

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА
«ОБУСТРОЙСТВО СЕВЕРО-ПОКУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 108».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Куст скважин 108», 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 № 108 в составе:

- замерная установка АГЗУ;
- скважины с насосами ЭЦН;
- блок гребенок БГ;
- установки дозирования химреагентов УДХ;
- система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин.

3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Куст скважин 108» с использованием станции телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ,

установленный АБК НГП - 3 Северо-Покурского месторождения Ватинского 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-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91, 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 - 3 Северо-Покурского месторождения нефти Ватинского 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 № 108:

1. Станция управления нефтяной скважиной

- предусмотреть местный и телемеханический контроль состояния насоса «работает», «не работает» по линии связи:
 - о дискретный сигнал типа «сухой контакт» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;
- предусмотреть передачу данных с контроллеров станций управлений при помощи:
 - о 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-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91 и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Интротест»).

Станция телемеханики СТК-ZK181.80 включает в себя:

- микроконтроллер «СТМ-ZK91»;
- блоки питания контроллера и радиостанции;
- 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 «верхнего» уровня;
- синхронизация времени в панели отображения ГЗУ с ПО «верхнего» уровня.

3. Блок гребенок БГ

Проектом предусмотреть:

- блок гребенок без использования: электрообогрева, принудительной вытяжной вентиляции и сигнализаторов загазованности;
- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков типа Эмис-ЭМ-200-Т15-ППД в комплекте с регистратором Тура ТД0004,
- контроль давления рабочего агента с применением преобразователя давления с вых. (4-20 мА);
- вывод на ТМ показаний давления на общем коллекторе и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно.
- расход по скважинам выводить с импульсных выходов регистратора ТУРА ТД0004;
- вторичное оборудование - регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 108.

4. Установка дозирования химреагентов УДХ

Установка дозирования химреагентов УДХ является блочно-комплектным устройством и поставляется с системой контроля и автоматики заводом-изготовителем.

В составе установки предусмотреть шкаф управления ПКБ.548 010. 000 разработки ЗАО «ПКБ АСУ–нефть» г. Тюмень, который обеспечивает измерение параметров и выполнение следующих функций контролируемых сигналов передаваемых по интерфейсу RS-485 (стандартный протокол MODBUS) на диспетчерский пункт:

- контроль за состоянием дозирующих насосов;
- контроль текущего уровня реагента;
- контроль температуры химреагента;
- контроль температуры в блоке;
- контроль загазованности;
- сигнал о состоянии силового электрооборудования;
- сигнал о несанкционированном доступе;
- сигнал о пожаре в блоке;

5. 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 20 лет.;
 - 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 108.

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 загазованности в БТ, БРХ и на территории КП

Для обеспечения контроля состояния воздушной среды в технологическом помещении АГЗУ и БРХ применить систему Эрис-1 10 с датчиком Sensepoint XCD.

Для обеспечения контроля состояния воздушной среды технологическим персоналом на кустовой площадке применить индивидуальные (портативные) приборы типа GasAlertMicroClipXT.

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-ZK.

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-ZK.

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 № 108:

- 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-ZK передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-3 Северо-Покурского месторождения нефти. Ватинского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Северо-Покурского м/р. Куст скважин № 108.» до 18.12.2015г.

Начальник ОА



С.В. Наливайко



Станция СТК-ZK181 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-ZK181 содержит:
- Отсек телемеханики, в котором расположены: контроллер СТМ-ZK181, 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 раздельного 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-ZK181 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:

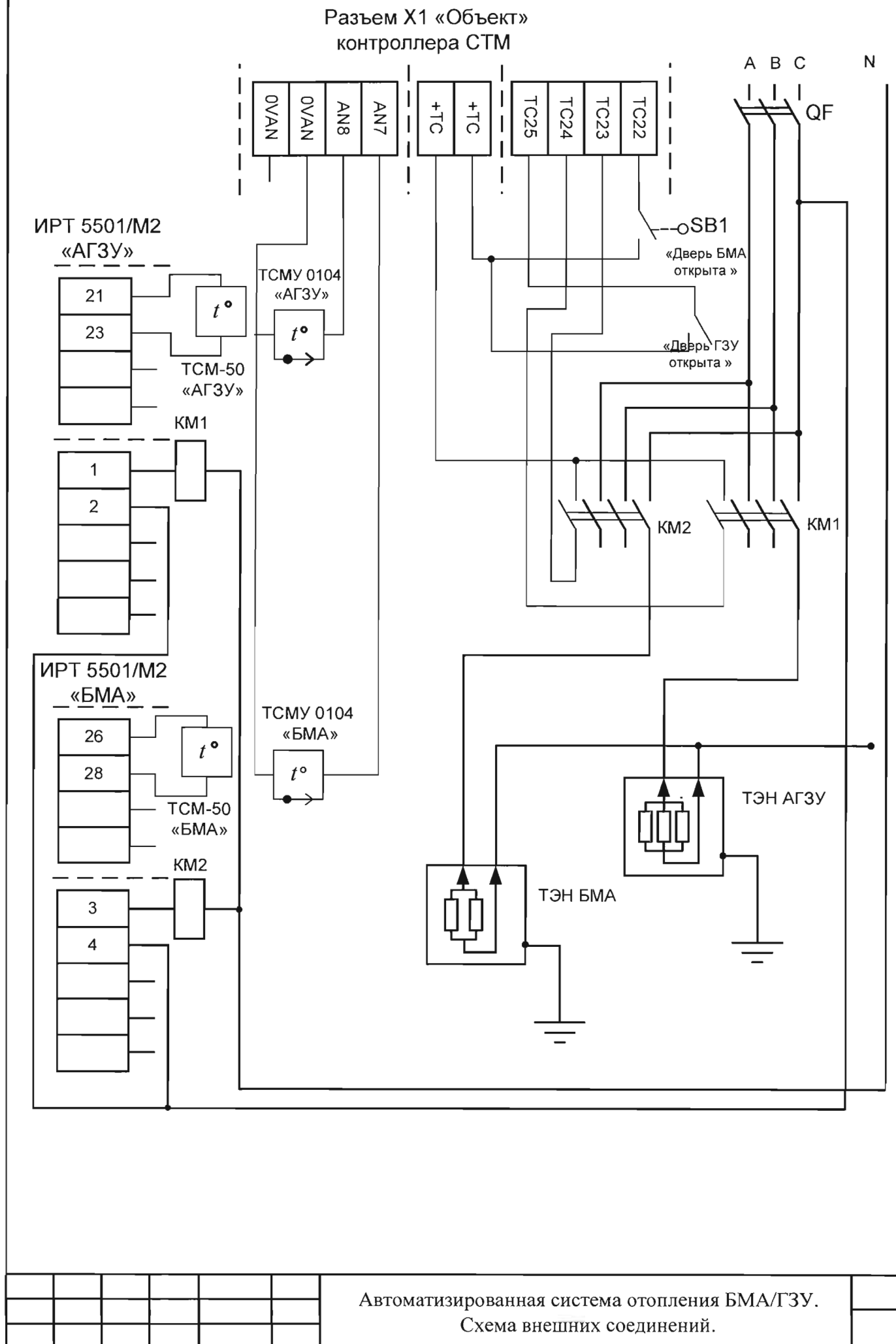
Габариты станции, мм, не более: 750 x 650 x 200

Масса, кг, не более: 40

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

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5





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. № 12-2653/03/11

«19» 12 2014г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО СЕВЕРО-ПОКУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 108**

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-3 Северо-Покурского месторождения нефти. Ватинского 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-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗК91 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) в диспетчерский пункт контроля и управления.

В качестве радиостанции на БС применить Motorola «GM-340». Рабочая частота 156,5750 МГц.

Радиостанция установлена в АБК НГП-3 Северо-Покурского месторождения нефти. Ватинского НГДУ. АФУ БС расположена снаружи здания на высоте 40 метров. Коэффициент усиления антенны 7 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 № 101-08-0875 от 04.03.2008 срок действия до 01.01.2016г.

1 экз. 4 листов.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Северо-Покурского м/р. Куст скважин № 108» до « » 2014г.

Генеральный директор

А.В. Курчук





**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ МАССОВЫХ
КОММУНИКАЦИЙ, СВЯЗИ
И ОХРАНЫ КУЛЬТУРНОГО НАСЛЕДИЯ**

Китайгородский проезд, д.7, стр. 2, Москва, 109074
Тел. / факс: 660-77-30

_____ 200__ г. № _____

На № _____ от _____

РАЗРЕШЕНИЕ

**на использование радиочастот или радиочастотных каналов
№ 101-08-0875**

От 04.03.2008
(дата выдачи)

Срок действия до: 01.01.2016
(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: Западная ул. № 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 05.10.2007 № АК-2063/03, решения ГКРЧ от 01.03.1994 № 18/5, от 01.04.2002 № 17/3, заключение экспертизы о возможности использования радиоэлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами от 12.09.2007 № 07-3-021181 и приказ Россвязьохранкультуры от 04.03.2008 № 101.

Приложение: условия использования радиочастот в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия на 2 л. в 1 экз.

Начальник Управления
разрешительной работы в сфере связи

А.А. Панков

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



Приложение
к разрешению на использование
радиочастот или радиочастотных каналов
от 04.03.2008 № 101-08-0875

Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

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

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

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 Федеральной службы по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия.

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 Федеральную службу по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия 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 Федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия 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, Федеральная служба по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия вправе обратиться в суд с требованием о прекращении или непродлении срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС.

Действие разрешения от 06.04.2006 № 06-000304 в части, касающейся базовой станции БС-7, прекращается с момента перерегистрации РЭС.

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

Основные технические характеристики оборудования сети		
Диапазон рабочих частот:	на передачу	146,0-174,0 МГц
	на прием	146,0-174,0 МГц
Класс излучения:	8K50F1D	
Мощность излучения АС	стационарных - до 10 Вт	

Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня земли	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лепестка антенны/ поляризация	Мощность несущей на выходе передатчика (на канал)	Класс	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передачи АС)
		м	дБ	град	Вт		МГц	МГц
БС	Нижевартковский рн, Северо-Покурское месторождение 61N06 75E47	40,0	7,0	0-360/ 0/ вертикальная	25,0		156,5750	156,5750
АС	В зоне уверенного приема БС	до 100,0	7,0	0-360/ 0/ вертикальная	10,0		156,5750	156,5750

Начальник Управления разрешительной работы в сфере связи
Федеральной службы по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия



А.А. Панков

Федеральная служба по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций

РАДИОЧАСТОТНАЯ СЛУЖБА

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
РАДИОЧАСТОТНЫЙ ЦЕНТР УРАЛЬСКОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО ОКРУГА**

Филиал ФГУП "РЧЦ УрФО"

по Тюменской области

и/л 3376, г. Тюмень, 625013, тел.(3452) 360-810, факс:(3452) 360-800 e-mail: 72@urfc.ru <http://urfc.ru>

**СВИДЕТЕЛЬСТВО
ОБ ОБРАЗОВАНИИ ПОЗЫВНОГО СИГНАЛА ОПОЗНАВАНИЯ
N 86-09/22397**

Дата выдачи: 16.11.2009

Выдано Обществу с ограниченной ответственностью "Автоматизация и Связь-Сервис",

зарегистрированному по адресу: 628600, Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Нижневартовск, Западный промышленный узел, Панель № 23, 2П-2, № 39, строение 5,

в подтверждение того, что ему образован позывной сигнал (сигнал опознавания)
МУШКА

для опознавания радиоэлектронного средства Vertex VX-2500, серийный № 6I240446,
радиослужба: сухопутная подвижная служба.

Использование образованного позывного сигнала опознавания радиоэлектронного средства должно осуществляться в соответствии с Регламентом радиосвязи Международного союза электросвязи, нормативными правовыми актами Российской Федерации и решениями ГКРЧ, устанавливающими условия использования радиоэлектронных средств в Российской Федерации.

Основания: разрешение на использование радиочастот: № 07-002891 от 26.03.2007.

Заместитель генерального
директора - директор филиала



А. Г. Коровин
(Доверенность №704 от
25.12.08 г.)

**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ СВЯЗИ,
ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И МАССОВЫХ КОММУНИКАЦИЙ**

Управление Федеральной службы по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций по Ханты-Мансийскому автономному округу-Югре и Ямало-Ненецкому автономному округу
(Республике, краю, области, автономной области)

**СВИДЕТЕЛЬСТВО
о регистрации радиоэлектронного средства
серия 86 09 № 21823**

г. Ханты-
Мансийск

Дата выдачи: « 30 » декабря 2009 г.

Настоящим свидетельством удостоверяется, что Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций зарегистрировано радиоэлектронное средство

БС выделенной сети радиосвязи Vertex VX-2500EV, 6I240446

(тип, наименование и заводской (серийный, учетный) номер радиоэлектронного средства)

принадлежащее Обществу с ограниченной ответственностью "Автоматизация и Связь-Сервис"

(полное наименование юридического лица, фамилия, имя, отчество физического лица)

АДРЕС МЕСТА УСТАНОВКИ ХМАО-Югра, Нефтеюганский р-н, Западно-Усть-Балыкское м/р, УТН

(для стационарного радиоэлектронного средства)

ПОЗЫВНОЙ СИГНАЛ (СИГНАЛ ОПОЗНАВАНИЯ) Мушка

(при необходимости наличия)

ИДЕНТИФИКАЦИОННЫЙ НОМЕР В СЕТИ СВЯЗИ _____

(при необходимости наличия)

ОСНОВАНИЯ разрешение на использование радиочастот: от 26.03.2007 № 07-002891

(дата и номер решения ГКРЧ или разрешения на использование радиочастот)

Условия размещения и параметры излучения зарегистрированного радиоэлектронного средства должны соответствовать требованиям документов, послуживших основанием для регистрации.

