

УТВЕРЖДАЮ:

Исполнительный директор –  
руководитель проектного офиса  
ООО «Меретояханефтегаз» -  
Управляющая организация  
АО «Евротэк-Югра»

  
\_\_\_\_\_ Карамян С.Ю.

**Изменение №2 к заданию на проектирование**  
**По объекту: «Освоение лицензионных участков Карабашского кластера.**  
**Кустовая площадка № 4».**

Пункт №11,15, 17, 45 задания читать в редакции:

Наименование основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
11. Техничко-экономические характеристики и показатели объектов проектирования	<p>11.1 Объекты добычи нефти и газа Фонд скважин кустовой площадки № 4 в составе:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• 14 добывающих скважин;</li></ul> <p><b>11.1 Автодорога межплощадочная (некапитальные сооружения):</b></p> <p>11.1.1 Участок подъездной дороги к кустовой площадке № 4. Начало трассы соответствует отмыканию от проектируемой дороги на УПН шифр ККФ0-ЛУ2.УПН, ориентировочной протяженностью 1,8 км:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• техническая категория, количество полос движения – определить согласно СП 37.13330 «Промышленный транспорт» с учетом расчетной интенсивности движения, согласовать с Заказчиком;</li><li>• тип дорожной одежды и вид покрытия – переходный.</li></ul> <p>11.2 Трубопровод нефтегазосборный (объекты капитального строительства):</p> <p>11.2.1 Трубопровод нефтегазосборный Куст 4 – УЗА-008 – 0,2 км. Протяженность и наименование уточнить в процессе проектирования.</p> <p>11.2.2 Трубопровод нефтегазосборный УЗА-008 – УДР – 2,4 км. Протяженность и наименование уточнить в процессе проектирования.</p> <p>11.2.3 Исполнение трубопровода:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– с наружным защитным покрытием;</li><li>– с камерами пуска-приёма СОД в соответствии с ТТР-01.02.04-13: на трубопроводах диаметром более DN300 – стационарного исполнения, для коллекторов и трубопроводов диаметром DN300 и менее – мобильного исполнения. Размещение и исполнение камер СОД согласовать с Заказчиком.</li></ul> <p>11.2.4 Параметры трубопровода:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– протяжённость – уточнить при проектировании;</li><li>– условный диаметр – принять по результатам гидравлического расчета ветки/сети. Согласовать с Заказчиком;</li><li>– рабочее давление – 4,0 МПа;</li></ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- тип прокладки – подземный;</li> <li>- перекачиваемая среда – сырая нефть, газ, вода, механические примеси.</li> <li>- температура жидкости на устье скважин – + 31 град;</li> <li>- выбор материала и толщину стенки трубопроводов принять в соответствии с прочностным расчетом и требованиями ТТР-01.02.04-13 Типовые технические решения при проектировании и строительстве линейной части трубопроводов при обустройстве месторождений нефти и газа (версия 1.0) и ТТТ-01.02.04-01.</li> </ul> <p>11.2.5 Проектирование нефтегазосборных трубопроводов выполнить в соответствии с ГОСТ Р 55990.</p> <p>11.3 Линии электропередач (<u>некапитальные сооружения</u>):</p> <p>11.3.1 ВЛ 10кВ от ПС 110/10 кВ до КТПН Куст №4 протяженностью 1,2 км. Протяженность уточнить в процессе проектирования. КТПН 10/0,4кВ.</p> <p>11.4 Дальность транспортировки грунта и прочих привозных дорожно-строительных материалов, а также источники их получения определить в разделе ПОС.</p> <p>11.5 Карьер песка определить исходя из потребности грунта, минимальной дальности транспортировки. Решение согласовать с Заказчиком. Схема расположения карьеров песка №2, №6 представлена на ситуационном плане.</p> <p>11.6 Физико-химические свойства газа, нефти и воды пластов ВК1 и А1 принять в соответствии с отчетом «Проект пробной эксплуатации газонефтяного месторождения имени Эрвье (Оурьинского) ХМАО – Югры Тюменской области», выполненному в 2022 году ООО «ТИНГ».</p> <p>11.7 Стоимость запроектированных объектов по сводно-сметному расчету не должна превышать стоимости, предусмотренной в плане капитальных вложений Заказчика.</p> <p>11.8 При превышении проектной стоимости от стоимости, согласно интегрированного концептуального проекта на 15% и более выполнить обоснование превышения стоимости по объектам и статьям затрат.</p>
<p>15. Выделение этапов, очередей</p>	<p>15.1 В проектной документации предусмотреть выделение этапов строительства в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 87 от 16.02.2008 г.</p> <p>15.2 Состав этапов и перечень объектов, входящих в этапы строительства согласовать с Заказчиком (Техническим заказчиком) до начала разработки ПСД.</p> <p>15.3 Выделить этапы строительства при разработке ПСД (уточнить при проектировании и согласовать с Заказчиком):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• инженерная подготовка кустовой площадки № 4;</li> <li>• обустройство куста скважин № 4;</li> <li>• трубопровод нефтегазосборный Куст 4 – УЗА-008.</li> <li>• трубопровод нефтегазосборный УЗА-008 – УДР.</li> <li>• ВЛ 10кВ от ПС 110/10 кВ до КТПН Куст №4;</li> <li>• участок подъездной дороги к кустовой площадке № 4;</li> </ul> <p>Не ограничиваться перечисленными этапами. Разработать этапность строительства и ввода, согласовать с Заказчиком.</p> <p>15.6 Проектную документацию выполнить одним комплектом для всех этапов строительства.</p>

