

УТВЕРЖДАЮ:
 Заместитель Генерального директора-
 Технический директор ОАО «СН-МНГ»
 А.М. Пятаев
 2015 г.



Задание на проектирование № 97-15
«Обустройство Мегионского месторождения нефти.
Кусты скважин №№ 61,62,63»

1.	Наименование объекта
	Обустройство Мегионского месторождения нефти. Кусты скважин №№ 61,62,63.
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Нижневартовский район, Мегионский лицензионный участок.
3.	Основание для проектирования
	План капитального строительства
4.	Заказчик
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	Разработчик проектной документации
	Определяется в результате тендера.
6.	Требования к проектной организации
	Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2011 (ИСО 9001:2011).
7.	Вид строительства
	Новое строительство.
8.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию
	2017г.
9.	Стадия проектирования
	Проектная документация, рабочая документация.
10.	Условия ввода в эксплуатацию
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
11.	Потребность в инженерных изысканиях
	<ul style="list-style-type: none"> - Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП 47.133.30.2012 для строительства кустов скважин №№ 61,62,63 с размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтеборных сетей, водоводов, ВЛ-6 кВ, автодорог. - Отобразить фактически существующие из местности, пересекаемые осью проектируемой трассы коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф, окружающие и изысканиях и проекте. - Согласовать задание на инженерные изыскания и прохождение трасс коммуникаций - с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ». - Предоставить в электронном виде и на бумажном носителе градостроительный план и

генеральный план в системе координат, предложенной маркшейдерской службой ОАО «СН-МНП» и Балтийской системе высот в формате MapInfo;
 - Разработать проект межевания и проект планировки территории согласно п.7 постановления Правительства Российской Федерации от 15.02.2011г. №77 «О порядке подготовки документации по планировке территории, осуществляемой по решению уполномоченного федерального органа исполнительной власти».

12. Требования к выделению пусковых комплексов

Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.
Этапы строительства согласовать с Заказчиком.

13. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования

13.1 Куст скважин № 61 - 12 скважины:

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин №61	0,3	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №61 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,6	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №61 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,6	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.61 – т.вр.к.61.51 (1 нитка) (Приложение №1)	1,7	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.61 – т.вр.к.61.51 (2 нитка) (Приложение №1)	1,7	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.61.51 – ДНС - 1 (Приложение №1)	4,5	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод КНС-36 – т.вр.к.61.51 (Приложение №1)	4,6	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.61.51 – т.вр.к.62.63 (Приложение №1)	1,7	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.61.51 – к.61 (Приложение №1)	1,2	Возможна корректировка

13.2 Куст скважин №62 – 12 скважин

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 62	1,3	Возможна корректировка
ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №62 – в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации	2,0	Возможна корректировка
ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №62 – в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации	2,0	Возможна корректировка

Нефтегазопровод к.62 – т.вр.к. 63.62(1 нитка) (Приложение № 1)	0,9	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.62 – т.вр.к. 63.62(2 нитка) (Приложение № 1)	0,9	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к. 63. 62 – к.62 (Приложение № 1)	0,9	Возможна корректировка

13.3

Куст скважин №63 – 12 скважин

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 63	0,3	Возможна корректировка
ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №63 – в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение № 2)	7,3	Возможна корректировка
ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №63 - в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение № 2)	7,3	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.63 – т.вр.к.63,62(1 нитка) (Приложение № 1)	3,3	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.63 – т.вр.к.63,62(2 нитка) (Приложение № 1)	3,3	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.63,62 – к.63 (Приложение № 1)	3,3	Возможна корректировка

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов кустов №№61,62,63, основные показатели разработки, планируемое погружное оборудование представлены в приложениях №1 к заданию на проектирование.

14. Требования к техническим решениям

- Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства;
- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнять в соответствии с техническими условиями, указанными в Приложении № 7:
 - Предусмотреть конструкцию затрубной линии фонтанной арматуры с учётом установки обратных клапанов КУБС (Приложение № 15)
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кг/см², наружный диаметр применяемых трубопроводов 89мм (диаметр уточнить гидравлическим расчетом);
- Применять расчетную толщину стенки, позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии;
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтеборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями (приложения к заданию на проектирование);

- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двухтрубной системы нефтесборов;
 - Требования к организации системы ПИД: централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ и далее к нагнетательным скважинам кустовых площадок. Давление нагнетания в пласт указано в технических условиях, приложение 1.1;
 - Комплексе устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки;
 - При необходимости, предусмотреть греющий кабель на обратном клапане фонтанной арматуры;
 - При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар);
 - При нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
 - При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев с начала накопления отходов бурения;
 - Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ для предотвращения деформации труб в результате усадки отсыпки кустовых площадок;
 - Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках;
 - Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40 м от устья скважин;
 - Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
 - Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
 - В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
 - При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций;
 - По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики;
 - Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть поворотный шлагбаум и аншлаги с указанием наименования объекта и другой информации, согласно принятым локальным актам заказчика;
 - В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи;
 - Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами;
 - Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1 м с шириной обровки по верху вала 0,5 м (ВНТП 3-85);
 - При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенные в противоположных концах по длинной стороне кустов (ВНТП 3-85).
- По блокам ГЗУ и БМА:
- Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями;

- Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кв% (СНиП 23-05-95: МУ 2.2.4.706-908).

Параметры здания блока ГЗУ:

- Степень огнестойкости здания по СНиП 21-01-97* IV (ВНТП 03/170/567-87 п.4.2.);
- Класс конструктивной пожарной опасности С0 (СНиП 31-03-2001 п.7.1. табл. 5);
- Предел огнестойкости несущих элементов R15 (21-01-97* п5.18* табл.4*);
- В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкобросываемые ограждающие конструкции. (СП 4.13130. 2013 п. 6.2.5);
- В ГЗУ установить вентиляцию и отопление во взрывозащищенном исполнении (СП 2.2.1.1312-03 п.VI);

Параметры здания блока БМА:

- Степень огнестойкости здания по СНиП 21-01-97* IV (ВНТП 03/170/567-87 п.4.2.);
- Класс конструктивной пожарной опасности С0 (СНиП 31-03-2001 п.7.1. табл. 5);
- Предел огнестойкости несущих элементов R15 Ф3-123 таб.21 (21-01-97* п5.18* табл.4*);
- Для предотвращения растекания ЛВЖ и ГЖ за пределы помещений по периметру следует предусматривать бортики, а в дверных проемах пороги высотой не менее 0.15 м с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6);
- Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м с возможностью подключения к электросети (ВНТП 03/170/567-87 п.2.20);
- перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом провентилировать в течение 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-06, М-01, W-09, Р-02, М-04, Р-06, М-02, М-05, М-07, W-09, W-01, W-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);
- перед входом в БГ - информационный стенд с нанесенными знаками W-09, Р-02, М-07 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);
- перед входом на площадку обслуживания станции управления - информационный стенд с нанесенными знаками W-08, W-09, Р-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);
- Рабочие площадки и площадки обслуживания, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения, начиная с высоты 0.75 м; перила высотой 1.25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 0.4 м друг от друга, и борт высотой не менее 0.15 м, образующий с настилом зазор не более 0.01 м для стока жидкости.