ДЕЙСТВИТЕЛЬНО ДО « 25 » марта 2017 года

Руководитель


подпись, печать

Ш.А. Хасанов

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА
«ОБУСТРОЙСТВО СЕВЕРО-ПОКУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 109».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Куст скважин 109», 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 № 109 в составе:

- замерная установка АГЗУ;
- скважины с насосами ЭЦН;
- блок гребенок БГ;
- установки дозирования химреагентов УДХ;
- система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин.

3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Куст скважин 109» с использованием станции телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ,

установленный АБК НГП - 3 Северо-Покурского месторождения Ватинского 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-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91, 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 - 3 Северо-Покурского месторождения нефти Ватинского 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 № 109:

1. Станция управления нефтяной скважиной

- предусмотреть местный и телемеханический контроль состояния насоса «работает», «не работает» по линии связи:
 - дискретный сигнал типа «сухой контакт» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;
- предусмотреть передачу данных с контроллеров станций управлений при помощи:
 - 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 аппаратурный (БА).

В состав блока аппаратурного входят:

- станция телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91 и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Интротест»).

Станция телемеханики СТК-ZK181.80 включает в себя:

- микроконтроллер «СТМ-ZK91»;
- блоки питания контроллера и радиостанции;
- 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 «верхнего» уровня;
- синхронизация времени в панели отображения ГЗУ с ПО «верхнего» уровня.

3. Блок гребенок БГ

Проектом предусмотреть:

- блок гребенок без использования: электрообогрева, принудительной вытяжной вентиляции и сигнализаторов загазованности;
- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков типа Эмис-ЭМ-200-Т15-ППД в комплекте с регистратором Тура ТД0004,
- контроль давления рабочего агента с применением преобразователя давления с вых. (4-20 мА);
- вывод на ТМ показаний давления на общем коллекторе и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно.
- расход по скважинам выводить с импульсных выходов регистратора ТУРА ТД0004;
- вторичное оборудование - регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 109.

4. Установка дозирования химреагентов УДХ

Установка дозирования химреагентов УДХ является блочно-комплектным устройством и поставляется с системой контроля и автоматики заводом-изготовителем.

В составе установки предусмотреть шкаф управления ПКБ.548 010. 000 разработки ЗАО «ПКБ АСУ–нефть» г. Тюмень, который обеспечивает измерение параметров и выполнение следующих функций контролируемых сигналов передаваемых по интерфейсу RS-485 (стандартный протокол MODBUS) на диспетчерский пункт:

- контроль за состоянием дозировочных насосов;
- контроль текущего уровня реагента;
- контроль температуры химреагента;
- контроль температуры в блоке;
- контроль загазованности;
- сигнал о состоянии силового электрооборудования;
- сигнал о несанкционированном доступе;
- сигнал о пожаре в блоке;

5. 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 20 лет.;
 - 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 линий 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 109.

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 загазованности в БТ, БРХ и на территории КП

Для обеспечения контроля состояния воздушной среды в технологическом помещении АГЗУ и БРХ применить систему Эрис-110 с датчиком Sensepoint XCD.

Для обеспечения контроля состояния воздушной среды технологическим персоналом на кустовой площадке применить индивидуальные (портативные) приборы типа GasAlertMicroClipXT.

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-ZK.

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-ZK.

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 металлоулав 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 № 109:

- 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»

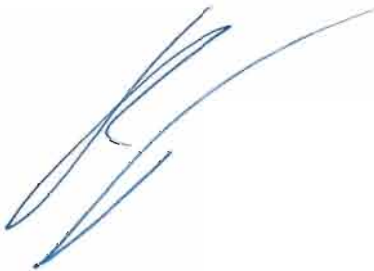
Оборудование пожарной сигнализации должно иметь сертификаты соответствия и сертификаты пожарной безопасности.

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-ZK передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-3 Северо-Покурского месторождения нефти. Ватинского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Северо-Покурского м/р. Куст скважин № 109.» до 18.12.2015г.

Начальник ОА



С.В. Наливайко



Станция СТК-ZK181 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-ZK181 содержит:
- Отсек телемеханики, в котором расположены: контроллер СТМ-ZK181, 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-ZK181 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:

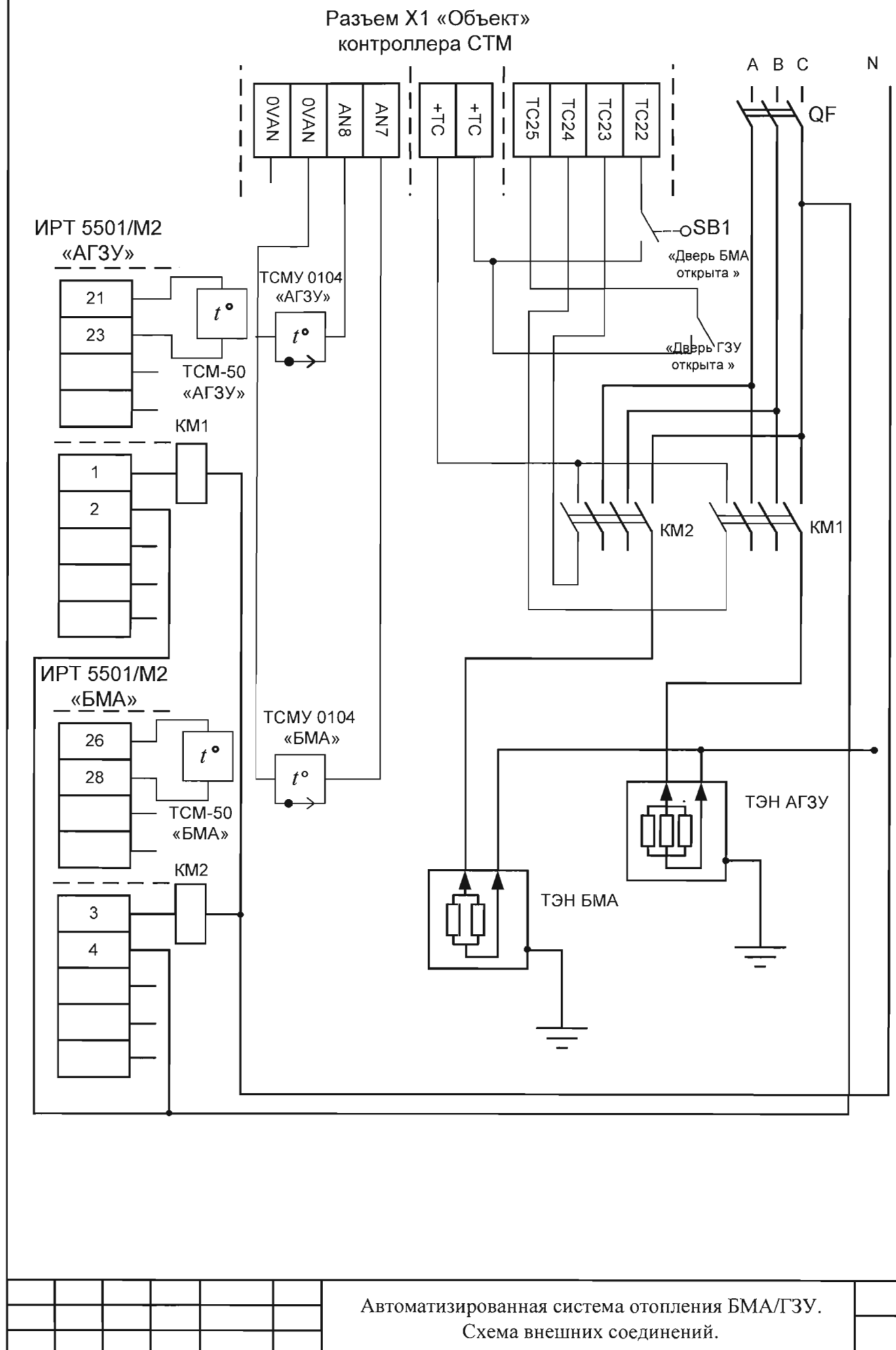
Габариты станции, мм, не более: 750 x 650 x 200

Масса, кг, не более: 40

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

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5





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.№ 1К-2653/03/10

«19» 12 2014г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО СЕВЕРО-ПОКУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 109**

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-3 Северо-Покурского месторождения нефти. Ватинского 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-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗК91 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) в диспетчерский пункт контроля и управления.

В качестве радиостанции на БС применить Motorola «GM-340». Рабочая частота 156,5750 МГц.

Радиостанция установлена в АБК НГП-3 Северо-Покурского месторождения нефти. Ватинского НГДУ. АФУ БС расположена снаружи здания на высоте 40 метров. Коэффициент усиления антенны 7 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 № 101-08-0875 от 04.03.2008 срок действия до 01.01.2016г.

1 экз. 4 листов.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Северо-Покурского м/р. Куст скважин № 109» до « » 2014г.

Генеральный директор



А.В. Курчук



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ МАССОВЫХ
КОММУНИКАЦИЙ, СВЯЗИ
И ОХРАНЫ КУЛЬТУРНОГО НАСЛЕДИЯ**

Китайгородский проезд, д.7, стр. 2, Москва, 109074
Тел. / факс: 660-77-30

_____ 200__ г. № _____

На № _____ от _____

РАЗРЕШЕНИЕ

**на использование радиочастот или радиочастотных каналов
№ 101-08-0875**

От 04.03.2008
(дата выдачи)

Срок действия до: 01.01.2016
(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: Западная ул. № 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 05.10.2007 № АК-2063/03, решения ГКРЧ от 01.03.1994 № 18/5, от 01.04.2002 № 17/3, заключение экспертизы о возможности использования радиоэлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами от 12.09.2007 № 07-3-021181 и приказ Россвязьохранкультуры от 04.03.2008 № 101.

Приложение: условия использования радиочастот или радиочастотных каналов на 2 л. в 1 экз.

Начальник Управления
разрешительной работы в сфере связи

А.А. Панков

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



Приложение
к разрешению на использование
радиочастот или радиочастотных каналов
от 04.03.2008 № 101-08-0875

Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

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

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

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 Федеральной службы по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия.

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 обязательства, 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 Федеральную службу по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия 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 Федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия 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, Федеральная служба по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия вправе обратиться в суд с требованием о прекращении или непродлении срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС.

Действие разрешения от 06.04.2006 № 06-000304 в части, касающейся базовой станции БС-7, прекращается с момента перерегистрации РЭС.

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

Основные технические характеристики оборудования сети		
Диапазон рабочих частот:	на передачу	146,0-174,0 МГц
	на прием	146,0-174,0 МГц
Класс излучения:	8K50F1D	
Мощность излучения АС	стационарных - до 10 Вт	

Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня земли	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лепестка антенны/ поляризация	Мощность несущей на выходе передатчика (на канал)	Мк-мала	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передачи АС)
		м	дБ	град	Вт		МГц	МГц
БС	Нижевартковский рн, Северо-Покурское месторождение 61N06 75E47	40,0	7,0	0-360/ 0/ вертикальная	25,0		156,5750	156,5750
АС	В зоне уверенного приема БС	до 100,0	7,0	0-360/ 0/ вертикальная	10,0		156,5750	156,5750

Начальник Управления
разрешительной работы в сфере связи
Федеральной службы по надзору в сфере
массовых коммуникаций, связи и охраны
культурного наследия



А.А. Панков

Федеральная служба по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций

РАДИОЧАСТОТНАЯ СЛУЖБА

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ

РАДИОЧАСТОТНЫЙ ЦЕНТР УРАЛЬСКОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО ОКРУГА

Филиал ФГУП "РЧЦ УрФО"

по Тюменской области

№/л 3376, г. Тюмень, 625013, тел.(3452) 360-810, факс:(3452) 360-800 e-mail: 72@urfc.ru <http://urfc.ru>

СВИДЕТЕЛЬСТВО

ОБ ОБРАЗОВАНИИ ПОЗЫВНОГО СИГНАЛА ОПОЗНАВАНИЯ

№ 86-09/22397

Дата выдачи: 16.11.2009

Выдано Обществу с ограниченной ответственностью "Автоматизация и Связь-Сервис",

зарегистрированному по адресу: 628600, Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Нижневартовск, Западный промышленный узел, Панель № 23, 2П-2, № 39, строение 5,

в подтверждение того, что ему образован позывной сигнал (сигнал опознавания)

МУШКА

для опознавания радиоэлектронного средства Vertex VX-2500, серийный № 61240446, радиослужба: сухопутная подвижная служба.

Использование образованного позывного сигнала опознавания радиоэлектронного средства должно осуществляться в соответствии с Регламентом радиосвязи Международного союза электросвязи, нормативными правовыми актами Российской Федерации и решениями ГКРЧ, устанавливающими условия использования радиоэлектронных средств в Российской Федерации.

Основания: разрешение на использование радиочастот: № 07-002891 от 26.03.2007.

