

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель Генерального
директора - Главный инженер
ОАО «СН-МНГ»



05» 11. 2015

А.М. Пятаев
2015г.

Задание на проектирование № 130-15
«Обустройство Западно-Асомкинского месторождений нефти.
Куст скважин №1. Узел связи на ДНС-2»

1. Наименование объекта
Обустройство Западно-Асомкинского месторождений нефти. Куст скважин №1. Узел связи на ДНС-2
2. Географическое положение объекта
Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский и Нефтеюганский районы, Западно-Асомкинское, Ново-Покурское месторождения нефти
3. Основание для проектирования
План капитального строительства ОАО «СН-МНГ» на 2016г.
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 ISO 9001-2011.
7. Вид строительства
Капитальное строительство
8. Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию
I кв. 2016г.
9. Стадия проектирования
Проектная документация.
10. Условия ввода в эксплуатацию
Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
11. Потребность в инженерных изысканиях
11.1. Выполнить в объёме, достаточном для проектирования: <ul style="list-style-type: none">– инженерно-геодезические изыскания согласно СП 11-104-97,– инженерно-геологические изыскания согласно СП 11-105-97,– инженерно-гидрометеорологические изыскания согласно СП 11-103-97,– инженерно-экологические изыскания согласно СП 11-102-97.
11.2. Задание на инженерные изыскания согласовать с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ».
11.3. Материалы изысканий согласовать с маркшейдерской службой ОАО «СН-МНГ» с выездом на место и подписанием акта сдачи полевых работ.
11.4. Полноту снятых коммуникаций согласовать с эксплуатирующей службой.
11.5. Материалы изысканий предоставить в маркшейдерскую службу ОАО «СН-МНГ» в программном продукте Mapinfo в системе координат 1963 г. и Балтийской системе высот с подписанием акта о соответствии материалов топографо-геодезических изысканий требованиям Заказчика.
12. Требования по вариантной проработке и формированию ОТР

Не требуется.
13. Требования к выделению пусковых комплексов
Этапы строительства: <ol style="list-style-type: none"> 1. Куст скважин №1. 2. ВЛ-6кВ на куст скважин №1. 3. Узел связи на ДНС-2.
14. Основные технико-экономические показатели и состав объекта проектирования
<ol style="list-style-type: none"> 1. Куст скважин №1: Максимальные уровни: <ul style="list-style-type: none"> – добыча нефти – 5,3 тыс. т/год, – добыча жидкости – 101,1 тыс. м³/год, – закачка воды – 616,5 тыс. м³/год, – давление нагнетания – 180 кгс/см². Фонд скважин – 16 шт., из них: <ul style="list-style-type: none"> – добывающих – 7 шт. – нагнетательных – 4 шт. – в консервации – 5 шт. 2. ВЛ-6кВ на куст скважин №1: <ul style="list-style-type: none"> – протяженность ВЛ-6кВ №1 L= 6 759м. 3. Узел связи на ДНС-2: <ul style="list-style-type: none"> – пропускная способность – (1+1) 8xE1.
15. Требования к техническим решениям
Проект должен соответствовать достижениям науки, новой технике и технологии и обеспечивать эффективность капитальных вложений, экономного расхода материально-технических ресурсов, высокой степени заводской готовности оборудования, использования экономических схем материально-технического обеспечения.
16. Особые условия строительства.
<ol style="list-style-type: none"> 16.1. При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих. 16.2. Рассчитать сроки эксплуатации проектируемых трубопроводов и оборудования, степень риска. 16.3. Предусмотреть меры по предотвращению постороннего вмешательства в ход технологического процесса и противодействию чрезвычайных ситуаций. 16.4. Предусмотреть оснащение трубопроводов средствами контроля, регулирования и противоаварийной защиты. 16.5. Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.
17. Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям
Не требуется
18. Требования к режиму безопасности и гигиене труда
<ol style="list-style-type: none"> 18.1. 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. 18.2. 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).
19. 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»
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.
20. Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций
Мероприятия разрабатываются в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СП 11-107-98, СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России
21. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
22. Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов
Не требуется.
23. Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации
23.1. 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.
23.2. Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2009.
23.3. Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации.
24. Состав демонстрационных материалов
Не требуется.
25. Материалы, представляемые Заказчиком
Приложение №1: Технические условия на разработку проектно-сметной документации по объекту «Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти. Куст скважин №1».
Приложение №2: Технические условия №01-2015 от 12.01.2015 на электроснабжение КП-1 Западно-Асомкинского м/р.
Приложение №3: Техническое задание на разработку проектной и рабочей документации ЦРРЛ ОРС-1 м/р «Ново-Покурское» – КС-4 м/р «Приобское – ДНС-1 м/р «Западно-Асомкинского» – ДНС-2 Сортимская площадь Западно-Асомкинского месторождения.
Приложение №4: Требования к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ».
26. Срок выдачи проекта
Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.
27. Срок выдачи тендерной документации

В течение 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз.

28. Количество экземпляров ПД/РД

28.1. Документацию предоставить:

- на бумажном носителе в 2-х экземплярах;
- в электронном виде в формате «Adobe Acrobat» - 1 экземпляр.

28.2. В электронном виде документация принимается на оптическом носителе информации (компакт-диск CD-ROM, DVD+R, DVD-R). На каждом компакт-диске, содержащем электронную версию ПД/РД, должна быть внутренняя опись ПД/РД.

28.3. Состав и структура электронной версии проектной документации должны быть идентичны бумажному оригиналу.

29. Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов

29.1. Заказные спецификации выполнить отдельным томом в соответствии с документом, который регламентирует распределение компетенций по закупкам материально-технических ресурсов.

29.2. Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате Excel.

29.3. Оформить отдельной книгой сборник опросных листов и задания заводам-изготовителям.

30. Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР

30.1. Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации, дополнительно руководствуясь требованиями к сметной документации УКСиРО ОАО «СН-МНГ».

30.2. Сметную документацию выполнить в электронном виде в формате «Гранд-смета» (расширение *.agr, .xml и .xls). Исходные данные для сводного сметного расчета запросить отдельно.

31. Правила представления, рассмотрения и принятия РД/ПЗ

31.1. Согласовать проектные решения с Заказчиком.

31.2. Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».

31.3. После получения заключения экспертизы проектной документации – внести документацию в систему УПКС.

32. Особые условия

32.1. При проведении государственной экспертизы Заявителем выступает Заказчик. Подрядчик проводит техническое сопровождение проектной документации и инженерных изысканий до получения положительного заключения государственной экспертизы.

32.2. Картографические материалы в маркшейдерскую службу Заказчика в программном продукте Mapinfo в системе координат Нижневартковского района и Балтийской системе высот с подписанием акта о соответствии материалов топографо-геодезических изысканий требованиям Заказчика.

32.3. Подрядчик оформляет пакет документов, необходимый для регистрации права собственности на проектируемые объекты, в том числе:

- подготовка и сдача документов для получения разрешения на строительство;
- получение заключения о соответствии построенного объекта капитального строительства требованиям технических регламентов (норм и правил), иных нормативных и правовых актов и проектной документации;
- подготовка и подписание материально-ответственными лицами акта приемки законченного строительством объекта по форме КС-11;
- подготовка и сдача документов для получения разрешения на ввод в эксплуатацию.

32.4. Подрядчик обязан иметь все необходимые допуски в СРО на право выполнения всех работ, связанных с реализацией настоящего Задания на проектирование, а в случае привлечения

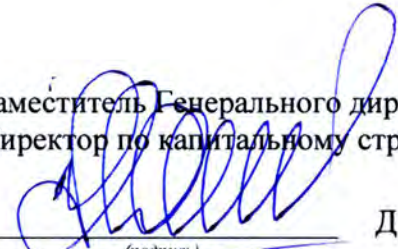
сторонних организаций, согласовывать их с Заказчиком
33. Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании
В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными 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 гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
34. Перечень согласований с федеральными надзорными органами
34.1. Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергосберегающей организации.
34.2. Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ.
34.3. При необходимости получение положительного заключения Государственной экологической экспертизы РФ.
34.4. Получение разрешения на строительство объекта капитального строительства в Департаменте строительства ХМАО-Югры (Депстрой Югры).
34.5. Получение заключения о соответствии построенного объекта капитального строительства требованиям технических регламентов (норм и правил), иных нормативных и правовых актов и проектной документации в Северо-Уральском управлении Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.
34.6. Получение разрешения на ввод объекта в эксплуатацию в Департаменте строительства ХМАО-Югры (Депстрой Югры).
35. Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ
Не требуется.

Исполнитель: специалист 2 категории
ОВОЭ ДПИРиВОЭ УКСиРО ОАО «СН-МНГ»

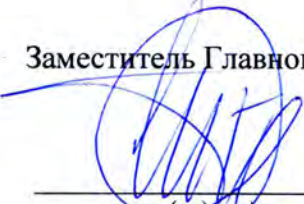
И.А. Марченко

ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ
к заданию на проектирование № 130-15
«Обустройство Западно-Асомкинского месторождений нефти.
Куст скважин №1. Узел связи на ДНС-2»

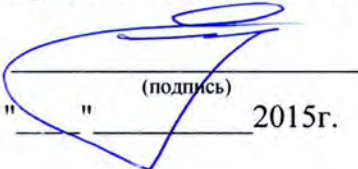
Заместитель Генерального директора –
Директор по капитальному строительству


_____ Д.А. Николаев
(подпись)
" " _____ 2015г.

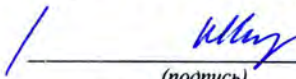
Заместитель Главного инженера


_____ С.А. Седякин
(подпись)
" " _____ 2015г.


Начальник управления капитального
строительства и ремонта объектов


_____ Е.В. Лешенко
(подпись)
" " _____ 2015г.

Начальник департамента автоматизации,
метрологии и информационных технологий


_____ С.В. Наливайко
(подпись)
" " _____ 2015г.

Главный инженер АНГДУ


_____ В.В. Евдокимов
(подпись)
" " _____ 2015г.

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер АНГДУ

В.В. Ефодкимов

« / » 2014г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для разработки проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти.
Куст скважин №1»

1. Наименование объекта	Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти. Куст скважин №1.
2. Месторождение, район строительства	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Сургутского район, Западно-Асомкинское месторождение.
3. Вид строительства	Капитальное строительство
4. Основание для проектирования	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».
5. Состав проектируемого объекта	5.1. Обустройство куста скважин №1; 5.2. Система нефтесборов; 5.3. Система ППД; 5.4. АГЗУ; 5.5. БГ; 5.6. Энергоснабжение; 5.7. Автодорога.
6. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	6.1. Максимальный объём добываемой нефти (жидкости): 5,3 тыс. т/год (101,1 тыс. м3/год); 6.2. Максимальный объём закачиваемой воды: 616,5 тыс. м3/год; 6.3. Количество скважин всего: 16 шт; в т.ч. добывающих: 7 шт; нагнетательных: 4 шт; в т.ч. консервация: 5 шт. 6.4. Давление в точке подключения нефтесборного коллектора: 5 кгс/см ² ; 6.5. Диаметр нефтесбора в точке подключения: 219мм и 273мм; 6.6. Давление нагнетания: 180 кгс/см ² . 6.7. Диаметр водовода в точке подключения: 114мм.
7. Основные требования по технологической схеме с учетом основных направлений в проектировании объектов	4.1. Транспорт нефтегазоводяной жидкости: 4.1.1. От добывающих скважин куста №1 нефтегазоводяная жидкость поступает по системе трубопроводов на пункт сбора – ДНС-1 Западно-Асомкинского месторождения; 4.1.2. Подключение проектируемых трубопроводов от добывающих скважин куста №1 осуществить к проектируемому ГЗУ КП-1; подключение проектируемого нефтесбора от ГЗУ КП-1 выполнить к трубопроводу d273мм и 219мм (согласно прилагаемой схеме), фактическое давление в точке подключения – 5 кгс/см ² . 4.1.3. Максимальное рабочее давление в нефтесборных сетях – 40 кгс/см ² , при выполнении гидравлического расчета и определении диаметров нефтесборных трубопроводов – давление не должно превышать 35 кгс/см ² ; 4.1.4. От КНС-1 по проектированному трубопроводу подтоварная вода поступает на БГ КП-1 и далее по