	<p>15.7 Рабочую документацию разработать отдельными комплектами для каждого этапа строительства, в том числе сметы, спецификации, ведомости объемов работ, материалы и т.д.</p>
<p>17. Требования к технологическим решениям</p>	<p>17.1. Принятые технологии, оборудование должны соответствовать законодательным и нормативно-правовым актам, действующим на территории Российской Федерации.</p> <p>17.2. Окраску блок-боксов оборудования, трубопроводов, включая наружную применить согласно брендбуку (запросить у Заказчика)</p> <p>17.3. При проектировании учесть возможность использования наилучших доступных технологий в соответствии с информационно-техническими справочниками по наилучшим доступным технологиям согласно постановлению Правительства РФ от 23.12.2014 г. № 1458.</p> <p>17.4. При выборе оборудования и технологий учесть требования лучших практик и нормативно-технической документации Российской Федерации, а также рекомендации Атласа эффективных технологий капитального строительства.</p> <p>17.5. Предусмотреть использование малолюдных, энергоэффективных, энергосберегающих, экологически чистых технологий, оборудования и материалов.</p> <p>17.6. В разрабатываемой документации необходимо предусмотреть требования для возможности монтажа (компоновки) оборудования, обеспечивающего свободный доступ (в т.ч. свободный подъезд спец. техники) к действующему оборудованию и механизмам для проведения ремонта и замены.</p> <p>17.7. Разработать технологические и технические решения, ведущие к снижению капиталовложений и эксплуатационных затрат.</p> <p>17.8. Применяемое оборудование, материалы, запорно-регулирующая арматура, изоляционные покрытия и соединительные детали трубопроводов должны быть сертифицированы в установленном порядке, разрешенные к применению в РФ. В случае применения импортного оборудования, подготовить соответствующее обоснование, подтверждающие отсутствие альтернативных решений.</p> <p>17.9. Все решения должны быть экономически и технически обоснованными. Представленные решения согласовать с Техническим Заказчиком.</p> <p>17.10. Применить материалы и технологии, обеспечивающие надежную эксплуатацию объекта.</p> <p>17.11. Кустовая площадка:</p> <p>17.11.1. Проектирование кустовых площадок выполнить в соответствии с СП 231.1311500.2015 и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».</p> <p>17.11.2. Схему расположения добывающих скважин на кустовой площадке принять в соответствии с СП 231.1311500.2015: расстояние между скважинами в группе - 5 м, расстояние между группами скважин - 15 м.</p>