Заместитель генерального
директора - директор филиала



А. Г. Коровин

А. Г. Коровин
(Доверенность №704 от
25.12.08 г.)

**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ СВЯЗИ,
ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И МАССОВЫХ КОММУНИКАЦИЙ**

Управление Федеральной службы по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций по Ханты-Мансийскому автономному округу-Югре и Ямало-Ненецкому автономному округу
(Республике, краю, области, автономной области)

**СВИДЕТЕЛЬСТВО
о регистрации радиоэлектронного средства
серия 86 09 № 21823**

г. Ханты-
Мансийск

Дата выдачи: « 30 » декабря 2009 г.

Настоящим свидетельством удостоверяется, что Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций зарегистрировано радиоэлектронное средство

БС выделенной сети радиосвязи Vertex VX-2500EV, 6I240446

(тип, наименование и заводской (серийный, учетный) номер радиоэлектронного средства)

принадлежащее Обществу с ограниченной ответственностью "Автоматизация и Связь-Сервис"

(полное наименование юридического лица, фамилия, имя, отчество физического лица)

АДРЕС МЕСТА УСТАНОВКИ ХМАО-Югра, Нефтеюганский р-н, Западно-Усть-Балыкское м/р, УПН

(для стационарного радиоэлектронного средства)

ПОЗЫВНОЙ СИГНАЛ (СИГНАЛ ОПОЗНАВАНИЯ) Мушка

(при необходимости наличия)

ИДЕНТИФИКАЦИОННЫЙ НОМЕР В СЕТИ СВЯЗИ

(при необходимости наличия)


ОСНОВАНИЯ разрешение на использование радиочастот: от 26.03.2007 № 07-002891

(дата и номер решения ГКРЧ или разрешения на использование радиочастот)

Условия размещения и параметры излучения зарегистрированного радиоэлектронного средства должны соответствовать требованиям документов, послуживших основанием для регистрации.

ДЕЙСТВИТЕЛЬНО ДО « 25 » марта 2017 года

Руководитель


подпись, печать

Ш.А. Хасанов

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА
«ОБУСТРОЙСТВО СЕВЕРО-ПОКУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 110».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Куст скважин 110», 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 № 110 в составе:

- замерная установка АГЗУ;
- скважины с насосами ЭЦН;
- блок гребенок БГ;
- установки дозирования химреагентов УДХ;
- система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин.

3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Куст скважин 110» с использованием станции телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ,

установленный АБК НГП - 3 Северо-Покурского месторождения Ватинского 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-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91, 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 - 3 Северо-Покурского месторождения нефти Ватинского 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 № 110:

1. Станция управления нефтяной скважиной

- предусмотреть местный и телемеханический контроль состояния насоса «работает», «не работает» по линии связи:
 - дискретный сигнал типа «сухой контакт» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;
- предусмотреть передачу данных с контроллеров станций управлений при помощи:
 - 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-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91 и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Интротест»).

Станция телемеханики СТК-ZK181.80 включает в себя:

- микроконтроллер «СТМ-ZK91»;
- блоки питания контроллера и радиостанции;
- 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 управлением 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 «верхнего» уровня;
- синхронизация времени в панели отображения ГЗУ с ПО «верхнего» уровня.

3. Блок гребенок БГ

Проектом предусмотреть:

- блок гребенок без использования: электрообогрева, принудительной вытяжной вентиляции и сигнализаторов загазованности;
- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков типа Эмис-ЭМ-200-Т15-ППД в комплекте с регистратором Тура ТД0004,
- контроль давления рабочего агента с применением преобразователя давления с вых. (4-20 мА);
- вывод на ТМ показаний давления на общем коллекторе и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно.
- расход по скважинам выводить с импульсных выходов регистратора ТУРА ТД0004;
- вторичное оборудование - регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 110.

4. Установка дозирования химреагентов УДХ

Установка дозирования химреагентов УДХ является блочно-комплектным устройством и поставляется с системой контроля и автоматики заводом-изготовителем.

В составе установки предусмотреть шкаф управления ПКБ.548 010. 000 разработки ЗАО «ПКБ АСУ–нефть» г. Тюмень, который обеспечивает измерение параметров и выполнение следующих функций контролируемых сигналов передаваемых по интерфейсу RS-485 (стандартный протокол MODBUS) на диспетчерский пункт:

- контроль за состоянием дозировочных насосов;
- контроль текущего уровня реагента;
- контроль температуры химреагента;
- контроль температуры в блоке;
- контроль загазованности;
- сигнал о состоянии силового электрооборудования;
- сигнал о несанкционированном доступе;
- сигнал о пожаре в блоке;

5. 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 20 лет.;
 - 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 линий 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 110.

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-Iг и в помещениях класса В-Iа 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 загазованности в БТ, БРХ и на территории КП

Для обеспечения контроля состояния воздушной среды в технологическом помещении АГЗУ и БРХ применить систему Эрис-110 с датчиком Sensepoint XCD.

Для обеспечения контроля состояния воздушной среды технологическим персоналом на кустовой площадке применить индивидуальные (портативные) приборы типа GasAlertMicroClipXT.

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-ZK.

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-ZK.

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 № 110:

- 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»

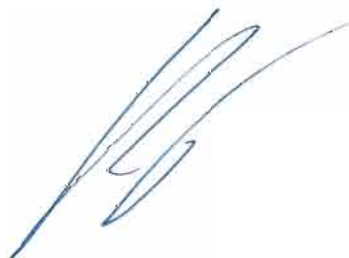
Оборудование пожарной сигнализации должно иметь сертификаты соответствия и сертификаты пожарной безопасности.

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-ZK передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-3 Северо-Покурского месторождения нефти. Ватинского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Северо-Покурского м/р. Куст скважин № 110.»
до 18.12.2015г.

Начальник ОА



С.В. Наливайко



Станция СТК-ZK181 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-ZK181 содержит:

- Отсек телемеханики, в котором расположены: контроллер СТМ-ZK181, 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-ZK181 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 200

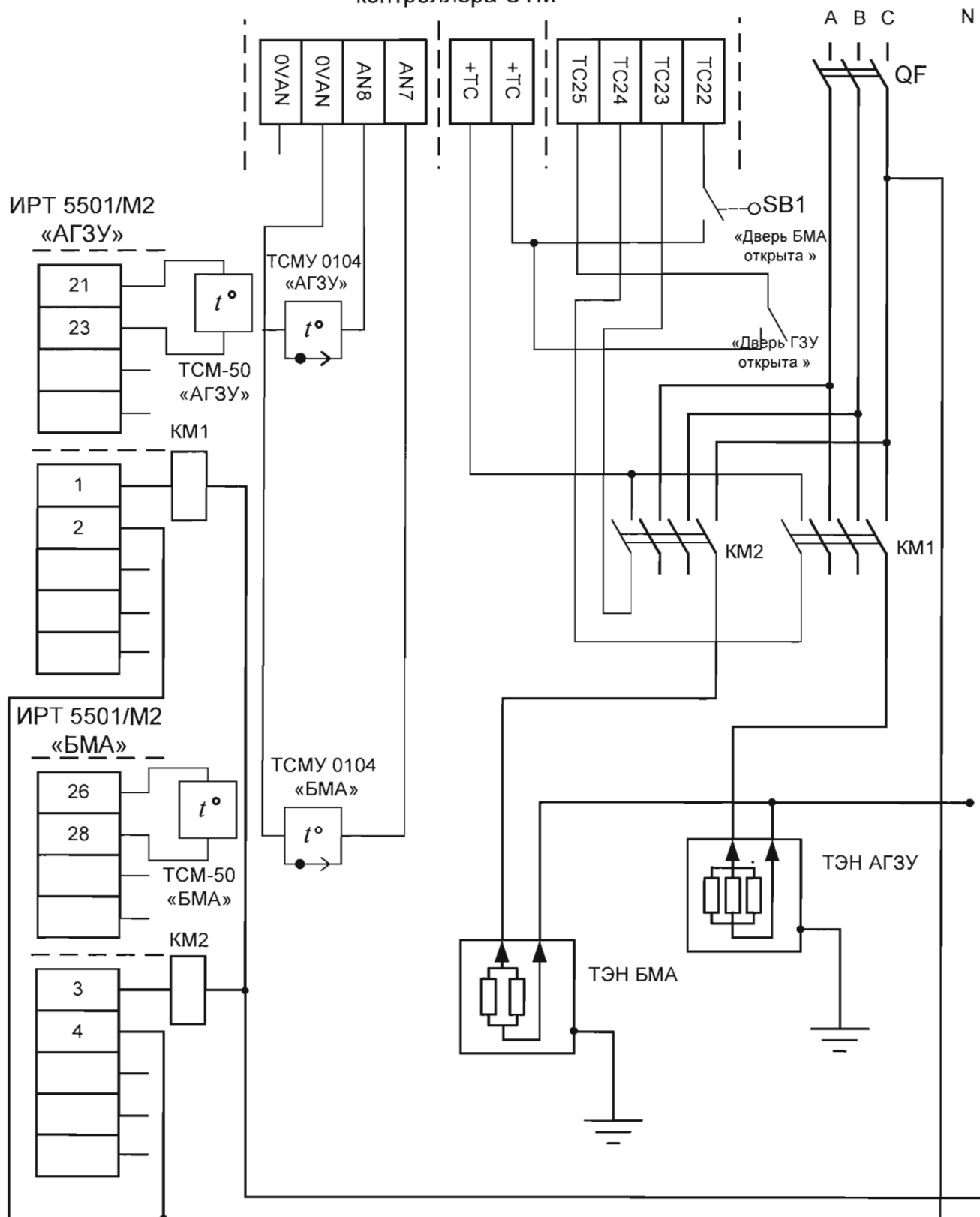
Масса, кг, не более: 40

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.№ 11к-2653/03/9

«19» 12 2014г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО СЕВЕРО-ПОКУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 110**

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-3 Северо-Покурского месторождения нефти. Ватинского 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 ZK91 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) в диспетчерский пункт контроля и управления.

В качестве радиостанции на БС применить Motorola «GM-340». Рабочая частота 156,5750 МГц.

Радиостанция установлена в АБК НГП-3 Северо-Покурского месторождения нефти. Ватинского НГДУ. АФУ БС расположена снаружи здания на высоте 40 метров. Коэффициент усиления антенны 7 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 № 101-08-0875 от 04.03.2008 срок действия до 01.01.2016г.

1 экз. 4 листов.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Северо-Покурского м/р. Куст скважин № 110» до « » 2014г.

Генеральный директор

А.В. Курчук





**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ МАССОВЫХ
КОММУНИКАЦИЙ, СВЯЗИ
И ОХРАНЫ КУЛЬТУРНОГО НАСЛЕДИЯ**

Китайгородский проезд, д.7, стр. 2, Москва, 109074
Тел. / факс: 660-77-30

_____ 200__ г. № _____

На № _____ от _____

РАЗРЕШЕНИЕ

на использование радиочастот или радиочастотных каналов

№ 101-08-0875

От 04.03.2008
(дата выдачи)

Срок действия до: 01.01.2016
(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: Западная ул., № 8, город Мегион, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, 628684
8605016748

ИНН:

Служба радиосвязи:

сухопутная подвижная

Назначение РЭС:

выделенная сеть связи

Район установки РЭС:

Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление от 05.10.2007 № АК-2063/03, решения ГКРЧ от 01.03.1994 № 18/5, от 01.04.2002 № 17/3, заключение экспертизы о возможности использования радиоэлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами от 12.09.2007 № 07-3-021181 и приказ Россвязьохранкультуры от 04.03.2008 № 101.

Приложение: условия использования радиочастот или радиочастотных каналов на 2 л. в 1 экз.

Начальник Управления
разрешительной работы в сфере связи

А.А. Панков

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



Приложение
к разрешению на использование
радиочастот или радиочастотных каналов
от 04.03.2008 № 101-08-0875

Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

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

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

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 Федеральной службы по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия.

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 Федеральную службу по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия 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 Федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия 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, Федеральная служба по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия вправе обратиться в суд с требованием о прекращении или непродлении срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС.

Действие разрешения от 06.04.2006 № 06-000304 в части, касающейся базовой станции БС-7, прекращается с момента перерегистрации РЭС.

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

Основные технические характеристики оборудования сети		
Диапазон рабочих частот:	на передачу	146,0-174,0 МГц
	на прием	146,0-174,0 МГц
Класс излучения:	8K50F1D	
Мощность излучения АС	стационарных - до 10 Вт	

Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня земли	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лепестка антенны/ поляризация	Мощность несущей на выходе передатчика (на канал)	№ канала	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передачи АС)
		м	дБ	град	Вт		МГц	МГц
БС	Нижевартровский рн, Северо-Покурское месторождение 61N06 75E47	40,0	7,0	0-360/ 0/ вертикальная	25,0		156,5750	156,5750
АС	В зоне уверенного приема БС	до 100,0	7,0	0-360/ 0/ вертикальная	10,0		156,5750	156,5750

Начальник Управления
разрешительной работы в сфере связи
Федеральной службы по надзору в сфере
массовых коммуникаций, связи и охраны
культурного наследия



А.А. Панков

Федеральная служба по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций

РАДИОЧАСТОТНАЯ СЛУЖБА

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ

РАДИОЧАСТОТНЫЙ ЦЕНТР УРАЛЬСКОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО ОКРУГА

Филиал ФГУП "РЧЦ УрФО"

по Тюменской области

и/л 3376, г. Тюмень, 625013, тел.(3452) 360-810, факс:(3452) 360-800 e-mail: 72@urfc.ru <http://urfc.ru>

СВИДЕТЕЛЬСТВО

ОБ ОБРАЗОВАНИИ ПОЗЫВНОГО СИГНАЛА ОПОЗНАВАНИЯ

N 86-09/22397

Дата выдачи: 16.11.2009

Выдано Обществу с ограниченной ответственностью "Автоматизация и Связь-Сервис",

зарегистрированному по адресу: 628600, Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Нижневартовск, Западный промышленный узел, Панель № 23, 2П-2, № 39, строение 5,

в подтверждение того, что ему образован позывной сигнал (сигнал опознавания)

МУШКА

для опознавания радиоэлектронного средства Vertex VX-2500, серийный № 61240446, радиослужба: сухопутная подвижная служба.