	<p>проектируемым трубопроводам на нагнетательные скважины;</p> <p>4.1.5. Подключение проектируемого водовода до КП-2 выполнить к действующему трубопроводу d114мм (согласно прилагаемой схеме).</p> <p>4.1.7. Подключение проектируемых трубопроводов на нагнетательные скважины выполнить к проектируемому БГ КП-2, (проектное давление на устье скважин -180 кгс/см²);</p> <p>4.1.8. Диаметры трубопроводов определить гидравлическим расчетом и согласовать с заказчиком.</p> <p>4.2. Автодорога: Проектирование автодороги выполнить согласно, отдельных технических условий.</p> <p>4.3. Автоматизация Предусмотреть использование средств автоматизации и телемеханизации согласно приложению I.</p> <p>4.4. Энергоснабжение: Электроснабжение выполнить согласно ТУ энергоснабжающей организации.</p> <p>4.5. Пожарная безопасность: Мероприятия по пожарной безопасности предусмотреть в соответствии с требованиями действующих нормативных документов по пожарной безопасности.</p>
8. Особые условия	<p>8.1. Провести изыскания под проектируемый объект</p> <p>8.2. При проектировании применять сталь марки 20ФА по ТУ 1317-006.1-593377520-2003 - для нефтесборов, 20ХФА по ТУ 1317-006.1-593377520-2003 - для водоводов высокого давления, а так же применять отводы, тройники из той же марки стали</p> <p>8.3. Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.</p>
9. Выделение очередей и пусковых комплексов.	Объекты выделить на независимые этапы строительства.

Начальник ПТО АНГДУ



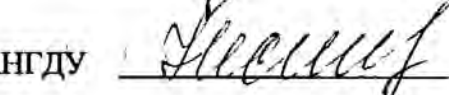
В.Р. Хачатуров

Главный геолог АНГДУ



О.А. Федоров

Начальник ООТ,ЛК,ЛБ,ГО и ПЧС АНГДУ



И.П. Нестерова

Зам. главного инженера АНГДУ
по автоматизации



А.Е. Дмитриев

Главный энергетик АНГДУ



В.А. Луценко

Главный механик АНГДУ



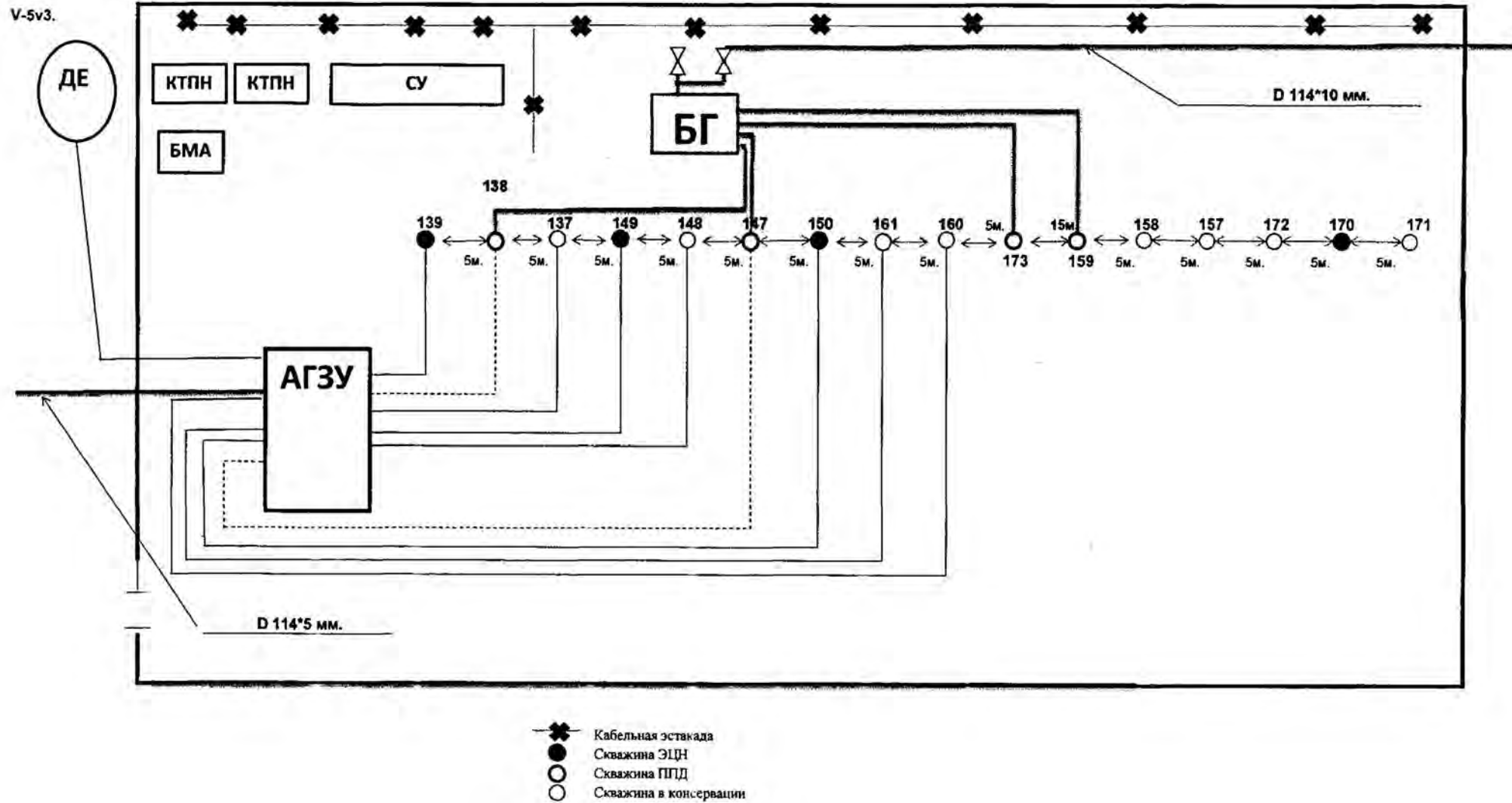
Д.В. Бережной

Зам.начальника управления по
обеспечению производства АНГДУ



А.А. Киреев

Технологическая схема Куст №1
Западно-Асомкинское м/р



УСРЕДНЕННЫЕ СВОЙСТВА ЗАЛЕЖЕЙ

Месторождение Западно-Асомкинское

Залежь пласта ПК7-18 Западно-Асомкинского месторождения

Плотность	1,017	кг/м3
Залежь пласта ЮС2 Западно-Асомкинского месторождения		
Объемный коэффициент нефти	1,136	д.е.
Вязкость нефти в пластовых условиях	,8	мПа*с
Плотность в пластовых условиях	,754	кг/м3
Плотность	1,017	кг/м3
Плотность в нормальных условиях	,856	кг/м3
Коэффициент переводной нефти в ПУ	1,51	д.е.
Давление насыщения нефти газом	11,57	МПа
Давление первоначальное пластовое	30,4	МПа
Температура залежи	97	град С
Газовый фактор	71,3	м3/м3

Залежь пласта ЮС2 3-Асомкинского м-я Северо-Асомкинского л.у

Объемный коэффициент нефти	1,136	д.е.
Плотность в нормальных условиях	,856	кг/м3
Пластовое давление	30,4	МПа
Вязкость нефти в пластовых условиях	,812	мПа*с
Плотность в пластовых условиях	,754	кг/м3
Давление первоначальное пластовое	30,4	МПа
Давление насыщения нефти газом	11,57	МПа
Коэффициент переводной нефти в ПУ	1,49	д.е.
Газовый фактор	72,5	м3/м3
Плотность	1,017	кг/м3

Залежь пласта ЮС2 Сортымская 3-Асомкинского месторождения

Объемный коэффициент нефти	1,136	д.е.
Температура	91	град С
Вязкость нефти в пластовых условиях	,812	мПа*с
Пластовое давление	30,4	МПа
Вязкость динамическая в пластовых условиях	,812	мПа*с
Давление первоначальное пластовое	30,4	МПа
Давление насыщения нефти газом	11,57	МПа
Коэффициент переводной нефти в ПУ	1,49	д.е.
Газовый фактор	72,5	м3/м3
Плотность	1,017	кг/м3
Плотность в пластовых условиях	,856	кг/м3
Плотность в нормальных условиях	,841	кг/м3

Залежь пласта 1ЮС1 Западно-Асомкинского месторождения

Содержание парафина	1,6	%
Содержание серы	,99	%
Вязкость нефти в пластовых условиях	,812	мПа*с
рН	8,2	ед
Коэффициент переводной нефти в ПУ	1,49	д.е.
Содержание иона HCO ₃ (-)	16,098	мг-экв
Содержание иона Cl(-)	301,016	мг-экв
Содержание иона Ca(2+)	11,577	мг-экв
Газовый фактор	74,849	м3/м3
Плотность	1,017	кг/м3
Плотность	1,122	кг/м3

УСРЕДНЕННЫЕ СВОЙСТВА ЗАЛЕЖЕЙ

Плотность в пластовых условиях	,734	кг/м3
Плотность в нормальных условиях	,841	кг/м3
Давление первоначальное пластовое	28,8	МПа
Давление насыщения нефти газом	11,57	МПа
Вязкость динамическая в пластовых условиях	,812	мПа*с
Температура залежи	92	град С
Температура	90	град С
Пластовое давление	29,7	МПа
Объемный коэффициент нефти	1,288	д.е.

Залежь пласта 1ЮС1 Сортымская 3-Асомкинского месторождения

Содержание серы	,99	%
Вязкость нефти в пластовых условиях	,812	мПа*с
Объемный коэффициент нефти	1,288	д.е.
Пластовое давление	29,7	МПа
Плотность в нормальных условиях	,841	кг/м3
рН	8,2	ед
Давление первоначальное пластовое	28,8	МПа
Давление насыщения нефти газом	11,57	МПа
Вязкость динамическая в пластовых условиях	,812	мПа*с
Температура залежи	92	град С
Коэффициент переводной нефти в ПУ	1,49	д.е.
Содержание иона НСО3(-)	16,098	мг-экв
Содержание иона Cl(-)	301,016	мг-экв
Содержание иона Са(2+)	11,577	мг-экв
Газовый фактор	74,849	м3/м3
Плотность	1,017	кг/м3
Плотность	1,122	кг/м3
Плотность в пластовых условиях	,734	кг/м3
Температура	90	град С

Залежь пласта 1-2БС10 Сортымская 3-Асомкинского м-я

Содержание парафина	1,04	%
Объемный коэффициент нефти	1,104	д.е.
Пластовое давление	25	МПа
рН	7,45	ед
Давление первоначальное пластовое	24,9	МПа
Давление насыщения нефти газом	8,52	МПа
Вязкость динамическая в пластовых условиях	5,071	мПа*с
Температура залежи	78	град С
Коэффициент переводной нефти в ПУ	1,242	д.е.
Содержание иона СО3(2-)	14,671	мг-экв
Содержание иона НСО3(-)	12,262	мг-экв
Содержание иона Cl(-)	283,329	мг-экв
Газовый фактор	36,24	м3/м3
Плотность	1,017	кг/м3
Плотность	1,106	кг/м3
Плотность в пластовых условиях	,842	кг/м3
Плотность в нормальных условиях	,884	кг/м3
Температура	75	град С
Вязкость нефти в пластовых условиях	5,071	мПа*с

УСРЕДНЕННЫЕ СВОЙСТВА ЗАЛЕЖЕЙ

Содержание серы	1,62	%
-----------------	------	---



Открытое акционерное общество
«Славнефть – Мегионнефтегаз»

АГАНСКОЕ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЕ УПРАВЛЕНИЕ

ул. Нефтепромышленная д. 20, г.Мегион, ХМАО – Югра, 628681,
тел.: (34643) 47-547, факс: (34643) 42-175

_____ 2014 г

№ _____

на № _____

от _____ 2014 г

Заместителю начальника
управления - руководителю
проектов капитального
строительства ОАО «СН-
МНГ»
В.М. Солопову

О выдаче тех. условий

Уважаемый Василий Михайлович!