17.11.3. Бурение с применением гидроизолированной временной площадки для накопления отходов бурения. Расположение добывающих скважин по одной оси НДС. В целях обеспечения срока накопления и утилизации отходов бурения предусмотреть строительство площадок накопления с разделением на секции для возможности своевременной утилизации буровых отходов. Площадка размещения административно-бытовых вагонов подрядной буровой организации должна стоять с наветренной стороны учитывая раскустовку скважин и карту местности, то есть при получении выброса на скважине газонефтяная смесь должна уйти в сторону от городка.

17.11.4. Для гидроизоляции площадок накопления буровых отходов применить гидроизоляционный материал, позволяющий обеспечить качественное накопление и хранение отходов бурения с учетом агрессивности среды отходов и климатических условий расположения объектов проектирования.

17.11.5. Размеры площадок предусмотреть исходя из: строительства всех скважин из проекта на разработку м/р (основное бурение, резервные скважины); объемов образования бурового шлама, отработанного бурового раствора и буровых сточных вод в соответствии с групповыми рабочими проектами на строительство скважин; заполняемости площадки накопления отходов бурения на 90%, при этом 10% должны быть заложены на атмосферные осадки; необходимости поэтапной утилизации отходов в течение 11 месяцев с момента образования.

17.11.6. Предусмотреть возможность круглогодичного подъезда к площадкам для накопления отходов бурения. Накопление отходов бурения предусматривается во временных местах (площадки для накопления отходов бурения) с возможностью последующей поэтапной утилизацией по технологии, имеющей положительное заключение государственной экологической экспертизы и сертификат соответствия на продукт переработки.

17.11.7. Предусмотреть возможность ведения работ по утилизации отходов бурения на кустовой площадке (на разных позициях скважин и секциях накопителя отходов) совместно с ведением работ по бурению скважин, освоению скважин и накоплению отходов бурения с отсечением участка работы в накопителе грунтовой перемычкой. Срок накопления буровых отходов в местах временного накопления не должен превышать срок, установленный законодательством РФ в области охраны окружающей среды - не более 11 месяцев.

17.11.8. Технологический процесс утилизации отходов бурения прописать в соответствии с технической документацией используемой либо аналогичной технологией, имеющей положительное заключение государственной экологической экспертизы.

17.11.9. По окончании бурения скважин предусмотреть ликвидацию мест (площадок) временного накопления буровых отходов и рекультивацию нарушенных земель.

17.11.10. В связи с отсутствием мест утилизации жидкой фазы отходов бурения предусмотреть утилизацию отходов бурения совместно с жидкой фазой.

17.11.11. В соответствии с принятой технологией утилизации буровых отходов допускается осуществление вывоза отходов бурения из мест временного накопления для последующей утилизации, использования.

17.11.12. Тип буровой установки представляется Заказчиком (БУ не менее 225 тон.).