15. Особые условия строительства

- Новое строительство;
- Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком;
- Кустовые площадки №№61.62.63 расположены за перелезами грани территории традиционного природопользования;
- Предусмотреть строительство площадки по обслуживанию или утилизации(переработке) отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадкой;
- Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с законодательством Российской Федерации (Приложение №8);
- Заполненная предельная, оставшаяся на местах рубок (лесосека) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленницы и отделена

	<p>противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра (ППБ в лесах. п.19):</p> <ul style="list-style-type: none"> – При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется: <ul style="list-style-type: none"> а) содержать территории, отведенные под буровые скважины и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов; проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии; б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров), (ППБ в лесах п.33). – При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется: <ul style="list-style-type: none"> а) содержать территории, отведенные под буровые скважины и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов; проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии; б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров), (ППБ в лесах п.33).
16.	<p>Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям</p> <p>Не требуется.</p>
17.	<p>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</p> <ul style="list-style-type: none"> – Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ: межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды; – Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 м), н). При разработке учесть нормативные требования СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность).
18.	<p>Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных объектов, а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»</p> <ul style="list-style-type: none"> – Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и

	<p>охране окружающей среды;</p> <ul style="list-style-type: none"> - При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод»; - На основании раздела 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», оформлять отдельной книгой с титульным листом «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»; - Получить экспертное заключение по результатам санитарно-эпидемиологической экспертизы в территориальном Управлении Роспотребнадзора на «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»; - Согласовать в Управлении Роспотребнадзора «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»; - Запросить в службе Государственной охраны справку о наличии (отсутствии) на территории объектов ИКН;
19.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций
	Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России №105 от 28.02.2003г., исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
20.	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
	Выполнить в полном соответствии с требованиями Законодательства РФ, а также с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. №101).
21.	Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов
	Не требуется
22.	Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации
	<ul style="list-style-type: none"> - Комплектность и вид – в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48), Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87, требованиями ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ; - Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2013; - Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации; - Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации.
23.	Состав демонстрационных материалов
	Не требуется
24.	Материалы, представляемые Заказчиком
	<p>Приложение № 1.1 «Технические условия ДПРПнОМ на выполнение ПСД по объекту «Обустройство Мегонского месторождения нефти. Кусты скважин №61,62,63»;</p> <p>Приложение № 1.2 «Технические условия ДТТ на выполнение ПСД по объекту «Обустройство Мегонского месторождения нефти. Кусты скважин №61,62,63»;</p> <p>Приложение № 2.1 «Технические условия на электроснабжение кустов скважин №61 Мегонского месторождения» №37-2015 от 17.02.2015г.</p> <p>Приложение № 2.2 «Технические условия на электроснабжение кустов скважин №62 Мегонского месторождения» №35-2015 от 16.02.2015г.</p> <p>Приложение № 2.3 «Технические условия на электроснабжение кустов скважин №63</p>

	<p>Мегионского месторождения»- №34-2015 от 16.02.2015г.</p> <p>Приложение № 3.1 «Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП №61 Мегионского месторождения »:</p> <p>Приложение № 3.2 «Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП №62 Мегионского месторождения »:</p> <p>Приложение № 3.3 «Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП №63 Мегионского месторождения »:</p> <p>Приложение № 4.1 «Перечень скважин КП №61 Мегионского месторождения с планируемым погружным оборудованием»:</p> <p>Приложение № 4.2 «Перечень скважин КП №62 Мегионского месторождения с планируемым погружным оборудованием»:</p> <p>Приложение № 4.3 «Перечень скважин КП №63 Мегионского месторождения с планируемым погружным оборудованием»:</p> <p>Приложение № 5.1 «Проектные координаты первой скважины и НДС К.61»;</p> <p>Приложение № 5.2 «Проектные координаты первой скважины и НДС К.62»;</p> <p>Приложение № 5.3 «Проектные координаты первой скважины и НДС К.63»;</p> <p>Приложение № 6 «Типовая схема разбуривания с расположением скважин»:</p> <p>Приложение № 7.1 «Технические условия к системам автоматизации АСУ ТП К.61»;</p> <p>Приложение № 7.2 «Технические условия к системам автоматизации АСУ ТП К.62»;</p> <p>Приложение № 7.3 «Технические условия к системам автоматизации АСУ ТП К.63»;</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки»;</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Мегионского месторождения нефти, технологическая схема водоводов Мегионского месторождения НПП-2 АНГДУ Мегионского месторождения.</p> <p>Приложение №10 «Требования к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ»;</p> <p>Приложение №11 «Перечень МТР по номенклатуре ДКОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК»;</p> <p>Приложение №12 «Ограждение узла задвижек»;</p> <p>Приложение №13 «Образец выполнения надписей на аншлаге»;</p> <p>Приложение №14 «Расчет стоимости работ».</p> <p>Приложение №15 «Сборочный чертеж клапана КУБС»</p>
25.	Срок выдачи проекта
	Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.
26.	Срок выдачи тендерной документации
	В течении 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз.
27.	Количество экземпляров ПДРД
	<ul style="list-style-type: none"> Документацию предоставить для согласования служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации на бумажном носителе в 2-х экземплярах и в эл. виде в 1 экз.; После получения согласований служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации и положительного заключения государственной экспертизы - на бумажном носителе в 4-х экз., в электронном виде в формате «*.pdf» - 1 экз.
28.	Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов
	<ul style="list-style-type: none"> Предоставить опросные листы в формате Заказчика; Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате *.xls; В составе рабочей документации дополнительно отдельной книгой выпускаются табличные спецификации на оборудование и материалы, а также опросные листы для заказа оборудования (предоставлять Заказчику на начальном этапе проектирования); Разделение поставки МТР на поставку заказчиком/подрядчиком выполнять согласно Приложению №11.

29.	<p>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</p> <ul style="list-style-type: none"> – Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации и требованиям к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ» (Приложение №10); – Сметную документацию выполнить в электронном виде в программе «Гранд-смета» и дополнительно предоставить в форматах *.xml, *.xls; – Расчет стоимости работ, согласно Приложению № 14, включить в состав пояснительной записки; – Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации.
-----	---

30.	<p>Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД</p> <ul style="list-style-type: none"> – Согласовать проектные решения с заказчиком; – Заказные спецификации согласовать со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией; – После получения положительного заключения государственной экспертизы подрядчик загружает документацию в систему УПКС ОАО «СН-МНГ» в полном объеме (ИИ, ПД, РД).
-----	--

31.	<p>Особые условия</p> <ul style="list-style-type: none"> – На начальном этапе проектирования для принятия основных проектных решений Заказчик передаст Подрядчику типовой проект обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»; – Указать в проектной документации срок полезного использования проектируемого объекта, амортизационную группу в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. Постановлением Правительства РФ №1 от 01.01.2002г.), код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. Постановлением Госстандарта РФ №359 от 26.12.1994г.); – Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого оборудования и трубопроводов; – Внести дополнение в действующий тех.регламент по эксплуатации трубопроводов; – Подготовить табличную и графическую части к акту выбора и к отводу земельного участка в программном продукте Mapinfo; – Предусмотреть площадки для складирования леса и сметную документацию на вывоз леса до площадки. – Минимально сократить размеры площадок складирования, если возможно сделать их как примыкание к дороге на КП. – Опросные листы предоставить на согласование со службами ОАО «СН-МНГ» на начальном этапе проектирования. <ul style="list-style-type: none"> – При разработке ПСД отдельной книгой составляется том спецификаций с полным по объектным перечнем ТМЦ (в том числе объектная ведомость металлопроката) с разделением оборудования и материалов на поставку заказчика/подрядчика. – Спецификация предоставляется Заказчику в формате Microsoft XL в следующем виде:
-----	---

№	Код	SAP	R3	Материал/ Оборудование	Наименование ТМЦ	ГОСТ ТУ	Завод изготовитель	Ед. изм.	Кол- во	Примечание

Так же необходимо предусмотреть дальнейшую возможность предоставления вышеуказанных спецификаций ТМЦ с привязкой к общероссийскому классификатору продукции и/или справочника кодов ОЗМ из системы SAP R3 ОАО «СН-МНГ».