Направляем Вам следующие технические условия по дороге подъездной
КП-1 Западно-Асомкинского ЛУ;

- Категория – V с переходным типом покрытием из щебня
- Расчетная скорость движения – 50 км/ч
- Ширина земляного полотна – 8,0 м
- Число полос движения-2
- Протяженность от КП-1 до примыкания к существующей автодороге 50м.

С уважением,
зам. начальника по ОП

А.А. Киреев

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА
«ОБУСТРОЙСТВО ЗАПАДНО-АСОМКИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 1 СОРТЫМСКОЙ
ПЛОЩАДИ».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти. Куст скважин 1 Сортымской площади», обеспечивающую централизацию управления с использованием современных средств контроля и автоматического регулирования на базе микропроцессорной техники, высоконадежных электронных устройств и аппаратуры, позволяющих осуществлять управление, защитные блокировки и сигнализацию в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Определение основных технических условий для проектирования автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) произведено на основании и с учетом следующих материалов:

- ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений;
- Федеральные нормы и правила в области пожарной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок».

Основной целью создания АСУ ТП является повышение эффективности производства за счет:

- повышения качества и безопасности ведения технологических процессов;
- повышения надежности управления технологическими объектами;
- повышения точности измерения технологических параметров;
- повышения оперативности действий обслуживающего персонала;
- снижение затрат на обслуживание технологического оборудования;
- снижение затрат на ведение технологических процессов;
- повышение безопасности производства, улучшения экологической обстановки за счет сокращения потерь нефти и газа.

2. Объекты АСУ ТП

В число технологических объектов охватываемых АСУ ТП входят:

Куст скважин № 1 в составе:

- замерная установка АГЗУ;
- скважины с насосами ЭЦН;
- система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин.

3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти. Куст скважин 1 Сортымской площади» с использованием станции телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером СТМ ZKM, вывод

информации осуществлять в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НГП - 5 Западно-Асомкинского месторождения Аганского НГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «ПКБ АСУ-Нефть» г. Тюмень.

Передача данных осуществляется по радиоканалу с применением радиостанции Motorola GM-340, с установкой в шкафу управления блока автоматики. Принятая степень автоматизации обуславливается рассредоточенностью объектов на территории месторождения и наличием необходимых средств контроля и управления.

В соответствии с принятой концепцией создания системы управления с применением вычислительной техники, проектируемая АСУ ТП строится по двухуровневому иерархическому принципу.

1. Нижний уровень системы управления в составе:

Нижний уровень – это уровень управления территориально-распределенными технологическими объектами (куст скважин). Нижний уровень включает в себя элементы местной автоматики и локальные системы контроля и управления технологическими объектами на базе терминальных и микропроцессорных контроллеров. Для связи с системой ТМ необходимо применить станцию телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗКМ, с установкой блоке местной автоматики на кустовой площадке.

Данное оборудование обеспечивает:

- сбор и первичную обработку технологических данных;
- обмен информацией с верхним уровнем управления;
- управление технологическими объектами на основе собранной информации и команд, поступающих с верхнего уровня управления или от оператора-технолога.

На верхний уровень с объектов кустовой площадки передается необходимая информация о значениях технологических параметров и состоянии основных насосных агрегатов.

2. Верхний уровень системы управления:

Верхний уровень - это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП - 5 Западно-Асомкинского месторождения нефти Аганского НГДУ.

4. Функции АСУ ТП

В соответствии с принятой архитектурой функции, реализуемые АСУ ТП, распределяются по уровням следующим образом:

Нижний уровень:

- сбор и первичная обработка технологической информации, поступающей от датчиков и измерительных преобразователей;
- управление технологическим процессом на основе собранной технологической информации и команд, поступивших с верхнего уровня управления;
- обмен информацией (прием и передача) с верхним уровнем управления;
- автотестирование элементов местной автоматики, контроллера.

Верхний уровень:

- сбор и концентрация информации о ходе технологического процесса, поступающей от контроллеров нижнего уровня управления;
- внутренняя обработка и хранение информации, формирование базы данных;
- индикация и регистрация информации, реализация диалога со специалистами нефтегазодобывающего производства (организация АРМов);
- составление оперативных сводок, отчетных и справочных документов;
- формирование и передача на нижний уровень управляющих воздействий по поддержанию заданных технологических режимов;
- диагностика работы технологического оборудования, технических и программных средств системы управления.

Оснащение технологических объектов, охватываемых АСУ ТП (перечень этих объектов приведен выше), датчиками, измерительными преобразователями, станциями управления, исполнительными механизмами и другой аппаратурой предусматривается в объеме, позволяющем осуществить следующие основные функции АСУ ТП по контролю и управлению этими объектами:

- автоматическое регулирование режимных технологических параметров;
- автоматическое и дистанционное управление приводами основных механизмов, защиты и блокировки при возникновении аварийных ситуаций;

- индикацию и регистрацию режимных и учетных технологических параметров;
- сигнализацию аварийную о предельных значениях технологических параметров;
- сигнализацию предупредительную об отклонениях от нормы режимных технологических параметров;
- сигнализацию исполнительную о состоянии приводов (включено/отключено) и исполнительных механизмов (открыто/закрыто);
- контроль параметров, обеспечивающих выполнение требований техники безопасности и охраны окружающей природной среды.

5. Объем автоматизации и АСУ ТП

Объемы автоматизации и АСУ ТП для технологических установок, размещаемых на кустовой площадке № 1:

1. Станция управления нефтяной скважиной

- предусмотреть местный и телемеханический контроль состояния насоса «работает», «не работает» по линии связи:
 - o дискретный сигнал типа «сухой контакт» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;
- предусмотреть передачу данных с контроллеров станций управлений при помощи:
 - o цифрового сигнала типа интерфейс «RS 485» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;

2. Замерная установка «АГЗУ»

Замерная установка «АГЗУ» является блочно-комплектным устройством и поставляется с системой контроля и автоматики заводом-изготовителем.

В состав автоматизированной замерной установки входит:

- блок технологический (БТ);
- блок аппаратный (БА).

В состав блока аппаратного входят:

- станция телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером СТМ ZKM и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Интротест»);
- станция управления АГЗУ (разработка завода-изготовителя)

Станция телемеханики СТК-ZK включает в себя:

- микроконтроллер «СТМ-ZKM»;
- блок эл. питания контроллера
- блок эл. питания радиостанции;
- радиостанция Motorola GM 340
- разъемы интерфейсные.

Приложение № 1,1:

Станция СТК-ZK и габаритно присоединительные размеры – 1 лист.

Станция управления АГЗУ обеспечивает измерение параметров и выполнение следующих функций контролируемых сигналов передаваемых по интерфейсу RS-485:

- поочередное измерение расхода компонент рабочей среды подключенных скважин;
- автоматическое и ручное управление процессом измерения;
- вычисление и отображение на дисплее контроллера управления установкой (далее – КУ), архивирование в энергонезависимой памяти (далее – ЭНП) КУ сроком не менее 32 суток и выдача по запросу оператора на ДП следующей измерительной информации (далее – ИИ);
- текущие показания датчиков;
- временные показатели каждого единичного замера (наполнение ИК, опорожнение ИК, общее время цикла замера);
- расчеты массового расхода жидкости (нефть и вода) по каждой подключаемой скважине (как по единичным замерам, так и общего усредненного значения), приведенные к нормальным условиям;
- исходные первичные данные (константы) для расчетов замера (параметры установки, параметры скважин);

- автоматическое запоминание, архивирование, хранение, отображение на дисплее КУ и передача на ДП по запросу оператора (в соответствии с согласованным протоколом обмена) следующей сигнальной информации (далее – СИ):

1) Аварийные сигналы:

- выход рабочего давления установки за предельные значения;
- загазованность 20% в БТ;
- предельная загазованность 40% в БТ;
- отказ в исполнении команд на переключение ПСМ;
- низкое газосодержание в смеси (отсутствие полного вытеснения жидкости из ИК за лимитированный промежуток времени);
- отказ любого из датчиков (только для датчиков с токовыми выходными сигналами);
- выход расхода жидкости за пределы диапазона измерений;
- выход температуры в БА за пределы лимитированного диапазона;
- выход температуры в БТ за пределы лимитированного диапазона.

2) Информация о текущем состоянии установки или ее отдельных элементов:

- несанкционированный доступ в установку (БА или БТ);
- положение КПЭ («открыт», «закрыт», в промежуточном положении);
- положение ПСМ;
- номер скважины на замере;
- текущий режим работы установки (автоматическое управление, ручное управление, единичное измерение).

Объемы автоматизации, предусматриваемые дополнительно:

- контроль давления на выходном коллекторе;
- контроль температуры воздуха в БТ;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БТ;
- контроль температуры воздуха в БА;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БА;
- синхронизация времени в контроллере ГЗУ с ПО «вехного» уровня;
- синхронизация времени в панели отображения ГЗУ с ПО «вехного» уровня.

3. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин

Проектом предусмотреть:

- систему электрообогрева на базе силового шкафа «ШСАУЭ-УМ» компании ЗАО «Арктические технологии»;
- электрообогрев оборудования на базе саморегулирующегося кабеля и нагревателей «Квинтекс» системы «АРКТЕХ» с ресурсом 20лет.;
- вывод информации в систему телемеханики АДКУ-2000+ состояния коммутационной аппаратуры управляющей вкл./выкл. обогревателей обратных клапанов;
- вывод информации о состоянии каждого объекта обогрева вывести на систему ТМ посредством кабельных линии с блок-контактов магнитных пускателей проектируемого шкафа управления электрообогревом «ШСАУЭ-УМ».
- расположение шкафа управления электрообогревом на площадке обслуживания КТПН.
- использование шкафа управления в климатическом исполнении от -50 до +50 С со степенью защиты IP 65.
- точку подключения для питания системы электрообогрева в КТПН.

В БА установить клеммную коробку для подключения ТСС электрообогрева обратных клапанов к кустовому контроллеру системы телемеханики.

Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

6. Технические средства АСУ ТП

Куст скважин 1.

Предусмотреть максимальное использование блочного автоматизированного оборудования заводской поставки. Автоматика этих блоков должна быть выполнена с применением электрических приборов и средств автоматизации, поставляемых комплектно с блоками.

Все приборы и средства автоматизации должны иметь сертификаты соответствия и разрешения Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на применение.

Все средства измерения должны иметь Сертификаты об утверждении типа средства измерения, внесены в государственный реестр средств измерения, иметь Разрешение на применение во взрывоопасных зонах, согласно ПУЭ».