- 17.11.13. Предусмотреть на период бурения площадки для размещения:
- технологического кармана для котельной, нефтяной и водяной емкостей, водяной скважины для технических нужд;
  - площадку размещения административно-бытовых вагонов буровой бригады, бригады освоения и сервисных служб на каждой буровой установке;
  - предусмотреть емкость для сброса конденсата от котельной.
  - предусмотреть площадки под ГСМ, комплектация в двух вариантах в автономной и в неавтономной (расходный склад в техкармане), на данных площадках предусмотреть гидроизоляцию и обвалование.
- 17.11.14. Предусмотреть площадку для стоянки пожарной техники.
- 17.11.15. Предусмотреть два въезда на кустовую площадку.
- 17.11.16. Аншлаги на въезде выезде с кустовой площадки.
- 17.11.17. Предусмотреть прожекторные мачты.
- 17.11.18. Предусмотреть молниеотвод.
- 17.11.19. Предусмотреть флюгер для определения направления ветра.
- 17.11.20. Компонировочные решения по размещению и строительству технологических сооружений на кустовых площадках скважин предусмотреть с учетом обеспечения надежности и безопасной работы технологического оборудования и проведения ремонтных работ, и соблюдения нормативных расстояний.
- 17.11.21. Все проектные решения, должны быть выполнены с соблюдением всех требований и законов Российской Федерации в плане безопасности технологического процесса и окружающей среды и исходить из принципа минимальной достаточности.
- 17.11.22. Способ добычи продукции – механизированный.
- 17.11.23. Предусмотреть обвязку фонтанной арматуры (далее – ФА) скважин выкидными трубопроводами. Обвязку устья скважин принять в соответствии с типовой обвязкой, доведенной Заказчиком. На устьевую арматуру разработать опросные листы и согласовать с Заказчиком. Обвязка ФА скважин трубопроводами должна обеспечивать свободное размещение подъемного агрегата УПА 60/80 при выполнении работ КРС/ПРС.
- 17.11.24. На кустовой площадке предусмотреть монтаж переходных площадок (мостики), при необходимости, а также установку площадок обслуживания, имеющих точки крепления страховочных систем, фонтанной арматуры и запорно-регулирующей арматуры, для свободного доступа к техническим устройствам находящимся на высоте. Конструкции маршевых лестниц и ступеней предусмотреть согласно Федеральных норм и правил «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» приказ от 15.12.2020 N 534 с учетом внесения изменений на основании приказа Ростехнадзора от 31 января 2023г. №24
- 17.11.25. Предусмотреть места установки скважинных установок дозирования реагентов и узлы ввода реагента к скважинам.
- 17.11.26. Расчетное давление в нефтегазосборных сетях – 4,0 МПа, рабочее давление – определить гидравлическим расчётом нефтегазосборной сети.
- 17.11.27. Оборудование и трубопроводы должны обеспечивать работу объекта с учетом максимальных показателей дебита скважины (Приложение 5) и дебита кустовой площадки.

- 17.11.28. Предусмотреть установку стационарной измерительной установки (ИУ), с обвязкой к ней нефтегазосборных трубопроводов от скважин, и блока местной автоматики (БМА). Обеспечить измерение дебита жидкости, газа, обводненности продукции скважин в ИУ.
- 17.11.29. Предусмотреть проектирование выкидных трубопроводов от скважин до ИУ по лучевой схеме, подземно, в соответствии с ФНП в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (Приказ Ростехнадзора от 21.12.2021 N 444). Способ прокладки остальных трубопроводов: предусмотреть согласно действующим нормативным документам РФ, согласовать с Заказчиком.
- 17.11.30. Трубопроводы сбора добываемой продукции запроектировать с учетом состава продукции, расхода и свойств. Диаметр выкидных линий на проектируемой кустовой площадке определить расчетом.
- 17.11.31. Материал технологических трубопроводов определить проектом в соответствии с действующими нормами, требованиями ТТТ-01.02.04-01, ТТТ-01.02.04-02, в зависимости от коррозионной активности транспортируемой среды.
- 17.11.32. Предусмотреть фланцевые соединения в местах подключения выкидных трубопроводов к ИУ и нефтегазосборного трубопровода на выходе ИУ.
- 17.11.33. Предусмотреть теплоизоляцию с электрообогревом для надземных участков выкидного трубопровода. Для остальных трубопроводов при необходимости предусмотреть тепловую изоляцию или электрообогрев с тепловой изоляцией, обосновать принятое проектное решение и согласовать с Заказчиком.
- 17.11.34. Предусмотреть электрообогрев термочехлами электроприводов запорной арматуры.
- 17.11.35. Для трубопроводов, прокладываемых подземно, для защиты от наружной коррозии применять трубы и соединительные детали с наружным трехслойным заводским покрытием на основе экструдированного полиэтилена.
- 17.11.36. Проектом предусмотреть площадку для размещения установки дозирования химреагента (шкафного типа) и клеммную коробку для обеспечения электроснабжения для закачки ингибиторов коррозии с целью защиты нефтегазосборных трубопроводов. Точку ввода ингибитора максимально приблизить к ИУ. Разработать на установку дозирования химреагента (шкафного типа) опросный лист, производительность дозирующего насоса принять из расчета объема жидкости всей ветки, в которую подключена кустовая площадка №4.
- 17.11.37. Предусмотреть объем дренажной емкости 8 м<sup>3</sup> (при проектировании объем емкости обосновать и уточнить с учетом объема дренируемой жидкости). Откачку из дренажной емкости предусмотреть передвижной техникой.
- 17.11.38. Предусмотреть обвалование емкости подземной. Обеспечить подъезд к емкости подземной. Линию дыхания подземной емкости оснастить огнепреградителем. Производительность огнепреградителя определить проектом.
- 17.11.39. Крепление подземной емкости выполнить на опорах по типу ОСТ к свайному фундаменту. Учесть опоры по типу ОСТ в опросных листах.
- 17.11.40. Высоту установки измерительной установки, БМА относительно отметки земли принять не менее 1 м.
- 17.11.41. Высоту установки площадки станции управления относительно отметки земли принять не менее 2 м.