Перечень МТР по номенклатуре ДК ОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК (запросить дополнительно).

- Предусмотреть строительство площадки по обезвреживанию или утилизации (переработке) отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки;
- Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии Законодательством Российской Федерации (Приложение 8).

32.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
33.	Перечень согласований с федеральными надзорными органами
	<ul style="list-style-type: none"> - Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации; - Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ; - Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».
34.	Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ
	Не требуется

Исполнитель:

Ведущий инженер ООПР ДПИРиВОЭ УКСиРО



А.Б.Романенко

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к заданию на проектирование № 97-15
«Обустройство Мегнонского месторождения нефти.
Кусты скважин №№ 61,62,63»

<p>Заместитель Генерального директора- Директор по капитальному строительству</p> <p>Николаев Д.А.</p> <p>" " 2015г.</p>	<p>Заместитель Главного инженера</p> <p>Седякин А.С.</p> <p>" " 2015г.</p>
<p>Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений</p> <p>Тухфатуллин И.Г.</p> <p>" " 2015г.</p>	<p>Главный инженер АНГДУ</p> <p>Евдокимов В.В.</p> <p>" " 2015г.</p>
<p>Начальник НГП-2 АНГДУ</p> <p>Васильев Д.Г.</p> <p>" 13 " 07 2015г.</p>	<p>Начальник УКСиРО</p> <p>Лещенко Е.В.</p> <p>" " 2015г.</p>
<p>Начальник ООПИР ДПИРиВОЭ УКСиРО</p> <p>Бабкин С.Н.</p> <p>" 06 " 07 2015г.</p>	

УТВЕРЖДАЮ:

Директор по перспективному развитию
производства и обустройства
месторождений ОАО «СН-МНГ»

 И.Г. Тухфатуллин
«___» _____ 2015 г.

**Технические условия
на выполнение ПСД по объекту:
«Обустройство Мегионского месторождения нефти.
Кусты скважин № 61,62,63»**

1.	Наименование объекта																								
	Обустройство Мегионского месторождения нефти. Кусты скважин № 61,62,63.																								
2.	Географическое положение объекта																								
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский район, Мегионский лицензионный участок.																								
3.	Основание для проектирования																								
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».																								
4.	Заказчик																								
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).																								
5.	Вид строительства																								
	Капитальное строительство.																								
6.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию																								
	2016г.																								
7.	Условия ввода в эксплуатацию																								
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.																								
8.	Состав проектируемого объекта:																								
	<u>Куст скважин № 61 – 12 скважин:</u>																								
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 61</td><td>0,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №61 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>1,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №61 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>1,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.61 – т.вр.к.61,51 (1 нитка) (Приложение № 1)</td><td>1,7</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.61 – т.вр.к.61,51 (2 нитка) (Приложение № 1)</td><td>1,7</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.к.61,51 – ДНС-1 (Приложение № 1)</td><td>4,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод КНС-3б – т.вр.к.61,51 (Приложение № 1)</td><td>4,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 61	0,3	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №61 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,6	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №61 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,6	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.61 – т.вр.к.61,51 (1 нитка) (Приложение № 1)	1,7	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.61 – т.вр.к.61,51 (2 нитка) (Приложение № 1)	1,7	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.к.61,51 – ДНС-1 (Приложение № 1)	4,5	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод КНС-3б – т.вр.к.61,51 (Приложение № 1)	4,6	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																							
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 61	0,3	Возможна корректировка																							
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №61 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,6	Возможна корректировка																							
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №61 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,6	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод к.61 – т.вр.к.61,51 (1 нитка) (Приложение № 1)	1,7	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод к.61 – т.вр.к.61,51 (2 нитка) (Приложение № 1)	1,7	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод т.вр.к.61,51 – ДНС-1 (Приложение № 1)	4,5	Возможна корректировка																							
Высоконапорный водовод КНС-3б – т.вр.к.61,51 (Приложение № 1)	4,6	Возможна корректировка																							

Высоконапорный водовод т.вр.к.61,51 – т.вр.к.62,63 (Приложение № 1)	1,7	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.61,51 – к. 61 (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка

- Координаты первой скважины и НДС представлены в **Приложении № 5**;
- Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем отходов бурения с одной скважины представлены в **Приложении №6**;
- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 61:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жил	Qпуск. т/сут по нефти	%
Меглионское	61	гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		ПД отр	БВ8	110	50	44
		гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		ПД отр	БВ8	110	50	44
		гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		ПД отр	БВ8	60	25	47
		гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		ПД отр	БВ8	60	25	47
		гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		водозаб				
		гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		водозаб				
Сумма				1000	450	
Ср. Q				100	45	

- Основные показатели разработки представлены в **Приложении № 3**;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 61 представлено в **Приложении № 4**.

Куст скважин № 62 – 12 скважин:

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 62	1,3	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №62 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,0	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №62 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,0	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.62 – т.вр.к.63,62 (1 нитка) (Приложение № 1)	0,9	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.62 – т.вр.к.63,62 (2 нитка) (Приложение № 1)	0,9	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.63,62 – к.62 (Приложение № 1)	0,9	Возможна корректировка

- Координаты первой скважины и НДС представлены в **Приложении № 5**;
- Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем отходов бурения с одной скважины представлены в

Приложении №6;

- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 62:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жил	Qпуск. т/сут по нефти	%
Мегонское	62	гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		ППД отр	БВ8	110	50	44
		гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		ППД отр	БВ8	110	50	44
		гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		ППД отр	БВ8	60	25	47
		гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		ППД отр	БВ8	60	25	47
		гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		водозаб				
		гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		водозаб				
Сумма				1000	450	
Ср. Q				100	45	

- Основные показатели разработки представлены в **Приложении № 3;**
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 62 представлено в **Приложении № 4.**

Куст скважин № 63 – 12 скважин:

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 63	0,3	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №63 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	7,3	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №63 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	7,3	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.63 – т.вр.к.63,62 (1 нитка) (Приложение № 1)	3,3	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.63 – т.вр.к.63,62 (2 нитка) (Приложение № 1)	3,3	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.63,62 – к.63 (Приложение № 1)	3,3	Возможна корректировка

- Координаты первой скважины и НДС представлены в **Приложении № 5;**
Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем отходов бурения с одной скважины представлены в **Приложении №6;**

- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 63:

месторождение	куст	Назв.м.ч. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Мегонское	63	гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		ППД отр	БВ8	110	50	44
		гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		ППД отр	БВ8	110	50	44
		гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		ППД отр	БВ8	60	25	47
		гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		ППД отр	БВ8	60	25	47
		гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		водозаб				
		гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		водозаб				
Сумма				1000	450	
Ср. Q				100	45	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 63 представлено в Приложении № 4.

9. Требования к техническим решениям

Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства:

- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении №7;
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кгс/см^2 , наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм;
- Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии;
- Проектом предусмотреть подключение всех скважин к ГЗУ, независимо от способа эксплуатации (кроме водозаборных скважин);
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтеборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении №1;
- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтеборов. Гидравлический расчет проводить на всю систему трубопроводов, задействованных в данной системе.
- При предоставлении гидравлического расчета, предоставлять обзорную схему с указанием точек подключения кустовой площадки к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций, при проведении расчетов принять фактические величины давления на кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать: общепринятые в ОАО "СН-МНГ" величины расхода (м3/сут, т/сут), данные о давлении в начале и в конце каждого участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов.
- Предусмотреть монтаж перспективных ЗКЛ в начале и в конце трассы нефтебора;
- После проведения инженерных изысканий, согласования прохождения трасс коммуникаций и согласования гидравлического расчета предоставлять в

ДПРПиОМ обзорную схему с указанием диаметров и протяженностей линейных трубопроводов и ВЛ, данную схему включать в состав пояснительной записки.

