схема структурная комплекса технических средств;
- Схема автоматизации;
- Описание комплекса технических средств;
- Планы расположения (оборудования, кабельных, трубных проводок на площадках скважин, площадках СУ УЭЦН, открытых площадках и тд);
- Кабельный журнал;
- Ведомость оборудования и материалов;
- Спецификация оборудования, изделий и материалов;
- Опросные листы;
- Сертификаты и разрешения на применение (действующие) на СИ и СА;
- Схема соединения внешних проводок;
- Схема подключения внешних проводок;
- Таблица соединений и подключений;
- Схема принципиальная.

4.3.4.12 Проект на автоматизацию и телемеханизацию разработать в строгом соответствии с требованиями нормативных документов, указанных в п. 4.3.3.1 настоящих технических требований. Отступления без согласования с Заказчиком не допускаются.

4.3.4.13 В случае введения новых государственных Стандартов и руководящих документов, отменяющих и/или заменяющих действующие, проектная организация обязана руководствоваться в работе действующими на момент проектирования документами при условии извещения и согласования с Заказчиком.

Требования к принимаемым техническим решениям:

- Каждое проектное техническое решение должно быть обосновано проектировщиком в описательной части проекта со ссылками на нормативные документы.

Требования к текстовым документам:

- Текстовые документы должны быть выполнены в строгом соответствии с требованиями ГОСТ 2.105-95 «Общие требования к текстовым документам»

В тексте документов не допускается:

- близкие по смыслу (синонимы), а также иностранные слова и термины при наличии равнозначных слов и терминов в русском языке;
- применять обороты разговорной речи, техницизмы, профессионализмы;

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко-Сыртовского месторождения»

- применять для одного и того же понятия различные научно-технические термины применять произвольные словообразования;

Применять сокращения слов, кроме установленных правилами русской орфографии, соответствующими государственными стандартами;

- сокращать обозначения единиц физических величин, если они употребляются без цифр, за исключением единиц физических величин в головках и боковиках таблиц и в расшифровках буквенных обозначений, входящих в формулы и рисунки;

- если в документе принята специфическая терминология, то в конце его (перед списком литературы) должен быть перечень принятых терминов с соответствующими разъяснениями.

- Перечень включают в содержание документа.

Требования к разработке схем, планов, межплощадочных сетей:

- должны быть подробными, читаемыми. Электрические схемы должны отражать как разработанные подключения, так и все подключения к текущей инфраструктуре объекта: к оборудованию, коробкам, клеммам с указанием номеров оборудования и их клемм;

- не допускается применение условно-типовых схем с указанием типа «определить по месту», «уточнить при строительстве», «нарезку кабеля произвести по фактической длине эстакад» и т.д.;

- схемы кабельных эстакад, межплощадочные сети должны быть полными с точными привязками к местам прохождения и подвода кабеля, со строительными чертежами, с необходимыми разрезами в местах изменений и способами прохождения;

- дополнительные технические условия будут представляться по мере получения запросов.

Требования к измерению и регистрации параметров:

- Проектом предусмотреть оснащение объектов автоматизации оборудованием, обеспечивающим измерение и регистрацию параметров в объеме, соответствующем требованиям Стандарта Компании ПЗ-04 СД-038.01 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам», раздел 5.

Требования к предупредительной и аварийной сигнализации отклонений параметров:

- Предусмотреть систему предупредительной и аварийной сигнализации отклонений параметров объектов автоматизации в объеме, соответствующем требованиям Стандарта Компании ПЗ-04 СД-038.01 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам», разделы 5,6.

- При отсутствии напряжения в питающей сети переменного тока 220В обеспечить:

1. Передачу аварийного сигнала на верхний уровень системы ТМ.
2. Работу комплекта КТС-8 от резервного источника питания min 1 час.

Требования к системе автоматического поддержания заданного значения технологических параметров:

- станции управления ЭЦН, а также другое блочное оборудование (БДР, УПС и др.) должны иметь в своем составе комплектно поставляемые заводом-изготовителем системы «Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253

Донецко-Сыртовского месторождения»

контроля и управления (СКУ), обеспечивающие режим автоматического поддержания заданного значения технологических параметров;

- к системам автоматизации узлов выкидных трубопроводов требования по автоматическому поддержанию заданного значения технологических параметров не предъявляются;

- проектом предусмотреть возможность ввода уставок технологических параметров, поддерживаемых в автоматическом режиме, оператором по месту, а также дистанционно с диспетчерского пункта по каналам системы телемеханики.

- требования к виду системы управления (автоматическому, дистанционному с диспетчерского пункта, местному ручному).

- комплектно поставляемые СКУ ЭЦН должны обеспечивать режимы местного ручного и автоматического управления;

- кроме того, по всем объектам автоматизации проектом должен быть предусмотрен режим дистанционного управления с диспетчерского пункта по каналам системы телемеханики.

Требования к размещению оборудования КИП, накоплению, обработке и выводу информации, размещению вторичных приборов:

- оборудование сбора, обработки и передачи данных в систему телемеханики выполнить как отдельные информационно-вычислительные комплексы (ИВК);

- подключение сигнальных и измерительных цепей по параметрам, подлежащим передаче на верхний уровень, выполнить на входы ИВК. Объединение на одном входе ИВК нескольких дискретных сигналов не допускается;

- для контролируемых пунктов (КП) с абонентскими номерами в АСДУ запроектировать антенные мачты для размещения абонентских антенн канала радиосвязи системы телемеханики. Места установки антенных мачт выбрать с обеспечением минимальной длины соединительного кабеля от антенн до ИВК. Предусмотреть заземление мачт и оборудования радиосвязи;

- электропитание ИВК обеспечить от источников бесперебойного питания. Предусмотреть телесигнализацию пропадания основного питания;

- конструкция ИВК должна предусматривать ограничение доступа к оборудованию посторонних лиц. Компоновка оборудования должна обеспечивать свободный доступ к разъемам и обзор индикации. Предусмотреть обязательное наличие в ИВК розетки ~220 В собственных нужд для обслуживания приборов КИП.

Требования к исполнению полевого оборудования КИП и рабочей температуре:

- датчики должны иметь сертификаты Госстандарта РФ и разрешение на применение Федеральной службы по технологическому надзору (для взрывопожароопасных объектов);

- датчики должны быть серийно выпускаемыми и опробованы в промышленной эксплуатации;

- полевое оборудование, эксплуатирующееся во взрывоопасных зонах, должно соответствовать взрывобезопасному исполнению со степенью взрывозащиты, согласно классу взрывоопасной зоны. Предпочтительный вид взрывозащиты – искробезопасная электрическая цепь;

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253

Донецко-Сыртовского месторождения»

- для подключения полевого оборудования, имеющего вид взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь», рекомендуется использовать экранированные кабели;
- при необходимости защиты кабелей от механических воздействий рекомендуется применять металлорукав с полимерным покрытием типа МПП;
- оборудование должно обеспечивать работоспособность в соответствующих климатических условиях по ГОСТ 15150-69* «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения, транспортировки в части воздействия климатических факторов внешней среды»;
- рекомендуется применять датчики с унифицированными выходными сигналами, включенными в Государственный реестр СИ:

- 4...20 мА – для датчиков с электрическим выходным сигналом.
- 24 В постоянного тока и 220 В переменного тока.

Тип сигнала определить проектом.

4.3.4.14 Требования к системе передачи технологической информации на верхний уровень.

4.3.4.15 Драйверы поддержки MODBUS-устройств должны обеспечивать:

- сбор информации с интеллектуальных устройств в полном объеме, предусмотренном заводом-изготовителем;
- возможность считывания текущих значений технологических параметров, хранения их в базе данных;
- управление устройством;
- чтение и изменение уставок.

4.3.4.16 В рамках проекта выполнить сметы на СМР и ПНР систем автоматизации и связи. Предусмотреть затраты на шеф-монтажные и пусконаладочные работы систем автоматизации, пожарной, охранной сигнализации и др., поставляемых комплектно с оборудованием в блочно-модульном исполнении (блок-боксы КИПиА, БДР, УПС и т.д.)

4.3.4.17 При необходимости разветвления цепей интерфейса RS-485 использовать разветвители интерфейсные.

4.3.5 Организация измерений, системы измерений, СИ, испытательные лаборатории.

Не требуется.

4.3.6 Автоматические системы пожарной сигнализации, пожаротушения и оповещения и управления эвакуацией (АСПС, АСПТ и СОУЭ)

Передача сигналов о пожаре по GSM каналу со скважины

4.3.6.1. Для опроса, трансляции и приема сообщений приборов системы противопожарной защиты, в соответствии с федеральным законом № 123-ФЗ, необходимо применять сертифицированное оборудование. В связи с тем, что оборудование должно быть совместимо между собой как на передающей стороне, так и на принимающей (верхний уровень), необходимо применять на всех объектах оборудование одного производителя,

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253

Донецко-Сыртовского месторождения»

ЗАО НВП «Болид» (или аналог). Для реализации данного технического предполагается использовать оборудование:

- устройство оконечное объектное системы передачи извещений по телефонной линии, сетям GSM, Ethernet «С2000-PGE» (рабочая температура от -30 до +50 °С);
- резервированный источник питания «РИП-24-2/7М4-P-RS» (РИП-24 исп.50) (рабочая температура от -10 до +40 °С);

4.3.6.2. При подключении объектов защиты (КТП, БДР), для обеспечения совместимости с передающим, на верхний уровень, оборудованием по интерфейсу RS-485, необходимо применять приемо-контрольные приборы производства ЗАО НВП «Болид» (или аналог) (рабочая температура от -30 до +50 °С).

4.3.6.3. Для размещения перечисленного оборудования использовать обогреваемый уличный шкаф, размещаемый в непосредственной близости от радиомачты. Для передачи извещений по GSM каналу необходимо на радиомачте использовать дополнительную антенну (одна антенна для передачи сигналов телемеханики, вторая для системы противопожарной защиты). Для организации GSM-канала использовать сети операторов сотовой связи GSM

4.3.6.4. Передачу извещений о пожаре предусмотреть на существующий АРМ на базе ПО «Орион» ПАО «Оренбургнефть».

4.3.7 Система водоснабжения, водоотведения.

4.3.7.1 На период строительства и эксплуатации использовать привозную питьевую воду.

4.3.7.2 На период строительства и эксплуатации использовать привозную техническую воду. Предусмотреть использование емкостей и автоцистерн.

4.3.7.3 На период эксплуатации передавать производственные и бытовые сточные воды направлять на очистные сооружения ООО «Жилкомсервис», г. Сорочинск

4.3.7.4 На период строительства строительная компания сама заключает договор на вывоз и утилизацию производственных и сточных вод.

4.3.7.5 Образованные промышленные отходы и ТБО в процессе строительства, реконструкции и эксплуатации объекта хранить в отдельных контейнерах на площадке с твердым покрытием в местах базирования бригад и участков;

4.3.7.6 Вывозить промышленные отходы специализированной подрядной организацией ООО «РН-Сервис Экология», имеющей соответствующую лицензию.

4.3.7.7 Вывоз замасоченных почвогрунтов осуществлять на санкционированный полигон «Накопитель замасоченных почвогрунтов и снега Сорочинско-Никольского месторождения».

4.3.7.8 В процессе строительства, ремонта или реконструкции объекта ответственность за отходы, образованные, в результате деятельности несет организация, выполняющая строительные работы.

4.3.7.9 Образованный в процессе строительства и эксплуатации объекта металлический лом хранить на территории бригад и участков на специально обозначенных площадках с

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко-Сыртовского месторождения»

твердым покрытием, до проведения тендера на определение подрядной организации для проведения работ по разделке и вывозу металлического лома.

4.3.7.10 Разработка и оформление раздела "Перечень мероприятий/мероприятия по охране окружающей среды" должен осуществляться в соответствии с требованиями Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации, утв. Приказом Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 № 372; Постановления Правительства РФ от 16.02.08 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», а также с учетом требований территориальных схем охраны природы, бассейновых схем комплексного использования и охраны водных ресурсов, а также материалов инженерно-экологических изысканий, выполненных для подготовки проекта.

4.3.7.11 Обоснование технических решений по охране окружающей среды должно сопровождаться расчетами эффективности применяемых природоохранных мероприятий.

4.3.7.12 В разделе «Перечень мероприятий/мероприятия по охране окружающей среды» проектной документации должен разрабатываться прогноз изменения состояния природной среды и социально-экономических условий жизни населения в районе размещения объекта.

4.3.8 Система теплоснабжения и вентиляции с выделением требований по конструкции зданий в части снижения теплоотдачи в окружающую среду

4.3.8.1 Требования к источнику тепла

Определяется проектом при условии применения блочно-модульного оборудования (АГЗУ, БМА, измерительные установки и тд). Учесть при разработке технического задания или ОЛ на изготовление и поставку блочно-модульного оборудования.

4.3.8.2 Требования к тепловым сетям

Не требуется.

4.3.8.3 Вентиляция и кондиционирование воздуха

Не требуется.

4.3.9 Слаботочные системы и сети связи

4.3.9.1 Проектом предусмотреть разработку раздела «Связь» в полном объеме с организацией следующих каналов связи:

- скв.№4222-АГЗУ-6, скв.№4223-АГЗУ-7, скв.№4227-АГЗУ-6, скв.№4228-АГЗУ-6, скв.№4229- АГЗУ-7, скв.№4233-АГЗУ-7, скв.№4236-АГЗУ-7, скв.№4252-АГЗУ-7, скв.№ 4253-АГЗУ-7 Донецко-Сыртовского месторождения:

- Основной канал - с использованием радиомодема «НЕВОД» - канал связи между контроллерами скважин и АГЗУ выполнить с использованием радиомодема Невод-5, обеспечить обмен станции с удаленными устройствами через маломощный радиоканал в диапазоне 430 МГц.

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228,4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения»

- Резервный канал - с использованием GSM модемов.

В случае отсутствия возможности реализации двух каналов связи (основного и резервного), согласовать с Заказчиком применение одного канала.

4.3.9.2 Предусмотреть передачу данных в корпоративную сеть, с привязкой к существующей инфраструктуре.

4.3.9.3 Рассчитать профили прохождения радиосигнала для основного и резервного каналов связи при следующих точках сбора информации:

- скв. 4222 Донецко-Сыртовского месторождения – проектируемая АГЗУ-6 (проект 1945П);
- скв. 4223 Донецко-Сыртовского месторождения – проектируемая АГЗУ-7 (проект 5272П);
- скв. 4227 Донецко-Сыртовского месторождения – проектируемая АГЗУ-6 (проект 1945П);
- скв. 4228 Донецко-Сыртовского месторождения – проектируемая АГЗУ-6 (проект 1945П);
- скв. 4229 Донецко-Сыртовского месторождения – проектируемая АГЗУ-7 (проект 5272П);
- скв. 4233 Донецко-Сыртовского месторождения – проектируемая АГЗУ-7 (проект 5272П);
- скв. 4236 Донецко-Сыртовского месторождения – проектируемая АГЗУ-7 (проект 5272П);
- скв. 4252 Донецко-Сыртовского месторождения – проектируемая АГЗУ-7 (проект 5272П);
- скв. 4253 Донецко-Сыртовского месторождения – проектируемая АГЗУ-6 (проект 5272П).

Для резервного канала связи рассчитать профили прохождения радиосигнала до базовых станций операторов сотовой связи GSM.

При выборе оборудования руководствоваться принципом унификации с используемым оборудованием систем связи (тип используемого оборудования согласовать с Заказчиком в рамках проведения внутренней экспертизы проекта).

4.3.9.4 Схему организации каналов связи принять по варианту наилучшего прохождения радиосигнала между проектируемыми КП телемеханики и площадными объектами ЦДНГ-5 (АБК Донецко-Сыртовского месторождения).

4.3.9.5 Структурные схемы, спецификации оборудования и материалов выполнять отдельными документами для каждого варианта передачи информации.

4.3.10 Система электрохимической защиты

4.3.10.1 Проектирование выполнить с учетом следующего:

- предусмотреть установку контрольно-измерительных пунктов (КИП);
- на всех КИП предусмотреть установку медно-сульфатных электродов сравнения;

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253

Донецко-Сыртовского месторождения»

- запроектировать на один выпрямитель не менее 3 скважин анодных заземлителей, состоящих не менее 6 блоков анодов. В конструкции анодного заземлителя предусмотреть устройство для монтажа блоков в скважину и газоотводную трубку, а также, в заказной спецификации указать длины кабелей от каждого анодного блока с учетом их размещения в скважине;
- проектом предусмотреть прокладку в дренажный КИП измерительных выводов от трубопровода, монтируемого на расстоянии не менее трех диаметров трубопровода от точки дренажа;
 - На всех КИП предусмотреть установку БПИ (блок пластина индикатор коррозии);
 - защитить действующие пересекаемые коммуникации, не подключенные к системе ЭХЗ от возможного вредного влияния проектируемой катодной защиты;
 - предусмотреть установку в начальных и конечных участках выкидных линий, нефтесборных коллекторов, напорных нефтепроводах и газопроводах изолирующих фланцев.
 - возможность подключения вновь проектируемых трубопроводов к существующим станциям катодной защиты (СКЗ). При отсутствии свободных мощностей существующих СКЗ и наличие риска снижения защитного потенциала ниже нормативных значений запроектировать дополнительную СКЗ.
- Проектом предусмотреть протекторную защиту для защиты футляров (кожухов) от почвенной коррозии, установку перемычек на футляр от СКЗ проектируемого трубопровода не применять.

5. Требования к архитектурно-строительным и конструктивным решениям.

5.1. Применять компоновочные и технические решения, минимизирующие техногенное воздействие на природную среду.

5.2. Предусмотреть применение сборного блочного комплектного оборудования, оборудование максимальной заводской готовности и узлового метода строительства, обеспечивающих минимальный объем СМР на строительной площадке.

5.3. Конструктивные и объемно-планировочные решения блоков должны обеспечить оптимальную технологичность при изготовлении, монтаже, ремонте и эксплуатации.

5.4. Используемые материалы и покрытия для изготовления блоков должны обеспечивать их сохранность и внешний вид без дополнительных работ на весь срок службы.

5.5. Конструктивное исполнение площадок обслуживания запорной арматуры и другого линейного оборудования должно обеспечивать возможность крутового доступа и обслуживания оборудования в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101.

5.6. Архитектурно-строительные решения строительства зданий и сооружений принять с учетом климатических условий района строительства и геокриологических условий площадок строительства.

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко-Сыртовского месторождения»

5.7. Выполнить расчеты, обосновывающие принятые конструктивные решения по проектируемым сооружениям, в том числе по фундаментам, с учетом результатов ИИ. По результатам ИИ обосновать типоразмеры фундаментов и глубину установки. Расчеты оформить и хранить в архиве.

5.8. Разработать и привести в ПД и РД технические решения по исключению воздействия на проектируемое оборудование неблагоприятных геологических условий (подтопляемость, морозная пучинистость, просадочность, суффозионная).

5.9. Разделы проектной документации «Объемно-планировочные и конструктивные решения» и «Схема планировочной организации земельного участка», разработать, согласно требований постановления Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

5.10. При разработке архитектурных решений учесть требования визуальных стандартов «НК «Роснефть».

5.11. При разработке решений строительных конструкций следует:

- Применять следующие типы фундаментов: буронабивные, ленточные, сплошные плитные из ж/б плит, сборные фундаменты из ж/б блоков.
- Минимизировать применение монолитного бетона и железобетона, а так же, объемы финишных «мокрых» процессов.
- Защиту металлических конструкций от коррозии обеспечить как первичными методами (применением коррозионностойких материалов и соблюдением дополнительных конструктивных требований), так и вторичными- нанесением на поверхность конструкций лакокрасочных покрытий со сроком службы не менее 10лет. Очистку поверхности металлоконструкций от загрязнений предусмотреть в соответствии с требованиями ГОСТ 9.402-2004.
- применить экономичные профили металлопроката;
- применять конструкции, обеспечивающие наименьшую трудоемкость их изготовления, транспортирования и монтажа;
- максимально использовать местные строительные материалы.

5.12. Решения, принятые в проектной документации должны отвечать всем требованиям нормативных документов действующих на территории РФ.

5.13. Оформление объектов предусмотреть в соответствии с методическими указаниями Компании «Применение фирменного стиля ПАО «НК «Роснефть» при оформлении производственных объектов в дочерних обществах ПАО «НК «Роснефть» блока «Upstream» и производственного сервисного блока» ПЗ-01.01.04 М-0006. Версия 1.00.

6. Требования к выполнению согласований.

- Получить технические условия на пересечения коммуникаций от предприятий – владельцев.
- Все согласования и технические условия на подключения, пересечения должны являться приложением к проектной документации.

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253

Донецко-Сыртовского месторождения»

- Пересечения с автодорогами, ЛЭП, подземными коммуникациями сторонних организаций запроектировать по ТУ от предприятий – владельцев. Переходы должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 55990-2014.
- Согласовать задание и программу на проведение инженерных изысканий с Заказчиком.
- Обеспечить передачу, сопровождение и получение положительного заключения государственной экспертизы проектной документации, в соответствии со статьей 49 ФЗ-190 от 29.12.2004 г. «Градостроительный кодекс РФ», Постановлением Правительства № 145 от 05.03.2007 г. «О порядке организации и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий».

7. Требования к разработке ПОС.

7.1. В составе проекта организации строительства должна быть представлена транспортная схема строительства, в составе которой должны быть указаны места расположения карьеров ОПИ; места вывоза строительного мусора, металлического лома при подготовительных или демонтажных работах; места захоронения остатков от разборки лежневых дорог, порубочных остатков от лесорасчистки; места вывоза излишнего грунта при выторфовке и др.;

7.2. Транспортная схема должна быть согласована с Заказчиком в рамках проведения внутренней экспертизы.

7.3. В соответствующем разделе проекта организации строительства должны быть отражены используемые карьеры минерального грунта, песчано-гравийной смеси, щебня;

7.4. Размещение временных зданий и сооружений генподрядчика должно быть расположено в местах, максимально приближенных к объектам строительства. В составе проекта организации строительства должны быть указаны места размещения временных зданий и сооружений, а именно:

- основных временных производственных предприятий и баз;
- временных поселков;
- временных подъездных и объездных дорог и др.

7.5. Необходимость выполнения работ по подготовке территории для временных зданий и сооружений должна быть обоснована в проекте организации строительства с учетом проектных объемов работ;

7.6. В составе проекта организации строительства должны быть представлены следующие расчеты:

- На перебазирование техники строительной организации с одной стройки на другую (кроме строительных машин и механизмов, перебазирование которых учтено в стоимости машино-часа эксплуатации);
- Затраты на проведение специальных мероприятий по обеспечению нормальных условий труда (борьба с радиоактивностью, силикозом, малярией, энцефалитным клещом, гнусом и др.);

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко-Сыртовского месторождения»

- На перевозку автомобильным транспортом работников строительных и монтажных организаций или компенсация расходов по организации специальных маршрутов городского пассажирского транспорта;

- Средневзвешенного плеча возки ОПИ, строительного мусора, лесорубочных остатков, а также МТР от железнодорожных станций до принятых площадок временного хранения (базы хранения МТР Заказчика, подрядчика, ТСБ) и приобъектного склада подрядчика.

7.7. В составе проекта организации строительства должен быть указан метод производства СМР (традиционный, вахтовый или командированием) и представлен соответствующий расчет;

7.8. В составе проекта организации строительства должны быть определены места производства сварочных работ (для линейной части: трасса или ТСБ), методы и объем проведения работ по неразрушающему контролю;

7.9. В составе проекта организации строительства должны быть представлены: перечень, объемы и способы выполнения СМР в стесненных условиях, на которые распространяются факторы их удорожания.

7.10. Проектом организации строительства предусмотреть выделение в отдельный этап каждого объекта строительства входящего в состав сбора нефти и газа и энергоснабжения. При выполнении раздела ПОС необходимо определить продолжительность строительства каждого этапа и выполнить разбивку календарного плана согласно этапов строительства.

8. Требования к разработке сметной документации

8.1. Сметная документация разрабатывается в соответствии с требованиями данных рекомендаций, с учетом действующих на момент разработки сметной документации изменений и дополнений, а также регламентирующих документов и писем Минрегиона России и корпоративных требований Компании по определению отдельных видов работ и затрат в сметной документации.

8.2. Наименования объектных смет (объектов) указывается в соответствии с наименованием в экспликации генплана (генпланов) проекта.

8.3. Уровень фонда оплаты труда и стоимость эксплуатации машин и механизмов определяются в соответствии с действующими рекомендациями Компании.

8.4. В состав тома сводного сметного расчета в обязательном порядке включаются:

- пояснительная записка;
- таблица с удельными показателями единичной стоимости объектов строительства;
- обосновывающие документы, подтверждающие стоимость прочих работ и затрат;
- сводная укрупненная выборка ресурсов.

8.5. В состав тома «Обосновывающие материалы» должны быть включены:

- расчет и калькуляции транспортных расходов и сметной стоимости оборудования и материалов согласно утвержденной транспортной схеме;

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко-Сыртовского месторождения»

- расчет часовых ставок оплаты труда и стоимости эксплуатации машин и механизмов;
- расчет индексов пересчета от базового уровня цен базисного района строительства к текущему уровню цен фактического района строительства;
- обосновывающие материалы отпускных цен на МТР и оборудование по опросным листам, протоколам согласования цен заводов-поставщиков, другие необходимые материалы по включенным в сметную документацию затратам.

9. Требования к природоохранным мероприятиям.

9.1. Разработать раздел «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с действующим природоохранным законодательством РФ и нормативно правовыми актами РФ, в том числе:

- Федеральным законом от 14.03.1995 № 33-ФЗ «Об особо охраняемых природных территориях».
- Федеральным законом от 24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».
- Федеральным законом от 04.05.1999 № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха».
- Федеральным законом от 30.03.1999 № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения».
- Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».
- Водным кодексом Российской Федерации от 03.06.2006 № 74-ФЗ.
- Структуру и содержание раздела выполнить в соответствии с п. 25 Приказа Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

9.2. Проект рекультивации земель, нарушенных в результате работ по строительству проектируемых объектов, выполнить отдельным разделом в составе проектной документации.