Использование образованного позывного сигнала опознавания радиоэлектронного средства должно осуществляться в соответствии с Регламентом радиосвязи Международного союза электросвязи, нормативными правовыми актами Российской Федерации и решениями ГКРЧ, устанавливающими условия использования радиоэлектронных средств в Российской Федерации.

Основания: разрешение на использование радиочастот: № 07-002891 от 26.03.2007.

Заместитель генерального
директора - директор филиала



А. Г. Коровин

А. Г. Коровин
(Доверенность №704 от
25.12.08 г.)

**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ СВЯЗИ,
ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И МАССОВЫХ КОММУНИКАЦИЙ**

Управление Федеральной службы по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций по Ханты-Мансийскому автономному округу-Югре и Ямало-Ненецкому автономному округу
(Республике, краю, области, автономной области)

**СВИДЕТЕЛЬСТВО
о регистрации радиоэлектронного средства
серия 86 09 № 21823**

г. Ханты-
Мансийск

Дата выдачи: « 30 » декабря 2009 г.

Настоящим свидетельством удостоверяется, что Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций зарегистрировано радиоэлектронное средство

БС выделенной сети радиосвязи Vertex VX-2500EV, 6I240446

(тип, наименование и заводской (серийный, учетный) номер радиоэлектронного средства)

принадлежащее Обществу с ограниченной ответственностью "Автоматизация и Связь-Сервис"

(полное наименование юридического лица, фамилия, имя, отчество физического лица)

АДРЕС МЕСТА УСТАНОВКИ ХМАО-Югра, Нефтеюганский р-н, Западно-Усть-Балыкское м/р, УПН

(для стационарного радиоэлектронного средства)

ПОЗЫВНОЙ СИГНАЛ (СИГНАЛ ОПОЗНАВАНИЯ) Мушка

(при необходимости наличия)

ИДЕНТИФИКАЦИОННЫЙ НОМЕР В СЕТИ СВЯЗИ _____

(при необходимости наличия)

ОСНОВАНИЯ разрешение на использование радиочастот: от 26.03.2007 № 07-002891

(дата и номер решения ГКРЧ или разрешения на использование радиочастот)

Условия размещения и параметры излучения зарегистрированного радиоэлектронного средства должны соответствовать требованиям документов, послуживших основанием для регистрации.

ДЕЙСТВИТЕЛЬНО ДО « 25 » марта 2017 года

Руководитель


подпись, печать

Ш.А. Хасанов

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА
«ОБУСТРОЙСТВО СЕВЕРО-ПОКУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 111».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Куст скважин 111», 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 № 111 в составе:

- замерная установка АГЗУ;
- скважины с насосами ЭЦН;
- блок гребенок БГ;
- установки дозирования химреагентов УДХ;
- система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин.

3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Куст скважин 111» с использованием станции телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ,

установленный АБК НГП - 3 Северо-Покурского месторождения Ватинского 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-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91, с установкой в 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 - 3 Северо-Покурского месторождения нефти Ватинского 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 № 111:

1. Станция управления нефтяной скважиной

- предусмотреть местный и телемеханический контроль состояния насоса «работает», «не работает» по линии связи:
 - дискретный сигнал типа «сухой контакт» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;
- предусмотреть передачу данных с контроллеров станций управления при помощи:
 - 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-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91 и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Интротест»).

Станция телемеханики СТК-ZK181.80 включает в себя:

- микроконтроллер «СТМ-ZK91»;
- блоки питания контроллера и радиостанции;
- 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 «верхнего» уровня;
- синхронизация времени в панели отображения ГЗУ с ПО «верхнего» уровня.

3. Блок гребенок БГ

Проектом предусмотреть:

- блок гребенок без использования: электрообогрева, принудительной вытяжной вентиляции и сигнализаторов загазованности;
- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков типа Эмис-ЭМ-200-Т15-ППД в комплекте с регистратором Тура ТД0004,
- контроль давления рабочего агента с применением преобразователя давления с вых. (4-20 мА);
- вывод на ТМ показаний давления на общем коллекторе и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно.
- расход по скважинам выводить с импульсных выходов регистратора ТУРА ТД0004;
- вторичное оборудование - регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 111.

4. Установка дозирования химреагентов УДХ

Установка дозирования химреагентов УДХ является блочно-комплектным устройством и поставляется с системой контроля и автоматики заводом-изготовителем.

В составе установки предусмотреть шкаф управления ПКБ.548 010. 000 разработки ЗАО «ПКБ АСУ–нефть» г. Тюмень, который обеспечивает измерение параметров и выполнение следующих функций контролируемых сигналов передаваемых по интерфейсу RS-485 (стандартный протокол MODBUS) на диспетчерский пункт:

- контроль за состоянием дозировочных насосов;
- контроль текущего уровня реагента;
- контроль температуры химреагента;
- контроль температуры в блоке;
- контроль загазованности;
- сигнал о состоянии силового электрооборудования;
- сигнал о несанкционированном доступе;
- сигнал о пожаре в блоке;

5. 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 111.

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 загазованности в БТ, БРХ и на территории КП

Для обеспечения контроля состояния воздушной среды в технологическом помещении АГЗУ и БРХ применить систему Эрис-110 с датчиком Sensepoint XCD.

Для обеспечения контроля состояния воздушной среды технологическим персоналом на кустовой площадке применить индивидуальные (портативные) приборы типа GasAlertMicroClipXT.

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-ZK.

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-ZK.

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 № 111:

- 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»

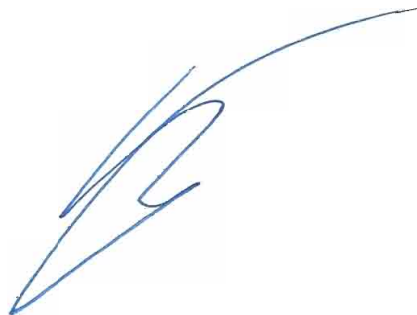
Оборудование пожарной сигнализации должно иметь сертификаты соответствия и сертификаты пожарной безопасности.

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-ZK передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-3 Северо-Покурского месторождения нефти. Ватинского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Северо-Покурского м/р. Куст скважин № 111.» до 18.12.2015г.

Начальник ОА



С.В. Наливайко



Станция СТК-ZK181 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-ZK181 содержит:

- Отсек телемеханики, в котором расположены: контроллер СТМ-ZK181, 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-ZK181 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 200

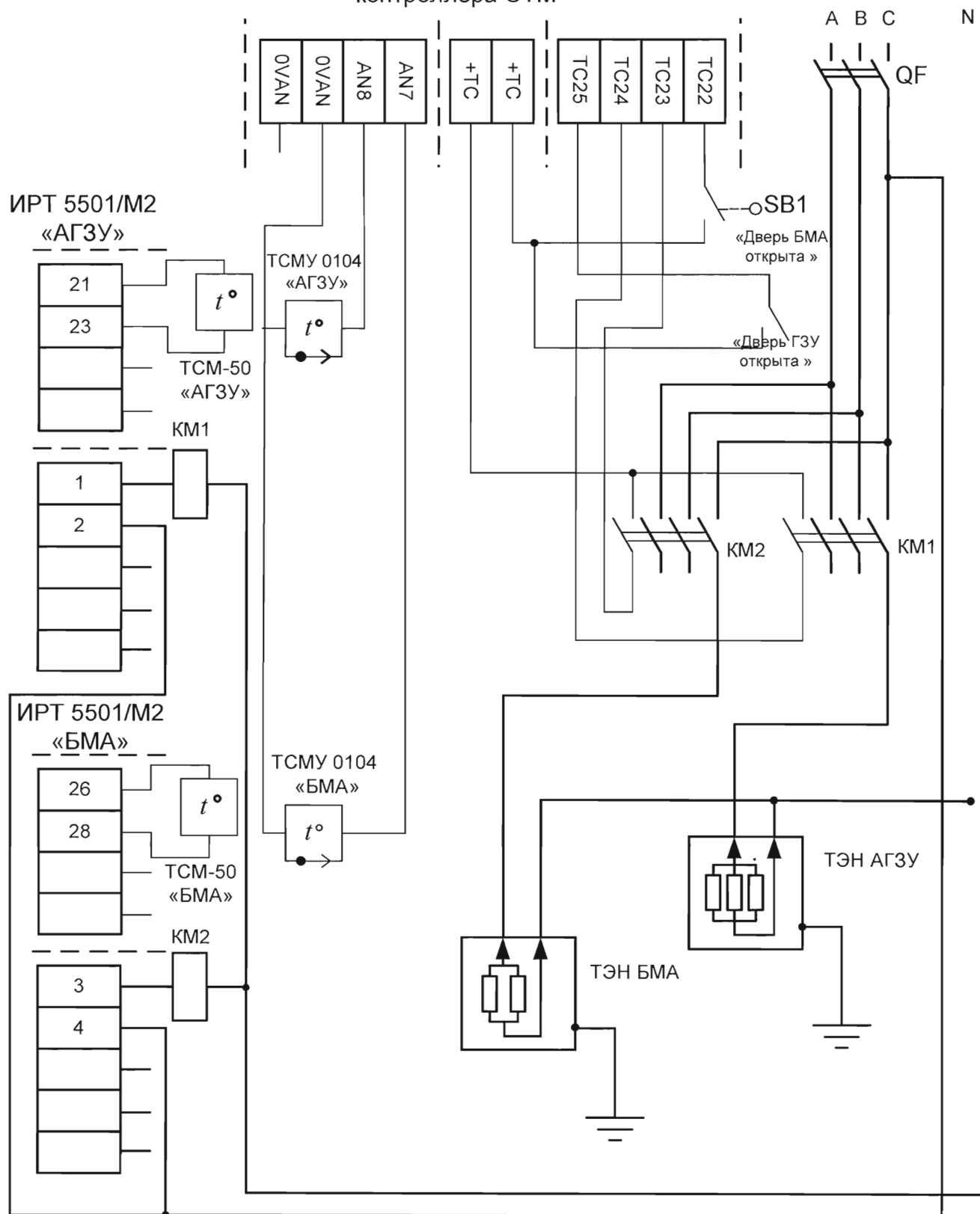
Масса, кг, не более: 40

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-2653/03/8

«19» 12 2014г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО СЕВЕРО-ПОКУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 111**

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-3 Северо-Покурского месторождения нефти. Ватинского 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-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗК91 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 соответствие с вышеуказанным, АФУ разместить на антенной мачте, входящей в комплект БА.

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

В качестве радиостанции на БС применить Motorola «GM-340». Рабочая частота 156,5750 МГц.

Радиостанция установлена в АБК НГП-3 Северо-Покурского месторождения нефти. Ватинского НГДУ. АФУ БС расположена снаружи здания на высоте 40 метров. Коэффициент усиления антенны 7 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 № 101-08-0875 от 04.03.2008 срок действия до 01.01.2016г.

1 экз. 4 листов.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Северо-Покурского м/р. Куст скважин № 111» до « » 2014г.

Генеральный директор

А.В. Курчук





**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ МАССОВЫХ
КОММУНИКАЦИЙ, СВЯЗИ
И ОХРАНЫ КУЛЬТУРНОГО НАСЛЕДИЯ**

Китайгородский проезд, д.7, стр. 2, Москва, 109074
Тел. / факс: 660-77-30

_____ 200__ г. № _____

На № _____ от _____

РАЗРЕШЕНИЕ

**на использование радиочастот или радиочастотных каналов
№ 101-08-0875**

От 04.03.2008
(дата выдачи)

Срок действия до: 01.01.2016
(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: Западная ул., № 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 05.10.2007 № АК-2063/03, решения ГКРЧ от 01.03.1994 № 18/5, от 01.04.2002 № 17/3, заключение экспертизы о возможности использования радиоэлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами от 12.09.2007 № 07-3-021181 и приказ Россвязьохранкультуры от 04.03.2008 № 101.

Приложение: условия использования радиочастот или радиочастотных каналов на 2 л. в 1 экз.

Начальник Управления
разрешительной работы в сфере связи

А.А. Панков

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



Приложение
к разрешению на использование
радиочастот или радиочастотных каналов
от 04.03.2008 № 101-08-0875

Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

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

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

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 Федеральной службы по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия.

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 Федеральную службу по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия 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 Федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия 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, Федеральная служба по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия вправе обратиться в суд с требованием о прекращении или непродлении срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС.

Действие разрешения от 06.04.2006 № 06-000304 в части, касающейся базовой станции БС-7, прекращается с момента перерегистрации РЭС.