- Требования к организации системы ППД куста № 61:
Централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки, далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 150 атм;
- Требования к организации системы ППД куста № 62:
Централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки, далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 150 атм;
- Требования к организации системы ППД куста № 63:
Централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки, далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 150 атм;
- Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки;
- При строительстве кустов скважин предусмотреть площадку под временное складирование (накопление) отходов бурения на срок не более 6-ти месяцев, с последующим вывозом к месту утилизации. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При нахождении кустовой площадки в водоохраной зоне и на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть бурение без организации строительства площадки под временное накопление отходов бурения. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение объекта (площадки временного складирования отходов бурения) на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения. Оборудовать подъездными путями к секциям площадки для осуществления работ по выемке и вывозу отходов бурения, по ходу строительства скважин»;
- Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком;
- Устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин предусматривать при необходимости, в зависимости от геологии рельефа застраиваемого участка. Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ;
- Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках;
- Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40м от устья скважин;
- Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнять запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций;
- По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая

установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики;

- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть поворотный шлагбаум и аншлаг с указанием наименования объекта и др. информации согласно принятым локальным актам заказчика;
- Проектом предусмотреть монтаж на каждом узле трубопроводов металлических табличек во влагозащитном исполнении со схемой узла, которая включает в себя диаметр трубопровода, направление движения жидкости, контактный телефон владельца;
- Для канализационных колодцев принять отметку верха +600 мм;
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи: перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом провентилировать в течение 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-06, М-01, W-09, P-02, М-04, Р 06, М-02, М-05, М-07, W-09, W-01, W-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09, P-02, М-07 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09, P-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);
- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами; рабочие площадки и площадки обслуживания, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения. При высоте более 0,75 м. перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 0,4 м друг от друга, и борт высотой не менее 0,15 м, образующий с настилом зазор не более 0,01 м для стока жидкости;
- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1м с шириной бровки по верху вала 0,5м (ВНТП 3-85);
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85);
- Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м. (ВНТП 03/170/567-87 п.2.20).

По блокам ГЗУ и БМА:

- По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150мм, в дверных проёмах – пороги не менее 0,15м. с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6.).
- Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями.
- Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95*; МУ 2.2.4.706-98)

Параметры здания блока ГЗУ:

Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ

Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ

Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ

В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкобросываемые ограждающие конструкции. (СП 4.13130. 2013 п. 6.2.5)

	<p>В ГЗУ установить вентиляцию и отопление во взрывозащищенном исполнении (СП 2.2.1.1312-03 п.VI.)</p> <p>Параметры здания блока БМА:</p> <p>Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <ul style="list-style-type: none"> - Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ
10.	Особые условия строительства
	<ul style="list-style-type: none"> - Новое строительство. - Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности. - Кустовые площадки № 61,62,63 расположены за пределами границ территорий традиционного природопользования. - При необходимости предусмотреть строительство площадки по обезвреживанию или утилизации (переработке) отходов бурения в ходе строительства скважин кустовой площадки. - Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком. - Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком. - Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №8. - Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленицы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра. (ППБ в Лесах п.19) - При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется: <ul style="list-style-type: none"> - а) содержать территории, отведенные под буровые скважины и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов; проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии; - б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров); (ППБ в Лесах п.33)
11.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда
	<ul style="list-style-type: none"> - Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНИП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. - Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и

	«Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38. При разработке учесть нормативные требования СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность)
12.	Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных и площадных объектов в соответствии с Федеральным Законом от 10.01.2002г № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»
	<ul style="list-style-type: none"> – Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижеобьрыбвод». – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций.
13.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций
	<ul style="list-style-type: none"> – Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
14.	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
	<ul style="list-style-type: none"> – Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ №390 от 25.12.2012 года и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
15.	Материалы, представляемые Заказчиком
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промисловых трубопроводов»</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение»</p> <p>Приложение № 3 «Основные показатели разработки»</p> <p>Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование»</p> <p>Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС»</p> <p>Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем отходов бурения с одной скважины»</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП»</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений»</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов».</p> <p>Приложение № 10 «Обзорная схема трубопроводов».</p>

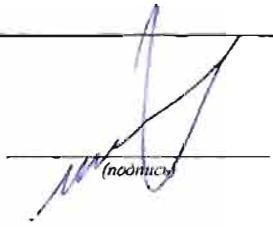
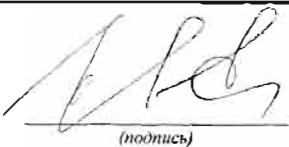
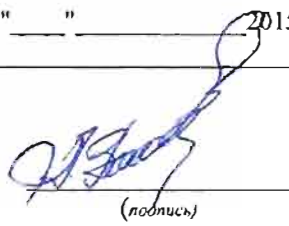
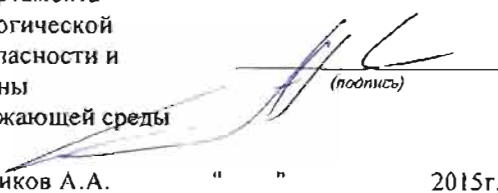
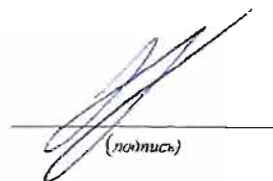
16.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД
	<ul style="list-style-type: none"> – Согласовать проектные решения с Заказчиком. – Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».
17.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
18.	Перечень согласований с федеральными надзорными органами
	<ul style="list-style-type: none"> – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора. – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ. – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».

Исполнитель:
Инженер 1 категории ОПМ ДПРП и ОМ



О.В. Журавель

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту
«Обустройство Мегнионского месторождения нефти.
Кусты скважин № 61,62,63»

<p>Начальник департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений</p>  <p>Бессонов М.Н. " " 2015г.</p>	<p>Главный инженер Аганского НГДУ</p>  <p>Евдокимов В.В. " " 2015г.</p>
<p>Главный маркшейдер</p>  <p>Новичков А.А. " " 2015г.</p>	<p>Начальник департамента экологической безопасности и охраны окружающей среды</p>  <p>Гортиков А.А. " " 2015г.</p>
<p>Начальник департамента производственного контроля, охраны труда, пожарной безопасности, гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций</p>  <p>Финк А.В. " " 2015г.</p>	



Открытое Акционерное Общество
"Славнефть – Мегионнефтегаз"
**ДЕПАРТАМЕНТ ТРУБОПРОВОДНОГО
ТРАНСПОРТА**

ул. Кузьмина 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел.: (34643) 46-902 факс: (34643) 4-62-53

" 25 " 02 2015 г.
На № _____

№ МР-66
от «__» _____ 2015г.

**Начальнику ДПРП и ОМ
М.Н. Бессонову**

О направлении ТУ

Уважаемый Михаил Николаевич!

Направляю Вам техническое условие для разработки проектно-сметной документации по объекту: «Обустройство Мегионского месторождения нефти. Куст скважин № 61,62,63»

Приложение: ТУ – 9 л., 1э.