9.3. Выполнить оценку воздействия от реализации рассматриваемого проекта в отношении каждого компонента окружающей среды (почвы, грунтовые воды, растительность, животный мир, воздушную среду и т.д.), как на период строительства, так и на период эксплуатации объекта капитального строительства.

9.4. Разработка раздела «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», должна осуществляться исходя из принятых технологических решений по мощности объекта и объемов негативного воздействия на окружающую среду, рассчитываемых в соответствующих технологических разделах ПД.

9.5. Раздел «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» должен содержать:

- результаты оценки воздействия объекта капитального строительства на окружающую среду;
- перечень мероприятий по предотвращению и (или) снижению возможного негативного воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду и рациональному «Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253

Донецко-Сыртовского месторождения»

использованию природных ресурсов на период строительства и эксплуатации объекта капитального строительства, включающий:

- результаты расчетов приземных концентраций загрязняющих веществ, анализ и предложения по предельно допустимым и временно согласованным выбросам;
- обоснование решений по очистке сточных вод и утилизации обезвреженных элементов, по предотвращению аварийных сбросов сточных вод;
- мероприятия по охране атмосферного воздуха;
- мероприятия по оборотному водоснабжению - для объектов производственного назначения;
- мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов и почвенного покрова, в том числе мероприятия по рекультивации нарушенных или загрязненных земельных участков и почвенного покрова;
- мероприятия по сбору, обработке, утилизации, обезвреживанию, транспортированию и размещению опасных отходов;
- мероприятия по охране недр;
- мероприятия по охране объектов растительного и животного мира и среды их обитания (при наличии объектов растительного и животного мира, занесенных в Красную книгу РФ и красные книги субъектов РФ, отдельно указываются мероприятия по охране таких объектов);
- мероприятия по минимизации возникновения возможных аварийных ситуаций на объекте капитального строительства и последствий их воздействия на экосистему региона;
- мероприятия, технические решения и сооружения, обеспечивающие рациональное использование и охрану водных объектов, а также сохранение водных биологических ресурсов (в том числе расчет ущерба водным биоресурсам в случае непосредственного воздействия на водный объект)

•перечень и расчет затрат на реализацию природоохранных мероприятий и компенсационных выплат, включая плату за негативное воздействие на окружающую среду в периоды строительства и эксплуатации.

9.6. Требования к разработке раздела устанавливаются на основании исходной информации по существующим комплексам по накоплению, утилизации отходов производства, а также наличия договоров передачи отходов производства для размещения на полигонах муниципальных и/или других компаний соответствующего профиля.

9.7. В случае выявления объекта государственной экологической экспертизы дополнить раздел «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» материалами общественных слушаний и материалами ОВОС, обеспечить сопровождение ПД в органах государственной экологической экспертизы в соответствии с требованиями ст.11 (п.7.2) Федерального закона от 23.11.1995 № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе».

9.8. Раздел ОВОС проекта выполнить в соответствии с «Положением об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации», утвержденным Приказом Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 г. № 372 и письмом МПР РФ от 26.04.2010 № 12-47/5719).

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228,4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко-Сыртовского месторождения»

- 27

10. Требования к производственно-экологическому мониторингу.

Не требуется.

11. Требования по промышленной безопасности, охране и гигиене труда.

11.1. При разработке разделов учесть следующие требования:

11.1.1. ПД разработать в соответствии с законодательством РФ, в том числе, в области промышленной безопасности, в сфере технического регулирования, в градостроительной деятельности, действующими нормативными правовыми актами РФ и ЛНД Компании и Постановления Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиям к их содержанию».

11.1.2. В случае, если требуется отступление от требований промышленной безопасности, установленных федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности, таких требований недостаточно и (или) они не установлены, осуществить проектирование на основе обоснования безопасности ОПО.

11.1.3. Все необходимые согласования, экспертизы обоснования безопасности и регистрация заключения обеспечивает Проектировщик.

11.1.4. Принятые технологии, оборудование, строительные решения, организация строительства и эксплуатации объекта должны соответствовать требованиям действующих норм и правил в области промышленной безопасности.

11.1.5. Исполнитель обеспечивает сопровождение и согласование ПД в надзорных и разрешительных органах и органах государственной экспертизы проектов.

11.1.6. Обеспечить применение новейших материалов и технологий, обеспечивающих надежную эксплуатацию всех материалов и оборудования с учетом эффективности и экономичности строительства и эксплуатации.

11.1.7. Технологические процессы производства должны быть максимально автоматизированы с учетом требований ЛНД Компании в области АСУ ТП и систем ПАЗ. В системах ПАЗ и управления технологическими процессами должно быть исключено их срабатывание от случайных и кратковременных сигналов нарушения.

11.1.8. Указать расчетные сроки службы и ресурсы проектируемых сооружений, указать требования к срокам службы применяемого оборудования и технических устройств в соответствии с законодательством РФ, действующими законодательными, нормативными правовыми актами РФ и ЛНД Компании.

11.1.9. Заложенное в ПД (РД) оборудование (технические устройства) должно иметь (в случае, если конкретное оборудование в документации не указывается, должны быть предусмотрены соответствующие требования к оборудованию) один из следующих комплектов документов:

- Документы, подтверждающие соответствие (сертификат либо декларацию) требованиям технических регламентов (национальных, либо Таможенного союза);
- Действующее разрешение на применение, выданное Ростехнадзором в комплекте с заключением экспертизы промышленной безопасности и копией письма о его

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко-Сыртовского месторождения»

утверждении и регистрации (для случаев, когда заключение указано в разрешении как основание для выдачи разрешения на применение); также в комплекте с копией разрешения должна быть предоставлена копия сертификата ГОСТ Р (в случае, если продукция подлежит обязательной сертификации в системе ГОСТ Р, или подлежала до вступления в силу соответствующего технического регламента, при условии, что сертификат ГОСТ Р выдан также до вступления в силу соответствующего технического регламента, и при этом не окончен срок переходного периода, установленный техническим регламентом); для продукции изготовленной после 01.01.2014 вместо разрешения на применение может быть предоставлена только копия заключения экспертизы промышленной безопасности, зарегистрированного в Ростехнадзоре не ранее 01.01.2014.

11.2. К средствам КИПиА дополнительно предъявляются следующие требования: должен быть подготовлен отдельный перечень средств КИПиА, являющихся средствами измерения и относящимися к сфере государственного регулирования в соответствии с ФЗ от 26.06.2008 №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» каждое такое средство измерения должно быть внесено в государственный реестр и иметь свидетельство об утверждении типа.

11.3. Для эксклюзивного оборудования, инновационного оборудования, ранее не поставлявшегося на территорию РФ, либо изготавливаемого штучно, а также для оборудования, имеющего необходимые разрешительные документы, срок действия которых заканчивается до планируемой даты изготовления, завод-изготовитель (поставщик) данного оборудования гарантирует предоставление всех необходимых документов до приёма объекта в эксплуатацию.

11.4. Конструкция оборудования и планировка территории должны предусматривать возможность осмотра в процессе эксплуатации, свободного и безопасного доступа к узлам и деталям с целью проведения технического обслуживания, ремонта и технического освидетельствования (диагностирования).

11.5. Пропускная способность пружинных предохранительных клапанов, установленных на сепарационных емкостях измерительной установки, должна соответствовать требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утвержденных приказом Ростехнадзора от 25.03.2014 № 116.

11.6. Раздел «Охрана труда и санитарно-гигиенические требования» разработать в соответствии с требованиями действующих нормативно-правовых, инструктивно-методических документов РФ и ЛНД Компании в области охраны труда и санитарно-эпидемиологического благополучия населения, в том числе:

- Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ Раздел X. Охрана труда.
- Федеральный закон от 30.03.1999 № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения».

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко-Сыртовского месторождения»

- Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
- ГОСТ 12.0.230. «Система стандартов безопасности труда»
- СП 2.2.2.1327. «Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту»
- СанПиН 2.2.4.548. «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»
- СП 44.13330. «Административные и бытовые здания»
- СП 52.13330. «Естественное и искусственное освещение»
- СанПиН 2.2.0.555. «Гигиена труда. Гигиенические требования к условиям труда женщин»
- СП 2.2.1.1312. «Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий»

11.7. Технические решения по охране труда должны быть разработаны с учетом требований Постановления Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

11.8. Подраздел «Технологические решения, перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства» должен содержать:

11.8.1 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах - для объектов производственного назначения;

11.8.2 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого на подземных горных работах технологического оборудования и технических устройств (при необходимости) – для объектов производственного назначения;

11.8.3 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности – для объектов производственного назначения;

11.8.4 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства (кроме жилых зданий);

11.8.5 Принципиальные решения по организации труда и управления производством;

11.8.6 Расчет количества рабочих мест и численности работающих;

11.8.7 Организация и оснащение рабочих мест;

11.8.8 Обслуживание рабочих мест;

11.8.9 Прогрессивные формы организации труда;

11.8.10 Режим труда и отдыха;

11.8.11 Охрана и условия труда работников;

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253

Донецко-Сыртовского месторождения»

- 11.8.12 Организация управления производством, предприятием;
- 11.8.13 Источники комплектования предприятия кадрами и повышение квалификации рабочих кадров;
- 11.8.14 Организация медицинского сопровождения и оказания первой помощи пострадавшим;
- 11.8.15 Требования к специальным цехам (участкам) для трудоустройства беременных женщин;
- 11.8.16 Перечень мероприятий и проектных решений по определению технических средств и методов работы, обеспечивающих выполнение нормативных требований охраны труда» также излагается в разделе «Проект организации строительства»;
- 11.8.17 Степень проработки и обоснование решений по охране труда должны быть достаточными для осуществления проверки их соответствия требованиям нормативных документов, проведения проверочных расчетов, а также определения стоимости;
- 11.8.18 Принятые технологии, оборудование, строительные решения, организация строительства и эксплуатации объекта должны соответствовать разрешениям на их применение и требованиям действующих нормам и правил охраны труда, промышленной и пожарной безопасности Российской Федерации.
- 11.9. На объекты I и II класса опасности согласно требованиям Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», разработать Декларацию промышленной безопасности (в том числе провести ее экспертизу) в соответствии с действующими нормативными документами РФ, которая в т.ч. должна содержать:
- 11.9.1 Всестороннюю оценку риска аварии и связанной с ней угрозы;
- 11.9.2 Анализ достаточности принятых мер по предупреждению аварий, обеспечению готовности организации к эксплуатации ОПО в соответствии с требованиями промышленной безопасности, а также к локализации и ликвидации последствий аварии на ОПО;
- 11.9.3 Разработку мероприятий, направленных на снижение масштаба последствий аварии и размера ущерба, нанесенного в случае аварии на ОПО.
- 11.10. При необходимости для зданий, сооружений, строений, для которых отсутствуют нормативные требования охраны труда, должны быть разработаны специальные ТУ, обеспечивающие комплекс организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий для сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности.
- 11.11. В разделе ПОС должен содержаться перечень мероприятий и проектных решений по определению технических средств и методов работы, обеспечивающих выполнение требований охраны труда.
- 11.12. Принятые технологии, оборудование, строительные решения, организация строительства и эксплуатации объекта должны соответствовать требованиям действующих норм и правил охраны труда, промышленной и пожарной безопасности РФ.

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко-Сыртовского месторождения»

- 31

12. Требования по обеспечению инженерно-технических мероприятий гражданской обороны, мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций.

12.1. Раздел выполнить в соответствии с нормами и правилами в области гражданской обороны, защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в соответствии с ИД и требованиями, выданными территориальными органами МЧС РФ.

12.2. ИД и требования для разработки ИТМ ГОЧС могут выдаваться Заказчику отдельно.

12.3. При разработке ПД на строительство скважин, обустройство и разработку НГМ необходимо руководствоваться Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101, анализ опасности и риска проектируемых объектов в порядке, установленном Ростехнадзором РФ.

12.4. Выполнить разработку подраздела «Перечень мероприятий ГОЧС» в соответствии с требованиями Национального стандарта ГОСТ Р 55201-2012 "Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Порядок разработки перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера при проектировании объектов капитального строительства"

12.5. Разработчику проектной документации осуществить сбор исходных данных для разработки мероприятий ГОЧС

12.6. Проектная организация направляет запрос (заявление) в уполномоченный орган исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации, а в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации - территориальный орган МЧС России по соответствующему субъекту Российской Федерации о подготовке и выдаче исходных данных для разработки мероприятий ГОЧС с целью их последующего учета в составе подраздела "Перечень мероприятий ГОЧС".

12.7. Для укрытия обслуживающего персонала в особый период предусматривается приспособление под ПРУ цокольного этажа здания АБК, расположенного на производственной площадке постоянной дислокации обслуживающего персонала проектируемых сооружений.

13. Требования по обеспечению пожарной безопасности, ПС, АСПТ

13.1. Раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» разработать в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

13.2. Проектную документацию разработать в соответствии с действующими законодательными актами Российской Федерации, в том числе: Федеральным законом от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», а также других действующих нормативных документов, содержащих требования

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко-Сыртовского месторождения»

пожарной безопасности федерального, регионального и отраслевого/ведомственного уровня (СП, ВНПБ, ВППБ, ВНТП, ВСН и т.д.) и Стандартов Компании:

- «Организация пожарной охраны на объектах компании» № ПЗ-05 С-0119;
- «Оснащение средствами пожаротушения, пожарной техникой и другими ресурсами для пожаротушения объектов компании» № ПЗ-05 С-0196;
- «Требования по оснащению объектов ОАО «НК «Роснефть» системами противопожарной защиты» №3-05 С-0201 (ВНПБ 12-12);
- «Требования к проектированию систем противопожарной защиты на объектах ОАО «НК «Роснефть» № ПЗ-05 С-0208 (ВНПБ 13-13).

13.3. В процессе разработки проектной документации осуществлять актуализацию проектных решений в соответствии с действующими законодательными актами Российской Федерации на текущий период.

13.4. Исключить при разработке ПД указание конкретных систем, оборудования, приборов, производителя и т.п. В ПД необходимо указывать характеристики и ТТ к оборудованию и приборам систем противопожарной защиты.

13.5. Выбираемые системы пожаротушения должны быть предварительно согласованы с Заказчиком в рамках проведения внутренней экспертизы проекта.

13.6. Предусмотреть оборудование объектов (территории и помещений) первичными средствами пожаротушения согласно требованиям постановления Правительства Российской Федерации от 25.04.2012 года №390 «Правила противопожарного режима в Российской Федерации» (раздел XIX).

13.7. Количество одновременных пожаров для расчетов принимается с учетом функционального назначения объектов (в соответствии с действующими нормативно-правовыми актами РФ в области пожарной безопасности) и согласовывается с Заказчиком.

13.8. Объем противопожарного запаса воды и пенообразователя на объекте определить расчетом с учетом фактических расходов:

- автоматических (стационарных) систем пожаротушения и охлаждения;
- на наружное и внутреннее пожаротушение зданий и сооружений;
- на пожаротушение передвижной пожарной техникой, с учетом возможности привлечения сил и средств территориально гарнизона пожарной охраны, а также времени сосредоточения необходимого для тушения пожара сил и средств.

13.9. При использовании в ходе строительства (ПОС) и эксплуатации объекта вагон-домов (мобильных зданий) учесть требования Методических указаний Компании «Требования к размещению, обустройству и эксплуатации подрядными организациями сооружений и оборудования на месторождениях Компании (включая временные здания и сооружения)» № П1-01.04 М-0008 и дополнительные требования промышленной и пожарной безопасности, изложенные в письме ОАО «НК «Роснефть» от 30.03.2011 №5-3-352.

13.10. В разделе ПОС «Описание проектных решений и мероприятий по охране объектов в период строительства» определить организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности на территории строительства в соответствии с действующими правилами по пожарной безопасности.

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко-Сыртовского месторождения»

13.11. Для зданий, сооружений, строений, для которых отсутствуют нормативные требования пожарной безопасности или при невозможности соблюдения требований нормативных документов, на основе требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» должны быть разработаны специальные ТУ, отражающие специфику обеспечения их пожарной безопасности и содержащие комплекс необходимых инженерно-технических и организационных мероприятий по обеспечению пожарной безопасности. Необходимость разработки специальных ТУ обосновать и согласовать с Заказчиком в рамках проведения внутренней экспертизы проекта.

13.12. Учесть при проектировании требования СП 231.1311500.

13.13. Запроектировать установку знаков пожарной безопасности.

13.14. Учесть требования пожарной безопасности к электроустановкам в соответствии со ст. 82 Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», СП 6.13130, ГОСТ 31565, ГОСТ Р 53310, ГОСТ Р 53313.

13.15. Учесть требования раздела XV Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 № 390 «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», в части запрещения проживания людей на территории строительства.

13.16. Необходимо предусмотреть передачу сообщений о событиях пожарной сигнализации через каналы связи по п. 4.3.9 в помещение с круглосуточным присутствием дежурного персонала (пульт централизованного наблюдения - ПЦН) ОРН. Для этого в обогреваемом шкафу КИПиА предусмотреть место для размещения прибора пожарной сигнализации, блока резервного питания и оборудования для передачи сигналов пожарной сигнализации на верхний уровень.

13.17. Проектируемые приборы пожарной сигнализации должны быть совместимы с системой «Орион Про» на верхнем уровне.

14. Требования по безопасности и охране объектов.

14.1. Охрана территории месторождений, на которых расположены объекты ПАО «Оренбургнефть» осуществляется охранным предприятием ООО «ЧОП «РН-Охрана-Самара» на договорной основе.

14.2. Предусмотреть ограждение производственных объектов, не являющихся блочно-модульными зданиями и находящимися за обвалованием скважин.

14.3. Оборудование технических средств охраны выбрать из Классификатора Компании «Перечень инженерно-технических средств охраны, рекомендованных к применению на объектах Компании» № ПЗ-11.01 К-0001.

15. Требования к разработке необходимые для оформления правоустанавливающих документов на земельные и лесные участки, материалов и документов

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко-Сыртовского месторождения»

15.1. Разработать, согласовать с БМнЗ Заказчика следующую документацию:

- При проектировании линейных объектов, а также при проектировании площадных объектов в границах земель лесного фонда – разработать и утвердить в установленном порядке проект планировки и межевания территории (в соответствии со статьями 42, 43, 45 Градостроительного кодекса РФ от 29.12.2004 N 190-ФЗ; Постановлением правительства РФ от 12.05.2017г. №564; Приказа Министра РФ от 25.04.2017г. №742/пр; Постановления правительства РФ от 26.07.2017г. №884 и другими нормативными документами, регулирующими подготовку документации по планировке территории);

- При проектировании объектов в границах земель лесного фонда – проектную документацию лесного участка (для площадных объектов), акт натурального технического обследования участка лесного фонда (для линейных объектов) в соответствии со ст.70.1 Лесного Кодекса РФ от 04.12.2006 N 200-ФЗ; Приказом Минприроды РФ от 03.02.2017г. №54; Приказом Минприроды РФ от 24.11.2004г. №701.

- Для определения землепользователей наличие выписки из ЕГРН об основных характеристиках земельных участков. В документах предварительного выбора обязательно наличие следующей информации: организационно-правовая форма землепользователя, его контактные данные; площади, занимаемые в границах каждого землепользователя.

15.2 В составе проектной документации предоставить электронный вид в формате ПО «MapInfo» с отображёнными в них запроектированными объектами (проект полосы отвода под постоянное и временное использование земельных участков; узлы приёма/пуска СОД, запорная арматура, обустройство скважин, подъездные пути и т.д.). Электронный вид в формате ПО «MapInfo» не ниже версии 8 в местной системе координат установленной для ведения единого государственного реестра недвижимости, в отдельных версиях проекций (на сфере, на плоскости) на CD-R или DVD-R дисках (в соответствии с ЛНД компании «Принципы классификации Компании «Объекты цифровой топографической информации масштабов 1:500, 1:1000, 1:2000, 1:5000» П1-01 ПК-0001 (версия 2.00)» и инструкцией по топографической съемке в масштабах 1:5000, 1:2000, 1:1000 и 1:500 ГКИНП-02-033-82) и на бумажном носителе раздел ППО после получения внутренней и внешней экспертизы.

16 Разработка проекта рекультивации земельного участка

16.1 Проект рекультивации земель разработать в соответствии с приказом Минприроды РФ от 22.12.1995 № 525, Постановлением Правительства РФ от 23.02.1994 № 140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы», п. 4.6 пособия «Охрана окружающей природной среды»,

16.2 ГОСТ 17.5.3.04, ГОСТ 17.5.1.02, ГОСТ 17.5.3.05, Руководством по составлению проекта рекультивации земель, занимаемых во временное пользование для строительства автомобильных дорог и дорожных сооружений.

16.3 Состав и содержание проекта рекультивации земель выполнить согласно рекомендациям Руководства по составлению проекта рекультивации земель, занимаемых во временное пользование для строительства автомобильных дорог и дорожных сооружений.

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228,4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко-Сыртовского месторождения»

16.4 В составе проектной документации разработать и предоставить раздел проекта рекультивации нарушенных земель (в т.ч. графическую часть в ПО MapInfo: объекты проектирования, отвод земли под техническую и биологическую рекультивацию) и сметную документацию (в соответствии с действующим законодательством и ЛНД ПАО «НК «Роснефть»). Кроме того обязательно наличие технических условий от правообладателя земельного участка на разработку проекта рекультивации земель.

16.5 В состав проекта рекультивации нарушенных земель включить:

- разработанные таблицы технико-экономических показателей проекта рекультивации (паспорт проекта);

- проект рекультивации в полном объеме, перед утверждением собственниками земельных участков, землепользователями или землевладельцами указанных земель;

- описание технологии выполнения работ по сохранению и восстановлению плодородия почвы в два этапа: технического, выполняемого силами подрядчика; биологического: внесение удобрений, вспашка, боронование, посев трав и т.д., с указанием срока восстановления плодородного слоя почвы применительно к местным условиям, затрат на восстановление данного вида работ (обязательно приложение расчёта). Технические условия на проведение рекультивации обязательно согласовать с землепользователем;

- разработанные схемы производства земляных работ;

- описание проведенных работ по отбору проб и лабораторных анализов почвы до начала строительства, после рекультивации земель и затраты на проведение указанных работ;

16.6 Границы земельных участков, подлежащих отводу под объекты строительства (в том числе на период эксплуатации отдельно), с предоставлением ведомости расчета площадей земельных участков по объектам, собственникам, видам угодий, расчета убытков и затрат на техническую и биологическую рекультивацию (в ценах текущего года), с указанием сроков отвода земли и площади рекультивации, а также сроков проведения рекультивации.

16.7 Определить направление рекультивации.

16.8 Объёмы внесения торфо-песчаных смесей, их состав, объёмное соотношение ингредиентов, влажность и прочее, а также применяемые травосмеси, их состав и норма внесения, должны быть нормативно обоснованы. Карты-схемы технического и биологического этапов рекультивации выполнить в соответствии с рекомендациями Руководства по составлению проекта рекультивации земель, занимаемых во временное пользование для строительства автомобильных дорог и дорожных сооружений» и действующими нормативными документами для региона строительства.

16.9 Разработанный проект рекультивации земель утвердить (согласовать) в соответствии с Положением о согласовании и утверждении землеустроительной документации, создании и ведении государственного фонда данных, полученных в результате проведения землеустройства, утвержденного постановлением Правительства РФ от 11.07.2002 №514.

16.10 Проект рекультивации земель разрабатывается отдельным томом и должен соответствовать требованиям действующего законодательства.

16.11 Проект рекультивации земель разрабатывается в соответствии с ТУ арендодателя (включая собственника земельного участка), подлежит согласованию с арендодателем.

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253

Донецко-Сыртовского месторождения»

16.12 Земельные участки, рекультивация которых не предусмотрена проектом, подлежат переводу в категорию земель промышленности и иного назначения в соответствии с Федеральным законом от 21.12.2004 № 172-ФЗ «О переводе земель или земельных участков из одной категории в другую».

16.13 Проектом должна предусматриваться рекультивация всех лесных участков. То есть, рекультивации подлежат краткосрочно и долгосрочно используемые земли, при этом проект должен содержать разделение объемов и стоимости выполнения работ по рекультивации краткосрочных и долгосрочных земель.

16.14 Проект должен содержать состав работ по технической и биологической рекультивации земель.

16.15 Стоимость выполнения мероприятий по рекультивации подлежит включению в сводный сметный расчет.

16.16 Получить положительное заключение (согласование) проекта рекультивации от Министерства природных ресурсов / Управления Федеральной службы по надзору в сфере природопользования субъекта РФ (в случае необходимости, определенной Блоком маркшейдерии и землеустройства). Утвердить проект рекультивации землепользователем (собственником, землевладельцем).

Исполнитель:

Руководитель сектора по техническому сопровождению ПИР  Данилов А.С.

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253
Донецко-Сыртовского месторождения»

- 37

Приложение В Акт предпроектного обследования от 15.10.2018г.

Приложение №4

Акт

«15» 10 2018 г

Мы, нижеподписавшиеся представители:

Структурное подразделение	ФИО, должность, подпись
Управление наземных сооружений	инженер ОПО Андрей С.А.
Управление маркшейдерских работ	Инж. Георгий С.А.
Управление землепользования и землеустройства	Инж. Георгий С.А.
Управление организации буровых работ	Инженер Илья В.А.
Управление эксплуатации трубопроводов	Инж. Елена В.А.
Управление энергетики	Инженер Елена В.А.
Управление по ППД ЦДНГ, ЦППН	Инж. Сергей В.А.
ООО «СамараНИПИнефть»	инженер 1 кат. Жуков Н.В. Составили настоящий акт о необходимости проектирования:

Объект: Собр нефти и газа со скважин №4222, 4223, 4227, 4232, 4236, 4252 и система забортных скважин №4222, 4223, 4236 Дочинско-Сартовского м-л.