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

Основные технические характеристики оборудования сети		
Диапазон рабочих частот:	на передачу	146,0-174,0 МГц
	на прием	146,0-174,0 МГц
Класс излучения:	8K50F1D	
Мощность излучения АС	стационарных - до 10 Вт	

Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня земли	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лепестка антенны/ поляризация	Мощность несущей на выходе передатчика (на канал)	Мк-мала	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передачи АС)
		м	дБ	град	Вт		МГц	МГц
БС	Нижевартовский рп, Северо-Покурское месторождение 61N06 75E47	40,0	7,0	0-360/0/вертикальная	25,0		156,5750	156,5750
АС	В зоне уверенного приема БС	до 100,0	7,0	0-360/0/вертикальная	10,0		156,5750	156,5750

Начальник Управления
разрешительной работы в сфере связи
Федеральной службы по надзору в сфере
массовых коммуникаций, связи и охраны
культурного наследия



А.А. Панков

Федеральная служба по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций

РАДИОЧАСТОТНАЯ СЛУЖБА

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ

РАДИОЧАСТОТНЫЙ ЦЕНТР УРАЛЬСКОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО ОКРУГА

Филиал ФГУП "РЧЦ УрФО"

по Тюменской области

в/я 3376, г. Тюмень, 625013, тел.(3452) 360-810, факс:(3452) 360-800 e-mail: 72@urfc.ru <http://urfc.ru>

СВИДЕТЕЛЬСТВО

ОБ ОБРАЗОВАНИИ ПОЗЫВНОГО СИГНАЛА ОПОЗНАВАНИЯ

N 86-09/22397

Дата выдачи: 16.11.2009

Выдано Обществу с ограниченной ответственностью "Автоматизация и Связь-Сервис",

зарегистрированному по адресу: 628600, Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Нижневартовск, Западный промышленный узел, Панель № 23, 2П-2, № 39, строение 5,

в подтверждение того, что ему образован позывной сигнал (сигнал опознавания)

МУШКА

для опознавания радиоэлектронного средства Vertex VX-2500, серийный № 61240446, радиослужба: сухопутная подвижная служба.

Использование образованного позывного сигнала опознавания радиоэлектронного средства должно осуществляться в соответствии с Регламентом радиосвязи Международного союза электросвязи, нормативными правовыми актами Российской Федерации и решениями ГКРЧ, устанавливающими условия использования радиоэлектронных средств в Российской Федерации.

Основания: разрешение на использование радиочастот: № 07-002891 от 26.03.2007.

Заместитель генерального
директора - директор филиала



А. Г. Коровин
(Доверенность №704 от
25.12.08 г.)

**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ СВЯЗИ,
ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И МАССОВЫХ КОММУНИКАЦИЙ**

Управление Федеральной службы по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций по Ханты-Мансийскому автономному округу-Югре и Ямало-Ненецкому автономному округу
(Республике, краю, области, автономной области)

**СВИДЕТЕЛЬСТВО
о регистрации радиоэлектронного средства
серия 86 09 № 21823**

г. Ханты-
Мансийск

Дата выдачи: « 30 » декабря 2009 г.

Настоящим свидетельством удостоверяется, что Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций зарегистрировано радиоэлектронное средство

БС выделенной сети радиосвязи Vertex VX-2500EV, 6I240446

(тип, наименование и заводской (серийный, учетный) номер радиоэлектронного средства)

принадлежащее Обществу с ограниченной ответственностью "Автоматизация и Связь-Сервис"

(полное наименование юридического лица, фамилия, имя, отчество физического лица)

АДРЕС МЕСТА УСТАНОВКИ ХМАО-Югра, Нефтеюганский р-н, Западно-Усть-Балыкское м/р, УПН

(для стационарного радиоэлектронного средства)

ПОЗЫВНОЙ СИГНАЛ (СИГНАЛ ОПОЗНАВАНИЯ) Мушка

(при необходимости наличия)

ИДЕНТИФИКАЦИОННЫЙ НОМЕР В СЕТИ СВЯЗИ _____

(при необходимости наличия)

ОСНОВАНИЯ разрешение на использование радиочастот: от 26.03.2007 № 07-002891

(дата и номер решения ГКРЧ или разрешения на использование радиочастот)

Условия размещения и параметры излучения зарегистрированного радиоэлектронного средства должны соответствовать требованиям документов, послуживших основанием для регистрации.

ДЕЙСТВИТЕЛЬНО ДО « 25 » марта 2017 года

Руководитель


подпись, печать

Ш.А. Хасанов

**«Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти.
Кусты скважин № 108,109,110»**
(полное наименование объекта)

**Российская Федерация, Тюменская область, Ханты – Мансийский автономный округ
Югры, Нижневартовский район, Северо-Покурский лицензионный участок.**
(адрес расположения объекта)

<i>№ n/n</i>	<i>Признаки</i>	<i>Идентификация по признакам</i>	<i>Примечание</i>
Кусты скважин № 108, 109, 110 (технологическое оборудование, сооружения кустов скважин)			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему ГПД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности – АН и А, ВН и В, ДН и Д соответственно.	В соответствии с главами 7 и 8 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
Нефтеборт от кустов скважин № 108, 109, 110 до точки врезки в существующую систему			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта	

		продукции скважин до точек врезок в существующую систему сбора продукции скважин	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	В соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
Высоконапорный водовод от точки врезки существующей системы до кустов скважин № 108, 109, 110			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции от существующей системы ППД до БГ кустовой площадки и далее до скважин ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным	Относятся к опасным производственным	Наличие опасных

	производственным объектам	объектам.	веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	В соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
ВЛ-6кВ на кусты скважин № 108, 109,110			
1	Назначение	Электроснабжение проектируемых объектов куста скважин.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	Проложены в одном коридоре с нефтегазосборными трубопроводами (опасными производственными объектами).
Автомобильная дорога на кусты скважин № 108, 109, 110			
1	Назначение	Внутрипромысловые автомобильные дороги – обеспечивают транспортную связь проектируемых сооружений с объектами месторождения	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	Не входят в перечень, приведенный в п.11 статьи 48.1 Градостроительно

	особенности которых, влияют на их безопасность		го кодекса РФ
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Нормальный	

Инженер 1 категории ОПОМ ДПРПиОМ

О.В. Журавель

«Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Кусты скважин № 107, 111»
(полное наименование объекта)

**Российская Федерация, Тюменская область, Ханты – Мансийский автономный округ
Югры, Нижневартовский район, Северо-Покурский лицензионный участок.**
(адрес расположения объекта)

№ п/п	Признаки	Идентификация по признакам	Примечание
Кусты скважин № 107, 111 (технологическое оборудование, сооружения кустов скважин)			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности – АН и А, ВН и В, ДН и Д соответственно.	В соответствии с главами 7 и 8 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
Нефтесбор от кустов скважин № 107, 111 до точки врезки в существующую систему			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции скважин до точек врезок в	

		существующую систему сбора продукции скважин	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	В соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
Высоконапорный водовод от точки врезки существующей системы до кустов скважин № 107, 111			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции от существующей системы ППД до БГ кустовой площадки и далее до скважин ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и

			газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	В соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
ВЛ-6кВ на кусты скважин № 107, 111			
1	Назначение	Электроснабжение проектируемых объектов куста скважин.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	Проложены в одном коридоре с нефтегазосборными трубопроводами (опасными производственными объектами).
Автомобильная дорога на кусты скважин № 107, 111			
1	Назначение	Внутрипромысловые автомобильные дороги – обеспечивают транспортную связь проектируемых сооружений с объектами месторождения	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых,	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	Не входят в перечень, приведенный в п.11 статьи 48.1 Градостроительного кодекса РФ

	влиять на их безопасность		
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Нормальный	

Инженер 1 категории ОПМ ДПРПиОМ



О.В. Журавель

Северо-Покурское месторождение.

Геолого-физические характеристики продуктивных пластов

Наименование	Индекс пласта						
	AB ₁₋₂	BB ₆	BB ₈	AB ₃₋₇	BB ₀₋₂	BB ₃₋₄	ЮВ ₁
Средняя глубина залегания, м	1725 – 1800	1780 – 1810	2235 – 2255	1780 - 1840	1900 - 2935	1987 – 2070	2523 - 2540
Тип залежи	Пластово-сводовый	Пластово-сводовый	Пласт. сводов., структурно-литологический	Пластово-сводовый, структурно-литологич.	Пластово-сводовый	Пластово-сводовый	Пластово-сводовый, структурно-литологич.
Тип коллектора	Терригенный	Терригенный	Терригенный	Терригенный	Терригенный	Терригенный	Терригенный
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	158909	89629	88019	11147	31864	17357	20034
Средняя общая толщина, м	8 - 20	22	35	до 20		14 - 22	
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	2,87 – 4,73	6,54	1,98 – 7,03	2,57 – 2,86	2,64 – 6,07	4,75 – 5,24	5,97
Средняя водонасыщенная толщина, м	4,7	4,52	3,46				
Пористость, %	23 – 25	21	20	24 – 24,8	22 - 23	23	15 – 16
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,52 – 0,58	0,62	0,50 – 0,60	0,46	0,52 – 0,64	0,46 – 0,54	0,51 – 0,61
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0,43 – 0,47	0,58	0,48 – 0,60	0,39 – 0,50	0,49 – 0,57	0,45 – 0,59	
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	216 – 609	336	21,5 - 293	216	23 - 1243	49 – 78	5
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,28 – 0,40	0,46 – 0,64	0,15 – 0,58	0,27 – 0,28	0,24 – 0,46	0,34 – 0,37	0,3
Коэффициент расчлененности, доли ед.	3,5	1,3	3,0				
Начальная пластовая температура, °С	1420	830	1790	1470	1510	750	1000
Начальное пластовое давление, Мпа	15,9 – 17	19,1	19,8 – 20,6	16,2	17,0 – 17,2	18,7 – 18,9	18,8
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	2,3-3,07	1,52	0,95-1,12	3,7	3,4 – 3,7	3,4	0,77
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,786 – 0,810	0,789	0,763 – 0,767	0,823	0,798–0,827	0,791–0,836	0,702
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,858-0,868	0,858	0,848	0,798 – 0,874	0,868–0,869	0,868	0,841
Абсолютная отметка ВНК, м	-1687 – 1700	-2088 – 2103	-2170 – 2234	- 1742 - 1775	- 1890 - 1950	-1969 –2023	-2469 –2506
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,103 – 1,142	1,13	1,152	1,09 – 1,13	1,074–1,078	1,078	1,307
Содержание серы в нефти, %	0,78 – 0,89	0,81	0,72 – 0,82	1,24	1,18 – 1,29	1,12 - 1,13	0,42
Содержание парафина, %	1,67 – 2,3	2,06	1,24 – 1,54	1,67 – 3,49	1,84 - 2,94	1,22 – 1,31	1,54 – 2,56
Давление насыщения нефти газом, Мпа	8,2 – 9,3	8,4	8,3 – 8,7	7,4	7,1 - 8,3	9,0	8,7
Газосодержание, м ³ /т	45,2 – 54,1	53,2	67,8 – 72,7	32,4	35,8 – 41,5	42,6 – 56,2	72,7
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа·с	0,5		0,45 – 0,5	0,5	0,5	0,5	
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,993	0,993	0,993				
Средняя продуктивность, 10 м ³ /сут. Мпа	6,8	6,8	5,0 – 9,1		14,5	7,0 – 12,0	

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"> • Выполнить 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-2001ХМАО; • 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 №1). • В составе сметной документации предоставить сводный ресурсный расчёт. 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). <p>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).</p> <p>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</p> <ul style="list-style-type: none"> • Выполнить расчет стоимости эксплуатации дизельной электростанции при нормативных сроках строительства объектов, согласно ПОС с предоставлением на бумажном носителе и в электронном виде таблицы Excel. • Выполнить расчет удельного показателя, согласно приложенного формата, с описанием мощностных и технических характеристик объекта (Приложение №2).

	<ul style="list-style-type: none"> 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 *.arp, xml и exel).
3.	Фактические затраты по 9 главе (в ценах 2001г.)
	<ul style="list-style-type: none"> Северная надбавка – 70%; 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
	<ul style="list-style-type: none"> средства на производство работ в зимнее время согласно ГСН 81-05-02-2007, п.9 таб.4 п. (для стадии ПД и РД); средства на покрытие затрат строительных организаций по добровольному страхованию: МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.9.9 в размере 1% (для стадии ПД); борьба с гнусом: МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.9.13 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
	<p>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты определить в соответствии с МДС 81-35.2004 в размере:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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
	<p>Грунт (песок) - карьер уточнить во время проведения изысканий;</p> <p>Стоимость 1м3 грунта (в ценах 2001г.) – согласно ТСЦ-408-0122;</p> <p>Стоимость 1м3 торфа (в ценах 2001г.)- согласно ТСЦ-407-0021;</p>
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
	<ul style="list-style-type: none"> Предусмотреть выделение объемов работ 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 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, учитывающих 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.

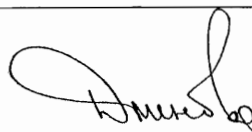
При составлении сметной документации, необходимо руководствоваться следующими требованиями:

- 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, нефтесборы 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 исключать основной ресурс маты или плиты теплоизоляционные и включать отдельной строкой в соответствии с коэффициентом уплотнения к объему теплоизоляции по проекту.