Все применяемые в проекте датчики, преобразователи, исполнительные механизмы, должны быть выполнены только электрическими, применяемые датчики и измерительные преобразователи должны иметь унифицированные выходные сигналы с одним из следующих параметров:

- аналоговые (токовые 4-20 мА) для контроля и регулирования режимных технологических параметров;
- частотно-импульсные сигналы для контроля учетных технологических параметров;
- дискретные типа «сухой контакт», для сигнализации предельных значений технологических параметров.

На наружных установках класса В-1г и в помещениях класса В-1а электрические датчики и сигнализаторы должны иметь взрывозащищенное исполнение или искробезопасные цепи.

Контроль давления

Для местного измерения давления применить манометры показывающие «МПЗ-У» и «МП4-У», ОАО «Манотомь» г. Томск.

Дистанционное измерение и сигнализация давления выполнить взрывозащищенными малогабаритными датчиками давления с индикацией типа JUMO dTRANS p02.

Контроль уровня

Для дистанционной сигнализации уровня в дренажной емкости и емкости дождевых стоков применить Преобразователь магнитный поплавковый «ПМП-052», НПП "СЕНСОР" г. Заречный.

Контроль доступа в БТ и БА

Для обеспечения контроля доступа в блок технологический применить выключатель путевой (ВПК-2110 или аналогичный).

Для обеспечения контроля доступа в блок автоматики применить выключатель концевой герконовый (СКВ-02 или аналогичный).

Выключатели расположить на входных дверях БТ и БА, сигналы об открытии/закрытии дверей вывести на верхний уровень (система телемеханики АДКУ-2000+) в режиме реального времени, посредством СТМ-ZKM.

Контроль за состоянием обогрева воздуха БТ и БА

Для дистанционного контроля за состоянием обогрева воздуха в блоке технологическом и блоке автоматики, предусмотреть вывод значений температуры (использовать ТСМУ 0104 -50 +100 С) и состояния обогревателя (использовать «сухие» контакты магнитного пускателя) на верхний уровень в режиме реального времени, посредством СТМ-ZKM.

Реализовать автоматический режим поддержания температурного режима в БТ и БА, обеспечить вывод показаний температуры в технологическом блоке (применить двухканальный регулятор ИРТ 5501 производства фирмы «Элемер»).

Приложение №1,2:

Автоматизированная система отопления БМА/АГЗУ. Схема внешних соединений – 1 лист

Обеспечение взрывозащищенности

Приборы и аппаратура, установленные в помещениях класса В-1а и на наружных установках класса В-1г должны иметь взрывозащищенное исполнение типа "взрывонепроницаемая оболочка".

Электропитание технических средств АСУ ТП

Для электропитания шкафов и средств автоматизации используется переменный ток напряжением 220 В и частотой 50 Гц. Предусмотреть возможность подключения дополнительных электропотребителей мощностью до 3 кВт с применением автоматических выключателей. Подвод электропитания предусмотрен электротехнической частью проекта.

Кабельная продукция для средств АСУ ТП

Для электропитания и в качестве соединительных линий средств автоматизации применить универсальный кабель типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда». Для предохранения и защиты кабеля, проводов, гибких шлангов и др., от химического и механического повреждения, воздействия влаги и солнечного излучения применить герметичный металлорукав типа ГЕРДА-МГ.

7. Пожарная сигнализация

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:

- НПБ 88-2001*, Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования.
- СНиП 21-01-97* «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- ВНТП 03/170/567-87 «Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса»;
- НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности».

Оборудование пожарной сигнализации должно иметь сертификаты соответствия и сертификаты пожарной безопасности.

8. Объем пожарной сигнализации

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 1:

- замерная установка (БТ);
- блок аппаратурный (БА);

В блоке технологическом автоматизированной замерной установки предусмотреть взрывозащищенные пожарные извещатели типа «ИП 103-2/1-70», ручной пожарный взрывозащищенный извещатель типа «ИП-535-07е» Перед входом в блок технологический установить светозвуковой оповещатель типа «ВС-3-12В».

В блоке установки дозирования химреагентов предусмотреть взрывозащищенные пожарные извещатели типа «ИП 103-2/1-70», ручной пожарный взрывозащищенный извещатель типа «ИП-535-07е» Перед входом в блок дозирования установить светозвуковой оповещатель типа «ВС-3-12В».

В блоке аппаратурном поставляемом в комплекте с замерной установкой предусмотреть пожарные извещатели типа «ИП 212-3СУ», извещатель пожарный ручной «ИПР-3СУ». Перед входом в блок аппаратурный предусмотреть светозвуковой оповещатель типа «ВС-3-12В». Шлейфы пожарной сигнализации вывести на прибор приемно-контрольный «Сигнал-20М», установленный в помещении блока автоматики и связи в соответствии с НПБ 88-2001*. В качестве резервированного источника питания применить блок питания «РИП-12»

Оборудование пожарной сигнализации должно иметь сертификаты соответствия и сертификаты пожарной безопасности.

Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем огнестойким для пожарной и охранной сигнализации типа КУИН-СП, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазопроводных трубах

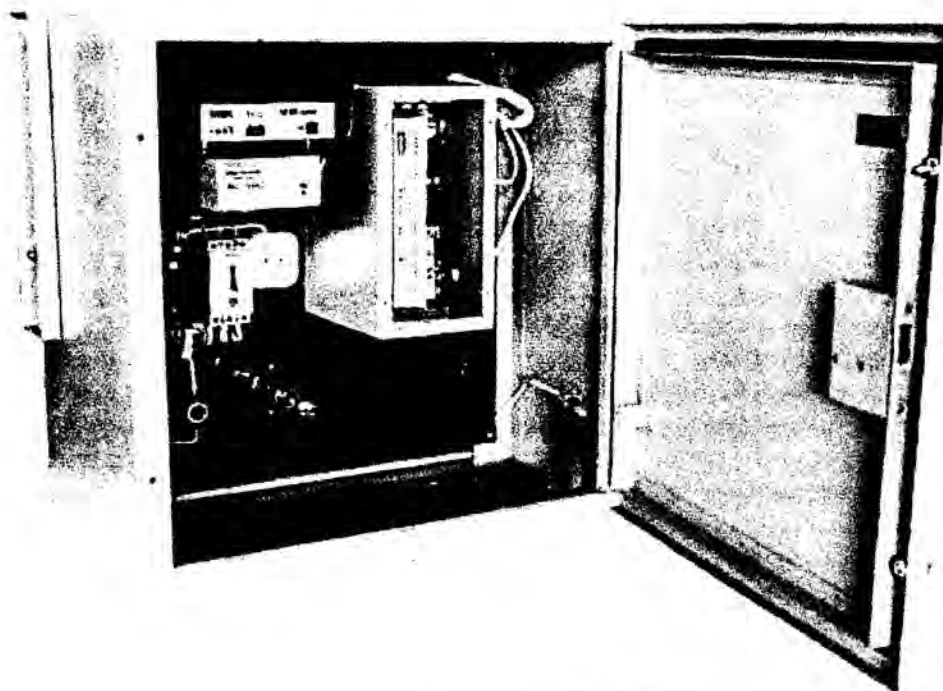
Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее посредством СТМ-ZKM передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НПП-5 Западно-Асомкинского месторождения нефти. Аганского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Западно-Асомкинского м/р. Куст скважин № 1. Сортымской площади» до 24.11.2015г.

Начальник ОА



С.В. Наливайко



Станция СТК-ZK реализует:

- Сбор и первичную обработку информации о состоянии периферийных объектов, агрегатов, насосов;
- Телеуправление объектами;
- Передачу информации на диспетчерский пульт по радиоканалу или проводной линии связи;
- Ручное управление отдельными агрегатами.

Станция СТК-ZK содержит:

- Отсек телемеханики, в котором расположены: контроллер СТМ-ZKM, УКВ радиостанция типа Motorola GM 340, автоматические выключатели "Общий", "ГЗУ ГП", и источник питания 24В, 50Гц;
- Отсек подключения цепей, в котором расположены: блоки зажимов для подключения внешних цепей, магнитный пускатель ГП, автоматические выключатели "Вентилятор ГЗУ", "Обогрев ГЗУ", "Освещение ГЗУ", "Обогрев ГБ", "Освещение ГБ".

Конструкция станции предусматривает возможность отдельного доступа в отсек телемеханики и в отсек подключения цепей. Дверь в отсек телемеханики снабжена замком повышенной секретности.

Станция устанавливается в блок автоматики на платформу размером 700 x 150 x 3 мм, прикрепляемую к любой вертикальной опоре.

В модифицированных вариантах СТК-ZK может быть применена в качестве периферийного терминала для телемеханизации объектов энерго-, водо- и теплоснабжения и для телемеханизации объектов транспортировки нефти, газа и других продуктов.

Технические характеристики:

Габариты станции, мм, не более: 750 x 650 x 300

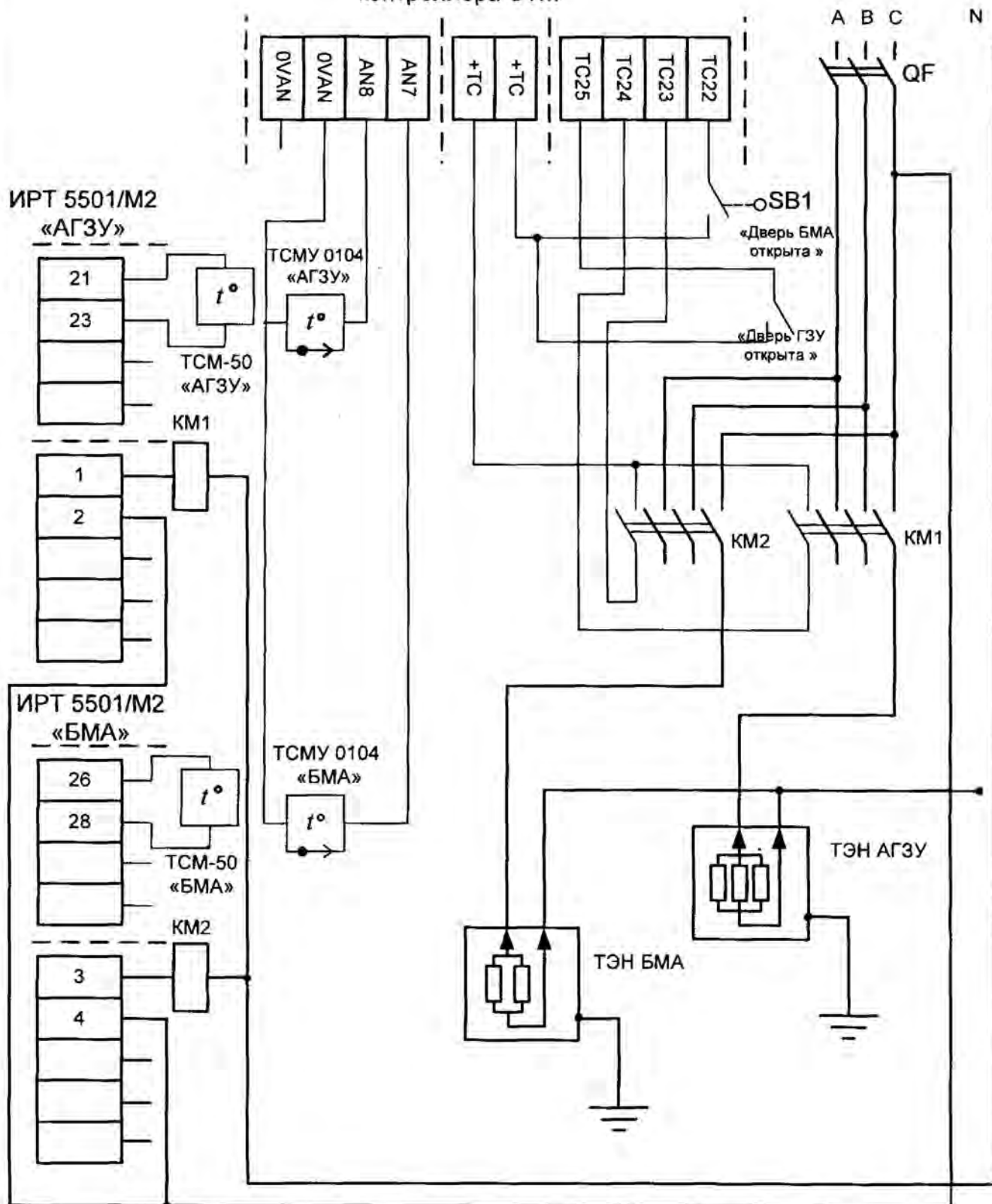
Масса, кг, не более: 40

Рабочая температура, °С: от -40 до +70

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5

Разъем X1 «Объект»
контроллера СТМ





Российская Федерация
Ханты-Мансийский автономный округ – «Югра»
город Мегион
Общество с ограниченной ответственностью
«АВТОМАТИЗАЦИЯ и СВЯЗЬ-СЕРВИС»