Выкидной трубопровод: - от скв. №4227 (пр.) до пр. АГЗУ-6 (пр. 1945П), ϕ 89x6, L = 4,1 км.
 - от скв. №4222 до пр. АГЗУ-6 (пр. 1945П), ϕ 89x6, L = 4,1 км.
 - от скв. №4232 до пр. АГЗУ-7 (пр. 5272П), ϕ 89x6, L = 4 км. ГНБ через пазуху L = 0,1 км.
 - от скв. №4233 до пр. АГЗУ-7 (пр. 5272П), ϕ 89x6, L = 4 км. ГНБ через пазуху L = 0,1 км.
 - от скв. №4252 до пр. АГЗУ-7 (пр. 5272П), ϕ 89x6, L = 4 км.
 - от скв. №4236 до пр. АГЗУ-7 (пр. 5272П), ϕ 89x6, L = 3 км.

Возвратная перебода в ППД:
 - от пр. скв. №4222 до ВЭС-4222В, ϕ 89x6, L = 0,03 км.
 - от пр. скв. №4236 до ВЭС-4236В, ϕ 89x6, L = 0,03 км.
 - от пр. скв. №4223 до ВЭС-4223В, ϕ 89x6, L = 0,03 км.

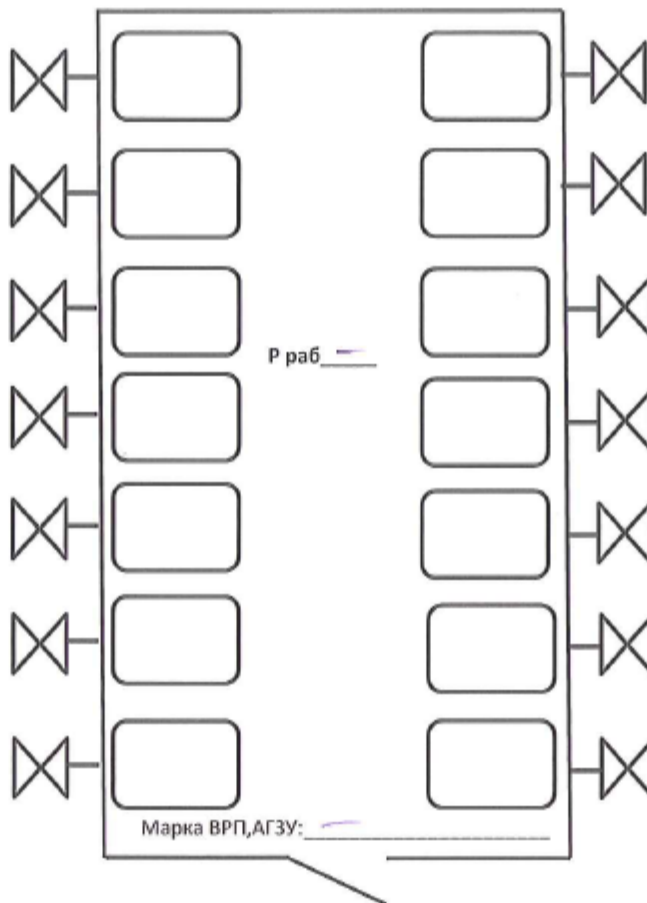
Электроснабжение:
 - для электроснабжения проект скв. №4222, 4227 предусматривать проект ВЛ-6кВ от главной от проект. ВЛ-6кВ на скв. №4223 (пр. от 26.06.2018), L = 0,1 км, предусматривать КТП 6/0,4кВ.
 - для электроснабжения проект скв. №4252, 4226 предусматривать проект ВЛ-6кВ от главной от проект. ВЛ-6кВ на скв. №4 (пр. 5272П), L = 0,1 км, предусматривать КТП 6/0,4кВ.
 - для электроснабжения проект скв. №4223, 4233 предусматривать проект ВЛ-6кВ от главной от проект. ВЛ-6кВ на скв. №4223 (пр. от 26.06.2018), L = 0,1 км, предусматривать КТП 6/0,4кВ.

Нефтегазосборный трубопровод:
 - Предусмотреть строительство нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ-6 (пр. 1945П) до УПН Дочинско-Сартовского м-л. длина L = 11 км. Обеспечить камерами пуска/приема ОУ.
 - Диаметр трубопровода подтвердить расчетом.
 - Переход через а/дорогу и железную дорогу предусмотреть металл ГНБ ϕ = 350 мм.
 - Нефтегазосборный трубопровод запроектировать вдоль трассы существующего нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ-6 до УПН Дочинско-Сартовского.

Страница 1 из 5

Схема АГЗУ (обязательное приложение к акту).

ВРП, АГЗУ № 6 (вр. 10450)



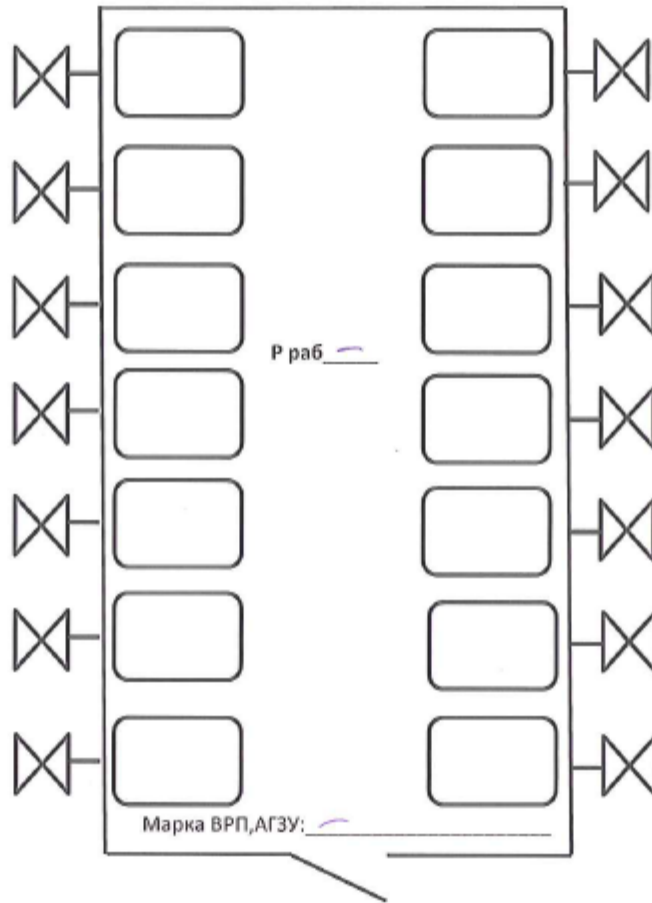
Количество отводов:
Завсегда в свободный отвод.

Члены комиссии (подпись):

Иванов И.В.
Иванов С.А.
Сидоров Д.
Толстой Д.Д.
Карпов А.Ч.
А. Россин А.М.
Кремлев Ю.И.

Схема АГЗУ (обязательное приложение к акту).

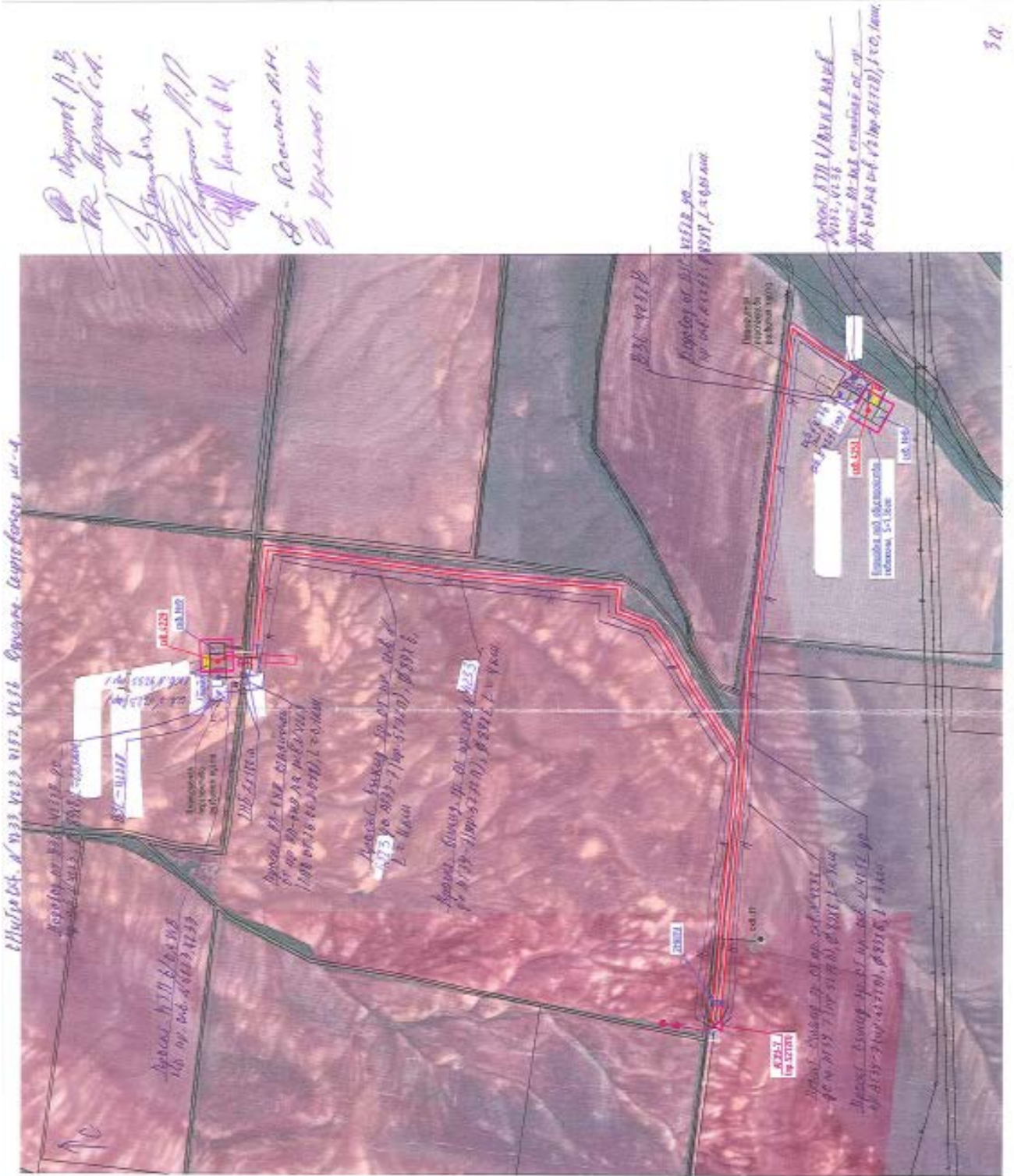
ВРП, АГЗУ № 7 (шр. 5272П)



Количество отводов: —
завсегда в свободный отвод.

Члены комиссии (подпись):

И. Жуков П.В.
М. Вязов С.В.
С. Слободя А.
Коред А.И.
А. Кошкин А.И.
У Кремков Р.И.



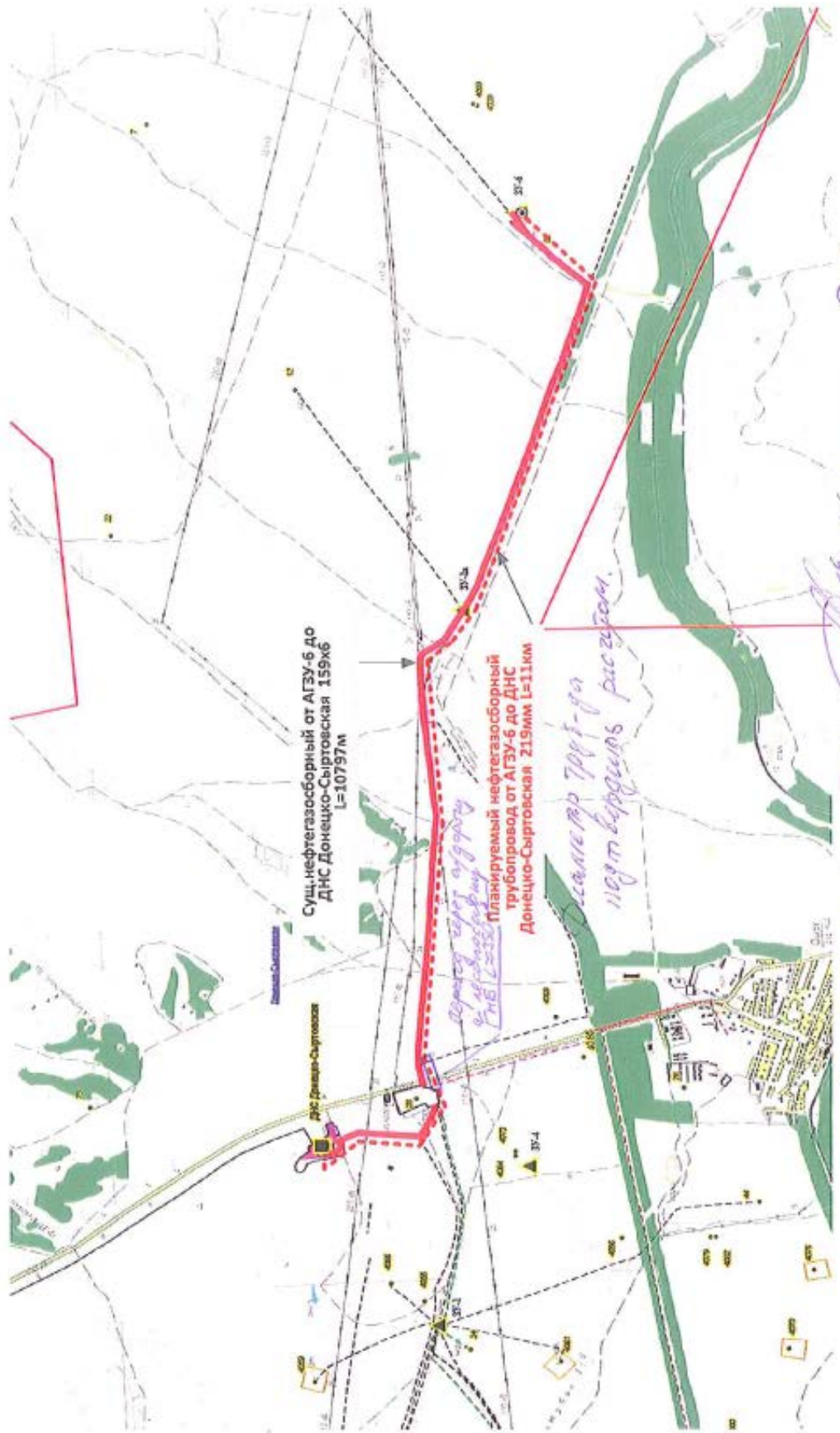
P. Мухомов А.Б.
 ПР. Мухомов И.А.
 С. Захаров А.
 В. Прохоров М.Р.
 В. Козлов И.И.
 С. Козлов А.М.
 В. Козлов И.И.

Инженер
 по эксплуатации
 объектов

Проект №1181/03.01.001
 2011, 01.01
 Исполнители: [unreadable]
 №1181 по 01.01.001, 1182 по 01.01.001, 1183 по 01.01.001, 1184 по 01.01.001, 1185 по 01.01.001, 1186 по 01.01.001, 1187 по 01.01.001, 1188 по 01.01.001, 1189 по 01.01.001, 1190 по 01.01.001

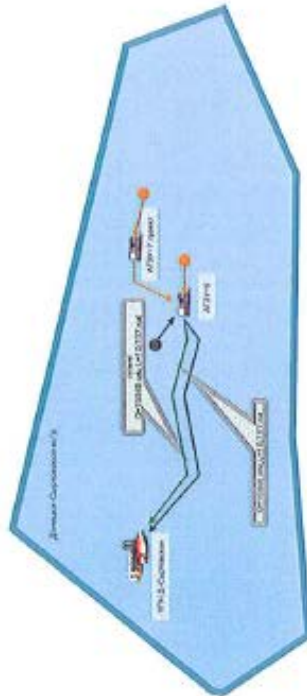


Расшивка системы сбора Донецко-Сыртовского месторождения
Планируемый нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-6 до ДНС Донецко-Сыртовская 219мм L=11км



Восточный актив (рекомендуемый вариант)

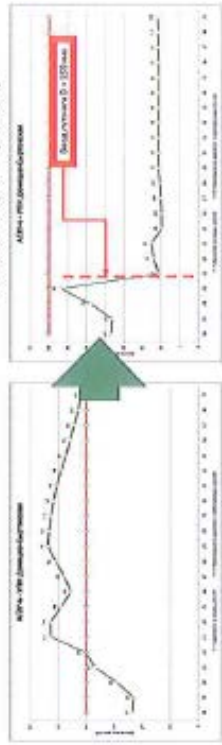
Система сбора и транспорта продукции от АГЗУ-Б до УПН Денежно-Суровская



Восточный актив (рекомендуемый вариант)

Существующая система сбора и транспорта с АГЗУ-Б Денежно-Суровского м/р на УПН «Денежно-Суровская», Вариант №1

Дат. профиль, условные диаметры трубопровода
158мм/м L=10,787 км



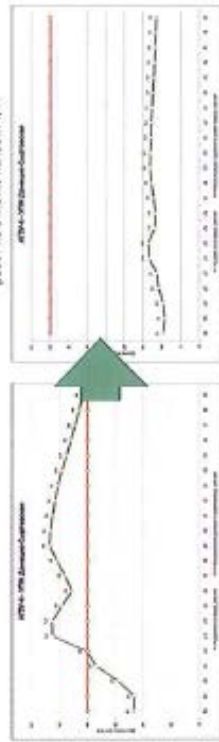
В связи с ростом добычи на Денежно-Суровском м/р рекомендуется строительство лунки трубопровода АГЗУ-Б – УПН Денежно-Суровская диаметром не менее 158 мм и длиной 10,787 км.



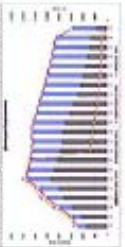
Восточный актив (рекомендуемый вариант)

Существующая система сбора и транспорта с АГЗУ-Б Денежно-Суровского м/р на УПН «Денежно-Суровская», Вариант №2

Дат. профиль, условные диаметры трубопровода
158мм/м L=10,787 км + параллельные работы по очистке участка 17/1



В связи с ростом добычи на Денежно-Суровском м/р и тем, что нафть является парафинистой, рекомендуется провести работы по очистке лунки трубопровода путем подачи воздуха под давлением (попут), что позволит избежать скопления продуктов сгорания в атмосфере УПН Денежно-Суровская



Дополнительно: Гидрогеохимическая свб. № 4221, 4227, 4223, 4233, 4252, 4236
Волгоград-Вуртовского ш-а:

- 1. Близк. точка сбора шур: - свб № 4227, 4227 - АГЗУ-6.
- свб № 4228, 4233, 4252, 4236 - АГЗУ-2.

2. Гли. пачка перереза датчик - радиометр в дил. 430МВ (Ривор).

3. Точка сбора шур с ш-а - АБХ УГВ, Волгоград-Вуртовского.

Картографические материалы с отображ. шур. на территории
по проект. объекту представлены УМР не представлены.

В. В. Андреев
И. В. Андреев

Учет проектных решений пр. 1945, 5172 и др.

И. В. Андреев

Согласно полезному рейтингу бурения (версия свб. шур)
предусмотреть следующие последовательности бурения
шур № 3, 4229, 4233, 4223.

В. В. Андреев

Подписи членов рабочей группы (комиссии):

ПАО «Оренбургнефть»

ООО «Самаранипинефть»

В. В. Андреев
В. В. Андреев
Керн В. И.
Керн В. И.
Кремль Ю. И.

И. В. Андреев

Лист передачи предварительных координат устьев скважин

В системе координат WGS-84

№ скважины	С.Ш.	В.Д.
4222	51° 54' 42,743"	54° 37' 54,713"
4227	51° 54' 41,916"	54° 37' 53,106"
4223	51° 55' 19,677"	54° 40' 52,759"
4233	51° 55' 19,737"	54° 40' 54,940"
4252	51° 54' 0,824"	54° 41' 49,072"
4236	51° 54' 1,942"	54° 41' 50,156"
ВЗС-4222В.	51° 54' 43,07180"	54° 37' 54,797916"
ВЗС-4223В.	51° 55' 19,183476"	54° 40' 52,143384"
ВЗС-4252В.	51° 54' 1,15902"	54° 41' 48,972588"

Координаты передал, ФИО
 ПАО «Оренбургнефть»

Координаты принял, ФИО
 ООО «СамараНИПнефть»

Исходные данные для объектов: Сбор нефти и газа со скважин, система заводнения скважины.

Технологические решения

1. Защита надземных трубопроводов: (просто покраска, теплоизоляция, теплоизоляция с греющим кабелем); _____

2. Рабочее давление в трубопроводах системы сбора скважин 22 МПа/см²

3. Максимальное разрешенное давление в трубопроводах системы сбора на месторождении 40 МПа/см²

4. Рабочее давление в трубопроводах системы ППД _____

5. Максимальное разрешенное давление в трубопроводах системы ППД на месторождении _____

6. Наименование конечного пункта сбора (технологическую площадку) продукции с проектируемых скважин (ДНС, УПСВ, УПН, УСН и т.п.)

„Долгоруко-Сартовская“

7. Конечное давление при входе на технологическую площадку в системе нефтесбора, или начальное давление на выходе из БКНС для системы заводнения пластов _____

8. Необходимость установки Узлов запуска и приема очистных устройств (для системы нефтесбора), куда будет вывозиться дренаж с дренажных емкостей, установленных на узлах запуска и приема очистных устройств;

на вышесказанном тр. от скв. 4222, 4227, 4229, 4233, 4252, 4256 предусмотреть установку узлов запуска/приема ОУ.

на н/в сборном шурбе - до ств. РТБ4-6 до УПСВ Долг.-Сартовская м.в. предусмотреть установку узлов запуска/приема ОУ.

Строительная часть

1. Необходимость проектирование подъездных путей при проектировании новых объектов, расстояние до ближайших существующих подъездных дорог _____

Электроснабжение

1. Данные по существующей воздушной линии (марка и тип опор, сечение провода, напряжение, номер фидера, схема фидера с указанием существующих нагрузок, длин участков ВЛ и типов (марки) существующих КТП), от которой планируется

отпайка. л. 1310, ПС 110/10кВ., Долгоруко-Сартовская

2. В случае, когда источник питания существующая КТП (ПС 110/35/6/0,4), необходимы следующие данные: наличие резервных ячеек (6 кВ, 0,4 кВ), есть ли необходимость реконструкции РУ (НКУ), тип оборудования РУ (НКУ), схема подстанции (ПС) (6 кВ, 0,4 кВ), от которой подразумевается питание проектируемых потребителей. Способ прокладки кабеля (эстакада/земля) от РУ (НКУ) до проектируемого потребителя. Тип заземления предполагаемого источника питания. —

Электрохимзащита

1. Вид электрохимической защиты (протекторная защита или катодная защита); на прокат: АГЗУ-6, АГЗУ-7.

2. В случае подключения проектируемых трубопроводов к существующей станции катодной защиты (СКЗ) необходимы следующие данные по существующей системе ЭХЗ: тип, марка, мощность, ток, напряжение существующей СКЗ, есть ли резервное место для подключения проектируемых трубопроводов, количество подключенных существующих трубопроводов). —

Разделы: АТХ, СС, ОПС, ВН

1. Описание существующих систем автоматизации, АСУТП, ОПС, связи, видеонаблюдения

2. Точка сбора информации (связь);

АБК УПВ, Долго-Суртовская

АИП - Андреев С.А. И.Ю. Дубинин И.В.
З.А. Завенцов И.А.
К.А. Козлов И.И.
К.А. Козлов И.И.
К.А. Козлов И.И.
К.А. Козлов И.И.

Приложение Г Изменение № 1 в задание на проектирование от 18.01.2021г.

Приложение №1 к Дополнительному соглашению № _____ к договору № _____ от «__» _____ 20__ г.

СОГЛАСОВАНО
Главный инженер
ООО «СамараНИПИнефть»

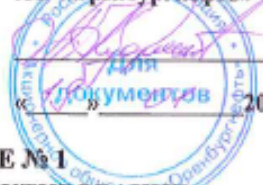


Д.В. Кашаев

2020 г.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора
по перспективному планированию
и развитию производства
АО «Оренбургнефть»



А. В. Кудряшов

2020 г.

ИЗМЕНЕНИЕ № 1 В ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ по объекту № 6035П

«Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-6 до УПН Донецко-Сыртовская (2-я нитка)»





Наименование пункта задания на проектирование	Дополнение к заданию на проектирование
1. Основание для проектирования	<p>Читать в следующей редакции: Бизнес-план АО «Оренбургнефть».</p> <p>Технические требования на проектирование «Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения», утвержденные заместителем генерального директора по развитию производства АО «Оренбургнефть» Кудряшовым А.В.</p> <p>Изменение к техническим требованиям на проектирование № 1 «Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения», утвержденные заместителем генерального директора по перспективному планированию и развитию производства АО «Оренбургнефть» Кудряшовым А.В.</p> <p>Протокол ЦКР Роснедр по УВС № 7260 от 10.09.2018 г. «Дополнение к технологической схеме разработки Бобровского газонефтяного месторождения Оренбургской области».</p> <p>Протокол ТС № 2/11 от 17.11.2020 г. «Организация проектно-исследовательских работ по объекту: «Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-6 до УПН Донецко-Сыртовского месторождения»»</p>
11. Основные технические характеристики и экономические показатели объекта проектирования	<p>Читать в следующей редакции: Основной состав проектируемых сооружений выполнить в соответствии с п. 4.3.2 Изменения к Техническим требованиям на проектирование № 1.</p> <p>Основные технико-экономические показатели объекта уточнить при проектировании</p>
17. Требования к инженерно-техническим решениям (в т.ч. системам электропитания, водоснабжения, водоотведения, теплопитания, вентиляции, кондиционирования)	<p>Инженерно-технические решения разработать в соответствии с ТТП, ТУ и согласовать с эксплуатирующими организациями, утвердившими ТУ.</p> <p>СИСТЕМА ВОДОСНАБЖЕНИЯ Не требуется.</p> <p>СИСТЕМА ВОДООТВЕДЕНИЯ Разработать раздел «Система водоотведение».</p> <p>Проектирование объектов системы водоотведения выполнить на основании требований законодательных, нормативно-правовых актов, требований отраслевых и ведомственных документов:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Федерального закона от 07.12.2011 № 416-ФЗ «О водоснабжении и во-

нирования, газоснабжения, автоматизации, связи)	доотведени». <ul style="list-style-type: none"> ▪ СП 32.13330. ▪ СП 30.13330, и в соответствии с ТТП и ИД (ТУ), приложенным к ЗП. ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ, КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУХА. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ Не требуется. ГАЗОСНАБЖЕНИЕ Не требуется. АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ Не требуется. СЛАБОТОЧНЫЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ СВЯЗИ Не требуется. ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ Не требуется
---	--

ПРИЛОЖЕНИЯ:

Приложение № 1	Изменение к техническим требованиям на проектирование № 1
-----------------------	---

СОГЛАСОВАНО:

Начальник управления по проектно-изыскательским работам АО «Оренбургнефть» Мишин Н.Н.	 _____ (подпись) «__» _____ 2020 г.
Начальник отдела организации проектно-изыскательских работ АО «Оренбургнефть» Данилов А.С.	 _____ (подпись) «__» _____ 2020 г.
Главный инженер проекта – руководитель проектной группы ООО «СамараНИПИнефть» Скородумов О.Б.	 _____ (подпись) «__» _____ 2020 г.
Главный инженер проекта ООО «СамараНИПИнефть» Семенова Ю.Г.	 _____ (подпись) «__» _____ 2020 г.