**С уважением,
Начальник**

М.Г.Разин

Е.А. Войтович
тел. 46-927

Вх 115-284
24.02.15

УТВЕРЖДАЮ:
Начальник департамента
трубопроводного транспорта
ОАО «СН-МНГ»

М.Г. Разин
« _ » _____ 2015 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для разработки проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Мегионского месторождения нефти.
Кусты скважин №61,62,63»

1. Месторождение, район строительства	Мегионское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство
3. Состав проектируемого объекта	<p>Нефтегазопровод «к.63- т.вр.к.63,62» (2 нитки) Нефтегазопровод «к.62-т.вр.к63,62» (2 нитки) Нефтегазопровод «т.вр.к.63,62-т.вр.к61,51» (2 нитки) Нефтегазопровод «к.61-т.вр.к61,51» (2 нитки) Нефтегазопровод «т.вр.к61,51-ДНС-1» Высоконапорный водовод «КНС-3б- т.вр.к.61,51» Высоконапорный водовод «т.вр.к.61,51-т.вр.к.63,62» Высоконапорный водовод «т.вр.к.61,51-к.61» Высоконапорный водовод «т.вр.к.63,62-к.62» Высоконапорный водовод «т.вр.к.63,62-к.63»</p>
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p>1,2 этапы. Нефтегазопровод «к.63- т.вр.к.63,62»(2 нитки) От к.63 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Мегионского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 1000/450$ Давление в точке подключения определить гидравлическим расчетом. Диаметр определить по результатам гидравлического расчета.</p> <p>3,4 этапы. Нефтегазопровод «к.62-т.вр.к63,62» (2 нитки) От к.62 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Мегионского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 1000/450$ Давление в точке подключения определить гидравлическим расчетом. Диаметр определить по результатам гидравлического расчета.</p> <p>5,6 этапы. Нефтегазопровод «т.вр.к.63,62-т.вр.к.61,51»(2 нитки) От к.63,62 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Мегионского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 2000/900$ Давление в точке подключения определить гидравлическим расчетом. Диаметр определить по результатам гидравлического расчета.</p>

7,8 этапы. Нефтегазопровод «к.61-т.вр.к.61,51»(2 нитки)
От к.61 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Мегионского месторождения нефти.

Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 1000/450$

Давление в точке подключения определить гидравлическим расчетом.

Диаметр определить по результатам гидравлического расчета.

9 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.61,51-ДНС-1»

От к.61,62,63 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Мегионского месторождения нефти.

Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 3000/1350$

Давление в точке подключения – 5 кгс/см^2

Диаметр в точке подключения – 273мм

10 этап. Высоконапорный водовод «КНС-36-т.вр.к.61,51»

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-36 на к.61,62,63

Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 3300$

Давление в точке подключения – 151 кгс/см^2

Диаметр в точке подключения – 219мм

11 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.61,51-к.61»

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-36 на к.61

Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 1100$

Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом

Диаметр определить по результатам гидравлического расчета

12 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.61,51-т.вр.к.63,62»

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-36 на к.62,63

Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 2200$

Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.

Диаметр определить по результатам гидравлического расчета

13 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.63,62-к.62»

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-36 на к.62

Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 1100$

Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.

Диаметр определить по результатам гидравлического расчета

14 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.63,62-к.63»

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-36 на к.63

Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 1100$

Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.

Диаметр определить по результатам гидравлического расчета

	<p>Объем жидкости и закачки рабочего агента с существующих и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования.</p>
<p>5. Требования к техническим решениям</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства; - При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов (задвижки с электроприводом, внутреннее покрытие и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности. - Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного водовода предусмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ. - Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами. - Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта; - Проектом предусмотреть установку УДХ на кустовой площадке для ввода химреагентов в выкидной коллектор согласно утвержденного в ОАО «СН-МНГ» типового проекта обустройства кустов скважин. Подбор тила УДХ производить по объему жидкости с куста скважин. Использовать блоки заводского изготовления; - На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ; - Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов. - Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет, высоконапорного водовода не менее 14 лет; - Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Приложение № 1); - В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов; - Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования; - При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов; - Максимальное допустимое давление проектируемого нефтегазопровода принять 40 кгс/см²; Максимальное рабочее давление не должно превышать 25 кг/см². В случае превышения указанного рабочего давления предусмотреть мероприятия по строительству дополнительных трубопроводов с выделением их в отдельные этапы; - Максимально допустимое давление проектируемых

высоконапорных водоводов принять 210 кг/см²

– Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см²;

– Предусмотреть прокладку трубопроводов подземно, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Выполнить наземную прокладку на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;

– Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1,5D-15°, 30°, 45°, 60°, 90°. (расстояние между отводами не менее 1,5м);

– Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:

1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 2м;

2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на 5м, но не менее 2м от подошвы насыпи.

Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,5 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра и не менее 0,4 м от дна кювета;

– Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2.

– Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:

а) «холодная» врезка,

б) врезка тройником,

в) подключение в существующую задвижку

– В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки уточнить во время изыскательских работ и согласовать с Заказчиком);

– Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот 1÷3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается.

– Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;

– При пересечении проектируемых трубопроводов с коридорами коммуникаций плавно углублять трубопровод без применения дополнительных трубных деталей;

– При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий,

	<p>уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии;</p> <ul style="list-style-type: none"> –Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора; –В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса; –При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций. –На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны. –Технические решения, принимаемые в проектах должны выбираться из условий экономической обоснованности с учетом расчётных минимальных параметров материалоемкости и трудоёмкости объектов строительства; –При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.
6. ОТ, ПБ и ООС	<p>Охрана и безопасность труда.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; - Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов. <p>По защите окружающей среды</p> <ul style="list-style-type: none"> - Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду; - Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.
7. Особые условия	<ul style="list-style-type: none"> - Провести изыскания под проектируемый объект, протяженность трассы трубопроводов откорректировать по результатам изысканий. - Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы трубопроводов. - Результаты изысканий согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть», ДТТ ОАО «СН-МНГ» - Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ. - Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов. - Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.
8. Выделение очередей и	Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый

пусковых комплексов, требования по перспективному расширению предприятия	<p>подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</p> <p>Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</p>
--	--

Технические условия составил:
Ведущий инженер ГИиНТ ДТТ



Е.А. Войтович

СОГЛАСОВАНО:

Начальник департамента перспективного
развития производства и обустройства
месторождений ОАО «СН-МНГ»



М.Н. Бессонов

Главный инженер АНГДУ ОАО «СН-МНГ»