17.11.42. Предусмотреть площадку (ростверк) с необходимым обустройством под размещения станций управления, трансформаторов под каждую добывающую скважину, контур заземления, БМА.

17.11.43. Предусмотреть при проектировании ростверка для станций управления, технологические отверстия - лючки для прокладки кабелей подключения СУ, трансформаторов и фильтров имеющие съемные заглушки или дверцы. (позволит избежать травмирования работников при замене СУ и частого ремонта по закрытию отверстий от проваливания и спотыкания персонала).

17.11.44. На кустовой площадке предусмотреть место для установки блока обогрева вахтового персонала (БОВ).

17.11.45. Предусмотреть системы энергообеспечения и автоматизации в соответствии с действующими нормативными документами РФ.

17.11.46. При отсутствии установленных требований согласно действующих норм и правил промышленной безопасности или невозможности их соблюдения, указанные требования должны быть определены в обосновании безопасности ОПО, содержащим анализ риска.

17.11.47. Принятые технологии, оборудование должны соответствовать законодательным и нормативно-правовым актам, действующим на территории Российской Федерации и должны обеспечивать технологические показатели воздействия на окружающую среду, соответствующие технологическим показателям наилучшим доступным технологиям (далее – НДТ), согласно утверждённым справочникам ИТС.

17.11.48. Предусмотреть стенд «Кустовая площадка № 4» (схемы оповещения, схемы эвакуации, схемы сбора персонала, схемы расположения, технологические схемы - на оборудование и трубопроводы кустовой площадки с обозначением зав.№ оборудования, информации об основных опасностях).

17.11.49. В составе рабочей документации предусмотреть разработку ведомости трубопроводов согласно ГОСТ 21.401.

#### 17.12. Нефтегазосборный трубопровод (НГС)

17.12.1. Параметры нефтегазосборных трубопроводов определить гидравлическим расчетом ветки, в составе которой предусматриваются проектируемые участки. Решение по диаметрам проектируемых участков и резерву места в коридоре коммуникаций для перспективных лупингов согласовать с Заказчиком. При необходимости предусмотреть на узлах запорной арматуры задвижки для перспективных подключений лупингов.

17.12.2. Гидравлический расчет НГС выполнить и оформить с учетом требований ТТР-01.02.04-13 «При проектировании и строительстве линейной части трубопроводов при обустройстве месторождений нефти и газа». Гидравлический расчет НГС выполнить в динамике по годам добычи, доведенных Заказчиком.