	<ul style="list-style-type: none"> – 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 исключить 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.
12.	Затраты связанные с уплатой налога на добавленную стоимость
	ФЗ №117 от 07.07.03 г. в размере - 18%

Составил:

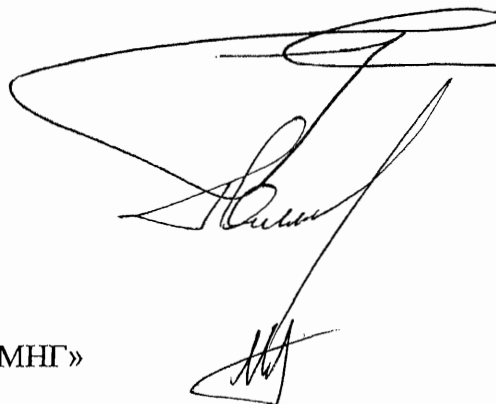
Главный специалист ОЦиПТД по КСиРО/



Е.А. Баландина

СОГЛАСОВАНО:

Начальник УКСиРО 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.В. Игнатов

Начальник ОЦиПТДпоКСиРО



В.А. Дменова



**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ «РОСНЕФТЬ»**
(ОАО «НК «Роснефть»)

Почтовый адрес: Софийская наб., д. 26/1 г. Москва, 117997
Юридический адрес: Софийская наб., д. 26/1 г. Москва, 115035
Тел: (499) 517-88-99, факс: (499) 517-72-35
e-mail: postman@rosneft.ru, http://www.rosneft.ru
ОКПО 00044428, ОГРН 1027700043502, ИНН/КПП 7706107510/997150001

от 16.06.2015 № НА - 39615

на № _____ от _____

О ценообразовании объектов строительства

Генеральным
директорам дочерних обществ
ОАО «НК «Роснефть»

(по списку)

Уважаемые коллеги!

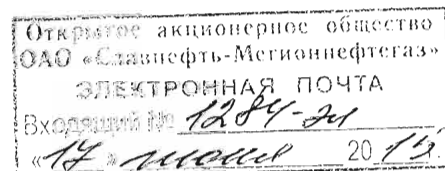
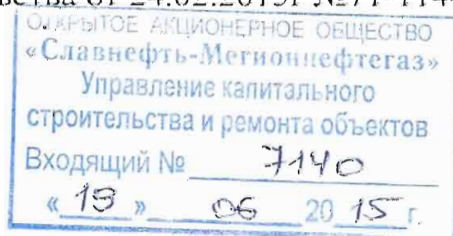
В дополнение к письму ОАО «НК «Роснефть» о ценообразовании объектов строительства от 24.02.2015г №71-11446 (пункт 1) и в целях установления единого подхода применения расценок Сборника №5 ТЭР-2001 «Свайные работы. Опускные колодцы. Закрепление грунтов» необходимо в обязательном порядке применять понижающий коэффициент $K=0,71$ (без учета стоимости свай).

В случае выполнения работ по погружению свай в лидерные скважины при условии оставления части свай на 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).

Данный норматив применять при подготовке сметной документации, формировании стоимости начальной максимальной цены и формировании затрат за выполненные подрядчиком работы.

Приложение: письмо ОАО «НК «Роснефть» о ценообразовании объектов строительства от 24.02.2015г №71-11446 на 3 л. в 1экз.

С уважением,

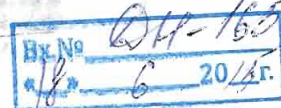


Советник Президента –
директор Департамента планирования,
управления эффективностью, развития
и инвестиций в разведке и добыче
в ранге вице-президента

А.В. Пригода

Исполнитель: Петрова А.С.
8(499)517-8888, доб.62194

О.В. Брызгунов





ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ «РОСНЕФТЬ»
(ОАО «НК «Роснефть»)

Почтовый адрес: Софийская наб., д. 25/1 г. Москва, 117997
Юридический адрес: Софийская наб., д. 25/1 г. Москва, 119035
Тел: (499) 517-89-99, факс: (499) 517-72-35
e-mail: postman@rosneft.ru, <http://www.rosneft.ru>
ОГРН 00244428, ОГРН 1027700043502, ИНН/КПП 7706107510/997150001
от 24.09.2013 № 11/11848

Генеральным директорам
ОАО «НК «Роснефть»
(по списку)

на № _____ от _____

О ценообразовании объектов строительства

Уважаемые коллеги!

В целях повышения достоверности формирования стоимости объектов строительства сообщая следующее:

1. 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.

2. Затраты на компенсацию разницы в стоимости электроэнергии, получаемой от дизельных электростанций, следует определять в строгом соответствии с прилагаемым порядком.

Вместе с тем обращаю внимание на необходимость неукоснительного соблюдения порядка компенсации прочих и лимитированных затрат, доведенного письмом от 25.09.2013 № АВ-7672.

Приложение: порядок определения затрат на электроэнергию от ДЭС на 2л.

С уважением,

Заместитель директора Департамента
строительного контроля, планирования
и ценовой политики в строительстве

Д.И. Натко

Иса. Глуховский, Евгений Александрович
8(499)517-8888, моб.6731

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

Дополнительные затраты по оплате разницы в стоимости электроэнергии могут появляться при отсутствии на объектах постоянных источников электропитания и применении передвижных электростанций. Ниже приводится порядок расчета этих дополнительных затрат.

1.1 При разработке проектно-сметной документации:

1.1.1 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.

1.1.2 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 строительства (ПОС).

В ПОС необходимо:

- рассчитать оптимальную мощность ДЭС;
- произвести расчет количества часов работы ДЭС, необходимое при строительстве площадочных объектов, учитываемых 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, необходимая для нормальной эксплуатации объекта, подведены электросети к ней и от неё (до момента сдачи органам энергонадзора). При этом необходимо рассчитать и указать стоимость работ, выполняемых с использованием ДЭС до введения в эксплуатацию строящейся трансформаторной подстанции, чтобы в расчете стоимости в расчет дополнительных затрат можно было принимать не полную стоимость строительства, 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 при получении от постоянных источников.

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

1.2. При формировании расчета начальных (максимальных) цен (далее – НМЦ) для проведения закупок на строительство объектов:

В расчет НМЦ включать только затраты, учитывающие разницу в стоимости электроэнергии, обоснованные ПОС и учтенные в утвержденном Заказчиком Сводном сметном расчете стоимости строительства. При отсутствии данных затрат в проектно-сметной документации, в расчете затраты не учитывать.

1.3. При заключении договоров с подрядными организациями и проведении взаиморасчетов с ними:

-Договора заключаются в соответствии с условиями проведенных закупок;
-При наличии в коммерческом предложении Подрядчика и заключенном договоре затрат, учитывающих разницу в стоимости электроэнергии, проведение взаиморасчетов с Подрядчиком в части компенсации названных затрат, производится в рамках утвержденного лимита в договоре в следующем порядке:

- по ресурсным ведомостям к локальным сметам (или же Актам КС-2) Подрядчику необходимо рассчитать кол-во часов работы механизмов, работа которых в расценках учтена от постоянных источников электроэнергии, а по факту питание осуществляется от передвижной ДЭС;
- на основании паспортных данных машин и механизмов определяется общая потребность в электроэнергии в кВт-час;
- Подрядчик производит расчет стоимости 1 часа работы ДЭС и стоимость вырабатываемого ДЭС 1 кВт-часа электроэнергии и согласовывает данные расчеты с Заказчиком;
- определяется разница между стоимостью электроэнергии, вырабатываемой ДЭС, и стоимостью электроэнергии от постоянных источников, учтенной расценками.

К расчетам Подрядчик должен прикладывать документы, подтверждающие фактические показатели расхода электроэнергии от ДЭС. Оплате подлежат только та часть фактических затрат Подрядчика, которая не превышает расчетный уровень дополнительных затрат.

При отсутствии расчетов Подрядчика дополнительные затраты на разницу в стоимости электроэнергии не компенсировать.

СОГЛАСОВАНО

Директор по капитальному строительству
ОАО «Славнефть-Менделеевскгаз»
Николаев Д.А.

СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального директора по управлению системой снабжения
ОАО «Славнефть-Менделеевскгаз»
Ильин С.А.

июнь 2014г

Перечень МТР по номенклатуре ДК ОКС УКСиРО ОАО "СН-МНГ", предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
1	Трубы и детали трубопроводов	1	141ОТЧ	Муфты обсадные	Подрядчик		
		2	606НМП	Механизированные устройства ТО трубопровод	Подрядчик		
		3	705НМП	Трубы Стеклопластик	Подрядчик		
		4	149ОТЧ	Трубы водогазопров.	Подрядчик (от Ду15 до Ду45)	Заказчик	
		5	136ОТЧ	Отводы	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		6	137ОТЧ	Переходы	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		7	138ОТЧ	Тройники	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		8	146ОТЧ	Трубы электросварные		Заказчик	
		9	147ОТЧ	Трубы больш. диаметра		Заказчик	
		10	148ОТЧ	Трубы бесшовные		Заказчик	
		11	602НМП	Трубы нефтепроводные		Заказчик	
		12		Трубы керамические, дымовые, пластмассовые, Блоки, пружины, Заглушки, бобышки, штуцера, Опоры трубопроводов, Трубы чугунные	Подрядчик		
2	Насосно-компрессорное оборудование	13	094ОТЧ	Насосы промышленные	Подрядчик (насосы ручные, электрические бытовые)	Заказчик	
		14	095ОТЧ	Компрессора промышленные	Подрядчик (бытовые)	Заказчик	
		15	76НМП	Мультифазные насосы		Заказчик	
3	Нефтехимическое оборудование	16	116ОТЧ	Резерв и резерв.обор.		Заказчик	
		17	117ОТЧ	Нефтеаппаратура		Заказчик	
		18		Емкостное оборудование		Заказчик	
		19		Резервуары и комплектующие		Заказчик	
		20		Понтон и комплектующие	Подрядчик		
		21		Теплообменное оборудование	Подрядчик		
		22		Запасные части к теплообменному оборудованию	Подрядчик		
		23		Запасные части к емкостному оборудованию	Подрядчик		
		24		Внутренние устройства емкостного оборудования	Подрядчик		
		25		Нестандартное оборудование (в т.ч. Котельное оборудование)	Подрядчик		
		26		Оборудование для очистных сооружений		Заказчик	
		27		Фильтры	Подрядчик до Ду100	Заказчик от Ду100	
		28		Запчасти к фильтрам	Подрядчик		
		29		Резервуары и комплектующие		Заказчик	
		30		Печи и змеевики печей	Подрядчик (змеевики печей)	Заказчик	
		31		Комплектующие печей и змеевиков	Подрядчик		
		32		Каркасы печей	Подрядчик		
		33		Метал.констр.газоходов	Подрядчик		
		34	312ОТЧ	Дизтопливо	Подрядчик		
		35	313ОТЧ	Бензин	Подрядчик		
		36	314ОТЧ	Керосин	Подрядчик		
		37	315ОТЧ	Жидкости ГСМ	Подрядчик		