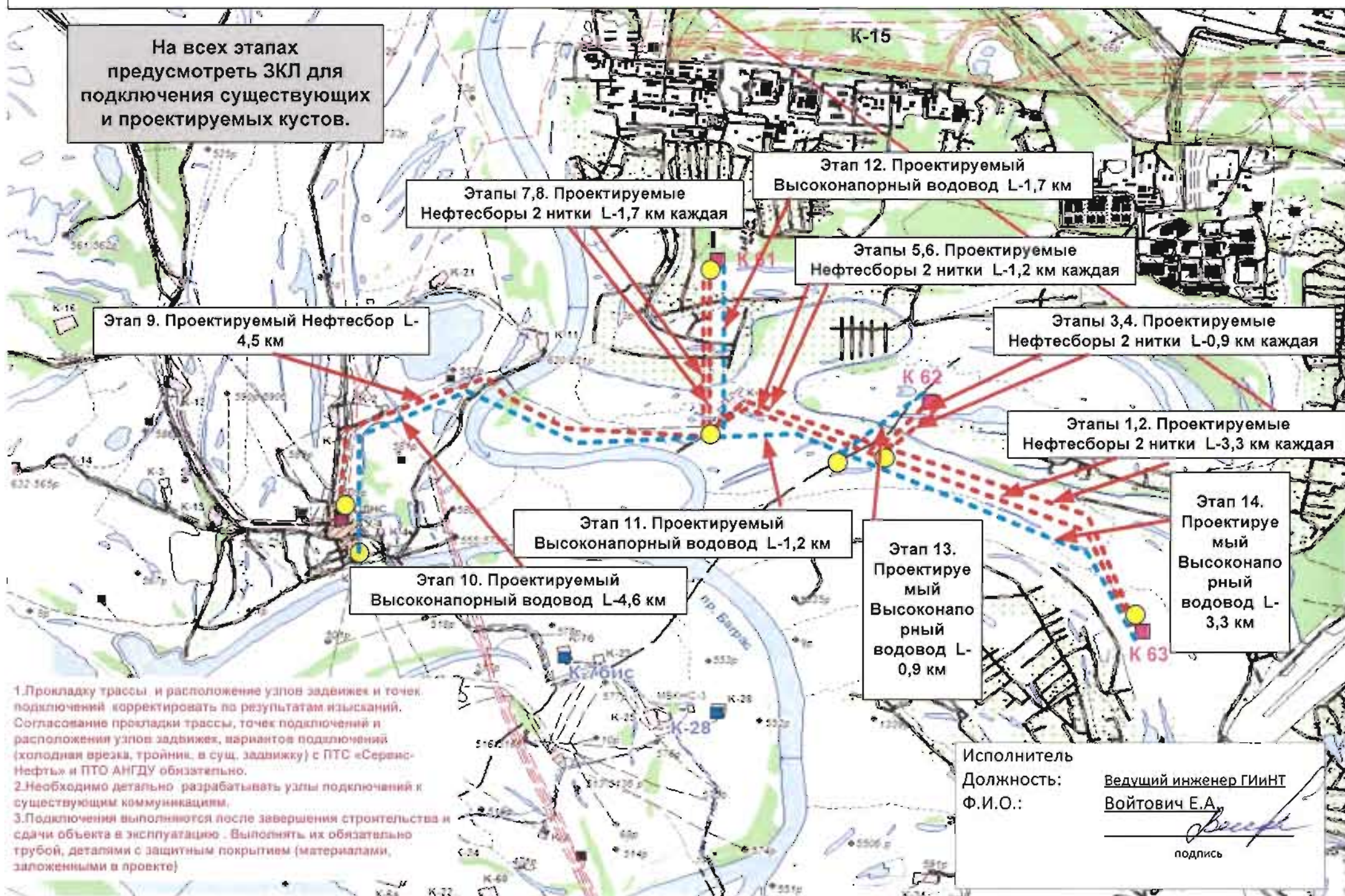


В.В. Евдокимов

Главный инженер Управления «Сервис-нефть»



Р.Б. Паливода



«О выдаче ТУ»

Технические условия № 57-2015 от 18.04.2015
на электроснабжение КП-61 Мегионского м/р

Запрашиваемая мощность – 1064 кВт.

1. Со стороны заказчика:

- 1.1. Выполнение технических условий №02-14/664 от 14.03.2013г., выданных ООО «МЭН» на реконструкцию ПС-35/6кВ «КНС-ЗМ».

2. Со стороны подрядной организации:

- 2.1. Разработать проект электроснабжения КП-61 Мегионского месторождения нефти. Проектом предусмотреть:

- 2.1.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-61 Мегионского м/р. Трассу прохождения ВЛ-6кВ предварительно согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
- 2.1.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
- 2.1.4. Точки подключения:
Существующие ВЛ-6кВ Ф-8, 18 ПС-35/6кВ «КНС-ЗМ». Номера опор определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опор в точке врезки.
- 2.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «КНС-ЗМ» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
- 2.1.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-61 – в соответствии с ГОСТ 13109-97.
- 2.1.7. Пункт АВР-6кВ на КП-61 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
- 2.1.8. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом стел-болтов для подъёма к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.9. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утверждёнными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектов однотрансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
- 2.1.10. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
- 2.1.11. Линейные разъединители на первых отпайных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-61.
- 2.1.12. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.

- 2.1.13. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КИ-61 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 2.1.14. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 2.1.15. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 2.1.16. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, проверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.
- 2.1.17. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
- 2.1.18. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.19. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.20. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
- 2.1.21. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.
- 2.1.22. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 2.1.23. Определение мест пересечения проектируемых и реконструируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов переврезки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты переврезки согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.24. Выполнение расчёта вырубки просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 2.1.25. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 2.1.26. На планах трасс ВЛ-6кВ указывать линию вырубки леса, поросли, кустарников.
- 2.2. Проект, выполненный в соответствии с п.2.1. настоящих технических условий, согласовать с ООО «МЭН» и энергетическим отделом ОАО «СН-МНГ».
- 2.1.1. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
- 2.2. Строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и профилактические испытания оборудования и защит на основании согласованной в соответствии с п.2.2. настоящих технических условий проектной документации.
3. Порядок выполнения мероприятий по электроснабжению КИ-61 Мегонского месторождения нефти:

- 3.1. Выполнить мероприятия, предусмотренные настоящими техническими условиями.
- 3.2. Провести осмотр (обследование) объекта капитального строительства должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора при участии представителей ОАО «СП-МНГ», ООО «МЭН».
- 3.3. Получить разрешение на допуск в эксплуатацию энергоустановки.
4. Срок действия технических условий 12 месяцев.

Приложение: Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-8, 18 ПС-35/6кВ «КНС-ЗМ» - на 1 листе в 1 экземпляре.

Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»

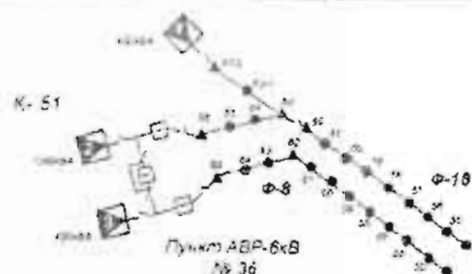


В.В. Долгушин

Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СП-МНГ»



В.Е. Сыровецкий



Пункт AVR-6 кВ № 36

1ЛР-6, 2ЛР-6, 1В-6 – включен

3ЛР-6, 4ЛР-6, 2В-6 – включен

1СР-6, 2СР-6 – отключен

СВ-6 – зашунтирован

ВЛ-6кВ Ф-18 L=4,8км

Провод: Оп. 1-5, 14-33, 34-65, 63-63/2: провод А-120

Оп. 5-14, 33-34: провод АС-120

Оп. 65-66: провод А-95

ЛР-6кВ оп.62- включен

ВЛ-6кВ Ф-8 L=4,65км

Провод: Оп. 1-5, 14-33, 34-65: провод А-120

Оп. 5-14, 33-34: провод АС-120

Оп. 65-66: провод А-95

Опоры: КБ 10-1 - 1.

УАТ-10-1 - 5, 15, 23, 24, 35, 36, 47, 63, 65

ПТ-10-1 - 2, 3, 4, 5, 16, 22, 25, 31, 37, 46, 48, 62, 64

У110-4+5 - 33, 34

У110-4 - 6, 8, 9, 11, 14

П110-4 - 7, 10, 12, 13

КТ 10-1 - 66

РВО-6

К-51 КТПН №1 3 шт.

ОПН-6

Прямой портал КРУН-6кВ Ф-8 3 шт.

Прямой портал КРУН-6кВ Ф-18 3 шт.

К-51 КТПН №2 3 шт.