17.12.3. Предусмотреть выполнение поворотов трасс трубопроводов радиусами упругого изгиба и отводами с радиусом 5Ду (при необходимости), с учетом требований для беспрепятственного пропуса внутритрубных инспекционных приборов.

17.12.4. Выбор материалов для строительства необходимо производить в соответствии с ТТТ-01.02.04-01 «Трубная продукция, в том числе с внутренней и внешней изоляцией», ТТТ-01.02.04-02 «Технические требования на изготовление и поставку оборудования. Соединительные детали трубопроводов», ТТР-01.02.04-13 «При проектировании и строительстве линейной части трубопроводов при обустройстве месторождений нефти и газа».

17.12.5. Окраску трубопроводов, включая наружную

предусмотреть в соответствии ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупредительные знаки и маркировочные щитки».

17.12.6. При проектировании предусмотреть применение лакокрасочных и огнезащитных материалов для климатических условий, позволяющих производить работы при низких температурах.

17.12.7. Предусмотреть разработку инструкции по очистке полости и испытанию на прочность и герметичность по завершении СМР и перед вводом в эксплуатацию, согласно СП 411.1325800.2018, СП 393.1325800.2018, СП 392.1325800.2018. Инструкцию согласовать с заказчиком.

17.12.8. Предусмотреть гидравлический и пневматический способы испытаний.

17.12.9. Определить необходимость балластировки трубопровода. Рассмотреть возможность укладки трубопровода без применения балластирующих средств (самопогружением). Расчеты и решения согласовать с Заказчиком.

17.12.10. Предусмотреть исполнение конструкции трубопроводов, обеспечивающей гарантированную и безопасную работу трубопроводов.

17.12.11. Предусмотреть точки местного контроля давления в начале и в конце участков, в том числе на узлах до и после запорной арматуры.

17.12.12. Предусмотреть установку технологических задвижек перед узлами на случай разгерметизации и последующего опорожнения трубопровода.

17.12.13. Предусмотреть систему мониторинга скорости коррозии согласно методических указаний М-01.02.04-03 «Методические указания по организации и исполнению программ мониторинга коррозии промышленных трубопроводов», М-01.02.04-01 «Требования к формированию программы надежности промышленных трубопроводов с учетом оценки экономической эффективности и возможных рисков» (раздел 9). Места установки зондов и методы мониторинга скорости коррозии должны соответствовать требованиям, указанным в разделе 9 М-01.02.04-01 и должны быть согласованы с Заказчиком. В проект включить монтаж ограждения узлов контроля коррозии и изготовление информационных табличек и знаков в соответствии с Корпоративными требованиями.

17.12.14. Предусмотреть в конце каждого участка УКК с расположением на 6 часов, имеющих исполнение, не препятствующее свободному прохождению снаряда:

- УКК ER - метод электрического сопротивления,
- УКК гравиметрический.

Так же определить проектом наиболее коррозионно-агрессивный участок (пониженное место) и предусмотреть там гравиметрический УКК в исполнении, не препятствующем свободному прохождению снаряда. Места установки УКК отразить на схеме и согласовать с Заказчиком.

17.12.15. Пересечения трубопровода с автомобильными дорогами, автозимниками выполнить в соответствии с требованиями нормативной документации РФ, технических условий на пересечение.

17.12.16. Пересечения трубопровода с ВЛ выполнить в соответствии с требованиями нормативной документации РФ, технических условий на пересечение.

17.12.17. Предусмотреть обозначение трассы трубопроводов в соответствии с Приказом от 15 декабря 2020 г. N 534 об утверждении с федеральных Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" от 15.12.2020 № 534. Внешний вид и размеры опознавательных знаков выполнить в соответствии с брендбуком (запросить у Заказчика).