628600, Российская Федерация
Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Нижневартовск
Западный промышленный узел,
Панель 4, ул. Индустриальная, д.85, строение 17
телефон (34643) 4-14-44
факс (34643) 4-14-04
E-mail: ais-s@mail.ru

ИНН / КПП 8605016748 / 860301001
р/с 40702810200290002702
в ОАО «УРАЛСИБ» г. Москва
к/с 30101810100000000787
БИК 044525787

Исх. № АК-2451/03

«24» 11 2014г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО ЗАПАДНО-АСОМКИНСКОЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 1**

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-5 Западно-Асомкинского месторождения нефти. Аганского НГДУ и кустовыми контроллерами реализовать по радиоканалу при помощи радиостанции Motorola GM 340. На кустовой площадке радиостанция Motorola GM - 340 устанавливается в блоке аппаратурном - в станцию телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером СТМ ZKM и силовой частью.

Предусмотреть размещение АФУ на прожекторной мачте.

Прожекторную мачту расположить не далее 5м. от площадки с установленным БА.

При невозможности расположения прожекторной мачты в соответствии с вышеуказанным, АФУ разместить на антенной мачте, входящей в комплект БА.

Передачу сигналов по радиоканалу УКВ осуществить через центральную радиостанцию (БС-1) в диспетчерский пункт контроля и управления.

В качестве радиостанции на БС применить Motorola «GM-340». Рабочая частота 402,7250 МГц.

Радиостанция установлена в АБК НГП-3 Покамасовского месторождения нефти. Аганского НГДУ. АФУ БС расположена снаружи здания на высоте 23 метров. Коэффициент усиления антенны 9 дБ. Существующая базовая станция БС обеспечивает передачу данных к существующему АРМ оператора АСУ ТП по существующему кабелю RS-232.

При размещении антенн необходимо учитывать следующие факторы:

- антенну необходимо располагать в стороне от отражающих объектов;
- от больших по размерам препятствий антенная мачта должна быть удалена на расстояние, превышающее три-пять её высот;
- расстояние от антенны до металлических предметов должно быть не менее двух длин волн.

Высоту подвеса оборудования АФУ предусмотреть расчетом профиля от диспетчерского пункта телемеханики до кустовой площадки с учетом качественных показателей предложенного оборудования.

Монтаж и установку радиостанций, антенных устройств необходимо производить согласно технической документации фирмы-изготовителя с соблюдением соответствующих норм и правил техники безопасности.

Питание радиостанций осуществляется от сети 220 В, 50 Гц, через блок питания со встроенным аккумулятором.

Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 06-000274 от 06.04.2006 срок действия до 05.04.2016г.

1 экз. 4 листа.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Западно-Асомкинского м/р. Куст скважин № 1» до « » 2014г.

Генеральный директор

А.В. Курчук



МИНИСТЕРСТВО
ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
И СВЯЗИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
СВЯЗИ
(РОССВЯЗЬ)

ул. Тверская, 7, Москва, 125375
Справочная: 771-82-73
Факс: 771-87-54
E-mail: mail@minsvyaz.ru

№ _____

на № _____

РАЗРЕШЕНИЕ
на использование радиочастот или радиочастотных каналов
№ 06-000274

От 06.04.2006
(дата выдачи)

Срок действия до: 05.04.2016
(дата)

В соответствии со статьей 24 Федерального закона от 07.07.2003 № 126-ФЗ «О связи» Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация и Связь-Сервис" (далее – пользователь) имеет право на использование радиочастот или радиочастотных каналов при соблюдении необходимых условий использования радиочастот или радиочастотных каналов для радиоэлектронных средств гражданского назначения, установленных в приложении к настоящему разрешению.

Место нахождения (жительства) пользователя: ул. Западная, д.8, город Мегион, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, 628684

ИНН: 8605016748

Служба радиосвязи: сухопутная подвижная

Назначение РЭС: выделенная сеть связи

Район установки РЭС: Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление от 12.10.2005 № АК-1742/03, решение ГКРЧ от 15.05.1995 № 30/5 и заключение экспертизы о возможности использования радиоэлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами от 20.07.2005 № 05-3-009819.

Приложение: Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов на 3 л. в 1 экз.

Руководитель

А.В. Бескороваиный

Примечание: Настоящее разрешение без условий использования радиочастот или радиочастотных каналов недействительно.

2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС.

2.1. Работа абонентских станций разрешается только в пределах зон обслуживания соответствующих базовых станций.

2.2. В зоне действия базовых станций БС-1 и БС-3 разрешается установка абонентских стационарных радиостанций с мощностью излучения до 10 Вт, высотой подвеса антенн до 10 м и коэффициентом усиления антенн до 9 дБ.

2.3. Действие разрешения от 27.06.2003 № 083-05-02/30567 прекращается с момента перерегистрации РЭС.

3. Частотно-территориальный план радиоэлектронного средства (сети).

Основные технические характеристики оборудования сети		
Типы РЭС	Базовые - VX-2000; абонентские стационарные и возимые - FTL-2011, FTL-7011, GM-350, IC-F621, VX-2000, VX-2000U40, VX-3000, VXR-5000, VXR-7000, носимые - VX-10, VX-800	
Диапазон рабочих частот:	на передачу	401,0 - 406,0 МГц
	на прием	401,0 - 406,0 МГц
Класс излучения:	16K0F1D	
Мощность излучения АС	стационарных - до 10 Вт, возимых - до 10 Вт, носимых - до 2 Вт	

№ РЭС в БД Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня земли	Кэффи- циент усиления антенны	Азимут главного лепестка / поляриза- ция антен- ны	Мощность несущей на выходе передат- чика (на канал)	№ ка- нала	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передачи АС)
	град, мин	м	дБ	град	Вт		МГц	МГц
1335485 БС-1	Сургутский рн, Западно- Асомкинское м/р, ДНС-1 60N54 73E30	23	9,0	0-360/ верти- кальная	10,0		402,7250	402,7250
1335487 БС-2	Нижневартовский рн, Ватинское м/р 61N05 76E05	40	9,0	0-360/ верти- кальная	10,0		402,9750	402,9750
1335488 АС-1	Нижневартовский рн, Ватинское м/р, КНС-3 61N07 75E58	20	9,0	117/ верти- кальная	10,0		402,9750	402,9750
1335489 АС-2	Нижневартовский рн, Ватинское м/р, КНС-4 61N03 76E07	20	9,0	335/ верти- кальная	10,0		402,9750	402,9750

1335524 АС-3	Нижневартовский рн, Ватинское м/р, КНС-5 61N06 76E08	20	9,0	238/ верти- кальная	10,0		402,9750	402,9750
1335525 АС-4	Нефтеюганский рн, Ватинское м/р, КНС-7 61N06 75E55	20	9,0	104/ верти- кальная	10,0		402,9750	402,9750
1335526 АС-5	Нижневартовский рн, Ватинское м/р, КНС-8 61N05 76E06	20	9,0	257/ верти- кальная	10,0		402,9750	402,9750
1335527 БС-3	Сургутский рн, Западно- Асомкинского м/р 60N54 73E30	23	9,0	0-360/ верти- кальная	10,0		402,9750	402,9750

Руководитель
Федерального агентства связи



А.В. Бескоровайный

Приложение
к разрешению на использование
радиочастот или радиочастотных каналов
от «06» 04 2006 № 06-000274

Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

1. Общие условия использования радиочастот или радиочастотных каналов в соответствии с законодательством Российской Федерации и иными правовыми актами.

1.1. Места установки, тип и основные технические характеристики РЭС, а также используемые радиочастоты или радиочастотные каналы должны соответствовать частотно-территориальному плану.

1.2. Ввод РЭС в эксплуатацию должен быть осуществлен пользователем радиочастотным спектром в течение одного года с момента присвоения (назначения) радиочастот или радиочастотных каналов. Продление данного срока не допускается, за исключением РЭС, вводимых в эксплуатацию в районах Крайнего Севера и в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, для которых допускается продление срока ввода в эксплуатацию до двух лет.

1.3. РЭС, используемые в соответствии с настоящим разрешением, подлежат регистрации. Использование РЭС без регистрации не допускается.

1.4. Предоставленное право на использование радиочастот или радиочастотных каналов в соответствии с настоящим разрешением не может быть передано одним пользователем радиочастотным спектром другому пользователю без решения Федерального агентства связи.

1.5. Присвоение (назначение) радиочастот или радиочастотных каналов может быть изменено в интересах обеспечения нужд государственного управления, обороны страны, безопасности государства и обеспечения правопорядка, с возмещением владельцам РЭС убытков, причиненных изменением радиочастоты или радиочастотного канала.

Принудительное изменение радиочастот или радиочастотных каналов пользователя радиочастотным спектром допускается только в целях предотвращения угрозы жизни или здоровью человека и обеспечения безопасности государства, а также в целях выполнения обязательств, вытекающих из международных договоров Российской Федерации.

1.6. Пользователь радиочастотным спектром должен прекратить использование радиочастот или радиочастотных каналов при введении временных ограничений (запретов) на использование радиочастот или радиочастотных каналов, а также работу РЭС на передачу при проведении специальных мероприятий и в чрезвычайных ситуациях.

1.7. Пользователь обязан вносить плату за использование радиочастотного спектра.

1.8. Продление срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов осуществляется на основании заявления пользователя радиочастотным спектром, которое представляется в Федеральное агентство связи не менее чем за 30 дней до истечения срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

1.9. В случае выявления нарушения условий использования радиочастот или радиочастотных каналов, действие разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов может быть приостановлено Федеральным агентством связи на срок, необходимый для устранения этого нарушения, но не более чем на девяносто дней.

1.10. Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов прекращается или срок действия такого разрешения не продлевается в случае невыполнения пользователем радиочастотным спектром условий, установленных в разрешении на использование радиочастот или радиочастотных каналов, а также по другим основаниям, установленным п. 11 ст. 24 Федерального закона от 07.07.2003 № 126-ФЗ «О связи».