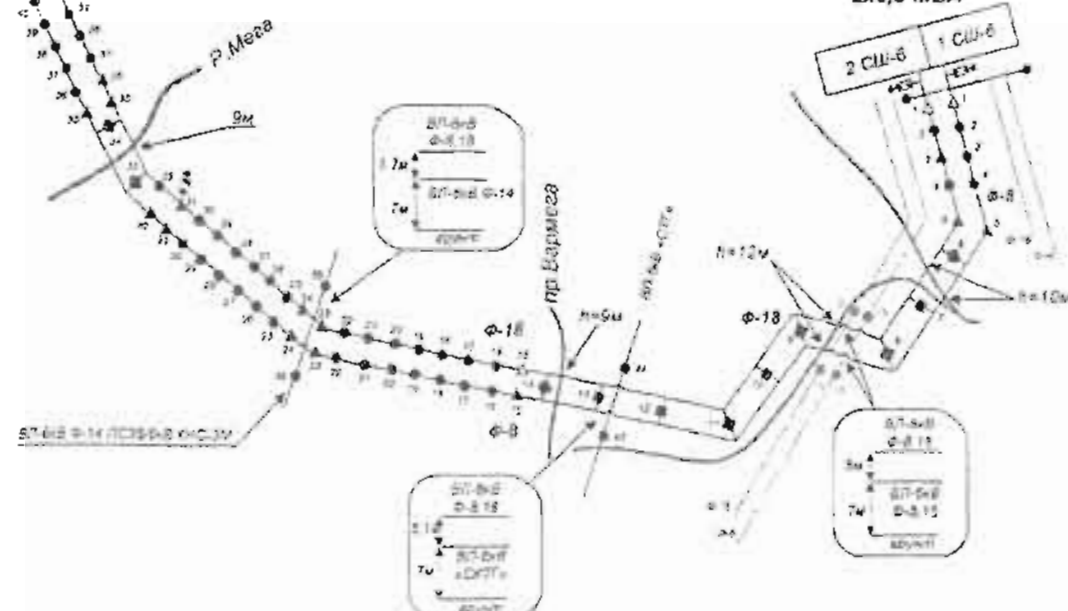
К-51 КТПН №3 3 шт.

ВЛ Ф-18 опора №31 3шт.

Условные обозначения:

- линия электропередачи
- линия
- воздушная линия
- река, озеро
- ВЛ-6 кВ
- опора 110 кВ односторонняя анкерная металл
- опора 110 кВ двухсторонняя анкерная металл
- опора 110 кВ односторонняя промежуточная металл
- опора 110 кВ двухсторонняя промежуточная металл
- опора 6 кВ анкерная металл
- опора 6 кВ анкерная жб
- опора 6 кВ промежуточная металл
- опора 6 кВ промежуточная жб
- КТПН 6/0,4 кВ
- портал

**ПС 35/6кВ
«КНС-3М»
2х6,3 МВА**



Изм.	Лист	ВНГ	Дата	Подпись	06-006-ВЛ-017 06-006-ВЛ-021	Листов
Главный инженер	Долгушин В.В.		27.04.14		ВЛ-6кВ Ф-8,18	
Начальник ПТО	Мамин А.Н.		27.04.14		ПС 35/6 кВ «КНС-3М»	
Инженер по ОР ЦС	Приступа Е.Н.		27.04.14		Паспорная схема	Лист 1
Начальник ОТ	Шелестов А.В.		27.04.14			
Выполнил	Гусев Д.Н.		27.04.14		ООО «МЭН»	С/Р №6

«О выдаче ТУ»

Технические условия № 35-2015 от 16.02.2015
на электроснабжение КП-62 Мегионского м/р

Запрашиваемая мощность – 1280 кВт.

1. Со стороны подрядной организации:

1.1. Разработать проект электроснабжения КП-62 Мегионского месторождения нефти. Проектом предусмотреть:

- 1.1.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-62 Мегионского м/р. Трассу прохождения ВЛ-6кВ предварительно согласовать с ООО «МЭН».
- 1.1.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
- 1.1.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
- 1.1.4. Точки подключения:
Существующие ВЛ-6кВ Ф-8,18 ПС-35/6кВ «КНС-3М». Номера опор определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опор в точке врезки.
- 1.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Куст-53» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
- 1.1.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-62 – в соответствии с ГОСТ 13109-97.
- 1.1.7. Пункт АВР-6кВ на КП-62 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторах тока 300/5.
- 1.1.8. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом степ-болтов для подъёма к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
- 1.1.9. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однотрансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
- 1.1.10. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
- 1.1.11. Линейные разъединители на первых отпайных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-62.
- 1.1.12. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 1.1.13. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-62 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.

- 1.1.14. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 1.1.15. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 1.1.16. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, проверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.
- 1.1.17. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
- 1.1.18. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
- 1.1.19. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
- 1.1.20. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
- 1.1.21. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.
- 1.1.22. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 1.1.23. Определение мест пересечения проектируемых и реконструируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов перевязки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты перевязки согласовать с ООО «МЭН».
- 1.1.24. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 1.1.25. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 1.1.26. На планах трасс ВЛ-6кВ указывать линию вырубki леса, поросли, кустарников.
- 1.2. Проект, выполненный в соответствии с п.1.1. настоящих технических условий, согласовать с ООО «МЭН» и энергетическим отделом ОАО «СН-МНГ».
- 1.2.1. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
- 1.3. Строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и профилактические испытания оборудования и защит на основании согласованной в соответствии с п.1.2. настоящих технических условий проектной документации.
2. Порядок выполнения мероприятий по электроснабжению КП-62 Мегонского месторождения нефти:
- 2.1. Выполнить мероприятия, предусмотренные настоящими техническими условиями.

- 2.2. Провести осмотр (обследование) объекта капитального строительства должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора при участии представителей ОАО «СН-МНГ», ООО «МЭН».
- 2.3. Получить разрешение на допуск в эксплуатацию энергоустановки.
3. Срок действия технических условий 12 месяцев.

Приложение: Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-8,18 ПС-35/6кВ «КНС-3М» - на 1 листе в 1 экземпляре.

Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»

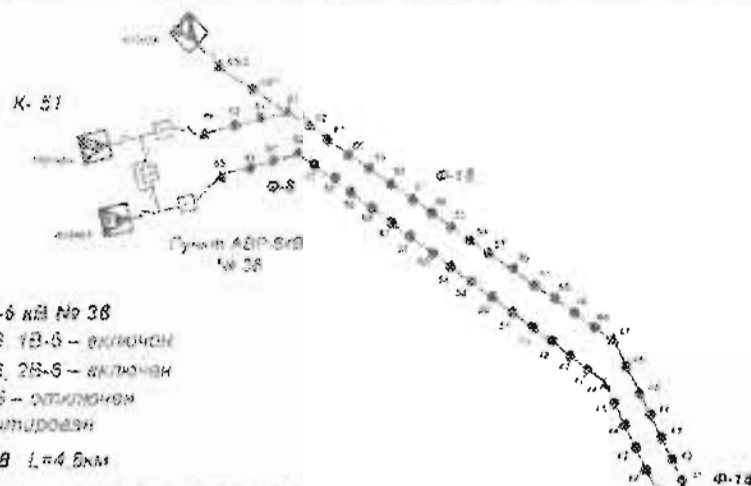


В.В. Долгушин

Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»



В.Е. Сыровежкин



- Условные обозначения:**
- воздушная линия
 - кабель
 - трансформатор
 - линия отбора
 - ВЛ-6 кВ
 - опора 110 кВ (обозначение выключателя)
 - опора 110 кВ (обозначение выключателя металл)
 - опора 110 кВ (обозначение промежуточного выключателя)
 - опора 110 кВ (обозначение промежуточного выключателя)
 - опора 6 кВ (включатель металл)
 - опора 6 кВ (включатель ж.б.)
 - опора 6 кВ (промежуточный выключатель)
 - опора 6 кВ (промежуточный ж.б.)
 - КТПН 6/0,4 кВ
 - линия
- ПС 35/6 кВ «КНС-3М» 2х6,3 МВА**

Пункт АВР-6 кВ № 36
 1ЛР-6, 2ЛР-6, 1В-6 — включен
 3ЛР-6, 4ЛР-6, 2В-6 — включен
 1СР-6, 2СР-6 — отключен
 СВ-6 — заземлителем
 ВЛ-6 кВ Ф-18 L=4,5 км
 Провод: Оп. 1-5, 14-33, 34-55, 63-63/2: провод А-120
 Оп. 5-14, 33-34: провод АС-120
 Оп. 65-66: провод А-95

ЛР-3 кВ оп. 62: включен
 ВЛ-6 кВ Ф-8 L=4,85 км
 Провод: Оп. 1-5, 14-33, 34-55: провод А-120
 Оп. 5-14, 33-34: провод АС-120
 Оп. 65-66: провод А-95

Опоры: КБ 10-1 - 1.
 УАТ-10-1 - 6, 15, 23, 24, 35, 36, 47, 63, 65
 ПТ-10-1 - 2, 3, 4, 5, 16-22, 25-31, 37-46, 48-62, 64
 У110-4-5 - 33, 34
 У110-4 - 6, 8, 9, 11, 14
 П110-4 - 7, 10, 12, 13
 КТ 10-1 - 66
 РВО-6
 К-51 КТПН №1 3 шт.
 ОПН-6
 Приемный портал КРУН-6 кВ Ф-8 3 шт.
 Приемный портал КРУН-6 кВ Ф-18 3 шт.
 К-51 КТПН №2 3 шт.
 К-51 КТПН №3 3 шт.
 ВЛ Ф-18 опоры №31 3 шт.