Приложение Д Изменение № 1 к техническим требованиям на проектирование от 10.12.2020г.

Приложение № 1 (обязательное) к заданию на проектирование № 96.19/1 _____

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель генерального директора по перспективному планированию и развитию производства

 А.В. Кудряшов

« 10 » 12 2020г.

Изменение к техническим требованиям на проектирование №1

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения»

Было	Стало (изложить в редакции)
<p>Технические требования на проектирование</p> <p>«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения»</p> <p>Исходные данные</p> <p>3.1 Данные по скважинам (при проектировании обустройства кустов скважин и системы нефтесбора): количество эксплуатационных скважин, дебит.</p>	<p>Технические требования на проектирование</p> <p>«Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-6 до УПН Донецко-Сыртовская (2-я нитка)»</p> <p>Исходные данные</p> <p>Продукция Донецко-Сыртовского месторождения направляется на УПН «Донецко-Сыртовская».</p> <p>Давление системы сбора нефти и газа 4 МПа.</p> <p>Донецко-Сыртовское месторождение разрабатывается в соответствии с проектным документом «Дополнение к технологической схеме разработки Донецко-Сыртовского газонефтяного месторождения Оренбургской области» Протокол ЦКР № 7260 от 10.09.2018г.</p>

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения»

Лицензии на пользование недрами ОРБ №03183 НЭ от 03.04.2019г. Дата окончания действия лицензии 31.12.2120г.		Количество
Скважина № 4222 Донецко-Сыртовского месторождения		2021г.
1	№ пласта	Дкт2 (Дкт3)
2	Дебит жидкости по скв., м3/сут.	48,5
3	Дебит нефти скв., т/сут.	39
4	Средняя обводнённость скважины,%	20
5	Газовый фактор, м3/т	126
6	Температура застывания нефти, 0С	-12
4.3.2 Линейные трубопроводы		
4.3.2.1 При проектировании объекта учитывать технологические параметры и режимы работы существующих скважин, существующую систему сбора и транспорта продукции скважин.		
4.3.2.2 Предусмотреть нефтегазосборный трубопровод от проектной АГЗУ-6 (проект 1945П) до УПН Донецко-Сыртовского месторождения» ~11000 м, Ду 219х6мм. Трубопровод оснастить узлами МКПУ/МКПР. Предусмотреть переход через автодорогу, лесополосу и коридор коммуникаций методом ГНБ 1х200м..		
4.3.2.3 Диаметр трубопровода проверить гидравлическим расчетом, согласовать с заказчиком в рамках внутренней экспертизы.		
4.3.2.4 Предусмотреть защиту трубопроводов от внутренней и наружной коррозии, обеспечивающих безаварийную эксплуатацию в течение расчётного срока службы, не менее 20 лет.		
4.3.2.5 Предусмотреть установку датчиков коррозии (грамметрический метод измерения), при этом конструкция должна обеспечивать:		
- возможность ручного подъёма штока с датчиком на время пропуски по трубопроводу очистного снаряда;		
- возможность эксплуатации при заданных рабочих давлениях трубопровода и отбора проб транспортируемой жидкости.		
- на трубопроводе предусмотреть установку датчика контроля коррозии.		
4.3.2.6 Проектом предусмотреть защитное ограждение всех наземных элементов трубопровода (узлы ЗКЛ, ОУ и т.п). На ограждениях		
Наименование показателя		Количество
Скважина № 4223 Донецко-Сыртовского месторождения		2021г.
1	№ пласта	Дкт2 (Дкт3)
2	Дебит жидкости по скв., м3/сут.	48,5
3	Дебит нефти скв., т/сут.	39
4	Средняя обводнённость скважины,%	20
5	Газовый фактор, м3/т	126
6	Температура застывания нефти, 0С	-12
Наименование показателя		Количество
Скважина № 4227 Донецко-Сыртовского месторождения		2021г.
1	№ пласта	Дкт2 (Дкт3)
2	Дебит жидкости по скв., м3/сут.	48,5
3	Дебит нефти скв., т/сут.	39
4	Средняя обводнённость скважины,%	20
5	Газовый фактор, м3/т	126
6	Температура застывания нефти, 0С	-12
Наименование показателя		Количество
Скважина № 4222 Донецко-Сыртовского месторождения		2021г.
1	№ пласта	Дкт2 (Дкт3)
2	Дебит жидкости по скв., м3/сут.	51,2
3	Дебит нефти скв., т/сут.	41,2
4	Средняя обводнённость скважины,%	20
5	Газовый фактор, м3/т	126

«Сбор нефти и газа со скважин №4222, 4223, 4227, 4228,4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения»

6	Температура застывания нефти, 0С	-12	с внешней стороны предусмотреть установку: запрещающих знаков, сигнальный флаг шток высотой не менее 3,5м. с нанесением светоотражающего материала и «Схемы узла».
Мел/п	Наименование показателя	Количество	4.3.2.7 Проектом предусмотреть площадки обслуживания наземных элементов трубопровода согласно ПП-01.05 М-0133 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов на объектах ПАО «НК «Роснефть» и его дочерних Обществ».
1	№ пласта	Дкт2 (Дкт3)	4.3.2.8 Обозначение всех наземных элементов трубопровода (узлы ЗКЛ, ОУ и т.п) необходимо выполнить в соответствии с методическими указаниями компании №ПЗ-01.04 М-0006 «Применение фирменного стиля ПАО «НК «Роснефть» при оформлении производственных объектов в дочерних обществах ПАО «НК «Роснефть» блока Upstream и производственного сервисного блока».
2	Дебит жидкости по скв., м3/сут.	51,2	4.3.2.9 Участки трубопроводов в местах пересечения железных и автомобильных дорог с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, должны заключаться в защитные футляры из стальных или железобетонных труб, в соответствии с ГОСТ Р 55990 – 2014 «Промысловые трубопроводы».
3	Дебит нефти скв., т/сут.	41,2	4.3.2.10 Для участков переходов трубопроводов, выполняемых с устройством защитных футляров из стальных труб или прокладываемых методом микротоннелирования, внутренний диаметр футляра или тоннеля должен определяться из условия производства работ и конструкции переходов и должен быть больше наружного диаметра трубопровода не менее чем на 200 мм.
4	Средняя обводненность скважины,%	20	4.3.3 Система электроснабжения
5	Газовый фактор, м3/т	126	Не требуется
6	Температура застывания нефти, 0С	-12	
Мел/п	Наименование показателя	Количество	
1	№ пласта	Дкт2 (Дкт3)	
2	Дебит жидкости по скв., м3/сут.	51,2	
3	Дебит нефти скв., т/сут.	41,2	
4	Средняя обводненность скважины,%	20	
5	Газовый фактор, м3/т	126	
6	Температура застывания нефти, 0С	-12	
Мел/п	Наименование показателя	Количество	
1	№ пласта	Дкт2 (Дкт3)	
2	Дебит жидкости по скв., м3/сут.	51,2	
3	Дебит нефти скв., т/сут.	41,2	

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Дошко-Сыртовского месторождения»

4	Средняя обводнённость скважины, %	20	4.3.4 Требования к системам автоматизированного управления. Не требуется
5	Газовый фактор, м3/т	126	
6	Температура застывания нефти, 0С	-12	
Мел/п	Наименование показателя	Количество	
	Скважина № 4236 Донецко-Сыртовского месторождения	2021г.	
1	№ пласта	Дкт2 (Дкт3)	
2	Дебит жидкости по скв., м3/сут.	48,5	4.3.5 Организация измерений, системы измерений, СИ, испытательные лаборатории. Не требуется.
3	Дебит нефти скв., т/сут.	39	
4	Средняя обводнённость скважины, %	20	
5	Газовый фактор, м3/т	126	
6	Температура застывания нефти, 0С	-12	
Мел/п	Наименование показателя	Количество	
	Скважина № 4252 Донецко-Сыртовского месторождения	2021г.	4.3.6 Автоматические системы пожарной сигнализации, пожаротушения и оповещения и управления эвакуацией (АСПС, АСПТ и СОУЭ) 4.3.8 Система теплоснабжения и вентиляции с выделением требований по конструкции зданий в части снижения теплоотдачи в окружающую среду Не требуется
1	№ пласта	Дкт2 (Дкт3)	
2	Дебит жидкости по скв., м3/сут.	40,9	
3	Дебит нефти скв., т/сут.	33	
4	Средняя обводнённость скважины, %	20	
5	Газовый фактор, м3/т	126	
6	Температура застывания нефти, 0С	-12	4.3.11 Система водоснабжения, водоотведения. 4.3.7.1 На период строительства и эксплуатации для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд использовать привозную бутилированную питьевую воду из г. Бузулук. 4.3.7.2 Предусмотреть забор жидкости для проведения гидроиспытаний на УПН «Донецко-Сыртовская». 4.3.7.3 С площадок скважин Донецко-Сыртовского месторождения производственно-дождевые стоки отводить в железобетонную подземную емкость объемом 5 м3.
Мел/п	Наименование показателя	Количество	
	Скважина № 4253 Донецко-Сыртовского месторождения	2020г.	

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения»

1	№ пласта	Дкт2 (Дкт3)	4.3.7.4 По мере накопления производственно-дождевые сточные воды и жидкости после гидротригганий передавать на площадку УПСВ «Донецко-Сыртговская», где пройдут стадии технологического процесса, согласно принятой схеме с дальнейшей утилизацией в системе ППД месторождения.																																								
2	Дебит жидкости по скв., м3/сут.	45	4.3.7.5 Технологические процессы очистки, передаваемых сточных вод на площадку УПСВ «Донецко-Сыртговская», обеспечивают нормы качества воды, закачиваемой в систему ППД месторождения.																																								
3	Дебит нефти скв., т/сут.	36,3	4.3.7.6 Мероприятий по очистке производственно-дождевых вод, передаваемых с площадок скважин Донецко-Сыртговского месторождения в пункт слива жидкости на УПСВ «Донецко-Сыртговская», не требуется.																																								
4	Средняя обводненность скважины, %	19	4.3.7.7 Транспортировку производственно-дождевых вод от подземных емкостей до площадки УПСВ «Донецко-Сыртговская» предусмотреть автомобильным транспортом.																																								
5	Газовый фактор, м3/т	126	4.3.7.8 На период строительства передавать хозяйственно-бытовые сточные воды на очистные сооружения ООО «Жилкомсервис», г. Сорочинск.																																								
6	Температура застывания нефти, 0С	-12	4.3.9 Слаботочные системы и сети связи																																								
			Не требуется																																								
			4.3.10 Система электрохимической защиты																																								
			4.3.10.1 Проектирование предусматривать катодную защиту нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ-6 до УПН Донецко-Сыртговская (2-я нитка) путем подключения к системе катодной защиты (СКЗ), расположенной в районе АГЗУ-6 (проект 1945П).																																								
			4.3.10.2 Проектирование выполнить с учетом следующего:																																								
<p>3.2 Физико-химический состав рабочей среды: Пласты_Дкт2 (Дкт3) – Приложение № 1.</p> <p>3.3 Предполагаемое глубинно – насосное оборудование (ГНО) для спуска в скважину:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>№ скв.</th> <th>Месторождение</th> <th>Тип насосного оборудования</th> <th>ПЭД</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>4222</td> <td>Донецко-Сыртговское</td> <td>УЭЦН</td> <td>70</td> </tr> <tr> <td>4223</td> <td>Донецко-Сыртговское</td> <td>УЭЦН</td> <td>70</td> </tr> <tr> <td>4227</td> <td>Донецко-Сыртговское</td> <td>УЭЦН</td> <td>70</td> </tr> <tr> <td>4228</td> <td>Донецко-Сыртговское</td> <td>УЭЦН</td> <td>70</td> </tr> <tr> <td>4229</td> <td>Донецко-Сыртговское</td> <td>УЭЦН</td> <td>70</td> </tr> <tr> <td>4233</td> <td>Донецко-Сыртговское</td> <td>УЭЦН</td> <td>70</td> </tr> <tr> <td>4236</td> <td>Донецко-Сыртговское</td> <td>УЭЦН</td> <td>70</td> </tr> <tr> <td>4252</td> <td>Донецко-Сыртговское</td> <td>УЭЦН</td> <td>70</td> </tr> <tr> <td>4253</td> <td>Донецко-Сыртговское</td> <td>УЭЦН</td> <td>70</td> </tr> </tbody> </table> <p>3.2 Донецко-Сыртговское месторождение разрабатывается в соответствии с проектным документом «Дополнение к технологической схеме разработки Донецко-Сыртговского газонефтяного месторождения» Протокол ЦКР № 6590 от 12.10.2016г. г. Лицензия на право</p>				№ скв.	Месторождение	Тип насосного оборудования	ПЭД	4222	Донецко-Сыртговское	УЭЦН	70	4223	Донецко-Сыртговское	УЭЦН	70	4227	Донецко-Сыртговское	УЭЦН	70	4228	Донецко-Сыртговское	УЭЦН	70	4229	Донецко-Сыртговское	УЭЦН	70	4233	Донецко-Сыртговское	УЭЦН	70	4236	Донецко-Сыртговское	УЭЦН	70	4252	Донецко-Сыртговское	УЭЦН	70	4253	Донецко-Сыртговское	УЭЦН	70
№ скв.	Месторождение	Тип насосного оборудования	ПЭД																																								
4222	Донецко-Сыртговское	УЭЦН	70																																								
4223	Донецко-Сыртговское	УЭЦН	70																																								
4227	Донецко-Сыртговское	УЭЦН	70																																								
4228	Донецко-Сыртговское	УЭЦН	70																																								
4229	Донецко-Сыртговское	УЭЦН	70																																								
4233	Донецко-Сыртговское	УЭЦН	70																																								
4236	Донецко-Сыртговское	УЭЦН	70																																								
4252	Донецко-Сыртговское	УЭЦН	70																																								
4253	Донецко-Сыртговское	УЭЦН	70																																								

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртговского месторождения»

<p>пользования недрами: ОРБ № 02925 НЭ.</p> <p>4.3.2 Линейные трубопроводы</p> <p>4.3.2.1 При проектировании объектов на участках недр, учитывать технологические параметры и режимы работы существующих скважин, существующую систему сбора и транспорта продукции скважин:</p> <p>4.3.2.2 Продукция скважин направляется на УПН «Донецко-Сыртовская».</p> <p>4.3.2.3 Давление системы сбора нефти и газа 4 МПа.</p> <p>4.3.2.4 Для обустройства скважины № 4222 Донецко-Сыртовского месторождения запроектировать: выкидной трубопровод до проектной АГЗУ-6(проект 1945П) -4450 м, Ду 89х6 мм. (подключится к отводу №7). Трубопровод оснастить узлами МКПУ/МКПР.</p> <p>4.3.2.5 Для обустройства скважины № 4223 Донецко-Сыртовского месторождения запроектировать: выкидной трубопровод до проектной АГЗУ-7(проект 5272П) -3900 м, Ду 89х6 мм. (подключится к отводу №3). (Переход через лесопосадку методом ГНБ 1х100м.). Трубопровод оснастить узлами МКПУ/МКПР.</p> <p>4.3.2.6 Для обустройства скважины № 4227 Донецко-Сыртовского месторождения запроектировать: выкидной трубопровод до проектной АГЗУ-6(проект 1945П) -4400 м, Ду 89х6 мм. (подключится к отводу №5) Трубопровод оснастить узлами МКПУ/МКПР</p> <p>4.3.2.7 Для обустройства скважины № 4228 Донецко-Сыртовского месторождения запроектировать: выкидной трубопровод до проектной АГЗУ-6 (проект 1945П)-4350 м, Ду 89х6 мм. (подключится к отводу №6) Трубопровод оснастить узлами МКПУ/МКПР.</p> <p>4.3.2.8 Предусмотреть подъездную автодорогу (ориентировочная протяженность – 200м) к площадке проектируемых скважин №№ 4222,</p>	<ul style="list-style-type: none"> • предусмотреть установку контрольно-измерительных пунктов (КИП); • на всех КИП предусмотреть установку медно-сульфатных электродов сравнения; • запроектировать на один выпрямитель не менее 3 скважин анодных заземлителей, состоящих не менее 6 блоков анодов. В конструкции анодного заземлителя предусмотреть устройство для монтажа блоков в скважину и газоотводную трубку, а также, в заказной спецификации указать длины кабелей от каждого анодного блока с учетом их размещения в скважине; • проектом предусмотреть прокладку в дренажный КИП измерительных выводов от трубопровода, монтируемого на расстоянии не менее трех диаметров трубопровода от точки дренажа; • На всех КИП предусмотреть установку БПИ (блок пластина индикатор коррозии); • защитить действующие пересекаемые коммуникации, не подключенные к системе ЭХЗ от возможного вредного влияния проектируемой катодной защиты; • предусмотреть установку в начальных и конечных участках выкидных линий, нефтесборных коллекторов, напорных нефтепроводах и газопроводах изолирующих фланцев. • возможность подключения вновь проектируемых трубопроводов к существующим станциям катодной защиты (СКЗ). При отсутствии свободных мощностей существующих СКЗ и наличие риска снижения защитного потенциала ниже нормативных значений запроектировать дополнительную СКЗ. <p>Проектом предусмотреть протекторную защиту для защиты футляров (кожухов) от точечной коррозии, установку перемычек на футляр от СКЗ проектируемого трубопровода не применять.</p>
--	--

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 До нешко-Сыртовского месторождения»

<p>4227. Прямыкание проектируемой автодороги осуществить от существующей автодороги согласно схемы площадок и трасс.</p> <p>4.3.2.9 Для обустройства скважины № 4229 Донецко–Сыртовского месторождения запроектировать: выкидной трубопровод до проектной АГЗУ-7(проект 5272П)-3800 м, Ду 89х6 мм. (подключится к отводу №4) Трубопровод оснастить узлами МКПУ/МКПР. (Переход через лесопосадку методом ГНБ 1х100м.).</p> <p>4.3.2.10 Для обустройства скважины № 4233 Донецко–Сыртовского месторождения запроектировать: выкидной трубопровод до проектной АГЗУ-7(проект 5272П) -3850 м, Ду 89х6 мм. (подключится к отводу №5). (Переход через лесопосадку методом ГНБ 1х100м.). Трубопровод оснастить узлами МКПУ/МКПР.</p> <p>4.3.2.11 Для обустройства скважины № 4236 Донецко–Сыртовского месторождения запроектировать: выкидной трубопровод до проектной АГЗУ-7(проект 5272П) -3100 м, Ду 89х6 мм. (подключится к отводу №6). Трубопровод оснастить узлами МКПУ/МКПР.</p> <p>4.3.2.12 Для обустройства скважины № 4252 Донецко–Сыртовского месторождения запроектировать: выкидной трубопровод до проектной АГЗУ-7(проект 5272П) -3150 м, Ду 89х6 мм. (подключится к отводу №7). Трубопровод оснастить узлами МКПУ/МКПР.</p> <p>4.3.2.13 Для обустройства скважины № 4253 Донецко–Сыртовского месторождения запроектировать: выкидной трубопровод до проектной АГЗУ-7(проект 5272)-3200 м, Ду 89х6 мм. (подключится к отводу №8). Трубопровод оснастить узлами МКПУ/МКПР.</p> <p>4.3.2.14 Предусмотреть нефтегазоборный трубопровод от проектной АГЗУ-6 (проект 1945П) до УПН Донецко-Сыртовского месторождения» ~11000 м, Ду 219х6мм. Трубопровод оснастить узлами МКПУ/МКПР. Предусмотреть переход через автодорогу и лесопосадку методом ГНБ 1х300м.</p>	<p>7. Требования к разработке ПОС.</p> <p>7.1. В составе проекта организации строительства должна быть представлена транспортная схема строительства, в составе которой должны быть указаны места расположения карьеров ОПИ; места вывоза строительного мусора, металлического лома при подготовительных или монтажных работах; места захоронения остатков от разборки лежневых дорог, порубочных остатков от лесорасчистки; места вывоза излишнего грунта при выгорфовке и др.;</p> <p>7.2. Транспортная схема должна быть согласована с Заказчиком в рамках проведения входного контроля проектной документации.</p> <p>7.3. В соответствующем разделе проекта организации строительства должны быть отражены используемые карьеры минерального грунта, песчано-гравийной смеси, щебня;</p> <p>7.4. Размещение временных зданий и сооружений генподрядчика должно быть расположено в местах, максимально приближенных к объектам строительства. В составе проекта организации строительства должны быть указаны места размещения временных зданий и сооружений, а именно:</p> <ul style="list-style-type: none"> • основных временных производственных предприятий и баз; • временных поселков; • временных подъездных и объездных дорог и др. <p>7.5. Необходимость выполнения работ по подготовке территории для временных зданий и сооружений должна быть обоснована в проекте организации строительства с учетом проектных объемов работ;</p> <p>7.6. В составе проекта организации строительства должны быть представлены следующие расчеты:</p>
--	---

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения»

<p>4.3.2.15 Диаметры для трубопроводов проверить гидравлическим расчетом, согласовать с заказчиком в рамках внутренней экспертизы.</p> <p>4.3.2.16 Предусмотреть монтаж пробоотборников перекачиваемой жидкости в составе технологической обвязки устьев скважин с коллекторами.</p> <p>4.3.2.17 Предусмотреть защиту трубопроводов от АСПО, гидратообразования и отложений солей.</p> <p>4.3.2.18 Предусмотреть защиту трубопроводов от внутренней и наружной коррозии, обеспечивающих безаварийную эксплуатацию в течение расчётного срока службы, не менее 20 лет.</p> <p>4.3.2.19 Предусмотреть установку датчиков коррозии (гравиметрический метод измерения), при этом конструкция должна обеспечивать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - возможность ручного подъёма штока с датчиком на время пропуска по трубопроводу очистного снаряда; - возможность эксплуатации при заданных рабочих давлениях трубопровода и отбора проб транспортируемой жидкости. - на трубопроводе предусмотреть установку датчика контроля коррозии. <p>4.3.2.20 Проектом предусмотреть защитное ограждение всех наземных элементов трубопровода (узлы ЗКД, ОУ и т.п.). На ограждениях с внешней стороны предусмотреть установку: запрещающих знаков, сигнальный флаг штока высотой не менее 3,5м. с нанесением светоотражающего материала и «Схемы узла».</p> <p>4.3.2.21 Проектом предусмотреть площадки обслуживания наземных элементов трубопровода согласно ПП-01.05 С-0038 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов на объектах ПАО «НК «Роснефть» и его дочерних Обществ».</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Средневзвешенного плеча вилки ОПИ, строительного мусора, лесорубочных остатков, а также МТР от железнодорожных станций до принятых площадок временного хранения (базы хранения МТР Заказчика, подрядчика, ТСБ) и приобъектного склада подрядчика. <p>7.7. В составе проекта организации строительства должен быть указан метод производства СМР (традиционный);</p> <p>7.8. В составе проекта организации строительства должны быть определены методы и объем проведения работ по нарушающему контролю;</p> <p>7.9. В составе проекта организации строительства должны быть представлены: перечень, объемы и способы выполнения СМР в стесненных условиях, на которые распространяются факторы их удорожания.</p> <p>14. Требования по безопасности и охране объектов.</p> <p>14.1. Охрана территории месторождений, на которых расположены объекты АО «Оренбургнефть» осуществляется охранным предприятием ООО «ЧОП «РН-Охрана-Самара» на договорной основе.</p> <p>14.2. Предусмотреть ограждение производственных объектов, не являющихся блочно-модульными зданиями и находящимися за обвалованием скважин.</p> <p>14.3. Оборудование технических средств охраны выбрать из перечня инженерно-технических средств охраны, рекомендованных к применению на объектах Компании.</p> <p>14.4. В соответствии с п. 6.1 СП 132.133330.2011 «Обеспечение антитеррористической защищённости зданий и сооружений, общие требования проектирования» проектируемый объект относится к 3 классу</p>
--	--

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртговского месторождения»