1.11. При наличии в документах, представленных заявителем, недостоверной или искаженной информации, повлиявшей на принятие решения о присвоении (назначении) радиочастот или радиочастотных каналов, Федеральное агентство связи вправе обратиться в суд с требованием о прекращении или не продлении срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

Технические условия № 01-2015 от 12.01.2015г
на электроснабжение КП-1 Западно-Асомкинского м/р

1. Разработать проект электроснабжения КП-1 Западно-Асомкинского месторождения нефти. Проектом предусмотреть:
 - 1.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-1 Западно-Асомкинского м/р.
 - 1.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
 - 1.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
 - 1.4. Точки подключения:
 - опора №108 существующей ВЛ-6кВ Ф-18510 ПС-35/6кВ «№185». Более точный номер опоры определить в процессе проектирования. При необходимости выполнить замену опоры в точке врезки.
 - опора №82/1/92 существующей ВЛ-6кВ Ф-18608 ПС-35/6кВ «№186». Более точный номер опоры определить в процессе проектирования. При необходимости выполнить замену опоры в точке врезки.
 - 1.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «№185», ПС-35/6кВ «№186» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
 - 1.6. Линейные разъединители на первых отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-1.
 - 1.7. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
 - 1.8. Заземление ЛР-6кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
 - 1.9. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.
 - 1.10. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
 - 1.11. 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».
 - 1.12. 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».
 - 1.13. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
 - 1.14. 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.
 - 1.15. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.

- 1.16. 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».
- 1.17. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 1.18. На планах трасс ВЛ-6кВ указывать линию вырубki леса, поросли, кустарников.
2. Проект, выполненный в соответствии с п.1. настоящих технических условий, согласовать с ООО «МЭН» и энергетическим отделом ОАО «СН-МНГ».
- 2.1. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
3. Строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и профилактические испытания оборудования и защит на основании согласованной в соответствии с п.2. настоящих технических условий проектной документации.
4. Порядок выполнения мероприятий по электроснабжению КП-1 Западно-Асомкинского месторождения нефти:
 - 4.1. Выполнить мероприятия, предусмотренные настоящими техническими условиями.
 - 4.2. Провести осмотр (обследование) объекта капитального строительства должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора при участии представителей ОАО «СН-МНГ», ООО «МЭН».
 - 4.3. Получить разрешение на допуск в эксплуатацию энергоустановки.
5. Срок действия технических условий 12 месяцев.

Приложение:

- 1) Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-18510 ПС-35/6кВ «№185» - на 1 листе в 1 экземпляре.
- 2) Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-18608 «№186» - на 1 листе в 1 экземпляре.

**Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»**

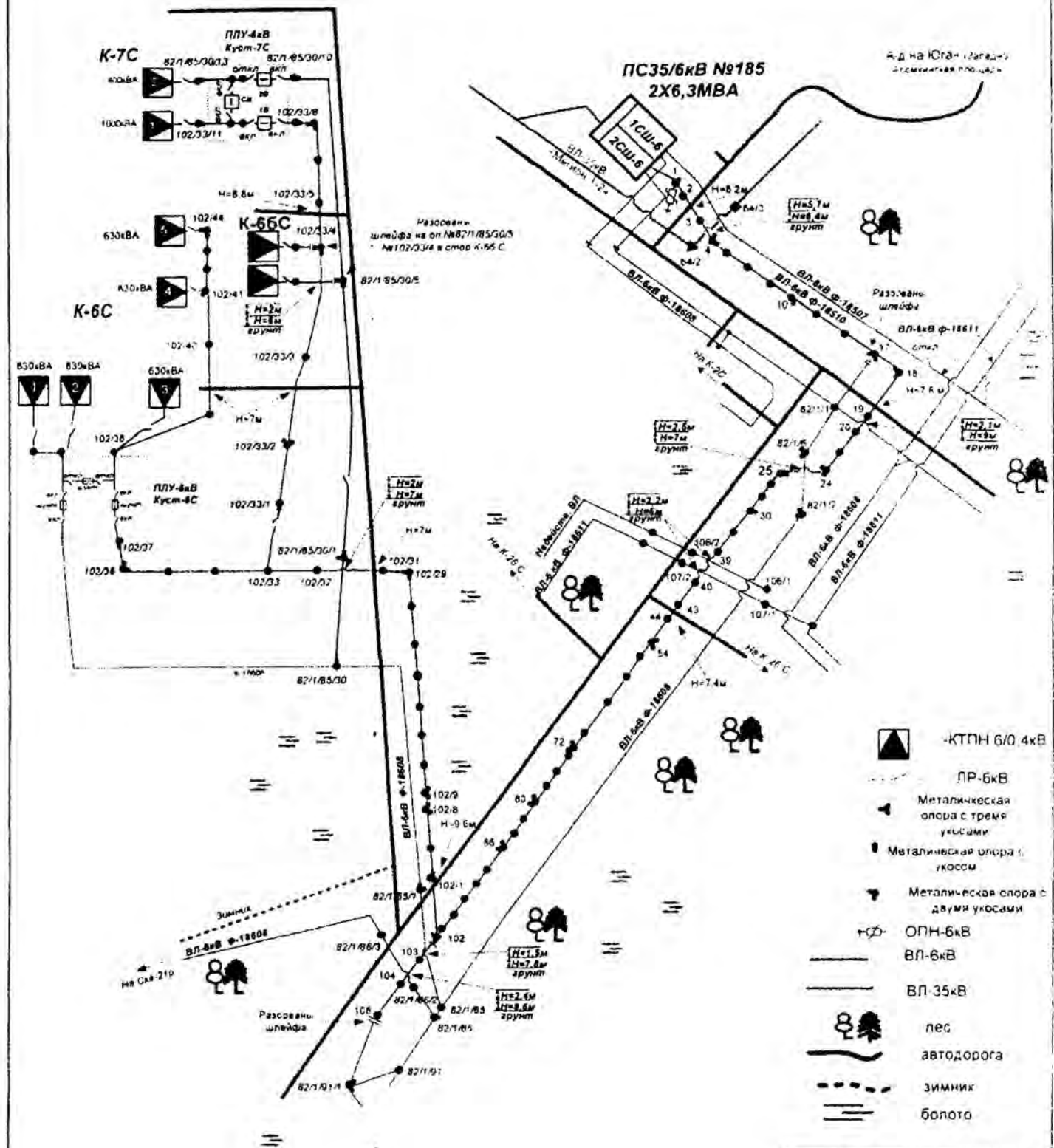


В.В. Долгушин

**Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»**



В.Е. Сыровосжкин



Марка провода	Длина	год ввода
АС-95 (оп. 1-24)	1,2 км	2004
АС-120 (оп. 24-108)	4,3 км	2001
А-95 (оп. 102-102/37 102/33-102/33/7)	2,2 км	2004 2014

Изм.	Ф.И.О.	Подп.	Дата	11-006-ВЛ-003		
Гл. инженер	Долгушин В.В.			Схема поопорная ВЛ-6кВ ф-18510 ПС 35/6 кВ №185		
Нач. ПТО	Марченко А.Н.					
Нач. ЦС	Приступа Е.Н.					
Нач. СР-11	Глазырин С.В.					
Исполнит.	Ягодкин С.Г.			ООО "МЭН"		
				Лист 1	Листов 1	масштаб
				СР №11		

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель генерального директора-
главный инженер

_____ В.Н.Нюняйкин

«_____» _____ 2010 г.

Техническое задание

на разработку проектной и рабочей документации ЦРРЛ

ОРС-1 м/р «Ново-Покурское» - КС-4 м/р «Приобское» - ДНС-1 м/р «Западно- Асомкинское» - ДНС-2 Сортымская площадь Западно- Асомкинского месторождения.

1. Основание для проектирования	План капитального строительства на 2010 г.
2. Назначение объекта, сооружения	Технологическая связь для организации соединительных линий и каналов передачи данных (м/р Ново-Покурское - м/р Западно- Асомкинское)
3. Наименование титула (объекта строительства)	ЦРРЛ м/р Ново-Покурское - ДНС -2, Сортымская площадь Западно-Асомкинского месторождения.
4. Показатели, характеризующие мощность объекта	(1+1) 8xE1
5. Сроки строительства	2010
6. Вид строительства	Новое строительство
7. Стадия проектирования	Проектная и рабочая документация
8. Источник финансирования	Собственные средства
9. Сроки разработки проекта	Определяются договором на проектно-изыскательские работы
10. Заказчик проекта	ОАО «Славнефть – Мегионнефтегаз»
11. Состав проектируемых сооружений, требования к объёмным показателям:	
11.1. Основные технологические решения	<p>1. Запроектировать трёх пролетную ЦРРЛ с применением оборудования Alkatel на участке Ново-Покурское м/р - «Приобское» КС-4 – Западно-Асомкинское м/р - Сортымская площадь Западно-Асомкинского месторождения. С учетом использования ранее приобретенного оборудования пропускной способностью 8Мбит/с в конфигурации 1+1, для участков Западно-Асомкинское – Сортымская площадь – Приобское КС-4, а на участке Приобское КС-4 – Ново-Покурское м/р пропускной способностью 8Мбит/с + 1Ethernet в конфигурации 1 + 1.</p> <p>2. Запроектировать ЦРРЛ на следующих площадках:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ОРС -1 (м/р. Ново-Покурское), - ПРС-2 («Приобская» КС-4),

- ПРС-3 (ДНС-1 м/р. Западно-Асомкинское),
 - ОРС-4 (ДНС-2, Сортимская площадь Западно-Асомкинского месторождения),
3. Провести инженерно-экологические, инженерно-геологические и инженерно-геодезические изыскания на площадках:
- ПРС-3 (ДНС-1 м/р Западно-Асомкинское),
 - ОРС-4 (ДНС-2 Сортимская площадь Западно-Асомкинского месторождения)
4. Разработать схему организации связи на участке ОРС 1 (м/р. Ново-Покурское) – ОРС 4 (ДНС-2 Сортимская площадь Западно-Асомкинского месторождения):
- каналов внутризональной телефонной связи;
 - каналов передачи данных;
 - каналов для АТС
 - технологической связи с использованием служебных каналов.
- Схему организации связи согласовать с Заказчиком.
5. Предусмотреть подключение проектируемой ЦРРЛ к системе удаленного администрирования.
6. Выполнить расчет качественных показателей проектируемой ЦРРЛ.
7. Предусмотреть установку цифровых кроссов фирмы KRONE на ОРС-1, ПРС-3, ОРС-4, совместно с оборудованием ЦРРЛ, в проектируемых 19" шкафах.
8. Предусмотреть установку абонентских кроссов на ПРС-3, ОРС-4.
9. Предусмотреть установку АТС Alcatel емкостью 100 номеров в контейнере-аппаратной ОРС-4 (ДНС-2 Сортимская площадь Западно-Асомкинского месторождения), тип определить проектом.
10. Предусмотреть установку 30 канального 2Мбит/с мультиплексора на ПРС-3 (ДНС-1 м/р. Западно-Асомкинское) и ОРС-4 (ДНС-2 Сортимская площадь Западно-Асомкинского месторождения). Для выноса абонентской емкости на ПРС-3 (ДНС-1 м/р. Западно-Асомкинское).
11. Предусмотреть прокладку кабеля на ДНС-1 Западно-Асомкинское м/р от узла связи до АБК кабелем ТПП 30*2.
12. На ОРС-4 (ДНС-2 Сортимская площадь Западно-Асомкинского месторождения) предусмотреть распределительную кабельную телефонную сеть кабелем ТПП до объектов НГП по существующим эстакадам и предусмотреть телефонные аппараты типа Panasonic, тип и емкость кабеля определить про-