Изм.	Лист	ФЛЮ	Дата	Подпись	06-006-ВЛ-017 06-006-ВЛ-021	Лист
Главный инженер	Долгушин Е.В.		20.07.17		ВЛ-6 кВ Ф-18	
Начальник ПТО	Морозов А.Н.		20.07.17		ПС 35/6 кВ «КНС-3М»	
Инженер по О.П.С.	Григорьев Е.Н.		20.07.17		Положительная схема	Лист 1
Инженер по Т.О.	Шарыгин А.В.		20.07.17		ООО «МЭН»	СР №6
Выполнит	Гусев Д.Н.		20.07.17			

Технические условия № 34-2015 от 16.01.2015г
на электроснабжение КП-63 Мегнонского м/р

Запрашиваемая мощность – 1280 кВт.

1. Со стороны подрядной организации:

1.1. Разработать проект электроснабжения КП-63 Мегнонского месторождения нефти. Проектом предусмотреть:

- 1.1.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-63 Мегнонского м/р. Трассу прохождения ВЛ-6кВ предварительно согласовать с ООО «МЭН».
- 1.1.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
- 1.1.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
- 1.1.4. Точки подключения:
Резервные ячейки №№8, 17 ИС-35/6кВ «Куст-8». Номера опор определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опор в точке врезки.
- 1.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования ИС-35/6кВ «Куст-8» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
- 1.1.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-63 – в соответствии с ГОСТ 13109-97.
- 1.1.7. Пункт АВР-6кВ на КП-63 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
- 1.1.8. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом стел-болтов для подъёма к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
- 1.1.9. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однитрансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
- 1.1.10. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
- 1.1.11. Линейные разъединители на первых отпайных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-63.
- 1.1.12. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи планечных зажимов.
- 1.1.13. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-63 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.

- 1.1.14. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 1.1.15. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 1.1.16. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.
- 1.1.17. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
- 1.1.18. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
- 1.1.19. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
- 1.1.20. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
- 1.1.21. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.
- 1.1.22. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 1.1.23. Определение мест пересечения проектируемых и реконструируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов переврезки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты переврезки согласовать с ООО «МЭН».
- 1.1.24. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 1.1.25. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИИ и т.п.
- 1.1.26. На планах трасс ВЛ-6кВ указывать линию вырубki леса, поросли, кустарников.
- 1.2. Проект, выполненный в соответствии с п.1.1. настоящих технических условий, согласовать с ООО «МЭН» и энергетическим отделом ОАО «СН-МНГ».
- 1.2.1. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
- 1.3. Строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и профилактические испытания оборудования и защит на основании согласованной в соответствии с п.1.2. настоящих технических условий проектной документации.
2. Порядок выполнения мероприятий по электроснабжению КП-63 Мегонского месторождения нефти:
- 2.1. Выполнить мероприятия, предусмотренные настоящими техническими условиями.

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 61 Мегнионского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Мегнионское	61	гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		ППД отр	БВ8	110	50	44
		гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		ППД отр	БВ8	110	50	44
		гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		ППД отр	БВ8	60	25	47
		гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		ППД отр	БВ8	60	25	47
		гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		водозаб				
		гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		водозаб				
Сумма				1000	450	
Ср. Q				100	45	

Динамика основных показателей разработки 61 Мегионского месторождения

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	КП №61										
1.1	Общий фонд скважин, шт	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	10	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- нагнетательных	-	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс.т	62,1	84,4	46,0	43,7	40,7	37,8	35,1	34,4	33,8	33,0
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	161,3	296,3	231,2	236,0	236,7	236,0	236,0	236,0	236,7	236,0
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	-	198,5	416,1	416,1	416,1	417,2	416,1	416,1	416,1	417,2
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	6,0	8,1	4,4	4,2	3,9	3,6	3,4	3,3	3,2	3,2

Начальник ОПИМР

А.М. Горбань

Проектные данные по КП № 61 Мегнонского месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин				объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление кап атм	Газо- содерж-е м3/т	Пл. темпер-ра град	Тип насосов	
				всего	добыв	нагн		водозаб	жидк м3/сут						нефти т/сут
						с отработ	без отработ								
Ватинское НГДУ															
1	Мегнонское	61	БВ8	12	6	4	0	2	1000	450	1100	БВ8 - 150	БВ8 - 73	БВ8 - 89	УЦН
1	Итого по месторождению			12	6										

Данные с учетом отработки нагнетательных скважин (в сумме всех работающих скважин по пусковому дебиту).

Начальник геологического отдела ДГИН ОАО "СН-МНГ"



Юрков И.С.

Начальник ОПИМПР ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"



Горбань А.М.

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 62 Меглионского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Меглионское	62	гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		ППД отр	БВ8	110	50	44
		гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		ППД отр	БВ8	110	50	44
		гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		ППД отр	БВ8	60	25	47
		гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		ППД отр	БВ8	60	25	47
		гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		водозаб				
		гор с МГРП	БВ8	110	50	44
		водозаб				
Сумма				1000	450	
Ср. Q				100	45	

Динамика основных показателей разработки КП № 62 Мегионского месторождения

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	КП №62										
1.1	Общий фонд скважин, шт	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	10	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- нагнетательных	-	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	- водозаборных	-	2	2	2	2	2	2	2	2	2
1.2	Добыча нефти, тыс.т	62,1	84,4	46,0	43,7	40,7	37,8	35,1	34,4	33,8	33,0
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	161,3	296,3	231,2	236,0	236,7	236,0	236,0	236,0	236,7	236,0
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	-	198,5	416,1	416,1	416,1	417,2	416,1	416,1	416,1	417,2
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	6,0	8,1	4,4	4,2	3,9	3,6	3,4	3,3	3,2	3,2

Начальник ОПиМПП



А.М. Горбань

Проектные данные по КП № 62 Мегнонского месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин				объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление нагн атм	Газо- содерж-е м3/т	Пл. темпера град	Тип насосов	
				всего	добыв	нагн		водозаб	жидк м3/сут						нефти м3/сут
						с отработ	без отработ								
Ватинское НГДУ															
1	Мегнонское	62	БВ8	12	6	4	0	2	1000	450	1100	БВ8 - 150	БВ8 - 73	БВ8 - 89	ЭЦВ
1	Итого по месторождению			12	6										

Данные с учетом отработки нагнетательных скважин (в сумме всех работающих скважин по пусковому дебиту).

Начальник геологического отдела ДГИН ОАО "СН-МНГ"



Юрков И.С.

Начальник ОПИМПР ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"



Горбань А.М.