<p>4.3.2.22 Обозначение всех наземных элементов трубопровода (узлы ЗКД, ОУ и т.п.) необходимо выполнить в соответствии с методическими указаниями компании №ПЗ-01.04 М-0006 «Применение фирменного стиля ПАО «НК «Роснефть» при оформлении производственных объектов в дочерних обществах ПАО «НК «Роснефть» блока Upstream и производственного сервисного блока».</p> <p>4.3.2.23 Участки трубопроводов в местах пересечения железных и автомобильных дорог с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, должны заключаться в защитные футляры из стальных или железобетонных труб, в соответствии с ГОСТ Р 55990 – 2014 «Промысловые трубопроводы».</p> <p>4.3.2.24 Для участков переходов трубопроводов, выполняемых с устройством защитных футляров из стальных труб или прокладываемых методом микротоннелирования, внутренний диаметр футляра или тоннеля должен определяться из условия производства работ и конструкции переходов и должен быть больше наружного диаметра трубопровода не менее чем на 200 мм.</p>	<p>(низкая значимость), ущерб в результате реализации террористических угроз приобретает муниципальный или локальный характер. Необходимость оснащения дополнительными средствами защиты в целях противодействия террористическим актам отсутствует.</p> <p>14.5. В соответствии со ст. 7 № 256-ФЗ от 20.07.2016г. объект с точки зрения антитеррористической защищённости не категоризируется и не классифицируется. Проектируемые скважины не являются высокодебитными, это объект не является критически важным элементом ТЭК, не приводит к возникновению чрезвычайных ситуаций с опасными социально-экономическими последствиями. Наличие систем СОС (система охранной сигнализации), СОТ (система охранного телевидения) и т.п. не требуется.</p>
<p>4.3.3 Система электроснабжения</p> <p>4.3.3.1 Выполнить проект на электроснабжение.</p> <p>4.3.3.2 Проектом предусмотреть:</p> <p>4.3.3.2.1 Для электроснабжения скважин №№ 4222, 4227 Донецко-Сыртвовского месторождения предусмотреть: КТПК-6/0,4кВ, отпайку ВЛ-6кВ -200м. от проектируемой ВЛ-6кВ на скважину №7 (проект 5272П).</p> <p>4.3.3.2.2 Для электроснабжения скважин №№ 4223, 4233 Донецко-Сыртвовского месторождения предусмотреть: КТПК-6/0,4кВ, отпайку ВЛ-6кВ -100м. от проектируемой ВЛ-6кВ на скважину №9 (проект 5272П).</p> <p>4.3.3.2.3 Электроснабжение скважины № № 4228 Донецко-Сыртвовского месторождения запроецировать от проектируемой КТПК-6/0,4кВ на скважину № 7 (проект 5272П).</p>	<p>15. Требования к разработке материалов, необходимых для оформления правоустанавливающих документов на земельные и лесные участки</p> <p>15.1. Запроектировать объект, используя существующий землеотвод (в т.ч. временные площадки необходимые на период строительства). По согласованию с Заказчиком необходимо разработать, согласовать и утвердить в установленном порядке:</p> <ul style="list-style-type: none"> • При образовании земельных участков под линейные объекты - документацию по планировке территории (в соответствии со статьями 42 и 43 Градостроительного кодекса РФ от 29.12.2004 N 190-ФЗ); • При образовании земельных участков под площадные объекты – получить ГПЗУ в соответствии со статьей 57.3 ГК РФ; • Проектную документацию лесного участка (для площадных объектов). При наличии земель лесного фонда получить в установленном порядке проектную документацию лесного участка (для площадных объектов) либо согласование документации по

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртвовского месторождения»

<p>4.3.3.2.4 Электроснабжение скважины № № 4229 Донецко-Сыртвовского месторождения запроектировать от проектируемой КТПК-6/0,4кВ на скважину № 9 (проект 5272П).</p> <p>4.3.3.2.5 Для электроснабжения скважин №№ 4236, 4252 Донецко-Сыртвовского месторождения предусмотреть: КТПК-6/0,4кВ, отпайку ВЛ-6кВ -50м. от проектируемой ВЛ-6кВ на скважину №8 (проект 5272П).</p> <p>4.3.3.2.6 Электроснабжение скважины № № 4253 Донецко-Сыртвовского месторождения запроектировать от проектируемой КТПК-6/0,4кВ на скважину № 8 (проект 5272П).</p> <p>4.3.3.2.7 Запроектировать АУКРМ-6кВ в районе опоры № 248 фидер 1310 ПС 110/6кВ Донецко-Сыртвовская.</p> <p>4.3.3.2.8 Электроснабжение объекта выполнить в соответствии с техническими условиями на электроснабжение.</p> <p>4.3.3.2.9 Комплектацию и технические параметры установок (силовой трансформатор, автоматы отходящих линий) предусмотреть с учетом перечня технологического оборудования на проектируемых объектах. Тип и марку выбранного оборудования, применяемых материалов согласовать с ПАО «Оренбургнефть» в рамках внутренней экспертизы.</p> <p>4.3.3.2.10 Проектирование ВЛ 6(10), 35, 110кВ выполнять в соответствии с требованиями МУК «Требования к проектированию воздушных линий электропередачи 0,4- 110 кВ» №П1-01.04 М-0058 версия 2.00.</p> <p>4.3.3.2.11 <u>Общие требования к проектированию ВЛ 6(10)-35 кВ.</u></p> <p>4.3.3.2.11.1 Трасса ВЛ должна быть проложена, по возможности, по кратчайшему пути с учётом комплексного использования охранной зоны, с минимальным количеством пересечений, а также приближена к дорогам и существующим ВЛ;</p> <p>4.3.3.2.11.2 Трассу прохождения проектируемых ВЛ определить на предпроектном обследовании и согласовывать при разработке предварительной схемы площадок и трасс.</p> <p>4.3.3.2.11.3 Территорию прохождения трассы ВЛ отнести к IV</p>	<p>планировке территории с органами государственной власти, осуществляющими предоставление лесных участков в границах земель лесного фонда (для линейных объектов), в соответствии со статьями 21, 43, 71 Лесного Кодекса РФ от 04.12.2006 N 200-ФЗ) и части 12.3 статьи 45 Градостроительного кодекса РФ от 29.12.2004 N 190-ФЗ;</p> <ul style="list-style-type: none"> • При образовании земельных участков под линейные и площадные объекты, расположенные на землях частной или общей долевой собственности - документ (акт / соглашение) о предварительном согласовании предоставления земельного участка с приложением схемы с отображёнными на ней земельными участками под размещение проектируемых объектов. Для определения землепользователей обязательно наличие сведений ЕГРН. В документах предварительного выбора обязательно наличие информации об организационно-правовой форме землепользователя; площадях, занимаемых в границах каждого землепользователя. <p>15.1.1 Утвержденный проект планировки и межевания территории предоставить на стадии рабочей документации.</p> <p>15.2. В составе проектной документации предоставить электронный вид в формате ПО «MapInfo» с отображёнными в них запроектированными объектами (запорная арматура, обустройство скважин, подземные пути, полосу землеотвода и т.д.), выявленными объектами культурного наследия. Электронный вид в формате ПО «MapInfo» не ниже версии 8 в местной системе координат, в разделных проекциях (на сфере, на плоскости) на CD-R или DVD-R дисках (в соответствии с ЛНД компании «Принципы классификации Компании «Объекты цифровой топографической съемке в масштабах 1:500, 1:1000, 1:2000, 1:5000» П1-01 ПК-0001 (версия 2.00)» и инструкцией по топографической съемке в масштабах 1:5000, 1:2000, 1:1000 и 1:500 ГКИНП-02-033-82) и на бумажном носителе раздел ПЮ</p>
--	--

«Сбор нефти и газа со скважины №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртвовского месторождения»

<p>району по гололёду и III району по скоростному напору ветра исходя из многолетних наблюдений. В зависимости от районов прохождение ВЛ применить региональные коэффициенты. Региональные коэффициенты по ветровой нагрузке и гололёду согласовывать с Заказчиком в рамках проведения внутренней экспертизы проекта;</p> <p>4.3.3.2.11.4 Установка опор вблизи прогрессирующего оврага (берега реки) должна выполняться на расстоянии не менее 30 м от края оврага (берега);</p> <p>4.3.3.2.11.5 Габарит проводов до земли, до автодорог - в соответствии с ПУЭ (действующей редакцией);</p> <p>4.3.3.2.11.6 В составе рабочей документации должна быть монтажная таблица стрел провеса провода;</p> <p>4.3.3.2.11.7 Получить все необходимые ТУ на пересечение ВЛ со сторонними организациями;</p> <p>4.3.3.2.11.8 При невозможности прохождения проектируемых ВЛ-6(10)кВ через естественные и искусственные препятствия (в т.ч. коридоров трубопроводов) проектировать кабельную вставку, с применением технологии ГНБ, с прокладкой резервного кабеля (одной резервной жилы для одножильных кабелей), в рамках проведения внутренней экспертизы проекта.</p> <p>4.3.3.2.11.9 Пересечения ВЛ согласовать с владельцами пересекаемых коммуникаций. КПСД приложить копии согласований;</p> <p>4.3.3.2.11.10 В случае расхождения положений настоящих технических требований с техническими условиями, полученными от сторонних организаций, проектные решения согласовывать с Заказчиком в рамках проведения внутренней экспертизы проекта.</p> <p>4.3.3.2.11.11 В сметной документации предусмотреть затраты на технологическое присоединение, пусконаладку.</p> <p>4.3.3.2.11.12 Проект согласовать с Заказчиком в рамках проведения</p>	<p>после получения внутренней и внешней экспертизы.</p> <p>15.3. В составе проектной документации (в разделе ПЗ) предоставить заключение Министерства культуры о наличии/отсутствии памятников культуры. В случае наличия таковых, разработать вариант обхода и, в случае невозможности (не целесообразности) обхода предусмотреть раздел охранно-спасательных работ и согласовать его с Министерством культуры соответствующего субъекта РФ. Отчёт о проведении археологического обследования земельных участков на наличие/отсутствие охраняемых памятников культурного наследия с печатями и подписями исполнителей записать на диск (в папке «Спец. разделы»).</p> <p>15.4. В составе проектной документации (в разделе ПЗ) предоставить заключение от Министерства природных ресурсов, органов местного самоуправления о наличии/отсутствии особо охраняемых территорий местного, регионального и федерального значения. В случае наличия таковых, разработать мероприятия по их сохранению, либо обходу.</p> <p>16 Разработка проекта рекультивации земельного участка</p> <p>16.1 В составе проектной документации разработать раздел проект рекультивации нарушаемых земель и сметную документацию (в соответствии с действующим законодательством и ЛНД ПАО «НК «Роснефть»). Проект рекультивации земель разрабатывается отдельным разделом в составе проектной документации в соответствии с действующим законодательством</p> <p>16.2 Разработать проект рекультивации нарушенных земель в соответствии с Постановлением Правительства РФ №800 от 10.08.2018г. "О проведении рекультивации и консервации земель". Разработать подразделы "Пояснительная записка", "Эколого-экономическое обоснование рекультивации земель", "Содержание, объемы и график работ</p>
---	--

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Дошко-Сыртовского месторождения»

<p>внутренней экспертизы проекта.</p> <p>4.3.2.11.13 Все решения, не учтенные в данных требованиях, согласовать с Заказчиком в рамках проведения внутренней экспертизы проекта.</p> <p>4.3.4 Требования к системам автоматизированного управления.</p> <p>4.3.4.1 Автоматизацию выполнить с учетом требований следующих руководящих документов:</p> <ul style="list-style-type: none"> • «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013г. №101. • ГОСТ 21.408-2013 СПДС «Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов». • Положение компании ПАО «НК «Роснефть» № ПЗ-04 С-038 версия 2.00 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам». • ГОСТ Р 21.208—2013 Система проектной документации для строительства. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах • ГОСТ 2.104-2006 ЕСКД «Основные надписи» • ПУЭ «правила устройства электроустановок» <p>4.3.4.2 Проектом предусмотреть вывод информации от проектируемых объектов на АРМ оператора ЦДНГ-5 (АБК Донецко-Сыртвовского месторождения)</p> <p>4.3.4.3 Подключение проектируемых объектов предусмотреть:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Систему телемеханики - АСУ ТП «Регион 4.0»; <p>Схему структурного комплекса технических средств, схему</p>	<p>по рекультивации земель".</p> <p>16.3 В состав проекта рекультивации нарушенных земель включить:</p> <p>разработанные схемы производства земляных работ;</p> <p>предоставить схему размещения объекта на кадастровом плане с указанием сведений о границах земель, подлежащих рекультивации;</p> <p>описание проведенных работ по отбору проб и лабораторных анализов почвы до начала строительства, и описание намечаемых работ по отбору проб и лабораторному анализу после рекультивации земель и затраты на проведение указанных работ;</p> <p>границы земельных участков, подлежащих отводу под объекты строительства с предоставлением ведомости отвода площадей земельных участков по объектам, правообладателям, видам угодий с указанием периода отвода земельных участков и площади рекультивации,</p> <p>16.4 Определить направление рекультивации.</p> <p>16.5 Определить сроки проведения рекультивации.</p> <p>16.6 Использовать Технологию проведения работ по биологической рекультивации земель в хозяйствах Оренбургской области", утвержденную Министерством сельского хозяйства, пищевой и перерабатывающей промышленности Оренбургской области.</p> <p>16.7 Проектом должна предусматриваться рекультивация всех лесных участков. То есть, рекультивации подлежат краткосрочно используемые земли</p> <p>16.8 Проект должен содержать состав работ по технической и биологической рекультивации земель.</p> <p>16.9 Стоимость выполнения мероприятий по рекультивации подлежит включению в сводный сметный расчет.</p> <p>16.10 Учет в ПД требований Правил пожарной безопасности в лесах, утвержденных постановлением Правительства РФ от 30.06.2007</p>
--	---

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртвовского месторождения»

<p>организации каналов связи, ФСА в развернутом виде согласовать в рамках проведения внутренней экспертизы проекта.</p> <p>4.3.4.4 Передачу информации на верхний уровень со скважины осуществлять с использованием каналов связи согласно п.4.3.9.1.</p> <p>4.3.4.5 Проектом предусмотреть локальные сметы на настройку программного обеспечения ТМ «Регион 4.0» по визуализации и обработке данных от проектируемых объектов.</p> <p>4.3.4.6 Телемеханизация, проектируемых объектов должна быть выполнена на базе терминальных контроллеров КТС8 или СТК Z 181. Модификацию контроллеров определить на этапе проектирования в зависимости от количества контролируемых параметров. Согласовать с Заказчиком в рамках проведения внутренней экспертизы проекта.</p> <p style="text-align: center;"><u>Добывающая скважина:</u></p> <p>4.3.4.7 Контроллер ТМ, антенно-фидерное устройство разместить в непосредственной близости от СУ ЭЦН.</p> <p>Предусмотреть вывод информации с контроллера станции управления УЭЦН:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Дискретный сигнал «состояние ВКЛ/ВЫКЛ » по отдельной кабельной линии • Дискретные сигналы о несанкционированном доступе в шкаф СУ и КТС8 • Данные о параметрах работы УЭЦН по RS 485. • Предусмотреть возможность дистанционного изменения «уставку» по RS 485. • Предусмотреть возможность дистанционного запуска / останова скважины по RS 485. • Предусмотреть отдельный сигнал об отсутствии основного питания 220 В шкафа КТС.8. 	№417.
---	-------

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртговского месторождения»

<p>В случае установки на скважине блок-бокса УБПР предусмотреть передачу технологической информации с УБПР по интерфейсу RS-485 и отдельный сигнал «сухим контактом» о несанкционированном доступе в УБПР.</p> <p>На скважинах обеспечить установку АФУ, направленного на ближайшую точку сбора.</p> <p>Для молниезащиты АФУ предусмотреть установку на радиомачте молниеприемника с соединением его с контуром заземления постаменты.</p> <p>Предусмотреть вывод информации в систему ТМ о состоянии ЭЦН (работа/стоп) с использованием дискретного сигнала по отдельной кабельной линии.</p>	
<p style="text-align: center;"><u>Общие требования:</u></p> <p>4.3.4.8 В проекте обеспечить наличие заполненных всех необходимых опрессованных листов заводов-изготовителей, приборов и средства измерений которых предполагается к установке на проектируемом объекте.</p> <p>4.3.4.9 В проекте предусмотреть применение контрольного кабеля негорючего исполнения;</p> <p>4.3.4.10 Предусмотреть выбор контрольного кабеля с учетом требований заводов-изготовителей к выпускаемым средствам измерений, приборам и оборудованию КИПиА.</p> <p>4.3.4.11 Основной состав проекта в части автоматизации должен включать в себя (но не ограничиваться):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Локальная смета; • Схема структурная комплекса технических средств; • Схема автоматизации; • Описание комплекса технических средств; • Планы расположения (оборудования, кабельных, трубных проводок на площадках скважин, площадках СУ УЭЦН, открытых 	

	<p>площадках и тд);</p> <ul style="list-style-type: none"> • Кабельный журнал; • Ведомость оборудования и материалов; • Спецификация оборудования, изделий и материалов; • Опросные листы; • Сертификаты и разрешения на применение (действующие) на СИ и СА; • Схема соединения внешних проводов; • Схема подключения внешних проводов; • Таблица соединений и подключений; • Схема принципиальная. <p>4.3.4.12 Проект на автоматизацию и телемеханизацию разрабатывать в строгом соответствии с требованиями нормативных документов, указанных в п. 4.3.3.1 настоящих технических требований. Отступление без согласования с Заказчиком не допускается.</p> <p>4.3.4.13 В случае введения новых государственных Стандартов и руководящих документов, отменяющих и/или заменяющих действующие, проектная организация обязана руководствоваться в работе действующими на момент проектирования документами при условии извещения и согласования с Заказчиком.</p> <p>Требования к принимаемым техническим решениям:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Каждое проектное техническое решение должно быть обосновано проектировщиком в описательной части проекта со ссылками на нормативные документы. <p>Требования к текстовым документам:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Текстовые документы должны быть выполнены в строгом соответствии с требованиями ГОСТ 2.105-95 «Общие требования к текстовым документам» <p>В тексте документов не допускается:</p>	
--	--	--

<p>• близкие по смыслу (синонимы), а также иностранные слова и термины при наличии равнозначных слов и терминов в русском языке;</p> <p>• применять обороты разговорной речи, термины, профессионализмы;</p> <p>• применять для одного и того же понятия различные научно-технические термины применять произвольные словообразования;</p> <p>Применять сокращения слов, кроме установленных правилами русской орфографии, соответствующими государственными стандартами;</p> <p>• сокращать обозначения единиц физических величин, если они употребляются без цифр, за исключением единиц физических величин в головках и боковиках таблиц и в расшифровках буквенных обозначений, входящих в формулы и рисунки;</p> <p>• если в документе принята специфическая терминология, то в конце его (перед списком литературы) должен быть перечень принятых терминов с соответствующими разъяснениями.</p> <p>• Перечень включают в содержание документа.</p> <p>Требования к разработке схем, планов, межплощадочных сетей:</p> <p>• должны быть подробными, читаемыми. Электрические схемы должны отражать как разработанные подключения, так и все подключения к текущей инфраструктуре объекта: к оборудованию, коробкам, клеммам с указанием номеров оборудования и их клемм;</p> <p>• не допускается применение условно-типовых схем с указанием типа «определить по месту», «уточнить при строительстве», «нарежу кабеля произвести по фактической длине эстакад» и т.д.;</p> <p>• схемы кабельных эстакад, межплощадочные сети должны быть полными с точными привязками к местам прохождения и подвода кабеля, со строительными чертежами, с необходимыми разрезами в местах изменений и способами проложения;</p> <p>• дополнительные технические условия <u>будут</u> представляться по</p>

<p>мере получения запросов.</p> <p>Требования к измерению и регистрации параметров:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Проектом предусмотрено оснащение объектов автоматизации оборудованием, обеспечивающим измерение и регистрацию параметров в объеме, соответствующем требованиям Стандарта Компании ПЗ-04 СД-038.01 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам», раздел 5. <p>Требования к предупредительной и аварийной сигнализации отклонений параметров:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Предусмотреть систему предупредительной и аварийной сигнализации отклонений параметров объектов автоматизации в объеме, соответствующем требованиям Стандарта Компании ПЗ-04 СД-038.01 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам», разделы 5,6. <ul style="list-style-type: none"> • При отсутствии напряжения в питающей сети переменного тока 220В обеспечить: <ol style="list-style-type: none"> 1. Передачу аварийного сигнала на верхний уровень системы ТМ. 2. Работу комплекта КТС-8 от резервного источника питания min 1 час. <p>Требования к системе автоматического поддержания заданного значения технологических параметров:</p> <ul style="list-style-type: none"> • станции управления ЭЦН, а также другое блочное оборудование (БДР, УПС и др.) должны иметь в своем составе комплектно поставляемые заводом-изготовителем системы контроля и управления (СКУ), обеспечивающие режим автоматического поддержания заданного значения технологических параметров; • к системам автоматизации узлов выкидных трубопроводов 	
---	--

	<p>требования по автоматическому поддержанию заданного значения технологических параметров не предъявляются;</p> <ul style="list-style-type: none"> • проектом предусмотреть возможность ввода уставок технологических параметров, поддерживаемых в автоматическом режиме, оператором по месту, а также дистанционно с диспетчерского пункта по каналам системы телемеханики. • требования к виду системы управления (автоматическому, дистанционному с диспетчерского пункта, местному ручному). • комплектно поставляемые СКУ ЭЦН должны обеспечивать режимы местного ручного и автоматического управления; • кроме того, по всем объектам автоматизации проектом должен быть предусмотрен режим дистанционного управления с диспетчерского пункта по каналам системы телемеханики. <p>Требования к размещению оборудования КИП, накоплению, обработке и выводу информации, размещению вторичных приборов:</p> <ul style="list-style-type: none"> • оборудование сбора, обработки и передачи данных в систему телемеханики выполнить как отдельные информационно-вычислительные комплексы (ИВК); • подключение сигнальных и измерительных цепей по параметрам, подлежащим передаче на верхний уровень, выполнить на входы ИВК. <p>Объединение на одном входе ИВК нескольких дискретных сигналов не допускается;</p> <ul style="list-style-type: none"> • для контролируемых пунктов (КП) с абонентскими номерами в АСДУ запроектировать антенные мачты для размещения абонентских антенн канала радиосвязи системы телемеханики. Места установки антенных мачт выбрать с обеспечением минимальной длины соединительного кабеля от антенн до ИВК. Предусмотреть заземление мачт и оборудования радиосвязи; • электропитание ИВК обеспечить от источников бесперебойного
--	--

	<p>питания. Предусмотреть телесигнализацию пропадания основного питания;</p> <ul style="list-style-type: none"> • конструкция ИВК должна предусматривать ограничение доступа к оборудованию посторонних лиц. Компоновка оборудования должна обеспечивать свободный доступ к разъемам и обзор индикации. <p>Предусмотреть обязательное наличие в ИВК розетки ~220 В собственных нужд для обслуживания приборов КИП.</p> <p>Требования к исполнению полевого оборудования КИП и рабочей температуре:</p> <ul style="list-style-type: none"> • датчики должны иметь сертификаты Госстандарта РФ и разрешение на применение Федеральной службы по технологическому надзору (для взрывопожароопасных объектов); • датчики должны быть серийно выпускаемыми и опробованы в промышленной эксплуатации; • полевое оборудование, эксплуатирующееся во взрывоопасных зонах, должно соответствовать взрывобезопасному исполнению со степенью взрывозащиты, согласно классу взрывоопасной зоны. <p>Предпочтительный вид взрывозащиты – искробезопасная электрическая цепь;</p> <ul style="list-style-type: none"> • для подключения полевого оборудования, имеющего вид взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь», рекомендуется использовать экранированные кабели; • при необходимости защиты кабелей от механических воздействий рекомендуется применять металлоулавки с полимерным покрытием типа МПГ; • оборудование должно обеспечивать работоспособность в соответствующих климатических условиях по ГОСТ 15150-69* «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения,
--	---

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртговского месторождения»

<p>транспортировки в части воздействия климатических факторов внешней среды»;</p> <ul style="list-style-type: none"> • рекомендуется применять датчики с унифицированными выходными сигналами, включенными в Государственный реестр СИ: <ul style="list-style-type: none"> – 4...20 мА – для датчиков с электрическим выходным сигналом. – 24 В постоянного тока и 220 В переменного тока. <p>Тип сигнала определить проектом.</p> <p>4.3.4.14 Требования к системе передачи технологической информации на верхний уровень.</p> <p>4.3.4.15 Драйверы поддержки MODBUS-устройств должны обеспечивать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - сбор информации с интеллектуальных устройств в полном объеме, предусмотренном заводом-изготовителем; - возможность считывания текущих значений технологических параметров, хранения их в базе данных; - управление устройством; - чтение и изменение уставок. <p>4.3.4.16 В рамках проекта выполнить сметы на СМР и ПНР систем автоматизации и связи. Предусмотреть затраты на шеф-монтажные и пусконаладочные работы систем автоматизации, пожарной, охранной сигнализации и др., поставляемых комплектно с оборудованием в блочно-модульном исполнении (блок-боксы КИПиА, БДР, УПС и т.д.)</p> <p>4.3.4.17 При необходимости разветвления цепей интерфейса RS-485 использовать разветвители интерфейсные.</p>	<p>4.3.5 Организация измерений, системы измерений, СИ, испытательные лаборатории.</p> <p>Не требуется.</p>
---	---

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сырговского месторождения»

<p>4.3.6 Автоматические системы пожарной сигнализации, пожаротушения и оповещения и управления эвакуацией (АСПС, АСПТ и СОУЭ)</p> <p>Передача сигналов о пожаре по GSM каналу со скважины</p> <p>4.3.6.1. Для опроса, трансляции и приема сообщений приборов системы противопожарной защиты, в соответствии с федеральным законом № 123-ФЗ, необходимо применять сертифицированное оборудование. В связи с тем, что оборудование должно быть совместимо между собой как на передающей стороне, так и на принимающей (верхний уровень), необходимо применять на всех объектах оборудование одного производителя, ЗАО НВП «Болид» (или аналог). Для реализации данного технического предполагается использовать оборудование:</p> <ul style="list-style-type: none"> • устройство оконечное объектное системы передачи извещений по телефонной линии, сетям GSM, Ethernet «С2000-PGE» (рабочая температура от -30 до +50 °С); • резервированный источник питания «РИП-24-2/7М4-P-RS» (РИП-24 исп.50) (рабочая температура от -10 до +40 °С); <p>4.3.6.2. При подключении объектов защиты (КТП, БДР), для обеспечения совместимости с передающим, на верхний уровень, оборудованием по интерфейсу RS-485, необходимо применять приемо-контрольные приборы производства ЗАО НВП «Болид» (или аналог) (рабочая температура от -30 до +50 °С).</p> <p>4.3.6.3. Для размещения перечисленного оборудования использовать обогреваемый уличный шкаф, размещаемый в непосредственной близости от радиомачты. Для передачи извещений по GSM каналу необходимо на радиомачте использовать дополнительную антенну (одна антенна для передачи сигналов телемеханики, вторая для системы противопожарной защиты). Для организации GSM-канала использовать сети операторов</p>	
--	--