	<p>проектом с учетом запаса + 50% от текущей необходимости но не менее ТПП 30*2 до АБК и ТПП 20*2 до ДНС.</p>
11.2. Требования по размещению применяемого оборудования и его сертификации	<ol style="list-style-type: none"> 1. ОРС-1 (м/р. Ново-Покурское). <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Проектируемое оборудование и цифровой кросс разместить в существующих помещениях технического здания УС. 1.2. Проектируемую антенну разместить на существующей АМС h=83.25м, разработанной ГСПИ РТВ г. Москва в 1993г. по заказу 92660 1.3. Предусмотреть приспособление помещения здания УС-Аппаратная 2. ПРС-2 («Приобская» КС-4) <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Проектируемую 19"-стойку с оборудованием разместить в существующем техническом помещении ОАО «Ростелеком» согласно техническим условиям. Приспособление помещений не предусматривается 2.2. Проектируемые антенны разместить на существующей мачте, и выполнить согласно техническим условиям ОАО «Ростелеком». 3. ПРС-3 (ДНС-1 м/р. Западно-Асомкинское) <ol style="list-style-type: none"> 3.1. Для размещения проектируемого оборудования предусмотреть контейнер-аппаратную. 3.2. Для размещения проектируемых антенн предусмотреть АМС высотой 73м, (типовой проект на АМС ОАО «ГИПРОСВЯЗЬ-4»). 3.3. Выполнить инвентаризацию находящейся на балансе (складское хранение) собственника АМС Н=141м. 4. ОРС-4 (ДНС-2 Сортымская площадь Западно-Асомкинского месторождения) <ol style="list-style-type: none"> 4.1. Для размещения проектируемого оборудования предусмотреть контейнер-аппаратную. 4.2. Для размещения проектируемых антенн предусмотреть АМС высотой не менее 70м, (типовой проект на АМС ОАО «ГИПРОСВЯЗЬ-4»). 4.3. Выполнить инвентаризацию находящейся на балансе (складское хранение) собственника АМС Н=42,75м. Для достижения требуемой высоты АМС использовать металлоконструкции ПРС-3 (складское хранение) закупленные по проекту ОАО «ГИПРОСВЯЗЬ-4» (АМС ПРС-3 Н=141м)
11.3. Требования к электроснабжению и электропитанию	<ol style="list-style-type: none"> 1. Электропитание проектируемого оборудования выполнить в соответствии с требованиями ВСН 332-93 по первой категории надежности. 2. ОРС-1 (м/р. Ново-Покурское) Внешнее электропитание здания выполнено от одного независимого источника с резервом от АДЭС. Проектом предусмотреть замену существующего контейнера – ДЭС на проек-

тируемый контейнер с более мощным агрегатом -27кВт. Согласно имеющегося в наличии оборудования.

Электропитание 48 вольт проектируемого оборудования РРС предусмотреть от источника питания с расчетным временем разряда не менее 5 часов.

Заземление оборудования и антенно-фидерного тракта предусмотреть от существующего контура заземления в соответствии с ГОСТ 464-79* и ГОСТ Р50571.10

3. РРС-2 («Приобская» КС-4)

Внешнее электропитание технического помещения ОАО «Ростелеком» выполнено от двух независимых источников питания.

Электропитание проектируемого оборудования предусмотреть от источника электропитания, выполнив технические условия ОАО «Ростелеком»

Заземление оборудования и антенно-фидерного тракта предусмотреть от существующего контура заземления в соответствии с ГОСТ 464-79* и ГОСТ Р50571.10

4. РРС-3 (ДНС-1 м/р. Западно-Асомкинское)

Внешнее электропитание аппаратного - контейнера выполнить от одного независимого источника с резервом от АДЭС - 16кВт. Согласно имеющегося оборудования.

Электропитание проектируемого оборудования РРС от 48 вольт предусмотреть от источника электропитания с расчетным временем разряда не менее 5 часов.

Предусмотреть проектом строительство кабельной эстакады от ДЭС Узла связи до источника питания КТПН-6/0,4 кВа «Поселок» ЮНГ-Энергонефть, с прокладкой силового кабеля электропитания, тип кабеля определить проектом.

Предусмотреть проектом строительство кабельной эстакады от Узла связи до АБК

Заземление оборудования и антенно-фидерного тракта предусмотреть от проектируемого контура заземления в соответствии с ГОСТ 464-79* и ГОСТ Р50571.10

5. ОРС-4 (ДНС-2 Сортымская площадь Западно-Асомкинского месторождения)

Внешнее электропитание аппаратной-контейнера выполнить от одного независимого источника с резервом от АДЭС - 16кВт. Согласно имеющегося оборудования.

Электропитание проектируемого оборудова-

	<p>ния РРС предусмотреть от источника электропитания от 48 вольт с расчетным временем разряда не менее 5 часов.</p> <p>Предусмотреть проектом строительство кабельной эстакады от ДЭС Узла связи до источника питания КТПН-6/0,4 кВа ЮНГ-Энергонефть, с прокладкой силового кабеля электропитания, тип кабеля определить проектом.</p> <p>Предусмотреть проектом строительство кабельной эстакады от Узла связи до АБК</p> <p>Заземление оборудования и антенно-фидерного тракта предусмотреть от проектируемого контура заземления в соответствии с ГОСТ 464-79* и ГОСТ Р50571.10</p> <p>6. Блок контейнеры для Узлов связи должны иметь систему кондиционирования (охлаждения воздуха), систему отопления, систему охранно-пожарной сигнализации и АСПТ.</p>
11.4. Требования к обеспечению контрольно-диагностическим оборудованием	Не предусматривать
11.5. Мероприятия по СОПМ (Система оперативно розыскных мероприятий) и информационной безопасности	Не предусматриваются.
11.6. Требования по использованию существующих сооружений (станционных, линейных)	Максимально использовать.
12. Эксплуатация:	
12.1. Требования по организации эксплуатации предприятия или сооружения связи	Эксплуатацию оборудования организовать существующим персоналом с базированием в г. Мегион
12.2. Режим работы предприятия (объекта связи)	Круглосуточный
12.3. Требования по автоматизации производства	Вопросы автоматизации производства решаются на базе существующего оборудования
13. Особенности проектирования	
13.1. Выделение очередей и пусковых комплексов	Не предусматривать
13.2. Особые условия проектирования	Не предусматривать
14. Особые условия строительства	Не предусматривать
15. Разработка мероприятий:	
15.1. Требования к разработке мероприятий по безопасности	Запроектировать систему АСПТ (Автоматическая система пожаротушения)
15.2. Требования к разработке мероприятий по пожарной безопасности и пожаротушению	При строительстве новых объектов предусмотреть выполнение СНиП 21-01-97 "Противопожарных норм" а так же НПБ 110-03 "Перечня зданий и сооружений, подлежащих защите ав-

	томатическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией" и ППБ 01-03 «Правила пожарной безопасности в РФ»
15.3. Требования по проектированию мероприятий по защите от специальных видов влияния	Предусмотреть комплекс мероприятий по защите оборудования РРС от грозовых и сетевых перенапряжений в соответствии с требованием инструкции СО153-34.21.122-2003.
15.4. Требования и условия к разработке природоохранных мер и мероприятий	Предусмотреть разработку проектной документации в соответствии с требованиями ст. ст. 34-36 федерального закона от 10.01.2002 №7-ФЗ «Об охране окружающей среды». Выполнить расчёт санитарно-защитных зон и зон ограничения застройки Мероприятия по защите окружающей среды проектировать в соответствии с действующими санитарными нормами и правилами с оформлением санитарного паспорта на каждую площадку.
15.5. Требования по охране труда	Проект разработать в соответствии с действующими стандартами, санитарными нормами и правилами.
15.6. Требования к разработке мероприятий ГО, а так же мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций	Не предусматривать
16. Состав разрабатываемой документации	В соответствии со СНиП
17. Основные технико-экономические показатели	Определить рабочим проектом
18. Требования к сметной документации	Метод определения стоимости – базисно-индексный; нормативная база – 2001 года, и прочих нормативных, действующих методик. Распоряжение ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» от 31 декабря 2009 г. № 320-Д (Об индексации стоимости СМР и ПИР на 2010 год по договорам подрядных организаций)
19. Наименование проектной организации	Выбор
20. Наименование подрядных организаций	Выбор
21. Исходные данные, выдаваемые заказчиком	Заказчик проекта обеспечивает передачу исходных данных, включая планировки помещений для размещения оборудования, спецификацию к контракту на проектируемое оборудование.
22. Требования по согласованию	Согласование проектных решений выполняет проектная организация. Согласование и получение радиочастот выполняет ООО «Автоматика и Связь-Сервис». Согласование размещения АМС на ДНС-1 (м/р. Западно-Асомкинское) и ДНС-2 (Сортымская площадка м/р. Западно-Асомкинское) выполняет ООО «Автоматика и Связь-Сервис» Согласование получения ТУ и заключения договора на выдачу ТУ, ОАО «Ростелеком» выполняет проектная организация.
23. Количество разрабатываемых экземпляров	Пять экземпляров: 1 экземпляр – архивный, ос-

ляров	тается в проектной организации; 4 экземпляра, в том числе электронный вариант, передаются заказчику.
24. Дополнительные условия	Отсутствует.
Настоящее задание может уточняться и изменяться в установленном порядке. Дополнения, уточнения или изменения к настоящему заданию могут вноситься по согласованию Сторон и должны оформляться в виде приложений, подписанных уполномоченными представителями Заказчика и Исполнителя.	

Согласовано:

Технический департамент
Начальник отдела автоматизации

и.о. генерального директора ООО «Автоматизация и Связь-Сервис»

Начальник цеха связи ООО «Автоматизация и Связь-Сервис»

Заместитель Генерального директора по средствам связи ООО «Автоматизация и Связь-Сервис»




С.В. Наливайко

Э.С. Сюнский




Н.Н. Пашня

О.В. Калинин

**Требования к разработке сметной документации
для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»**

1.	Код региона РФ, зона строительства:
	- 1,2 зона ХМАО
2.	Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР
	<ul style="list-style-type: none"> • Выполнять, сметную документацию в соответствии с МДС 81-35.2004 в программном комплексе «ГРАНД-СМЕТА» версия не ниже 5.5.4 (база 2001г. редакция 2010г.) Прямые затраты формируются по составу работ единичных расценок базы ТЕР-2001, ТЕРм-2001, ТЕРп-2001 ХМАО; • Сметную стоимость строительства в сводном сметном расчете определить в двух уровнях цен: в базисном уровне – ценах 2001 года, и, в текущем уровне цен на момент выпуска сметной документации, путем применения региональных индексов пересчета базовой стоимости 2001 года • Расчет стоимости произвести на каждый объект строительства (подготовительные работы к бурению (устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно), обустройство кустовой площадки, строительство высоковольтных линий (на каждую линию ВЛ отдельно), строительство нефтесборных сетей и высоконапорных водоводов (отдельно на каждый трубопровод), согласно приложенного формата (Приложение №2.1). • В составе сметной документации предоставить сводный ресурсный расчет. А также сформировать ведомость ресурсов на каждый локальный сметных расчет и по объектам в целом (подготовительные работы к бурению (устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно), обустройство кустовой площадки, строительство высоковольтных линий (на каждую линию ВЛ отдельно), строительство нефтесборных сетей и высоконапорных водоводов (отдельно на каждый трубопровод), с предоставлением на бумажном носителе и в электронном виде таблицы Excel. • Предоставить дополнительно сводную ведомость стоимости оборудования, изделий и материалов по объектам в электронном виде таблицы Excel, с разделением на материалы поставки Подрядчика, поставки Заказчика, на основании «Перечня МТР по номенклатуре ДК ОКС УКС и РО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК», с указанием массы оборудования, изделий и материалов, согласно приложенного формата (Приложение №2.2). Материалы поставки подрядчика в текущем уровне цен определять по территориальным сборникам текущих цен на МТР (ТССЦ). Стоимость местных материалов (песок, привозной грунт, щебень и т.д.) в сметной документации необходимо учитывать по данным Поставщиков (прайс-листы). При отсутствии необходимой номенклатуры в территориальных сборниках, стоимость материалов и оборудования принимать по прайс-листам с учетом транспортных и заготовительно-складских расходов с пересчетом в базисный или текущий уровень цен посредством использования регионального индекса изменения стоимости материальных ресурсов и оборудования • Расчет дополнительных затрат на разницу в стоимости электроэнергии получаемой от ДЭС при производстве СМР выполнить в соответствии с порядком расчета (приложение 2.3) • Заказчик оставляет за собой право в случае изменений требований в расчетах текущей стоимости строительства объектов направить дополнительные условия формирования стоимости.