17.12.18. Способ прокладки на участках переходов через препятствия, способ соединения, выбор материала для промышленных трубопроводов определить проектом в соответствии с действующей нормативной документацией, с учетом коррозионной активности транспортируемой среды.

17.12.19. При проектировании линейных объектов по результатам моделирования предусмотреть дополнительное крепление трубы во избежание деформации и разрушения при возникновении импульсного режима работы.

17.12.20. Предусмотреть применение равнопроходной запорной арматуры.

17.12.21. Трубопроводная арматура кустовой площадки и нефтегазосборных трубопроводов при необходимости должна быть оборудована электроприводами. Класс герметичности «А» по ГОСТ 9544-2015. Климатическое исполнение ХЛ1 ГОСТ 15150-69, Электроприводная запорная арматура должна поставляться в комплекте с электроприводом, имеющим ручное дублирование. Рассмотреть возможность установки электроприводов Российского производства. В заказной документации включать требование к исполнению затвора запорной арматуры «металл – металл».

17.12.22. В заказной документации предусмотреть поставку оборудования в максимально-полной заводской готовности (для минимизации монтажа на площадке строительства) на отдельной опорной раме.

17.12.23. Предусмотреть защиту основных коллекторов от коррозии путем подачи ингибитора коррозии на удаленных кустах.

#### 17.13. Автодорога

17.13.1. Укрепление откосов выполнить посевом трав по торфо-песчаной смеси.

17.13.2. Выделить отдельным этапом работы по устройству дорожной одежды на подъездных дорогах, проработать мероприятия по использованию земляного полотна для проезда строительной техники, согласовать решения с Заказчиком.

17.13.3. Выделить отдельным этапом работы по устройству внутриплощадочных проездов, площадок (устройство покрытия).

17.13.4. Конструкцию внутриплощадочных проездов выполнить согласно Типовых проектных решений на обустройство кустовых площадок для региона «Среднее Приобье» (ТПР-918).

17.13.5. Протяженность и трассу автодороги уточнить на основании результатов инженерных изысканий и согласовать с Заказчиком.

17.13.6. Предусмотреть установку Технических средств, предназначенных для зрительного ориентирования участников дорожного движения (дорожные сигнальные столбики, пластиковые, по ГОСТ 32843 или ГОСТ Р 5097). Отсыпку насыпи предусмотреть автотранспортом из карьера песка, представленного Заказчиком.

#### 17.14. Воздушные линии электропередачи (ВЛ)

17.14.1. При разработке ПСД обеспечить минимальное количество пересечений ВЛ с инженерными коммуникациями (трубопроводы, автодороги, другие ВЛ).

17.14.2. Качество электроэнергии в системе электроснабжения потребителей должно соответствовать показателям, указанным в ГОСТ 32144-2013. Отклонения напряжения в любом режиме не должны превышать +/- 10% от номинального значения напряжения.

Категории надежности электроснабжения потребителей принять в соответствии с М-01.08.01-01, ПУЭ и СТО Газпром 2-6.2-1028-2015.

45. Исходные данные	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Перечень нормативно-технической документации и нормативно-методической документации РФ, рекомендуемой к применению при разработке ПСД.</li> <li>2. аннулирован</li> <li>3. Ситуационный план района строительства.</li> <li>4. аннулирован</li> <li>5. Показатели добычи КП4_ПМР025.03</li> <li>6. аннулирован</li> <li>7. аннулирован</li> <li>8. Технические условия на обращение с отходами.</li> <li>9. Технические условия на водоснабжение и водоотведения.</li> </ol> <p>Исходные данные для выполнения проектных работ в части раздела «Проект организации строительства» по объекту «Освоение лицензионных участков Карабашского кластера. Кустовые площадки»</p>
---------------------	--

Во всём остальном необходимо руководствоваться заданием на проектирование.

Заместитель исполнительного директора по  
инжинирингу



С.А. Вершинин