<p>сотовой связи GSM</p> <p>4.3.6.4. Передачу извещений о пожаре предусмотреть на существующий АРМ на базе ПО «Орион» ПАО «Оренбургнефть».</p> <p>4.3.7 Система водоснабжения, водоотведения.</p> <p>4.3.7.1 На период строительства и эксплуатации использовать привозную питьевую воду.</p> <p>4.3.7.2 На период строительства и эксплуатации использовать привозную техническую воду. Предусмотреть использование емкостей и автоцистерн.</p> <p>4.3.7.3 На период эксплуатации передавать производственные и бытовые сточные воды направлять на очистные сооружения ООО «Жилкомсервис», г. Сорочинск</p> <p>4.3.7.4 На период строительства строительная компания сама заключает договор на вывоз и утилизацию производственных и сточных вод.</p> <p>4.3.7.5 Образованные промышленные отходы и ТБО в процессе строительства, реконструкции и эксплуатации объекта хранить в отдельных контейнерах на площадке с твердым покрытием в местах базирования бригад и участков;</p> <p>4.3.7.6 Вывозить промышленные отходы специализированной подрядной организацией ООО «РН-Сервис Экология», имеющей соответствующую лицензию.</p> <p>4.3.7.7 Вывоз замученных почвогрунтов осуществлять на санкционированный полигон «Накопитель замученных почвогрунтов и слега Сорочинско-Никольского месторождения».</p> <p>4.3.7.8 В процессе строительства, ремонта или реконструкции объекта ответственность за отходы, образованные, в результате деятельности несет организация, выполняющая строительные работы.</p>	
--	--

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донешко-Сырговского месторождения»

	<p>4.3.7.9 Образованный в процессе строительства и эксплуатации объекта металлический лом хранить на территории бригад и участков на специально обозначенных площадках с твердым покрытием, до проведения тендера на определение подрядной организации для проведения работ по разделке и вывозу металлического лома.</p> <p>4.3.7.10 Разработка и оформление раздела "Перечень мероприятий/мероприятия по охране окружающей среды" должен осуществляться в соответствии с требованиями Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации, утв. Приказом Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 № 372; Постановления Правительства РФ от 16.02.08 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», а также с учетом требований территориальных схем охраны природы, бассейновых схем комплексного использования и охраны водных ресурсов, а также материалов инженерно-экологических изысканий, выполненных для подготовки проекта.</p> <p>4.3.7.11 Обоснование технических решений по охране окружающей среды должно сопровождаться расчетами эффективности применяемых природоохранных мероприятий.</p> <p>В разделе «Перечень мероприятий/мероприятия по охране окружающей среды» проектной документации должен разрабатываться прогноз изменения состояния природной среды и социально-экономических условий жизни населения в районе размещения объекта.</p> <p>4.3.9 Слаботочные системы и сети связи</p> <p>4.3.9.1 Проектом предусмотреть разработку раздела «Связь» в полном объеме с организацией следующих каналов связи:</p> <ul style="list-style-type: none"> • скв.№4222-АГЗУ-6, скв.№4223-АГЗУ-7, скв.№4227-АГЗУ-6,
--	--

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртговского месторождения»

<p>св.№4228-АГЗУ-6, св.№ 4229- АГЗУ-7, св.№4233-АГЗУ-7, св.№4236-АГЗУ-7, св.№4252-АГЗУ-7, св.№ 4253- АГЗУ-7 Донецко-Сыртовского месторождения:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Основной канал - с использованием радиомодема «НЕВОД» - канал связи между контроллерами скважин и АГЗУ выполнить с использованием радиомодема Невод-5, обеспечить обмен станция с удаленными устройствами через маломощный радиоканал в диапазоне 430 МГц. • Резервный канал - с использованием GSM модемов. <p>В случае отсутствия возможности реализации двух каналов связи (основного и резервного), согласовать с Заказчиком применение одного канала.</p> <p>4.3.9.2 Предусмотреть передачу данных в корпоративную сеть, с привязкой к существующей инфраструктуре.</p> <p>4.3.9.3 Рассчитать профили прохождения радиосигнала для основного и резервного каналов связи при следующих точках сбора информации:</p> <ul style="list-style-type: none"> • св. 4222 Донецко-Сыртовского месторождения – проектируемая АГЗУ-6 (проект 1945П); • св. 4223 Донецко-Сыртовского месторождения – проектируемая АГЗУ-7 (проект 5272П); • св. 4227 Донецко-Сыртовского месторождения – проектируемая АГЗУ-6 (проект 1945П); • св. 4228 Донецко-Сыртовского месторождения – проектируемая АГЗУ-6 (проект 1945П); • св. 4229 Донецко-Сыртовского месторождения – проектируемая АГЗУ-7 (проект 5272П); • св. 4233 Донецко-Сыртовского месторождения – проектируемая АГЗУ-7 (проект 5272П); • св. 4236 Донецко-Сыртовского месторождения – проектируемая
--

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сыртовского месторождения»

<p>АГЗУ-7 (проект 5272П);</p> <ul style="list-style-type: none"> • скв. 4252 Донецко-Сыртовского месторождения – проектируемая АГЗУ-7 (проект 5272П); • скв. 4253 Донецко-Сыртовского месторождения – проектируемая АГЗУ-6 (проект 5272П). <p>Для резервного канала связи рассчитать профили прохождения радиосигнала до базовых станций операторов сотовой связи GSM.</p> <p>При выборе оборудования руководствоваться принципом унификации с используемым оборудованием систем связи (тип используемого оборудования согласовать с Заказчиком в рамках проведения внутренней экспертизы проекта).</p> <p>4.3.9.4 Схему организации каналов связи принять по варианту наилучшего прохождения радиосигнала между проектируемыми КП телемеханики и площадными объектами ЦДНГ-5 (АБК Донецко-Сыртовского месторождения).</p> <p>4.3.9.5 Структурные схемы, спецификации оборудования и материалов выполнять отдельными документами для каждого варианта передачи информации.</p>	<p>4.3.10 Система электрохимической защиты</p> <p>4.3.10.1 Проектирование выполнить с учетом следующего:</p> <ul style="list-style-type: none"> • предусмотреть установку контрольно-измерительных пунктов (КИП); • на всех КИП предусмотреть установку медно-сульфатных электродов сравнения; • запроектировать на один выпрямитель не менее 3 скважин анодных заземлителей, состоящих не менее 6 блоков анодов. В конструкции анодного заземлителя предусмотреть устройство для монтажа блоков в скважину и газоотводную трубку, а также, в заказной
--	--

<p>спецификации указать длины кабелей от каждого анодного блока с учетом их размещения в скважине;</p>	<ul style="list-style-type: none"> • проектом предусмотреть прокладку в дренажный КИП измерительных выводов от трубопровода, монтируемого на расстоянии не менее трех диаметров трубопровода от точки дренажа; • На всех КИП предусмотреть установку БПИ (блок пластина индикатор коррозии); • защитить действующие пересекаемые коммуникации, не подключенные к системе ЭХЗ от возможного вредного влияния проектируемой катодной защиты; • предусмотреть установку в начальных и конечных участках выкидных линий, нефтесборных коллекторов, напорных нефтепроводах и газопроводах изолирующих фланцев. • возможность подключения вновь проектируемых трубопроводов к существующим станциям катодной защиты (СКЗ). При отсутствии свободных мощностей существующих СКЗ и наличие риска снижения защитного потенциала ниже нормативных значений запроектировать дополнительную СКЗ. • Проектом предусмотреть протекторную защиту для защиты футляров (кожухов) от почвенной коррозии, установку перемычек на футляр от СКЗ проектируемого трубопровода не применять. <p>7. Требования к разработке ПОС.</p> <p>7.1. В составе проекта организации строительства должна быть представлена транзитная схема строительства, в составе которой должны быть указаны места расположения карьеров ОПИ; места вывоза строительного мусора, металлического лома при подготовительных или</p>
--	---

	<p>демонтажных работах; места захоронения остатков от разборки лежневых дорог, порубочных остатков от лесорасчистки; места вывоза излишнего грунта при выторфовке и др.;</p> <p>7.2. Транспортная схема должна быть согласована с Заказчиком в рамках проведения внутренней экспертизы.</p> <p>7.3. В соответствующем разделе проекта организации строительства должны быть отражены используемые карьеры минерального грунта, песчано-гравийной смеси, щебня;</p> <p>7.4. Размещение временных зданий и сооружений генподрядчика должно быть расположено в местах, максимально приближенных к объектам строительства. В составе проекта организации строительства должны быть указаны места размещения временных зданий и сооружений, а именно:</p> <ul style="list-style-type: none"> • основных временных производственных предприятий и баз; • временных поселков; • временных подъездных и обьездных дорог и др. <p>7.5. Необходимость выполнения работ по подготовке территории для временных зданий и сооружений должна быть обоснована в проекте организации строительства с учетом проектных объемов работ;</p> <p>7.6. В составе проекта организации строительства должны быть представлены следующие расчеты:</p> <ul style="list-style-type: none"> • На перебазирование техники строительной организации с одной стройки на другую (кроме строительных машин и механизмов, перебазирование которых учтено в стоимости машино-часа эксплуатации); • Затраты на проведение специальных мероприятий по обеспечению нормальных условий труда (борьба с радиоактивностью, силикозом, малярией, энцефалитным клещом, гнусом и др.); • На перевозку автомобильным транспортом работников строительных и монтажных организаций или компенсация расходов по
--	---

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 До нешко-Сырговского месторождения»

<p>организации специальных маршрутов городского пассажирского транспорта;</p> <ul style="list-style-type: none"> • Средневзвешенного плеча возки ОПИ, строительного мусора, лесорубочных остатков, а также МТР от железнодорожных станций до принятых площадок временного хранения (базы хранения МТР Заказчика, подрядчика, ТСБ) и приобъектного склада подрядчика. <p>7.7. В составе проекта организации строительства должен быть указан метод производства СМР (традиционный, вахтовый или командированием) и представлен соответствующий расчет;</p> <p>7.8. В составе проекта организации строительства должны быть определены места производства сварочных работ (для линейной части: трасса или ТСБ), методы и объем проведения работ по неразрушающему контролю;</p> <p>7.9. В составе проекта организации строительства должны быть представлены: перечень, объемы и способы выполнения СМР в стесненных условиях, на которые распространяются факторы их удорожания.</p> <p>7.10. Проектом организации строительства предусмотреть выделение в отдельный этап каждого объекта строительства входящего в состав сбора нефти и газа и энергооборудования. При выполнении раздела ПОС необходимо определить продолжительность строительства каждого этапа и выполнить разбивку календарного плана согласно этапов строительства.</p>	<p>14. Требования по безопасности и охране объектов.</p> <p>14.1. Охрана территории месторождений, на которых расположены объекты ПАО «Оренбургнефть» осуществляется охранным предприятием ООО «ЧОП «РН-Охрана-Самара» на договорной</p>
---	---

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донешко-Сыртовского месторождения»

<p>основе.</p> <p>14.2.Предусмотреть ограждение производственных объектов, не являющихся блочно-модульными зданиями и находящимися за обвалованисм скважин.</p> <p>14.3.Оборудование технических средств охраны выбрать из Классификатора Компании «Перечень инженерно-технических средств охраны, рекомендованных к применению на объектах Компании» № ПЗ-11.01 К-0001.</p> <p>15. Требования к разработке необходимых для оформления правоустанавливающих документов на земельные и лесные участки, материалов и документов</p>	<p>15.1. Разработать, согласовать с БМиз Заказчика следующую документацию:</p> <ul style="list-style-type: none"> • При проектировании линейных объектов, а также при проектировании площадных объектов в границах земель лесного фонда – разработать и утвердить в установленном порядке проект планировки и межевания территории (в соответствии со статьями 42, 43, 45 Градостроительного кодекса РФ от 29.12.2004 N 190-ФЗ; Постановлением правительства РФ от 12.05.2017г. №564; Приказа Минстроя РФ от 25.04.2017г. №742/пр; Постановления правительства РФ от 26.07.2017г. №884 и другими нормативными документами, регулирующими подготовку документации по планировке территории); • При проектировании объектов в границах земель лесного фонда – проектную документацию лесного участка (для площадных объектов), акт натурного технического обследования участка лесного фонда (для линейных объектов) в соответствии со ст.70.1 Лесного Кодекса РФ от 04.12.2006 N 200-ФЗ; Приказом Минприроды РФ от 03.02.2017г. №54;
--	---

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донешко-Сырговского месторождения»

	<p>Приказом Минприроды РФ от 24.11.2004г. №701.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Для определения землепользователей наличие выписки из ЕГРН об основных характеристиках земельных участков. В документах предварительного выбора обязательно наличие следующей информации: организационно-правовая форма землепользователя, его контактные данные; площади, занимаемые в границах каждого землепользователя. <p>15.2 В составе проектной документации предоставить электронный вид в формате ПО «MapInfo» с отобразёнными в них запроецированными объектами (проект полосы отвода под постоянное и временное использование земельных участков; узлы приёма/пуска СОД, запорная арматура, обустройство скважин, подъездные пути и т.д.). Электронный вид в формате ПО «MapInfo» не ниже версии 8 в местной системе координат установленной для ведения единого государственного реестра недвижимости, в раздельных версиях проекций (на сфере, на плоскости) на CD-R или DVD-R дисках (в соответствии с ЛНД компании «Принципы классификации Компании «Объекты цифровой топографической информации масштабов 1:500, 1:1000, 1:2000, 1:5000» ПП-01 ПК-0001 (версия 2.00)» и инструкцией по топографической съёмке в масштабах 1:5000, 1:2000, 1:1000 и 1:500 ГКИНП-02-033-82) и на бумажном носителе раздел ПШО после получения внутренней и внешней экспертизы.</p> <p>16 Разработка проекта рекультивации земельного участка</p> <p>16.1 Проект рекультивации земель разработать в соответствии с приказом Минприроды РФ от 22.12.1995 № 525, Постановлением Правительства РФ от 23.02.1994 № 140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы», п. 4.6 пособия «Охрана окружающей природной среды», п. 16.2 ГОСТ 17.5.3.04, ГОСТ 17.5.1.02, ГОСТ 17.5.3.05, Руководством по составлению проекта рекультивации земель, занимаемых</p>
--	---

«Сбор нефти и газа со скважин №№ 4222, 4223, 4227, 4228, 4229, 4233, 4236, 4252, 4253 Донецко-Сырговского месторождения»

во временное пользование для строительства автомобильных дорог и дорожных сооружений.

16.3 Состав и содержание проекта рекультивации земель выполнить согласно рекомендациям Руководства по составлению проекта рекультивации земель, занимаемых во временное пользование для строительства автомобильных дорог и дорожных сооружений.


16.4 В составе проектной документации разработать и предоставить раздел проекта рекультивации нарушенных земель (в т.ч. графическую часть в ПО MapInfo: объекты проектирования, отвод земли под техническую и биологическую рекультивацию) и сметную документацию (в соответствии с действующим законодательством и ЛНД ПАО «НК «Роснефть»). Кроме того обязательно наличие технических условий от правообладателя земельного участка на разработку проекта рекультивации земель.


16.5 В состав проекта рекультивации нарушенных земель включить:

- разработанные таблицы технико-экономических показателей проекта рекультивации (паспорт проекта);
- проект рекультивации в полном объеме, перед утверждением собственниками земельных участков, землепользователями или землевладельцами указанных земель;
- описание технологии выполнения работ по сохранению и восстановлению плодородия почвы в два этапа: технического, выполняемого силами подрядчика; биологического: внесение удобрений, вспашка, боронование, посев трав и т.д., с указанием срока восстановления плодородного слоя почвы применительно к местным условиям, затрат на восстановление данного вида работ (обязательно приложить расчёт). Технические условия на проведение рекультивации обязательно согласовать с землевладельцем;

<ul style="list-style-type: none"> • разработанные схемы производства земляных работ; • описание проведенных работ по отбору проб и лабораторных анализов почвы до начала строительства, после рекультивации земель и затраты на проведение указанных работ; <p>16.6 Границы земельных участков, подлежащих отводу под объекты строительства (в том числе на период эксплуатации отдельно), с предоставлением ведомости расчета площадей земельных участков по объектам, собственникам, видам угодий, расчета убытков и затрат на техническую и биологическую рекультивацию (в ценах текущего года), с указанием сроков отвода земли и площади рекультивации, а также сроков проведения рекультивации.</p> <p>16.7 Определить направление рекультивации.</p> <p>16.8 Объёмы внесения торфо-песчаных смесей, их состав, объёмное соотношение ингредиентов, влажность и прочее, а также применяемые травосмеси, их состав и норма внесения, должны быть нормативно обоснованы. Карты-схемы технического и биологического этапов рекультивации выполнить в соответствии с рекомендациями Руководства по составлению проекта рекультивации земель, занимаемых во временное пользование для строительства автомобильных дорог и дорожных сооружений» и действующими нормативными документами для региона строительства.</p> <p>16.9 Разработанный проект рекультивации земель утвердить (согласовать) в соответствии с Положением о согласовании и утверждении землеустроительной документации, создании и ведении государственного фонда данных, полученных в результате проведения землеустройства, утвержденного постановлением Правительства РФ от 11.07.2002 №514.</p> <p>16.10 Проект рекультивации земель разрабатывается отдельным томом и должен соответствовать требованиям действующего законодательства.</p>	
---	--

	<p>16.11 Проект рекультивации земель разрабатывается в соответствии с ТУ арендодателя (включая собственника земельного участка), подлежит согласованию с арендодателем.</p> <p>16.12 Земельные участки, рекультивация которых не предусмотрена проектом, подлежат переводу в категорию земель промышленности и иного назначения в соответствии с Федеральным законом от 21.12.2004 № 172-ФЗ «О переводе земель или земельных участков из одной категории в другую».</p> <p>16.13 Проектом должна предусматриваться рекультивация всех лесных участков. То есть, рекультивации подлежат краткосрочно и долгосрочно используемые земли, при этом проект должен содержать разделение объемов и стоимости выполнения работ по рекультивации краткосрочных и долгосрочных земель.</p> <p>16.14 Проект должен содержать состав работ по технической и биологической рекультивации земель.</p> <p>16.15 Стоимость выполнения мероприятий по рекультивации подлежит включению в сводный сметный расчет.</p> <p>Получить положительное заключение (согласование) проекта рекультивации от Министерства природных ресурсов / Управления Федеральной службы по надзору в сфере природопользования субъекта РФ (в случае необходимости, определенной Бюком маршейдерии и землеустройства). Утвердить проект рекультивации землепользователем (собственником, землеладельцем).</p>
--	---

Начальник управления по проектно-
изыскательским работам
АО «Оренбургнефть»

Н.Н. Мишин
« » _____ 2020г.

Начальник отдела организации проектно-
изыскательских работ
АО «Оренбургнефть»

А.С. Данилов
«10» 12 _____ 2020г.

Приложение Е Технические условия на электроснабжение №29-08/31-12ту от 22.06.2021г.

Приложение И Лицензия на пользование недрами ОРБ 03183 НЭ от 03.04.2019г.

		
Департамент по недропользованию по Приволжскому федеральному округу		
(наименование органа, выдавшего лицензию)		
ЛИЦЕНЗИЯ		
на пользование недрами		
ОРБ	03183	НЭ
серия	номер	вид лицензии
Акционерному обществу		
Выдана	Оренбургазнефть	
	(субъект предпринимательской деятельности, получивший данную лицензию)	
в лице	Генерального директора	
	Худякова Дениса Леонидовича	
	(ф.и.о. лица, представляющего субъект предпринимательской деятельности)	
с целевым назначением и видами работ	для добычи нефти и газа на Донецко-Сыртовском месторождении	
Участок недр расположен	в Переволоцком и Оренбургском районах Оренбургской области	
	(района, области, края, республики)	
Описание границ участка недр, координаты угловых точек, копии топопланов, разрезов и др. приводятся в приложении	3	
Участок недр имеет статус	горного отвода	
	(геологического или горного отвода)	
Дата окончания действия лицензии	31 декабря 2120 года	
	(число, месяц, год)	
Место штампа государственной регистрации		
Департамент по недропользованию по Приволжскому федеральному округу Отдел геологии и лицензирования по Оренбургской области		
ЗАРЕГИСТРИРОВАНО		
« 03 » апреля 2019 г.		
№ 3365		
		
(подпись уполномоченного регистратора)		
		
(подпись, имя, отчество регистратора)		

Неотъемлемыми составными частями настоящей лицензии являются следующие документы (приложения):

1. Условия пользования недрами, на 6 л.;
2. Копия решения, являющегося основанием предоставления лицензии, принятого в соответствии со статьей 10¹ Закона Российской Федерации «О недрах» на 1 л.;
3. Схема расположения участка недр на 2 л.;
4. Копия свидетельства о государственной регистрации юридического лица на 2 л.;
5. Копия свидетельства о постановке пользователя недр на налоговый учет на 2 л.;
6. Документ на 2 л., содержащий сведения об участке недр, отражающие местоположение участка недр в административно-территориальном отношении с указанием границ особо охраняемых природных территорий, а также участков ограниченного и запрещенного землепользования с отражением их на схеме расположения участка недр;
 - геологическую характеристику участка недр с указанием наличия месторождений (залелей) полезных ископаемых и запасов (ресурсов) по ним;
 - обзор работ, проведенных ранее на участке недр, наличие на участке недр горных выработок, скважин и иных объектов, которые могут быть использованы при работе на этом участке;
 - сведения о добытых полезных ископаемых за период пользования участком недр (если ранее производилась добыча полезных ископаемых);
 - наличие других пользователей недр в границах данного участка недр;
7. Перечисление предыдущих пользователей данным участком недр (если ранее участок недр находился в пользовании) с указанием оснований, сроков предоставления (перехода права) участка недр в пользование и прекращения действия лицензии на пользование этим участком недр (указывается при переоформлении лицензии), на 1 л.;
8. Краткая справка о пользователе недр, содержащая: юридический адрес пользователя недр, банковские реквизиты, контактные телефоны, на 1 л.;
9. Иные приложения - _____
(название документов, количество страниц)

Уполномоченное должностное лицо
органа, выдавшего лицензию
Заместитель начальника Приволжскнедра
(должность, Ф.И.О. лица, подписавшего лицензию)

Ларин Евгений Владимирович

Подпись _____

М.п., дата 29.03.2019



УСЛОВИЯ ПОЛЬЗОВАНИЯ НЕДРАМИ

1. Общие сведения

- 1.1. Пользователь недр: **Акционерное общество «Оренбургнефть».**
- 1.2. Наименование участка недр, предоставленного в пользование: **Донецко-Сыртовское месторождение.** Территория расположения участка недр: **Оренбургская область.**
- 1.3. Вид пользования недрами: **добыча нефти и газа.**
- 1.4. Наименование основных (преобладающих) видов полезных ископаемых (группировки полезных ископаемых), содержащихся в пределах предоставленного участка недр: **углеводородное сырье.**
- 1.5. Орган, предоставивший лицензию: **Департамент по недропользованию по Приволжскому федеральному округу.**
- 1.6. Основание предоставления права пользования недрами: **случаи перехода права пользования участками недр в соответствии с основаниями, установленными федеральными законами, регулирующими отношения недропользования.**
- 1.7. Основание оформления лицензии: **приказ Департамента по недропользованию по Приволжскому федеральному округу от 11.03.2019 № 52-пр/Л (приложение № 2 к лицензии).**

2. Пространственные границы и статус участка недр, предоставленного в пользование

Схема расположения участка недр и описание пространственных границ участка недр содержатся в приложении № 3 к настоящей лицензии.

3. Границы земельного участка или акватории, выделенных для ведения работ, связанных с использованием недрами

Земельные, лесные участки, водные объекты необходимые для ведения работ, связанных с использованием недрами, предоставляются Пользователю недр в порядке, установленном законодательством Российской Федерации, после утверждения проекта проведения указанных работ.

4. Сроки действия лицензии и сроки начала работ на участке недр

- 4.1. Сроки подготовки проектной документации, представления геологической информации на государственную экспертизу:

- 4.1.1. подготовка и утверждение в установленном порядке проекта работ по геологическому изучению недр, получившего положительное заключение экспертизы в соответствии с Законом Российской Федерации «О недрах»: **сроки не установлены и определяются Пользователем недр необходимостью проведения работ;**
- 4.1.2. представление подготовленных в установленном порядке материалов по результатам геологического изучения недр на государственную экспертизу запасов полезных ископаемых в соответствии с Законом Российской Федерации «О недрах»: **сроки не установлены и определяются Пользователем недр необходимостью проведения работ;**
- 4.1.3. подготовка и утверждение в установленном порядке проекта работ по разведке месторождения, получившего положительное заключение экспертизы в соответствии с Законом Российской Федерации «О недрах»: **сроки не установлены, и определяются Пользователем недр необходимостью проведения работ;**
- 4.1.4. представление подготовленных в установленном порядке материалов по результатам разведочных работ на государственную экспертизу запасов полезных ископаемых в соответствии с Законом Российской Федерации «О недрах»: **сроки не установлены и определяются Пользователем недр необходимостью проведения работ;**
- 4.1.5. подготовка и утверждение в установленном порядке технического проекта разработки месторождения, согласованного в соответствии с Законом Российской Федерации «О недрах»: **действует «Дополнение к технологической схеме разработки Донецко-Сыртовского газонефтяного месторождения Оренбургской области».**

4.2. Сроки начала проведения:

- 4.2.1. геологического изучения недр: **не установлены;**
- 4.2.2. разведки месторождения полезных ископаемых: **не установлены.**
- 4.3.Срок ввода месторождения в разработку: **месторождение введено в разработку в 1990 году.**
- 4.4.Сроки выхода предприятия по добыче полезных ископаемых на проектную мощность определяются согласованным и утвержденным в установленном порядке техническим проектом разработки месторождения.
- 4.5.Подготовка и утверждение в установленном порядке технического проекта ликвидации или консервации горных выработок, скважин, иных

Приложение № 1 к лицензии ОРБ 03183 НЭ

подземных сооружений, согласованного в соответствии с Законом Российской Федерации «О недрах»: **не позднее, чем за один год до планируемого срока завершения отработки месторождения.**

5. Условия, определяющие виды и объемы поисковых и (или) разведочных работ с разбивкой по годам, сроки их проведения

Условия, определяющие виды и объемы поисковых и (или) разведочных работ, в случае необходимости их проведения, с разбивкой по годам, сроки их проведения определяются утвержденными в установленном порядке проектами работ по геологическому изучению недр и (или) по разведке месторождения.