	Сметную документацию предоставить на электронном носителе в программе «Гранд-смета» (расширение *.agr, xml и excel).
3.	Фактические затраты по 9 главе (в ценах 2001г.) - Перевозка рабочих свыше 3км-1,5%;
4.	Затраты на строительство временных зданий и сооружений при производстве строительно-монтажных работ для ССР Согласно ГСН 81-05-01-2001
5.	Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ – средства на производство работ в зимнее время согласно ГСН 81-05-2007, п.9 таб.4 п. (для стадии ПД и РД); – борьба с гнусом: МДС-81-35.2004 Приложение 8, п.913 в размере 0,1% (для стадии ПД).
6.	Затраты на осуществление авторского надзора МДС-81-35.2004 Приложение 8, п.12.3 в размере -0,2% от итога по главам 1-9 сводного сметного расчета стоимости строительства.
7.	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты для ССР Резерв средств на непредвиденные работы и затраты определить в соответствии с МДС 81-35.2004 в размере: • до 2 % для объектов социальной сферы; • до 3% для объектов производственного назначения; • до 10% для уникальных и особо сложных объектов строительства.
8.	Карьеры грунта. Стоимость грунта, торфа Грунт (песок)- карьер уточнить во время проведения изысканий; Стоимость 1м3 грунта (в ценах 2001г.) - согласно ТСЦ-408-0122; Стоимость 1м3 торфа (в ценах 2001г.) – согласно ТСЦ-407-0021;
9.	Доставка на строительную площадку материалов, конструкций, оборудования от базы УМТС ОАО «СН-МНГ», пос. Высокий
10.	Место вывоза строительного мусора и непригодных материалов полученных от разборки конструкций. - полигон ТБО г. Мегион
11.	Особые условия выполнения сметной документации – Предусмотреть выделение объемов работы в соответствии с согласованными Заказчиком этапами строительства. – Предусмотреть в отдельном локальном сметном расчете работы по вырубке леса, захоронке лесопорубочных остатков с выделением подразделов по объектам (нефтеборные сети, высоконапорные водоводы, высоковольтные линии, автомобильная дорога, устройство площадки) – Разработать локальные сметные расчеты на пусконаладочные работы КИП и А, сетей электрических. – Разработать локальные сметные расчеты на устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно. – По каждому разделу ЛСР и в каждой строке(расценке) должны быть выделены размеры и суммы накладных расходов и сметной прибыли и итоги с учетом этих затрат; – При ссылках на техническую часть или вводные указания сборников расценок или другие нормативные документы (коэффициенты учитывающие условия применения ТЕР) в графе «шифр» после номера сборника и расценки указаны ТЧ ВУ и номер соответствующего пункта или таблицы, а при применении коэффициентов, учитывающие условия производства работ (должны быть обоснованы ПОС и указаны в пояснительной записке к сметной документации) в графе «наименование работ и затрат»

дополнительно указана величина этого коэффициента, а также сокращенное наименование и пункт нормативного документа;

- В случае исключения или замены ресурсов в единичных расценках, должны быть указаны коды, количественные и стоимостные показатели.
- При составлении сметной документации, необходимо руководствоваться следующими требованиями:
- Монтаж металлоконструкций в локальных сметах расценивать следующим образом: монтаж м/к по ТЕР09, стоимость металлопроката и труб по ТСЦ часть I, изготовление м/к по ТЕРм38;
- при определении стоимости работ по погружению свай из металлической трубы не допускается определять стоимость материалов по расценкам «готовые строительные конструкции». Необходимо использовать расценки на изготовление ТЕР5-01-117, погружение по ТЕР5-01-011 (исключить стоимость шпунта) и отдельной строкой учитывать стоимость труб по ТСЦ часть I.
- При монтаже технологических трубопроводов ТЕРм12 применять расценки «из труб и готовых деталей», с включением развернутой длины этих деталей (фасонных частей) в длину трубопровода, при этом дополнительно расценку на установку фасонных частей не учитывать. Кроме того, не учитывать гидравлическое и пневматическое испытание, т.к. данный вид работ учтен в расценках на укладку (см. тех.часть);
- при составлении смет на монтаж узлов трубопроводов необходимо использовать 19 раздел сборника ТЕРм12, применение расценок на стоимость готовых узлов не допускается!
- при составлении смет на строительство трубопроводов (водоводы, нефтесборники за пределами кустовой площадки) необходимо использовать сборник ТЕР25, узлы на данных трубопроводах расценивать по сборнику ТЕРм12 раздела 19;
- расценку на выдержку под давлением при пневматическом или гидравлическом испытаниях необходимо корректировать понижающими коэффициентами в зависимости от часов выдержки по проекту;
- при составлении смет на строительство опор ВЛ принимать изготовление всех металлических конструкций по сборнику ТЕРм38 и стоимость всех материалов с нормой расхода согласно технической части данного сборника. Применение расценок на стоимость готовых стальных опор не допускается!
- При применении расценок на тепловую изоляцию, необходимо исключить основной ресурс маты или плиты теплоизоляционные и включить отдельной строкой в соответствии с коэффициентом уплотнения к объему теплоизоляции по проекту.
- При покрытии тепловой изоляции не применять расценки с листовым алюминием, так как используется листовая оцинкованная сталь.
- Не включать в сметы визуальный контроль стыков, так как эти затраты учтены накладными расходами.
- Из расценки на установку манжет по ТЕР25-07-22 необходимо исключать стоимость праймера эпоксидного и манжет, а стоимость манжет учитывать отдельной строкой методом пересчета от текущей стоимости к базисной путем применения регионального индекса на материалы.
- На установку втулок применять расценки как на манжеты по ТЕР25-07-22 с исключением стоимости праймера эпоксидного, песка для пескоструйной обработки стыка и манжет, а стоимость втулок учитывать отдельной строкой методом пересчета от текущей стоимости к базисной путем применения регионального индекса на материалы.
- Если погружение свай осуществляется в заранее пробуренные лидерные

	скважины с последующей забивкой их в плотные грунты необходимо применять корректирующий коэффициент в размере 0,71 к единичным расценкам сборника №5 на погружение свай. Указанный коэффициент не должен применяться к стоимости свай. В случае выполнения работ по погружению свай в лидерные скважины при условии оставления части свай и поверхности земли выше 10% от проектной длины свай, при формировании сметных расчетов следует учитывать оба коэффициента (коэффициент $K=0,71$ и коэффициенты п.3.3. технической части сборника №5.)
12.	Затраты связанные с уплатой налога на добавленную стоимость
	ФЗ №117 от 07.07.03г. в размере – 18%

Составил:

Главный специалист ОЦиПТДпоКСиРО



Е.А.Баландина

СОГЛАСОВАНО:

Начальник УКС и РО ОАО «СН-МНГ»



Е.В.Лещенко

Начальник ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



Р.Ю.Галлямов

Начальник ООПИР ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



С.Н.Бабкин

Начальник ОЦ и ПТД по КС и РО



В.А.Дменова

[illegible]

20 JUL 2007

[illegible]

the results were consistent. *Psychological health* was a significant predictor of *perceived social support* ($\beta = 0.19$, $p < 0.001$), *perceived social support* was a significant predictor of *perceived social support* ($\beta = 0.19$, $p < 0.001$), and *perceived social support* was a significant predictor of *perceived social support* ($\beta = 0.19$, $p < 0.001$).

No.	Investment in the project	Payback period, years	Internal rate of return
1	100,000	2.5	15%
2	100,000	3.0	15%
3	100,000	3.5	15%
4	100,000	4.0	15%
5	100,000	4.5	15%
6	100,000	5.0	15%
7	100,000	5.5	15%
8	100,000	6.0	15%
9	100,000	6.5	15%
10	100,000	7.0	15%
11	100,000	7.5	15%
12	100,000	8.0	15%
13	100,000	8.5	15%
14	100,000	9.0	15%
15	100,000	9.5	15%
16	100,000	10.0	15%
17	100,000	10.5	15%
18	100,000	11.0	15%
19	100,000	11.5	15%
20	100,000	12.0	15%

[illegible]

Заказчик:
 Подрядчик:
 Стройка:
 Объект:

Ориентировочная стоимость материалов
(Разделительная ведомость поставки материально-технических ресурсов между подрядчиком и заказчиком)

№ п/п	Наименование материально- технических ресурсов	Ед. изм.	Поставщик					
			Заказчик			Подрядчик		
			Кол-во	Цена за ед., руб.	Стоимость, руб.	Кол-во	Цена за ед., руб.*	Стоимость, руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								
13								
14								
15								
16								
17								
18								
19								
20								
21								
22								
23								
24								
25								
26								
27								
28								
29								
30								
31								
32								
33								
34								
35								
36								
37								
38								
39								

Порядок расчета дополнительных затрат на разницу в стоимости электроэнергии, получаемой от ДЭС при производстве СМР.

При разработке проектно-сметной документации:

1. По линейным объектам строительства (ВЛ, КЛ, трубопроводы, дороги и т.п.):
Учитывая, что в составе норм ГЭСН и расценок ФЕР(ТЕР), используемых для определения стоимости строительства линейных объектов, учитываются механизмы и сварочные агрегаты с двигателями внутреннего сгорания, расчет дополнительных затрат на разницу в стоимости электроэнергии производить не рекомендуется.
2. По площадочным объектам, объектам обустройства кустов скважин:
Затраты, учитывающие разницу в стоимости электроэнергии, получаемой от ДЭС, необходимо рассчитывать только в исключительных случаях, при обосновании данных затрат в Проекте организации работ(ПОС).
В ПОС необходимо:
 - рассчитать оптимальную мощность ДЭС;
 - произвести расчет количества часов работы ДЭС, необходимое при строительстве площадочных объектов, учитывающих в главах 2-8 Сводного сметного расчета стоимости строительства;
 - отразить период работы ДЭС на данном объекте

При подготовке окончательного решения ПОС по оптимальному учету затрат на разницу в стоимости электроэнергии необходимо проработать вариант, при котором будет построена и задействована трансформаторная подстанция, необходима для нормальной эксплуатации объекта, подведены электросети к ней и от нее (до места сдачи органам Энергонадзора). При этом необходимо рассчитать и указать стоимость работ, выполняемых с использованием ДЭС до введения в эксплуатацию в расчет дополнительных затрат можно было принимать не полную стоимость, а лишь часть этой стоимости.

В сметной документации необходимо рассчитать дополнительные затраты на основании показателей стоимости 1 часа работы ДЭС с вычетом учитываемой расценками электроэнергии от постоянных источников.

При отсутствии данных в ПОС производить учет дополнительных затрат на разницу в стоимости электроэнергии не рекомендуется.