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
4	Нефть, нефтепродукты и ГСМ	38	316ОТЧ	Масла отечественные	Подрядчик		
		39	317ОТЧ	Смазки	Подрядчик		
		40	318ОТЧ	Нефтебитумы дорожные	Подрядчик		
		41	458ОТЧ	Нефтебитумы строительные	Подрядчик		
		42	459ОТЧ	Сжиженные газы (газовые смеси)	Подрядчик		
		43	484ОТЧ	Мазут	Подрядчик		
		44	663ИМП	МаслаИмп	Подрядчик		
		45	679ИМП	Жидкости ГСМ	Подрядчик		
		46	697ИМП	Смазки	Подрядчик		
		47		Охлаждающие жидкости	Подрядчик		
		48		Гидравлические жидкости	Подрядчик		
		49		Бензол, толуол	Подрядчик		
		50		Прочие нефтепродукты	Подрядчик		
		51	118ОТЧ	Котел.и энерг.обор.		Заказчик	
		52	122ОТЧ	З/ч кот.-энерг.обор.		Заказчик	
		53	223ОТЧ	Электронагрев. элем.	Подрядчик		
		54	224ОТЧ	Калориферы	Подрядчик		
		55	225ОТЧ	Эл.печи промышленные	Подрядчик		
		56	226ОТЧ	Обогреват. промышлен.	Подрядчик		
		57	227ОТЧ	Обогреватели бытовые	Подрядчик		
		58	228ОТЧ	ИРА для эл.ламп	Подрядчик		
		59	229ОТЧ	Лампы накаливания	Подрядчик		
		60	230ОТЧ	Лампы местн.освещен.	Подрядчик		
		61	231ОТЧ	Лампы кварц. галоген	Подрядчик		
		62	232ОТЧ	Лампы ртутно-дуговые	Подрядчик		
		63	233ОТЧ	Лампы люминисцентные	Подрядчик		
		64	234ОТЧ	Лампы прочие	Подрядчик		
		65	235ОТЧ	Светильник.взрывозащ.		Заказчик	
		66	236ОТЧ	Светильник. промышлен.		Заказчик	
		67	237ОТЧ	Светильн. общ. назнач.	Подрядчик		
		68	238ОТЧ	Светильники уличные	Подрядчик		
		69	239ОТЧ	Светильники бытовые	Подрядчик		
		70	240ОТЧ	Прожекторы		Заказчик	
		71	241ОТЧ	Коробки эл. установоч.		Заказчик	
		72	242ОТЧ	Выключатели, патроны	Подрядчик		
		73	243ОТЧ	Эл.разъемы, роз.виз.	Подрядчик		
		74	244ОТЧ	Наконечники кабельн.	Подрядчик		
		75	245ОТЧ	Муфты кабельные	Подрядчик		
		76	249ОТЧ	Подвесная арматура (Зажимы, серьги, скобы)	Подрядчик (заземлители, грозоразрядники)	Заказчик	
		77	264ОТЧ	Ящики силовые		Заказчик	
		78	272ОТЧ	Трансформ.разделит.	Подрядчик (ТСЗИ-2,5, ТФЗМ, ТОЛ, ТЛК, ТТИ, тока Т-0,66, 50/5-600/5, лабораторные)	Заказчик	
		79	273ОТЧ	Трансформаторы тока			
		80	274ОТЧ	Трансформ.напряжения			
		81	275ОТЧ	Трансформ.лаборатор.			
		82	276ОТЧ	Электродв. общепром.		Заказчик	
		83	277ОТЧ	Электродв. взрывозащ.		Заказчик	
		84	278ОТЧ	Электродв. синхронные		Заказчик	
		85	281ОТЧ	Включатели высоковольт.		Заказчик	
		86	282ОТЧ	Разъединители		Заказчик	
		87	283ОТЧ	Разрядники		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
5	Электротехническое оборудование	88	284ОТЧ	Выкл.автоматические	Подрядчик (АП-50, АД-12, АД-14, АФ, ВА (от 0.11А до50А))	Заказчик	
		89	285ОТЧ	Пускатели магнитные	Подрядчик (ПВ2х16, 2х10, 3х10, 3х16, 325, 3х40, 111ВМ2-10)	Заказчик	
		90	286ОТЧ	Контакты		Заказчик	
		91	287ОТЧ	Посты кнопочные		Заказчик	
		92	288ОТЧ	Переключатели	Подрядчик		
		93	289ОТЧ	Рубильники		Заказчик	
		94	290ОТЧ	Предохран.низковольт	Подрядчик		
		95	291ОТЧ	Предохран.высоковольт	Подрядчик		
		96	292ОТЧ	Реле, фотореле	Подрядчик (Реле РЗУ-11, РВ ВЛ, РЭС, РЭП, РЭВ, РТ, РСВ, фотореле ФР-7, РФС-11/220, радиодетали)	Заказчик	
		97	293ОТЧ	Выключатели пакетные	Подрядчик		
		98	294ОТЧ	Выключатели конечные	Подрядчик		
		99	295ОТЧ	Указатели напряжения	Подрядчик		
		100	296ОТЧ	Индикаторы напряжен.	Подрядчик		
		101	297ОТЧ	Штанги изолирующие	Подрядчик		
		102	298ОТЧ	Переносные заземлен.	Подрядчик		
		103	299ОТЧ	Тех.диагн.и исп.приб	Подрядчик (Астро-УЗО, указатели положения)		
		104	300ОТЧ	Шкафы распределители		Заказчик	
		105	301ОТЧ	Щиты осветительные		Заказчик	
		106	304ОТЧ	Станции управления		Заказчик	
		107	305ОТЧ	Вольтметры	Подрядчик		
		108	306ОТЧ	Амперметры	Подрядчик		
		109	307ОТЧ	Омметры	Подрядчик		
		110	308ОТЧ	Комбинирован.приборы	Подрядчик		
		111	309ОТЧ	Счетчики эл.энергии	Подрядчик		
		112	310ОТЧ	Электронизм.приб.проч	Подрядчик	Заказчик	
		113	374ОТЧ	Низковольтн.Оборудов.	Подрядчик		
		114	385ОТЧ	Комплекующие к ЛЭП	Подрядчик		
		115	386ОТЧ	Материалы б/у	Подрядчик	Заказчик (кроме Лу 1020 - 1420)	
		116	390ОТЧ	Лампы коммут.,сигн.	Подрядчик		
		117	393ОТЧ	Шкафы распр.автомат.		Заказчик	
		118	530ОТЧ	3/4 Газ.порш.эл.стан		Заказчик	
		119	533ОТЧ	3/4 компр. ДЭН-160ШМ		Заказчик	
		120	612ИМП	3/ч к эл.оборудовани		Заказчик	
		121	628ИМП	Электрооборудование		Заказчик	
		122	674ИМП	Осветител.устройства		Заказчик	
		123	675ИМП	Наз.эл.-проект.система		Заказчик	
		124	750ИМП	ГТЭ "SOLAR"		Заказчик	
		125	270ОТЧ	Трансформ.подстанции		Заказчик	
		126	271ОТЧ	Трансформат. силовые		Заказчик	
		127	303ОТЧ	Дизель.электростанции		Заказчик	
		128	391ОТЧ	Трансформаторы ТМНН		Заказчик	
		129	722ИМП	Подстанции импортные		Заказчик	
		130	750ИМП	ГТЭ "SOLAR"		Заказчик	
		131	768ИМП	Электростанции имп.		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
6	Блочное-комплектное оборудование различного назначения	132	1190ТЧ	Блочное оборудование		Заказчик	
7	КИП и средства связи	133	1270ТЧ	Регуляторы давления		Заказчик	
		134	2550ТЧ	Манометры		Заказчик	
		135	2570ТЧ	Термометры	Подрядчик		
		136	2580ТЧ	Радиоап. телеф. аппар. (Средства радио связи, средства проводной связи)	Подрядчик (Кроссы оптические, радиокабель, разъемы, трансляционные узлы, громкоговорители, усилители, пульта микшерные, микрофоны, розетки, аккумуляторы для средств связи, фильтры)	Заказчик	
		137	2600ТЧ	Радиодетали	Подрядчик		
		138	2610ТЧ	КИПиА прочие	Подрядчик (счетчики воды)	Заказчик	
		139	2620ТЧ	З/ч к прочим КИПиА	Подрядчик (Оправы, гильзы, фильтры, разделители сред, бобышки, пробоотборники)	Заказчик	
		140	3820ТЧ	Приборы контроля		Заказчик	
		141	629ИМП	КИП и А.		Заказчик	
		142		Приборы электроизмерительные		Заказчик	
		143		Диафрагмы		Заказчик	
		144		Контр.-измер. приб (маном, терм, датч. давля, фильтры, редукт)	Подрядчик (термометры ртутные, лабораторные, фильтры)	Заказчик	
		145		Термопреобразователи и гильзы к ним		Заказчик	
		146		Газоанализаторы		Заказчик	
		147		Пневмоприводы		Заказчик	
		148		Щиты, шкафы КИП, электрические, компьютерные, Сетевое оборуд.		Заказчик	
		149		Приборы и аппаратура для систем охранной сигнализации	Подрядчик		
		150		Приб и аппаратура для систем автоматич. пожаротуш и пож. сигнал	Подрядчик		
		151		Исполнительные механизмы (клапана регулирующие)		Заказчик	
		152		Поточные анализаторы и хроматографы		Заказчик	
		153		Узлы и элементы проводной связи		Заказчик	
8	Арматура запорная, в т.ч.	154	1290ТЧ	Задвижки трубопров.	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		155	605ИМП	Пром. Трубопров. Арматур.	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		156	696ИМП	Запорная арматура	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		157	702ИМП	Вентили трубопр.	Подрядчик (кроме высокого давления Ру160, 200, 250)	Заказчик	
		158	5200ТЧ	Система охранного видеонаблюдения, домофоны	Подрядчик		
		159	703ИМП	Клапаны обр. повор.	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		160	704ИМП	Задвижки клиновые	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		161	1210ТЧ	Краны трубопроводные	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
	прокладки металлические	162	123ОТЧ	Вентили трубопровод.	Подрядчик (кроме высокого давления Ру160, 200, 250)	Заказчик	
		163	124ОТЧ	Клап.обратн.трубопр.	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		164	125ОТЧ	Клап.предох.трубопр.	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		165	126ОТЧ	Клап.обр.повор.труб.	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		166	128ОТЧ	Клап.регул.трубопр.		Заказчик	
		167	133ОТЧ	Электроп.трубоп.арм.		Заказчик	
		168	134ОТЧ	Фланцы	Подрядчик (от Ду15 до Ду50)		
		169	135ОТЧ	Крепеж к фланцам	Подрядчик		
		170	139ОТЧ	Заглушки	Подрядчик		
9	Вспомогательные материалы	171		Скобяные изделия, моющие средства, спирт, ткани, вода, бумага и бумажные изделия, Клеящие вещества и герметики, Спец. оптические материалы, Знаки техники безопасности, Дорожные знаки, этикетки, бирки, Припой, баббит и пр., Канаты и пневмокабели	Подрядчик		
		172	131ОТЧ	Плакаты и знаки ТБ	Подрядчик		
		173	132ОТЧ	Средства зап.ГО и ЧС	Подрядчик		
		174	174ОТЧ	Олово	Подрядчик		
		175	180ОТЧ	Сплавы	Подрядчик		
		176	182ОТЧ	Припой	Подрядчик		
		177	183ОТЧ	Баббит	Подрядчик		
		178	186ОТЧ	Канаты стальные		Заказчик	
		179	187ОТЧ	Стропы,комплек.к ним	Подрядчик		
		180	322ОТЧ	Дорнит,бурукрытия	Подрядчик		
		181	338ОТЧ	Спирт этиловый	Подрядчик		
		182	342ОТЧ	Материалы из дерева (фанера, ДВП, ДСП, доски, доска половая, лес круглый, брусья.)	Подрядчик		
		183	343ОТЧ	Изделия из дерева и пластика (окна, двери, перегородки, витражи, плинтуса и комплектующие, уголки)	Подрядчик		
		184	347ОТЧ	Мебель офисная		Заказчик	
		185	348ОТЧ	Мебель бытовая		Заказчик	
		186	354ОТЧ	Сантехнические изделия (трубы чугунные, полипропиленовые, металлопластиковые, дюки чугунные капализационные; санфаянс и комплектующие)	Подрядчик		
		187	355ОТЧ	Скобяные изделия	Подрядчик		
		188	356ОТЧ	Щетинно-щеточн.матер.	Подрядчик		
		189	357ОТЧ	Вспомогат.инструмент	Подрядчик		
		190	358ОТЧ	Вспомогат.материалы	Подрядчик		
		191	359ОТЧ	Матер.для дефектоск.	Подрядчик		
		192	384ОТЧ	Удобрения	Подрядчик		
		193	400ОТЧ	Химреаг.холод.обор.	Подрядчик		
		194	401ОТЧ	Химреаг.свар.и охлаж	Подрядчик		
		195	402ОТЧ	Химреаг.котел.обор.	Подрядчик		
		196	403ОТЧ	Химреаг.дезинфицир.	Подрядчик		
		197	461ОТЧ	Технический материал	Подрядчик		
		198	519ОТЧ	Оборудование для столовой		Заказчик	
		199	527ОТЧ	Средства очистки трубоп.	Подрядчик		