6. Условия, связанные с платежами, взимаемыми при пользовании недрами, земельными участками, акваториями

6.1. Пользователь недр обязан уплатить разовый платеж за пользование недрами: **разовый платеж не предусмотрен.**

6.2. Пользователь недр обязан уплачивать регулярные платежи за пользование недрами:

6.2.1. на стадии поисков и оценки (за всю площадь участка недр, предоставленного в пользование, за исключением площадей открытых месторождений) по следующим ставкам: **не установлены;**

6.2.2. на стадии разведки, за площадь участка недр, на которой запасы соответствующего полезного ископаемого (за исключением площади горного отвода и (или) горных отводов, удостоверенных горноотводными актами) установлены и учтены Государственным балансом запасов полезных ископаемых Российской Федерации: **не установлены.**

6.3. Пользователь недр также обязан уплачивать иные, установленные законодательством Российской Федерации, платежи, налоги и сборы при пользовании недрами, земельными участками, акваториями.

7. Согласованный уровень добычи минерального сырья

Уровень добычи минерального сырья определяется техническим проектом разработки месторождения полезных ископаемых.

8. Право собственности на добытое минеральное сырье

Добытое из недр минеральное сырье является собственностью Пользователя недр. Пользователь недр имеет право использовать отходы горнодобывающего и связанных с ним перерабатывающих производств.

9. Требования по предоставлению геологической информации и условия ее использования

- 9.1. Первичная и интерпретированная геологическая информация о недрах, полученная Пользователем недр при проведении работ на участке недр, подлежит представлению Пользователем недр в установленном порядке в федеральный фонд геологической информации и его территориальные фонды.
- 9.2. Пользователь недр обязан обеспечить сохранность образцов горных пород, керн, пластовых жидкостей и иных материальных носителей первичной геологической информации о недрах, полученных при проведении работ на участке недр, до их передачи в установленном порядке в государственные специализированные хранилища.
- 9.3. Со дня представления геологической информации о недрах в федеральный фонд геологической информации и его территориальные фонды право собственности на материальный носитель, содержащий геологическую информацию о недрах, переходит к Российской Федерации.
- 9.4. Геологическая информация о недрах, предоставленная Пользователем недр в федеральный фонд геологической информации и его территориальные фонды, может использоваться без получения согласия ее обладателя (правообладателя) для ведения государственного баланса запасов полезных ископаемых, государственного кадастра месторождений и проявлений полезных ископаемых, государственного реестра работ по геологическому изучению недр, участков недр, предоставленных для добычи полезных ископаемых, а также в целях, не связанных с их добычей, и лицензий на пользование недрами, осуществления управления государственным фондом недр, разработки нормативных и ненормативных актов, государственного геологического изучения недр, прогнозирования опасных геологических процессов и явлений и устранения их последствий, осуществления мероприятий по обеспечению обороны страны и безопасности государства, принятия решений в соответствии с установленной компетенцией.
- 9.5. Пользователь недр обязан ежегодно, не позднее 14 февраля года, следующего за отчетным, представлять в соответствующий территориальный орган Федерального агентства по недропользованию информационный отчет о проведенных работах на предоставленном в пользование участке недр в порядке, определяемом Федеральным агентством по недропользованию и его территориальными органами.

10. Требования по охране недр и окружающей среды, безопасному ведению работ, связанных с использованием недрами

10.1. Пользователь недр обязан выполнять установленные законодательством требования по охране недр и окружающей среды, безопасному ведению работ, связанных с использованием недрами.

10.2. Пользователь недр обязан проводить в установленном порядке мониторинг окружающей среды (атмосферы, недр, водных объектов, почв, биоресурсов) в районе влияния предприятия по добыче полезных ископаемых.

11. Условия, при наступлении которых право пользования недрами прекращается на основании пункта 3 части первой статьи 20 Закона Российской Федерации «О недрах»

Условия прекращения права пользования участком недр в соответствии с пунктом 3 части первой статьи 20 Закона Российской Федерации «О недрах» **не предусмотрены.**

12. Условия пользования недрами, при наступлении которых право пользования недрами может быть досрочно прекращено, приостановлено или ограничено в соответствии со статьями 20, 21 и 23 Закона Российской Федерации «О недрах»

Право пользования недрами может быть досрочно прекращено, приостановлено или ограничено в соответствии с пунктом 2 части второй статьи 20 Закона Российской Федерации «О недрах» в следующих случаях:

12.1. Нарушение Пользователем недр сроков, указанных в пункте 9.5 настоящих Условий пользования недрами.

12.2. Нарушение Пользователем недр обязательств, указанных в пункте 6.2 настоящих Условий пользования недрами: **платежи не установлены.**

12.3. Нарушение Пользователем недр обязательств, указанных в пункте 9.1 настоящих Условий пользования недрами по представлению информации в федеральный и территориальные фонды геологической информации.

12.4. Нарушение Пользователем недр условий, указанных в пункте 4.2 и разделе 5 настоящих Условий пользования недрами в части:

12.4.1. срока начала проведения геологического изучения недр: **сроки начала геологического изучения не установлены;**

12.4.2. срока начала проведения разведки месторождения полезных ископаемых: **сроки начала разведки не установлены;**

Приложение № 1 к лицензии ОРБ 03183 НЭ

12.4.3. сроков и объемов выполнения буровых, горных и геофизических работ: **не установлены.**

12.5. Нарушение Пользователем недр требований утвержденных в установленном порядке технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых в части:

12.5.1. срока ввода в разработку месторождения полезных ископаемых: **месторождение введено в разработку;**

12.5.2. уровня добычи полезных ископаемых.

13. Дополнительные условия


13.1. Условия, содержащиеся в технико-экономических предложениях победителя конкурса на право пользования участком недр: **не установлены.**

13.2. Условия, предусмотренные Правительством Российской Федерации в отношении порядка пользования участком недр федерального значения: **не установлены.**

13.3. Условия снижения содержания взрывоопасных газов в шахте, угольных пластах и выработанном пространстве до установленных допустимых норм при добыче (переработке) угля (горючих сланцев): **не предусмотрены.**

13.4. Иные условия: **не установлены.**

И.о. заместителя начальника
Департамента по недропользованию
по Приволжскому федеральному округу


_____ **Е.В. Ларии**

Приложение № 2 к лицензии ОРБ 03183 НЭ



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ (РОСНЕДРА)

ДЕПАРТАМЕНТ ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ
ПО ПРИВОЛЖСКОМУ ФЕДЕРАЛЬНОМУ ОКРУГУ
(ПРИВОЛЖСКНЕДРА)

Приказ

11.03.2019№ 52-нр/с

Самара

О переоформлении лицензий на пользование участками недр

В соответствии со статьей 17.1 Закона Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах», пунктами 63, 83 Административного регламента Федерального агентства по недропользованию по исполнению государственных функций по осуществлению выдачи, оформления и регистрации лицензий на пользование недрами, внесения изменений и дополнений в лицензии на пользование участками недр, а также переоформления лицензий и принятия, в том числе по представлению Федеральной службы по надзору в сфере природопользования и иных уполномоченных органов, решений о досрочном прекращении, приостановлении и ограничении права пользования участками недр, утвержденного приказом Минприроды России от 29 сентября 2009 г. № 315 и на основании рекомендаций Комиссии по рассмотрению вопросов о предоставлении права пользования участками недр, внесении изменений, дополнений в лицензии и переоформлении лицензий, а также о досрочном прекращении права пользования недрами на территории Приволжского федерального округа, отнесенным к полномочиям Департамента по недропользованию по Приволжскому федеральному округу (протокол от 07.03.2019 № 970), п р и к а з ы в а ю:

1. Переоформить лицензии ОРБ 02988 НР, ОРБ 03102 НЭ, ОРБ 16068 НР, ОРБ 02925 НЭ, ОРБ 15966 НР, ОРБ 02910 НР, ОРБ 02933 НР, ОРБ 02989 НР, ОРБ 03100 НР, ОРБ 02957 НР, ОРБ 02929 НР, ОРБ 03078 НР, выданные ПАО «Оренбургнефть», на АО «Оренбургнефть».

2. Отделу геологии и лицензирования Приволжскнедра по Оренбургской области обеспечить:

- оформление, государственную регистрацию и выдачу АО «Оренбургнефть» лицензий на право пользования недрами;
- направление копий лицензий в соответствующий фонд геологической информации.

3. Ответственность за исполнение настоящего приказа возложить на начальника отдела геологии и лицензирования Приволжскнедра по Оренбургской области Фомина И.Л.

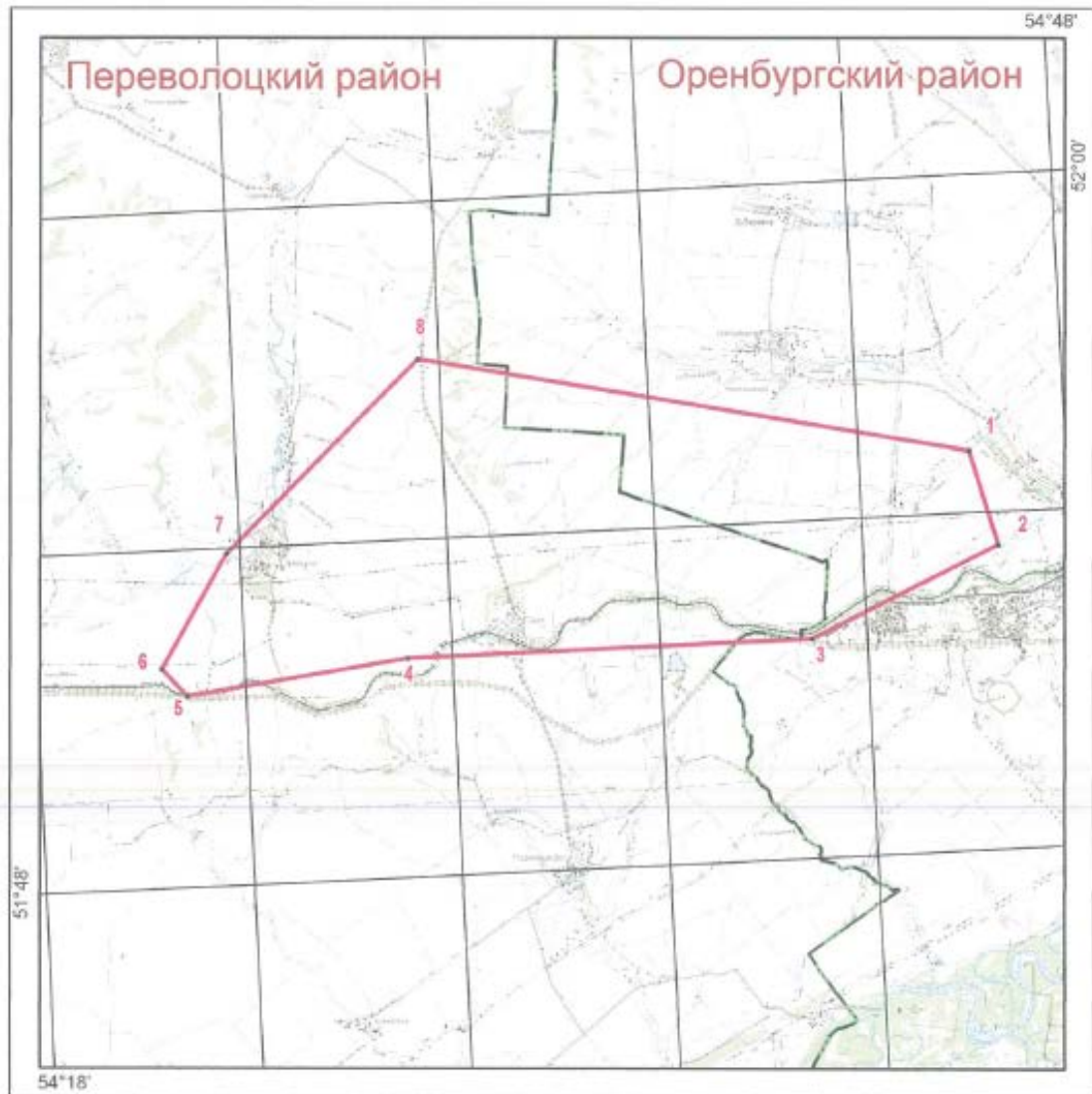
И.о. заместителя начальника

Е.В. Ларин

Приложение №3 к лицензии ОРБ 03183 НЭ

СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ УЧАСТКА

Масштаб 1:200 000



— - граница Донецко-Сыртовского участка недр

•¹ - угловые точки

Приложение №3 к лицензии ОРБ 05183 НЭ**Пространственные границы и статус участка недр**

Границы участка недр по площади ограничены контуром прямых линий со следующими географическими координатами угловых точек:

Номер точки	Северная широта			Восточная долгота		
	град.	мин.	сек.	град.	мин.	сек.
1	51	55	06	54	45	12
2	51	53	24	54	45	54
3	51	51	54	54	40	24
4	51	51	54	54	28	42
5	51	51	24	54	22	18
6	51	51	54	54	21	36
7	51	53	54	54	23	36
8	51	57	12	54	29	24

Верхняя граница: нижняя граница почвенного слоя, а при его отсутствии граница земной поверхности и дна водоемов и водотоков;

Нижняя граница: 3950 м.

Статус участка недр: горный отвод.

Площадь участка недр составляет: 190,85 кв. км.

И.о. заместителя начальника
Приволжскнедра



Е.В. Ларин



Форма № Р50007

**Лист записи
Единого государственного реестра юридических лиц**

В Единый государственный реестр юридических лиц в отношении юридического лица

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ"

полное наименование юридического лица

основной государственный регистрационный номер (ОГРН)

1 0 2 5 6 0 1 8 0 2 3 5 7

внесена запись о государственной регистрации изменений, внесенных в учредительные документы юридического лица, связанных с внесением изменений в сведения о юридическом лице, содержащиеся в ЕГРЮЛ, на основании заявления

"13" ноября 2018 года
(число) (месяц прописью) (год)

за государственным регистрационным номером (ГРН)

2 1 8 5 6 5 8 4 6 8 9 5 0

Запись содержит следующие сведения:

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя
1	2	3

Сведения о наименовании юридического лица, внесенные в Единый государственный реестр юридических лиц

1	Организационно-правовая форма	Непубличные акционерные общества
2	Полное наименование юридического лица на русском языке	АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ"
3	Сокращенное наименование юридического лица на русском языке	АО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ"
4	ИНН	5612002469
5	КПП	560301001

Сведения о заявителях при данном виде регистрации

6	Вид заявителя	Руководитель постоянно действующего исполнительного органа
<i>Данные заявителя, физического лица</i>		
7	Фамилия	ХУДЯКОВ
8	Имя	ДЕНИС
9	Отчество	ЛЕОНИДОВИЧ
10	Идентификационный номер налогоплательщика (ИНН)	560401934311
11	ИНН ФЛ по данным ЕГРН	560401934311

Сведения о документах, представленных для внесения данной записи в Единый государственный

реестр юридических лиц		
1		
12	Наименование документа	Р13001 ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ, ВНОСИМЫХ В УЧРЕД. ДОКУМЕНТЫ
13	Дата документа	06.11.2018
14	Документы представлены	на бумажном носителе
2		
15	Наименование документа	ДОВЕРЕННОСТЬ
16	Дата документа	21.08.2018
17	Документы представлены	на бумажном носителе
3		
18	Наименование документа	ДОКУМЕНТ ОБ ОПЛАТЕ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОШЛИНЫ
19	Номер документа	322966
20	Дата документа	23.10.2018
21	Документы представлены	на бумажном носителе
4		
22	Наименование документа	УСТАВ ЮЛ В НОВОЙ РЕДАКЦИИ
23	Дата документа	01.11.2018
24	Документы представлены	на бумажном носителе
5		
25	Наименование документа	ПРОТОКОЛ
26	Номер документа	46
27	Дата документа	08.10.2018
28	Документы представлены	на бумажном носителе
6		
29	Наименование документа	ПРОТОКОЛ О ГОЛОСОВАНИИ
30	Документы представлены	на бумажном носителе
7		
31	Наименование документа	ДОВЕРЕННОСТЬ
32	Номер документа	02010906
33	Дата документа	09.01.2018
34	Документы представлены	на бумажном носителе
8		
35	Наименование документа	УВЕДОМЛЕНИЕ
36	Дата документа	29.09.2011
37	Документы представлены	на бумажном носителе
9		
38	Наименование документа	ПИСЬМО
39	Номер документа	ТБ-22-2-5/15771
40	Дата документа	03.04.2018
41	Документы представлены	на бумажном носителе

Межрайонная инспекция Федеральной
Лист записи выдан налоговым органом налоговой службы №10 по Оренбургской
области

наименование регистрирующего органа

"13" ноября 2018 года
(число) (месяц прописью) (год)

Начальник отдела



Борозенец Светлана Анатольевна
Подпись, Фамилия, инициалы

Приложение № 5 к лицензии ОРБ 03183 НЭ



МИНИСТЕРСТВО РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЛЬНОЙ НАЛОГОВОЙ СЛУЖБЫ
МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ ИНСПЕКЦИЯ
ФЕДЕРАЛЬНОЙ НАЛОГОВОЙ СЛУЖБЫ
ПО КРУПНЕЙШИМ НАЛОГОПЛАТЕЛЬЩИКАМ № 2
МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ ИНСПЕКЦИЯ
САМАРА

АО «ОРЕНБУРГНЕФТЬ»

ул. Магистральная, д. 2, г. Бузулук,
Оренбургская обл., 461046

14.11.2018 № 07-10/15814

На №

О направлении уведомления о постановке
на учет

Межрегиональная инспекция Федеральной налоговой службы по крупнейшим налогоплательщикам № 2 в связи с внесением 13.11.2018 в ЕНРИОЛ запись об изменении наименования АО «ОРЕНБУРГНЕФТЬ» ИНН 5612002469 КПП 997250001, направляет Уведомление о постановке на учет в качестве крупнейшего налогоплательщика.

Приложение: на 1 л. в 1 экз.

Государственный советник
Российской Федерации 2 класса

Н.И. Михеева

А.В. Пивусова
(495) 913-08-62

Приложение № 5 к лицензии ОРБ 03183 НЭ

Форма № 9-КНУ

МИНИСТЕРСТВО
ФЕДЕРАЛЬНАЯ НАЛОГОВАЯ СЛУЖБА
МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ ИНСПЕКЦИЯ
ФЕДЕРАЛЬНОЙ НАЛОГОВОЙ СЛУЖБЫ
ПО КРУПНЕЙШИМ НАЛОГОПЛАТЕЛЬЩИКАМ № 2
СВЕДЕНИЯ о постановке на учет в налоговом органе
ЗАМЕСТИТЕЛЯ НАЧАЛЬНИКА ИНСПЕКЦИИ

На №

**УВЕДОМЛЕНИЕ
О ПОСТАНОВКЕ НА УЧЕТ В НАЛОГОВОМ ОРГАНЕ ЮРИДИЧЕСКОГО ЛИЦА В
КАЧЕСТВЕ КРУПНЕЙШЕГО НАЛОГОПЛАТЕЛЬЩИКА**

Межрегиональная инспекция Федеральной налоговой службы по
крупнейшим налогоплательщикам № 2

9	9	7	2
---	---	---	---

код типа налогоплательщика по месту ФНН - Россия в ее код

сообщает, что АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ", ОГРН: 1025601802357

код типа налогоплательщика юридического лица (ОПН)

состоящее на учете по месту своего нахождения
в Межрайонная инспекция Федеральной налоговой службы №3 по
Оренбургской области

5	6	0	3
---	---	---	---

код типа налогоплательщика по месту ФНН - Россия в ее код

инспекция
ИНСПЕКЦИЯ

5	6	1	2	0	0	2	4	6	9
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

 /

5	6	0	3	0	1	0	0	1
---	---	---	---	---	---	---	---	---

поставлено на учет в качестве крупнейшего налогоплательщика

04.04.2018

тип и код инспекции по месту ФНН

с кодом причины постановки на учет (КНП)

9	9	7	2	5	0	0	0	1
---	---	---	---	---	---	---	---	---

Код ОКТМО

5	3	7	1	2	0	0	0
---	---	---	---	---	---	---	---

Заместитель начальника Межрегиональной
инспекции Федеральной налоговой службы
по крупнейшим налогоплательщикам №2



Н. Н. Михеева

СВЕДЕНИЯ ОБ УЧАСТКЕ НЕДР

Расположение участка недр в административно-территориальном отношении:

Район (районы): Переволоцкий и Оренбургский.

Субъект Российской Федерации: Оренбургская область.

Схема расположения участка недр приведена в приложении № 3 к настоящей лицензии.

Особо охраняемые природные территории в пределах участка отсутствуют.

Геологическая характеристика участка недр с указанием наличия месторождений (залежей) полезных ископаемых и запасов (ресурсов) по ним.

Донецко-Сыртовское газонефтяное месторождение открыто в 1974 году, введено промышленную разработку в 1997 году.

В региональном тектоническом плане месторождение расположено в восточной платформенной части Оренбургской области в пределах Восточно-Оренбургского валоподобного поднятия, которое на востоке граничит с Предуральским прогибом, на западе – с Бузулукской впадиной, на юге примыкает к Соль-Илецкому сводовому поднятию.

Промышленная нефтегазоносность установлена в отложениях: филипповского горизонта нижней перми (пласт Р₃), турнейского яруса нижнего карбона (пласты Т₀ и Т₁), франского яруса верхнего девона (пласты Дкт₂ и Дкт₃), живетского яруса (пласт Д₃) и эйфельского яруса (пласты Д_{5-1а}, Д₅₋₁, Д₅₋₂) среднего девона.

В соответствии с Государственным балансом полезных ископаемых по состоянию на 01.01.2015 по объектам учета на участке недр учтены следующие запасы:

Объект учета	Компонент	Ед. изм.	ABC1 геол/ извл.	C2 геол/ извл.
Донецко-Сыртовское месторождение	нефть	тыс. т	27864/12647	8415/3659
	свободный газ	млн. м ³	-	740

Обзор работ, проведенных ранее на участке недр:

№	Гос. рег. номер	Дата гос. рег.	Объект работ	Исполнитель	Сроки работ	Сроки отчета
1	23-03-6/6	№ 9621	Проведение обработки и интерпретации сейсморазведочных материалов МОГТ ЗД на Донецко-Сыртовском месторождении	ООО Парадайм геофизикал Сервис	2003г. - 2004г.	2005г.

Приложение № 6 к лицензии ОРБ 03183 НЭ

2	23-06-19/2	№ 9830	Пересчет запасов нефти и газа и ТЭО КИН Донецко-Сыртовского месторождения Оренбургской области	ООО ТННЦ	2005г. – 2006г.	2008г.
---	------------	--------	--	----------	-----------------	--------

(в соответствии с Государственным реестром работ по геологическому изучению недр, хранящемся в Российском Федеральном геологическом фонде по состоянию на 01.01.2016 г.)

Оперативный подсчет запасов по залежи пласта Дкт₃ франского яруса Сыртовского участка Донецко-Сыртовского месторождения, протокол ГКЗ Роснедр №03-18/306-пр от 23.06.2015г.

Сведения о действующих технических проектах и иной проектной документации по состоянию на 04.04.2016

Этап освоения	Наименование проекта или указание на его отсутствие	Реквизиты документа (протокола, согласования, экспертизы)	Начало работ	Окончание работ
Геологическое изучение (поиски и оценка)	нет	нет	нет	-
Разведка месторождений	нет	нет	нет	нет
Разработка месторождений и иные виды пользования недрами	«Дополнение к технологической схеме разработки Донецко-Сыртовского газонефтяного месторождения Оренбургской области»	Протокол заседания ЦКР Роснедр по УВС № 6158 от 24.12.2014г.	2014	2120

Сведения о добытых полезных ископаемых за период пользования участком недр, по сведениям, отраженным в Государственном балансе запасов по состоянию на 01.01.2015:

Объем накопленной добычи нефти составляет 1727 тыс. т.

Приложение № 7 к лицензии ОРБ 03183 НЭ**ПЕРЕЧИСЛЕНИЕ ПРЕДЫДУЩИХ ПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ УЧАСТКОМ НЕДР**

№ №	Пользователь недр	Серия, номер, вид лицензии на право пользования недрами	Дата предоставления	Основание предоставления	Дата прекращения действия	Основание прекращения
1	ПО «Оренбургнефть»	ОРБ 00168 НЭ	08.06.1993	п.19 «Положение о порядке лицензирования пользования недрами» №3314 от 15.07.1992	11.07.1997	Переоформление
2	ОАО «Оренбургнефть»	ОРБ 00650 НЭ	11.07.1997	Статья 17.1 Закона Российской Федерации «О недрах»	08.04.2016	Переоформление
3	ПАО «Оренбургнефть»	ОРБ 02925 НЭ	08.04.2016	Статья 17.1 Закона Российской Федерации «О недрах»	-	Переоформление

Приложение №8 к лицензии ОРБ 03183 НЭ**КРАТКАЯ СПРАВКА О ПОЛЬЗОВАТЕЛЕ НЕДР**

Полное наименование юридического лица	Акционерное общество «Оренбургнефть»
Сокращенное наименование юридического лица	АО «Оренбургнефть»
Адрес местонахождения	461040, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Магистральная, д. 2
ОГРН	1025601802357
ИНН	5612002469
КПП	560301001
Телефон	8 (35342) 7-36-70, 8 (35342) 7-70-80
Электронный адрес (e-mail)	orenburgneft@rosneft.ru
Представитель, должность	Генеральный директор
Представитель, ФИО	Худяков Денис Леонидович

Приложение К Технические условия №0601/07/1923/21 от 14.10.2021г., выданные ПАО «Ростелеком» Оренбургский филиал



Публичное акционерное общество «Ростелеком»

МАКРОРЕГИОНАЛЬНЫЙ ФИЛИАЛ «ВОЛГА»

ОРЕНБУРГСКИЙ ФИЛИАЛ

ул. Терешковой, 10, Оренбург,
Оренбургская область, Россия, 460000,
Тел.: 8 (3532) 77-34-10, факс: 8 (3532) 72-01-62
e-mail: office_orenburg@volga.rt.ru, web: www.rt.ru

14.10.2021 № 0601/07/1923/21

На № от

Акционерное общество «Оренбургнефть»
Заместителю генерального директора
по перспективному планированию и
развитию производства
А.В. Кудряшову

Технические условия № 21-352

Выданы: АО «Оренбургнефть» на основании запроса № ИСХ-А.В.-09470-21 от 27.09.2021г. на выдачу технических условий на пересечение проектируемого нефтегазосборного трубопровода Ду-219мм, Р до 4Мпа от проектируемой АГЗУ-6 до УПН «Донецко - Сыртовская» по объекту 6035П «Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-6 до УПН Донецко-Сыртовская (2-я нитка)» существующим кабелем связи ПАО «Ростелеком».

Заказчик: АО «Оренбургнефть», Адрес: 461046, Оренбургская обл., г. Бузулук, ул. Магистральная, д.2., Тел/факс: (35342)73670; 73317. Факс +7(35342)73201.

Характер работ по проекту: проектирование по объекту 6035П: «Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-6 до УПН Донецко-Сыртовская (2-я нитка) в Переволоцком районе Оренбургской области, с пересечением кабеля связи в грунте.

Эксплуатирующая кабели связи организация: МРФ «Волга» ПАО «Ростелеком» Оренбургский филиал, СЦ (с. Илек), адрес: п.Переволоцкий, ул. Пролетарская, 76. тел.8(35338) 32-1-90, 21-2-56.

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод пересекает кабель связи:

1. Кабель ВОЛС - «Отвод ВОК от РМ на ВОЛС «Оренбург-Переволоцк»-с.Кариновка», марки ОКБ-0,22-16П 7кН; глубина заложения 1,2 м. (ПК-71+26,6).
2. Остальные кабельные линии связи ПАО «Ростелеком», обозначенные на схеме как не действующие - (ПК41+28,4), (ПК41+29,8), (ПК49+40,5), (ПК-49+41,5), выведены из эксплуатации и списаны, не требуют выполнения тех. условий.

Оренбургский филиал ПАО «Ростелеком» согласовывает проектирование вышеупомянутого объекта при выполнении следующих условий:

1. Проект, рабочие чертежи и схемы согласовать с Оренбургским Филиалом МРФ "Волга" ПАО "Ростелеком" по адресу: г. Оренбург ул. Терешковой 10.

2. На рабочих чертежах место пересечения с кабелем связи ПАО "Ростелеком" сопроводить грифом: "ВНИМАНИЕ! Кабель связи МРФ "Волга" ПАО "Ростелеком. До начала работ вызвать представителя Оренбургского филиала МРФ «Волга» ПАО "Ростелеком" по адресу: п. Переволоцкий ул. Пролетарская 76, тел.8(35338)32-1-90, 21-2-56

3. Все работы, сроки и порядок работ согласовать с представителями СЦ (с. Илек).

4. Не позднее, чем за три дня вызвать представителя ПАО "Ростелеком" по адресу: п. Переволоцкий, ул. Пролетарская 76.тел.8(35338)32-1-90, 21-2-56 для проведения работ по уточнению трассы кабелей КЛС с составлением «Акта уточнения трасс».

5. Проектно-изыскательные работы, связанные с отбором грунта (буровые работы) на указанном участке, производить только в присутствии представителя эксплуатирующего подразделения МРФ «Волга» ПАО «Ростелеком».

6. Способ пересечения кабеля определить проектом с учетом нижеследующих требований:

А. Пересечение открытым способом

В местах пересечения проектируемыми выкидными и нефтегазосборными трубопроводами с кабелем связи ПАО «Ростелеком» предусмотреть защиту кабеля ПАО «Ростелеком» металлическим швеллером, с образованием футляра (нижний швеллер 100 мм, верхний 140 мм) и полиэтиленовой трубкой диаметром не менее 40 мм длиной на 1 м длиннее швеллера с каждой стороны. Концы защитного кожуха (футляра) должны выходить за края котлована не менее чем на 2 метра с обеих сторон. При глубине траншеи 2,5 м и более футляр дополнительно укрепить подпорой из металлической трубы диаметром не менее 50 мм. Уложить существующий кабель в проектируемый футляр, обеспечив тем самым целостность кабельной линии связи. Проектируемый трубопровод должен прокладываться ниже кабеля ПАО «Ростелеком». Расстояние в просвете между проектируемым трубопроводом и существующим кабелем связи должно быть не менее 0,5 м. Пересечение производить под прямым углом.

Б. Пересечение методом ГНБ

Пересечение КЛС проектируемым трубопроводом выполнить под углом, близким к 90° (но не менее 60°) в гильзе.

В местах пересечений методом горизонтально - направленного бурения (ГНБ) расстояние от кабеля связи до скважины перехода должно быть не менее 2 м по вертикали. Места рабочих котлованов определить проектом, но не ближе 5 м от кабелей связи.

7. Место пересечения с кабелем связи на местности обозначить типовыми указательными знаками, в соответствии с Правилами строительства.

8. Все земляные работы в охранной зоне кабелей связи ПАО «Ростелеком» (по 2м в обе стороны от оси кабеля) производить ручным способом, без применения землеройных и ударных механизмов в присутствии представителя ПАО «Ростелеком».

9. Предварительное шурфование кабеля связи ПАО «Ростелеком» выполнить силами заказчика (подрядчика) в присутствии представителя ПАО «Ростелеком» обязательно.

10. При пересечении кабеля открытым методом, откопку его производить только при наличии на месте работ защитного футляра (швеллеров и трубки).

11. В ходе проведения работ не складировать грунт, строительные материалы, не устраивать стоянки автотранспорта, тракторов и механизмов в пределах охранной зоны кабеля связи ПАО «Ростелеком». При необходимости организации

проезда тяжелой техники над кабелями связи выполнить защиту кабелей ж/бетонными плитами длиной 6м и шириной 3м. Проезд над кабелями организовать перпендикулярно оси кабеля.

12. Особые условия

- Настоящие технические условия не могут служить основанием для начала производства работ в охранной зоне и вблизи кабелей связи Оренбургского Филиала МРФ "Волга" ПАО "Ростелеком". Заказчик строительства обязан получить письменное согласование на производство земляных работ от представителей Оренбургского Филиала МРФ "Волга" ПАО "Ростелеком".

- При изменении характера и места работ, данные условия являются не действительными.

- при повреждении линий связи связанных с нарушением исполнения данных Технических условий ответственность накладывается на Заказчика технических условий. Заказчик обязан возместить убытки МРФ «Волга» ПАО «Ростелеком» связанные с восстановлением действия линии связи (оплата материалов, транспортные расходы, оплата труда работников).

Технические условия действительны 1 (один) год со дня утверждения.

Заместитель директора филиала-
Технический директор
Оренбургского филиала
ПАО «Ростелеком»

подпись

И.П.Жуков
Ф.И.О.

Технические условия получил представитель _____
наименование организации

Дата _____ должность, фамилия _____
Подпись _____ телефон _____

Приложение Л Технические условия от Филиала ПАО «ФСК ЭС» МЭС Волги №104 от 01.10.2021г.

Утверждаю:
Генеральный директор
Филиала ПАО «ФСК ЭС»
МЭС Волги
А.В. Кольцов
« 07 » 2021

Технические условия № 104

Основание: письмо от 27.09.2021 № ИСХ-А.В.-09468-21

Заявитель: АО «Оренбургнефть».

Почтовый адрес заявителя: ул. Магистральная, д 2, г. Бузулук, 461046

Филиал ПАО «ФСК ЭС» - МЭС Волги: Оренбургское ПМЭС

на пересечение проектируемого нефтесборного трубопровода ДУ 219мм, Р до 4Мпа от проектируемой АГЗУ-6, (Проект 1945П) до УПН «Донецко-Сыртовская» по объекту 6035П: «Нефтесборный трубопровод от АГЗУ-6 до УПН Донецко-Сыртовская (2-я нитка)» с ВЛ 220 кВ Газовая – Сорочинская в пролетах опор №№619-620.

1. Проект выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ (7-е издание), Санитарно-эпидемиологическими правилами и нормативами (СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03), Постановление Правительства РФ от 24.02.2009 № 160 «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон», Санитарными нормами и правилами, Нормами технологического проектирования ВЛ электропередачи напряжением 35-750 кВ и другими действующими нормами.

2. Угол пересечения проектируемого магистрального трубопровода с существующей ВЛ 220 кВ Газовая – Сорочинская должен быть не менее 60 °.

3. При пересечении, сближении или параллельном следовании расстояние по горизонтали от заземлителей, подземных частей и оттяжек опор ВЛ 220 кВ до магистрального трубопровода должно быть не менее 25м (ПУЭ п.2.5.288, табл.2.5.40).

4. При этом следует предусматривать защиту фундаментов опор ВЛ от возможного их подмыва при повреждении указанных трубопроводов, а также защиту, предотвращающую вынос опасных потенциалов на металлические трубопроводы (ПУЭ п. 2.5.288).

5. Расстояние от проводов ВЛ 220 кВ до поверхности земли в месте пересечения, после выполнения работ, выбрать в соответствии с п.2.5.212, по ВЛ 220 кВ не менее 8 метров (ПУЭ 7-е издание).

6. Проект в части пересечения и параллельного следования проектируемого трубопровода с действующей ВЛ 220 кВ Газовая – Сорочинская должен включать:

- ситуационный план с указанием наименования линии, нумерации опор, ограничивающих пролёт ВЛ 220 кВ, длины пролёта, расстояния от места пересечения до опоры ВЛ, до заземлителя (если таковой имеется);
- продольный профиль, с указанием вертикального габарита в месте пересечения с трубопроводом;
- раздел «Проект организации работ в охранной зоне ВЛ 220 кВ» с учётом требований НТД и «Правил установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон».

7. Вновь сооружаемый нефтесборный трубопровод в месте пересечения с ВЛ 220 кВ должен выдерживать без повреждений проезд по трассе ВЛ автотракторной техники весом до 30 тонн для выполнения технического обслуживания и ремонтов ВЛ 220 кВ.

8. При пересечении трубопровода с ВЛ 220 кВ установить опознавательные знаки с указанием местоположения, глубины заложения трубопровода, охранной зоны и телефона эксплуатирующей организации.

9. Заказчику проектируемого трубопровода (эксплуатирующей организации) необходимо заключить с Оренбургским ПМЭС соглашение «О совместных действиях при эксплуатации, а также при ликвидации возможных аварий в месте пересечения водовода с ВЛ 220 кВ, (РД 34.20.504-94, п. 2.1.19).

10. Производство работ в охранной зоне ВЛ 220 кВ Газовая – Сорочинская производить согласно проекта производства работ (ППР), согласованного с Оренбургским ПМЭС. ППР должен соответствовать требованиям Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом от 15.12.2020 № 903н и в присутствии допускающего (наблюдающего) от Оренбургского ПМЭС. При необходимости выполнения работ с отключением ВЛ 220 кВ, предусмотреть минимальное время отключения, график работ согласовать с МЭС Волги.

11. Проект, в части пересечения с ВЛ 220 кВ Газовая – Сорочинская и организации работ в охранной зоне ВЛ с приложением «соглашения» по п.9, должен быть согласован с Оренбургским ПМЭС. Предусмотреть затраты на осуществление технического надзора и выполнение организационно-технических мероприятий в охранной зоне ВЛ (на подготовку рабочих мест, допуск строительно-монтажных организаций в охранную зону ВЛ 220 кВ, надзор за производством работ).

12. При проектировании учесть, что в настоящее время идет реконструкция ВЛ 220 кВ Газовая – Сорочинская по проектной документации, прошедшей Государственную экспертизу. Реконструкция подразумевает замену существующих железобетонных опор на опоры ЛЭП с подземными и выносными частями со смещением по трассе ВЛ.

13. Проектную, рабочую документацию, проект производства работ и соглашение направлять на согласование в Оренбургское ПМЭС по адресу: г. Оренбург, проезд Автоматики, 15 тел:8(3532)34-33-77, E-mail: opmes@fsk-ees.ru.

14. Подрядные организации обязаны, не позднее чем за 15 суток до начала выполнения работ по прокладке нефтесборного трубопровода в охранной зоне ВЛ 220 кВ Газовая – Сорочинская согласовать с Оренбургским ПМЭС условия и порядок проведения этих работ, обеспечивающие сохранность электрических сетей, и принять соответствующие меры (Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон).

15. Срок действия технических условий - два года, с даты подписания. При отсутствии проекта на пересечение проектируемого нефтесборного трубопровода ДУ 219мм, Р до 4Мпа от проектируемой АГЗУ-6, (Проект 1945П) до УПН «Донецко-Сыртовская» по объекту 6035П: «Нефтесборный трубопровод от АГЗУ-6 до УПН Донецко-Сыртовская (2-я нитка)» с ВЛ 220 кВ Газовая – Сорочинская в пролетах опор №№ 619-620 в течение указанного срока действия, технические условия аннулируются, и заявитель обязан получить новые технические условия.

16. В случае необходимости отступления от требований технических условий, необходимо направить официальное обращение о внесении изменений в технические условия или о выдаче новых технических условий.

17. В случае потребности в осуществлении переустройства объекта, находящегося на праве собственности ПАО «ФСК ЕЭС», Вам необходимо обратиться с предложением о заключении соответствующего соглашения о компенсации затрат на переустройство объекта.

И.о. первого заместителя
Генерального директора -
главного инженера

Н.А. Латышев

Начальник ОЭЛЭП

С.В. Майоров

Приложение М Технические условия на пересечение от Филиала ПАО «МРСК Волги» - «Оренбургэнерго» №ТУ-52 от 22.12.2021г.



Филиал публичного акционерного общества
«Россети Волга» - «Оренбургэнерго»
Центральное производственное отделение

460009, г. Оренбург, ул. Маневная, 9
Тел.: (3532) 77-33-00. Факс: (3532) 72-65-84
E-mail: postmast@ces.orene.ru

22.12.2021 № ТУ-52
на ИСХ-А.В.-09469-21 от 27.09.2021 г.

АО «Оренбургнефть»
461046, г. Бузулук, ул. Магистральная, д 2,
Тел/факс: (35342) 73-670 / 73-317

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Наименование объекта: Пересечение проектируемого нефтегазосборного трубопровода Ду 219мм, Р до 4МПа от проектируемой АГЗУ-6 (Проект 1945П) до УПН «Донецко-Сыртовская» по объекту 6035П: «Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-6 до УПН Донецко-Сыртовская (2-я нитка)» с существующей ВЛ 110 кВ Каргалинская - Переволоцкая, в пролёте опор № 226-227.

Адрес объекта: Оренбургская область, Переволоцкий район.

Пересечение проектируемого нефтегазосборного трубопровода с существующей ВЛ 110 кВ возможно при выполнении следующих технических условий:

1. При проектировании пересечения трубопровода с существующей ВЛ руководствоваться требованиями ПУЭ (издание седьмое п. 2.5.278. – 2.5.290).

2. Угол пересечения ВЛ 110 кВ и выше с вновь сооружаемыми подземными магистральными трубопроводами для транспорта горючих жидкостей и газов, а также с действующими техническими коридорами этих трубопроводов должен быть не менее 60°.

Угол пересечения ВЛ с подземными газопроводами с избыточным давлением газа 1,2 МПа и менее, немагистральными нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, трубопроводами сжиженных углеводородных газов и аммиакопроводами, а также с подземными трубопроводами для транспорта негорючих жидкостей и газов не нормируется (ПУЭ-7 издание, п.2.5.287).

3. Наименьшее расстояние от ВЛ до подземных сетей при сближении и параллельном следовании в стеснённых условиях и при пересечении от заземлителя или подземной части (фундаментов) опоры до любой части трубопровода – 10 м (ПУЭ-7 издание, п.2.5.288, таблица 2.5.40).

4. При проектировании предусмотреть в месте пересечения трубопровода с ВЛ возможность переездов через трубопровод тяжелой автотракторной техники до 25 тонн.

5. В проекте:

- выполнить расчет пересечений;
- учесть затраты на осуществление технического надзора и проведение организационно – технических мероприятий в охранных зонах ВЛ (на подготовку рабочих мест, допуск строительно – монтажных организаций и надзор за ними при проведении строительно – монтажных работ);
- указать диспетчерские наименования ВЛ и № опор в местах пересечения проектируемого нефтегазосборного трубопровода с ВЛ Центрального ПО;
- указать расстояния от существующей ВЛ (опор) до проектируемого трубопровода.

6. При пересечении проектируемого нефтегазосборного трубопровода с ВЛ по краям охранной зоны ВЛ установить информационные знаки о прохождении сетей и номера телефона владельца.

7. Вновь сооружаемый нефтегазосборный трубопровод при пересечении с ВЛ в пределах охранной зоны ВЛ должен соответствовать строительным нормам и правилам.

8. Предусмотреть защиту металлических конструкций нефтегазосборного трубопровода от вредного влияния электрических потенциалов ВЛ.

9. Проектную документацию согласовать с Центральным ПО филиала ПАО «Россети Волга» - «Оренбургэнерго».

10. Предусмотреть по 1 экз. проекта (в части пересечений с ВЛ ПАО «Россети Волга») на бумажном носителе и в электронном виде для передачи в Центральное ПО филиала ПАО «Россети Волга» - «Оренбургэнерго».

11. Выполнить проект производства работ (ППР), в котором должны быть разработаны мероприятия по обеспечению техники безопасности. ППР должен быть согласован в установленном порядке.

12. Работы в охранных зонах ВЛ с использованием подъемных машин и механизмов с выдвигной частью допускаются при условии, что расстояние по воздуху от машины (механизма) или ее выдвигной или подвижной части, от ее рабочего органа или поднимаемого груза в любом положении до ближайшего провода, находящегося под напряжением, будет не менее расстояния, указанного в табл. 8 (п. 47.15 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013г. №328н), производить по наряду-допуску в присутствии представителей Центрального ПО филиала ПАО «Россети Волга» - «Оренбургэнерго», вызов которых осуществляется заблаговременно и после оформления необходимых допусков и разрешений, по разработанному и согласованному с Центральным ПО филиала ПАО «Россети Волга» - «Оренбургэнерго» Проекту производства работ (ППР).

13. Без письменного согласия и согласования ППР все работы в охранной зоне ВЛ запрещаются.

14. Заявки на отключение ВЛ подаются в Центральное ПО филиала ПАО «Россети Волга» - «Оренбургэнерго» в регламентируемые сроки с приложением комплекта документов (технических условий, согласованного проекта на участок пересечения, согласованного проекта проведения работ).

15. Собственник объектов электроэнергетики имеет право на осуществление технического надзора за производством работ на объектах электроэнергетики в части обеспечения безопасности объектов электроэнергетики.

Срок действия технических условий составляет 2 (два) года.

В случае необходимости, переустройство электросетевых объектов (КЛ, ВЛ, ТП и т. д.), принадлежащих ПАО «Россети Волга», указанных в технических условиях, должно быть выполнено на основании заключенного между ПАО «Россети Волга» и балансодержателем пересекающего объекта Соглашения о компенсации затрат.

И.о. главного инженера,
заместитель главного инженера по ЭиР



А.П. Колесников

Испл.: А.Ю. Евдокимов
Тел.: 78-87-16

Приложение Н Технические условия от ГУДХОО №14/05-127 от 16.12.2021г.

Приложение № к договору № 14/05-127 от «16» 12. 2021 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ И УСЛОВИЯ

на пересечение нефтегазосборным трубопроводом Ду219 мм Ру до 4МПа по объекту 6035П «Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-6 до УПН Донецко-Сыртовская (2-я нитка)» автомобильной дороги общего пользования IV технической категории Сырт-Кариновка на км 1+967 м, в Переволоцком районе Оренбургской области, являющиеся неотъемлемой частью договора

№ 14/05-127 от 16.12.2021г.

Государственное учреждение «Главное управление дорожного хозяйства Оренбургской области» представляет Вам следующие технические требования и условия по автодороге Сырт-Кариновка с интенсивностью движения 300 авт/сут:

1. Пересечение произвести методом прокола или горизонтально – направленного бурения под прямым углом, без нарушения земляного полотна автодороги.
2. Земляные работы по устройству котлованов для прохождения под автодорогой вести не ближе 3 метров от подошвы насыпи дороги, вне границы полосы отвода. Предусмотреть устройство защитного кожуха нефтегазосборного трубопровода выходящего за пределы полосы отвода автодороги.
3. Прохождение полосы отвода автомобильной дороги оформить публичным сервитутом в соответствии с действующим законодательством. Представить в ГУ «ГУДХОО» расчеты на используемую площадь земельного участка полосы отвода автодороги для оформления публичного сервитута.
4. Представить на согласование в Учреждение графическое описание местоположения границ публичного сервитута, (в формате XML на электронном носителе), подготовленное в соответствии с Приказом Минэкономразвития России от 10.10.2018 г. № 541.
5. Оформить в Министерстве природных ресурсов, экологии и имущественных отношений установление публичного сервитута.
6. Внести сведения об установлении публичного сервитута в единый государственный реестр недвижимости.
7. Заключить с учреждением соглашение, предусматривающее размер платы за установление публичного сервитута.
8. Предусмотреть меры по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха и почв, сохранению природного ландшафта.
9. Произвести техническую рекультивацию земельных участков, нарушенных при производстве работ.
10. Пересечение нефтегазосборным трубопроводом автомобильной дороги предусмотреть согласно п. 6.71 Свода правил СП 34.13330.2021, СНиП 2.05.02-85 «Автомобильные дороги» с соблюдением требований нормативных документов на данную коммуникацию.
11. Схему установки дорожных знаков согласовать с ГУ «ГУДХОО».
12. Обеспечить передачу установленных знаков для дальнейшего содержания эксплуатирующей организации.
13. Владелец объекта должен согласовать с ГУ «Главное управление дорожного хозяйства Оренбургской области» проектную документацию на размещение объекта. В случае нарушения данного условия размещения объекта подлежит пересогласованию с разработкой и выдачей новых технических условий.
14. Уведомить Учреждение о сроках начала и окончания работ по объекту, получить разрешение – согласие на производство работ. На период производства работ ответственность за безопасность и непрерывность проезда на участке пересечения возлагается на исполнителя работ. Обустройство пересечения произвести в соответствии с действующими нормами и правилами. При производстве работ вызвать представителя Переволоцкого ДУ ГУП «Оренбургремдорстрой» (тел. 8(35338) 2-13-03).

03.12.2021

15. В случае, если объект эксплуатируется с нарушениями настоящих технических требований и условий, Владелец коммуникации обязан устранить своими силами и за свой счет любые повреждения автомобильной дороги, возникшие при эксплуатации инженерных коммуникаций.

16. В случае реконструкции или капитального ремонта автомобильной дороги вынос нефтегазосборного трубопровода из зоны производства работ будет осуществляться за счет его балансодержателя.

17. В случае, если объект эксплуатируется с нарушениями настоящих технических условий, ГУ «Главное управление дорожного хозяйства Оренбургской области» имеет право отозвать ранее выданное согласование на размещение объектов до устранения заявителем выявленных нарушений.

18. Срок действия технических условий – 3 года.

19. При намечаемой смене владельца объекта, предыдущий владелец должен в срок не менее чем за месяц, поставить об этом в известность ГУ «Главное управление дорожного хозяйства Оренбургской области».

20. Государственное учреждение «Главное управление дорожного хозяйства Оренбургской области» в соответствии с Федеральным законом от 08 ноября 2007 г. № 257-ФЗ «Об автомобильных дорогах и о дорожной деятельности в Российской Федерации» осуществляет обязательное техническое сопровождение за ходом строительства объекта.

21. В случае отказа Владельца коммуникации от исполнения требований Владельца дорог устранить нарушения Технических требований и условий, государственное учреждение «Главное управление дорожного хозяйства Оренбургской области» вправе потребовать приведения дороги в первоначальное состояние и в одностороннем порядке расторгнуть договор.

Заместитель директора



А.О. Качан

Приложение П Постановление об утверждении ППТиПМТ №1022-п от 14.12.2021г.



АДМИНИСТРАЦИЯ ПЕРЕВОЛОЦКОГО РАЙОНА ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

14.12.2021 № 1022-п

Об утверждении документации по планировке территории (проект планировки территории и проект межевания территории) для строительства объекта АО «Оренбургнефть» 6035П «Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-6 до УПН Донецко-Сыртовская (2-я нитка)»

В соответствии со статьей 46 Градостроительного кодекса Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ; ст. 28 Федерального закона от 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», на основании заявления АО «Оренбургнефть», заключения о результатах публичных слушаний от 23.11.2021:

1. Утвердить документацию по планировке территории (проект планировки территории и проект межевания территории) для строительства объекта АО «Оренбургнефть» 6035П «Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-6 до УПН Донецко-Сыртовская (2-я нитка)».

2. Отделу по архитектуре, капитальному строительству и инвестициям обеспечить публикацию настоящего постановления в газете «Светлый путь» и размещение проекта планировки территории (проект планировки территории и проект межевания территории) для строительства объекта АО «Оренбургнефть» на сайтах муниципальных образований Переволоцкий район, Южноуральский сельсовет в сети Интернет.

3. Контроль за исполнением данного постановления возложить на заместителя главы администрации района по оперативному управлению и экономическим вопросам Ермоша А.В.

4. Постановление вступает в силу со дня его подписания.

Глава района



Н.И. Сорокин

Разослано: Ермошу А.В, отделу по архитектуре, капитальному строительству и инвестициям, МО Южноуральский сельсовет, редакции газеты «Светлый путь», АО «Оренбургнефть», ООО «СамараНИПИнефть», главному специалисту по информационной безопасности, информатизации и связи администрации района, прокурору.