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
		200	538ОТЧ	Песок природный	Подрядчик	Заказчик	Карьеры по м/р
		201	649ИМП	Мебель	Подрядчик	Заказчик (в комплекте с оборуловашем)	
		202	700ИМП	Бытовая техника имп.	Подрядчик	Заказчик (в комплекте с оборуловашем)	
10	Кабельная продукция	203	212ОТЧ	Кабель гибк.(шланг.)		Заказчик	
		204	213ОТЧ	Кабель телефонный	Подрядчик		
		205	214ОТЧ	Кабель радиочастотн.	Подрядчик		
		206	215ОТЧ	Кабель контрольный		Заказчик	
		207	216ОТЧ	Кабель силовой		Заказчик	
		208	217ОТЧ	Кабель бронированный		Заказчик	
		209	218ОТЧ	Кабель греющий	Подрядчик		
		210	219ОТЧ	Провод осветительный	Подрядчик		
		211	220ОТЧ	Пров.и шнур установ.	Подрядчик		
		212	221ОТЧ	Провод неизолирован.		Заказчик	
		213	222ОТЧ	Провод обмоточный	Подрядчик		
		214	245ОТЧ	Муфты кабельные	Подрядчик		
		215	246ОТЧ	Гильзы кабельные	Подрядчик		
		216	247ОТЧ	Изд.для каб.лин.пр.	Подрядчик (кабельные монтажные, лотки кабельные)	Заказчик	
		217	688ИМП	Кабель гибк.(шланг.)		Заказчик	
		218	689ИМП	Кабель контрольный		Заказчик	
		219	690ИМП	Кабель силовой		Заказчик	
		220	693ИМП	Кабель телефонный	Подрядчик		
		221	694ИМП	Провод осветительный	Подрядчик		
11	Средства защиты и спец. Жиры	222	344ОТЧ	Спецодежда	Подрядчик		
		223	345ОТЧ	Спецобувь	Подрядчик		
		224	346ОТЧ	Средства индив.защ.	Подрядчик		
		225	648ИМП	Спецодежда	Подрядчик		
12	Металлопрокат	226	168ОТЧ	Прокат бронзовый	Подрядчик		
		227	169ОТЧ	Прокат алюминиевый	Подрядчик		
		228	170ОТЧ	Прокат медный	Подрядчик (нетранзитные нормы)	Заказчик	
		229	171ОТЧ	Прокат латунный	Подрядчик		
		230	172ОТЧ	Свинец	Подрядчик		
		231	173ОТЧ	Цинк	Подрядчик		
		232	175ОТЧ	Титано-маг. протект.	Подрядчик		
		233	184ОТЧ	Сетка стальная		Заказчик	
		234	1201	Черный металлопрокат	Подрядчик (нетранзитные нормы)	Заказчик	
		235	1202	Нержавеющий металлопрокат	Подрядчик (нетранзитные нормы)	Заказчик	
		236	1204	Металлопрокат легированный	Подрядчик (нетранзитные нормы)	Заказчик	
		237	150ОТЧ	Балки	Подрядчик (Балки стальные колонные, широкополочные, балки стальные для крановых путей, рельсы, подкладки, накладки, костыли)	Заказчик	
		238	151ОТЧ	Швеллеры		Заказчик	
		239	152ОТЧ	Сталь угловая		Заказчик	
		240	153ОТЧ	Сталь шестигранная	Подрядчик		
		241	154ОТЧ	Сталь квадратная	Подрядчик		
		242	155ОТЧ	Сталь полосовая		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
		243	156ОТЧ	Сталь круглая	Подрядчик (за исключением ф16, 18, 20, 22)	Заказчик	
		244	157ОТЧ	Проволока	Подрядчик (Проволока колочная, катанка, сетки кладочные, сетка «Рабица», сетка плетёная, сетка тканая, проволока вязальная, сварочная проволока)	Заказчик	
		245	158ОТЧ	Сталь листовая		Заказчик	
		246	159ОТЧ	Ст. лист. прос.-вытяж.		Заказчик	
		247	160ОТЧ	Прокат кровельный	Подрядчик		
		248	161ОТЧ	Настил стал.профил.	Подрядчик		
		249	162ОТЧ	Прокат лист.рефлен.	Подрядчик		
		250	163ОТЧ	Прокат лист.оцинк.	Подрядчик		
		251	164ОТЧ	Жесть черная	Подрядчик		
		252	165ОТЧ	Прокат арматурный	Подрядчик (Прокат арматурный А-I и А-III d8-22)	Заказчик	
13	Материалы и оборудование общестроительного назначения	253	096ОТЧ	Вентил. центробежные		Заказчик	
		254	097ОТЧ	Вентиляторы осевые		Заказчик	
		255	098ОТЧ	Вентиляторы крышные		Заказчик	
		256	099ОТЧ	Вентил.промыш.прочие	Подрядчик (канальные, оконные, Вентиляционные короба, воздухоходы, улитки, прохода, решетки вентиляционные, рефлекторы, кондиционеры бытовые, сплит-системы.)	Заказчик	
		257	248ОТЧ	Металлоизрук	Подрядчик		
		258	323ОТЧ	ЛакокрасМтрлСтроител	Подрядчик		
		259	337ОТЧ	Тампонажн.материалы	Подрядчик		
		260	340ОТЧ	ЖБИ (Блоки фундаментные, балки фундаментные, плиты пустотные, стеновые панели, перегородки, пригруппы, плиты резервуарные, плиты тротуарные, бордюры, колодезы, лотки, плиты лотков, кольца, перемычки, колодезы)	Подрядчик (кроме кроше дорожных плит и свай жбб.)	Заказчик	
		261	341ОТЧ	Строительн.материалы (гипсокартон и комплектующие, рулонные кровельные материалы, обои,стекло, линолеум,плитка для пола и стен кирпич, плиты минераловатные,скрутки для изоляции труб,поропил поролоновые, панели МДФ, пеня монтажная, герметики, подвесные потолки, пленка полиэтиленовая, пеноплекс, трубы асбоцементные, ролинг жгут, клей для обоев, сухие смеси, Гравий, щебень, ПГС, цемент, бетон, раствор, керамзит)	Подрядчик		
		262	396ОТЧ	Сып. мат.(пес. кварц.)	Подрядчик		
		263	405ОТЧ	Алюминисвая пудра	Подрядчик		
		264	456ОТЧ	Композитные матер-лы	Подрядчик		
		265	457ОТЧ	ЛакокрасМтрлАвтомоб	Подрядчик		
		266	489ОТЧ	Металлосайдинг,компл	Подрядчик		
		267	630ИМП	З/ч д/холод оборудов	Подрядчик		
		268	631ИМП	З/ч анализ.МашинаОбор	Подрядчик		
		269	632ИМП	З/чКолАрУстПовПодог	Подрядчик		
		270	698ИМП	Лакокрасочн.матер.	Подрядчик		
		271	714ИМП	ТоргПромышОборудИМП	Подрядчик		
		272	731ИМП	Строительн.Материалы	Подрядчик		
		273		Изделия	Подрядчик		

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
		274		Керамические и фарфоровые изделия.	Подрядчик		
		275		Лакокрасочные материалы.	Подрядчик		
		276		Радиаторы	Подрядчик		
		277		Огнеупорные материалы	Подрядчик		
		278		Пиломатериалы	Подрядчик		
		279		Клапаны вентиляционные	Подрядчик		
		280		Калориферы	Подрядчик		
		281		Кислотоупорные материалы	Подрядчик		
		282		Цементы	Подрядчик		
		283		Абразивные материалы	Подрядчик		
		284		Столярные изделия	Подрядчик		
		285		Стекло	Подрядчик		
		286		Кровельные материалы	Подрядчик		
		287		Песок, щебень, гравий	Подрядчик		
		288		Расходные строительные материалы	Подрядчик		
14	Инструменты, ГПМ, приспособления	289	0810ТЧ	Присл. по тех. безоп.	Подрядчик		
		290	1050ТЧ	Под.-тран. обор. тали	Подрядчик		
		291	1060ТЧ	Под.-тран. обор. лебед	Подрядчик		
		292	1070ТЧ	Под.-тран. обор. лифты	Подрядчик		
		293	1810ТЧ	Баллоны газовые	Подрядчик		
		294	1920ТЧ	Строительн. инструм.	Подрядчик		
		295	1930ТЧ	Измерительн. инструм.	Подрядчик		
		296	1950ТЧ	Абразивн. инструмент	Подрядчик		
		297	1960ТЧ	Электротех. Инструмент	Подрядчик		
		298	1970ТЧ	Слес.-монтаж. инструм	Подрядчик		
		299	1980ТЧ	Ключи слес.-монтаж.	Подрядчик		
		300	1990ТЧ	Напильники	Подрядчик		
		301	2000ТЧ	Свёрла	Подрядчик		
		302	2010ТЧ	Резицы	Подрядчик		
		303	2020ТЧ	Плоски	Подрядчик		
		304	2030ТЧ	Метчики	Подрядчик		
		305	2040ТЧ	Развёртки	Подрядчик		
		306	2050ТЧ	Гребёнки металлореж.	Подрядчик		
		307	2090ТЧ	Станоч. принадлежност	Подрядчик		
		308	2100ТЧ	Полшпатель	Подрядчик		
		309	2500ТЧ	Электропаяльники	Подрядчик		
		310	2510ТЧ	Свароч. оборуд. и компл.	Подрядчик		
		311	2520ТЧ	Газопл. оборуд. и компл.	Подрядчик		
		312	2530ТЧ	Приборы теплоконтрол		Заказчик	
		313	752НМП	Сборные жилые домики		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
15	Вычислительная, офисная, бытовая техника, в т.ч. 3/ч и комплектующие	34		Вычислительная техника и периферия к ней, Офисная и копировальная техника, Бытовая техника и оборудование, Программное обеспечение, Сетевое оборудование, шкафы компьютерные и запчасти к ним, Источники бесперебойного питания.		Заказчик	
		315	2690ТЧ	Бытовое эл/оборудов		Заказчик	
		316	4100ТЧ	Програм.обеспеч.(ПО)		Заказчик	
		317	4720ТЧ	Телевидение		Заказчик	
		318	660ИМП	Програм. обеспеч. ПО		Заказчик	
		319	4070ТЧ	Компьют., вычисл. тех.		Заказчик	
		320	4080ТЧ	Сетев. и коммун. обор.		Заказчик	
		321	4090ТЧ	Ксерокопиров. техника		Заказчик	
		322	657ИМП	Компьют.Вычисл.Тех-ка		Заказчик	
		323	658ИМП	Сетев. и Коммуник.Обор		Заказчик	
		324	659ИМП	Ксерокопиров. техника		Заказчик	
		325	767ИМП	Доп.Оборуд.К.Вычисл.Техн.		Заказчик	
16	Лабораторная техника	326	3110ТЧ	Лабораторное оборуд		Заказчик	
		327	5260ТЧ	Мебель промыш. эл.лаб.		Заказчик	
		328	641ИМП	3/ч к Лаб.Обор.Ноуско		Заказчик	
		329	719ИМП	Лаборатор.Оборуд.ИМП		Заказчик	
		330	1001	Лабораторное оборудование		Заказчик	
		331	3110ТЧ	Лабораторное оборуд		Заказчик	
		332	719ИМП	Лаборатор.Оборуд.ИМП		Заказчик	
17	Общепромышленное оборудование и комплектующие	334	2650ТЧ	Холод.обор.промышлен.		Заказчик	
		335	2660ТЧ	Торговопромыш. оборуд		Заказчик	
18	Электроизоляционные материалы	336	4040ТЧ	Изоляционные материалы	Подрядчик (Изолирующие ткани, Изолента, Оргстекло, Текстолит)	Заказчик	
19	Материалы из резины, асбеста и пр.	337	3240ТЧ	Рукава гибк.полимер.	Подрядчик		
		338	3250ТЧ	Рукава буровые	Подрядчик		
		339	3260ТЧ	Рукава для газосвар.	Подрядчик		
		340	3270ТЧ	Рукава резинотехнич.	Подрядчик		
		341	3280ТЧ	Ремни клиновые	Подрядчик		
		342	3290ТЧ	Ремни вент. для автр.	Подрядчик		
		343	3300ТЧ	Неформовые РТИ	Подрядчик		
		344	3310ТЧ	Парониты	Подрядчик		
		345	3320ТЧ	Набивки сальниковые	Подрядчик		
		346	3330ТЧ	Асбобизделия	Подрядчик		
		347	3340ТЧ	Электроиз. полим. мат.	Подрядчик		
		348	4490ТЧ	Фторопластов.Изделия	Подрядчик		
		349	4810ТЧ	Стандарт РТИ	Подрядчик		
		350	708ИМП	Набивки сальниковые	Подрядчик		
		351		Резинотехнические изделия	Подрядчик		
		352		Асбестотехнические изделия	Подрядчик		
		353		Фторопластовые изделия	Подрядчик		
		354		Графитовые изделия	Подрядчик		
		355		Пластмассовые изделия	Подрядчик		
		356		Прокладки	Подрядчик		
		357		Набивки	Подрядчик		
		358					
		359		Крепежные изделия черные (гайки, шпильки, болты)	Подрядчик		
		360		Сварочные материалы	Подрядчик		

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
20	Метизы	361		Проволока	Подрядчик		
		362		Сетка	Подрядчик		
		363		Крепежные изделия легированные (гайки, шпильки, болты)	Подрядчик		
		364		Крепежные изделия строительные (саморезы, гвозди, дюбели)	Подрядчик		
		365	1770ТЧ	Электроды	Подрядчик		
		366	1780ТЧ	Сварочная проволока	Подрядчик		
		367	1790ТЧ	Сварочные флюсы	Подрядчик		
		368	1850ТЧ	Гвозди	Подрядчик		
		369	1880ТЧ	Метизы	Подрядчик		
21	Пожарное оборудование и материалы	370	1110ТЧ	Огнетушители	Подрядчик		
		371	1120ТЧ	Стволы и пеног.пож.	Подрядчик		
		372	1130ТЧ	Рукава пожарные	Подрядчик		
		373	1140ТЧ	Арматура пожарная	Подрядчик		
		374	1150ТЧ	Пожар.оборуд.прочее	Подрядчик		
		375	2590ТЧ	Охран.-пожар.сигнал.	Подрядчик		
		376	3950ТЧ	Огнеупорн.материалы	Подрядчик		
		377	642ИМП	З/чПожарСигн/Кондиц	Подрядчик		
		378	695ИМП	ПротивопожарнОборуд	Подрядчик		
		379		ПротивопожарнОборуд (стволы, рукава пожарные, головки, головки-заглушки, гидранты, шкафы пожарные, краны, муфты сливные, предохранители огневые, клапана пожарные, насадки, патрубки, ГПС, Пенообразователь)	Подрядчик		
22	Тара и тарные материалы	380		Бочки	Подрядчик		
		381		Баллоны	Подрядчик		
		382		Бараны кар. навесные.	Подрядчик		
		383		Канистры	Подрядчик		
		384		Пленка	Подрядчик		
		385		Материалы упаковочные	Подрядчик		

Начальник УКС и РО

Е.В.Лешенко

Начальник УК ОКС

С.И.Коваленко

Исп.Лушевич В.Ю.
тел.41-969

Исп.Черентасв А.Н.
тел.41-862

Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

На вбитые стальные трубы с помощью пластин (петель) монтировать пролеты ограждения.

Обеспечить возможность производства монтажа и съема пролетов для проведения плановых и аварийных работ.

Калитку располагать со стороны дороги, подъезда к узлу задвижек. Калитка должна открываться наружу и висеть на петлях. Предусмотреть засов.

Высоту ограждения принять 2200 мм.

Цветовая раскраска:

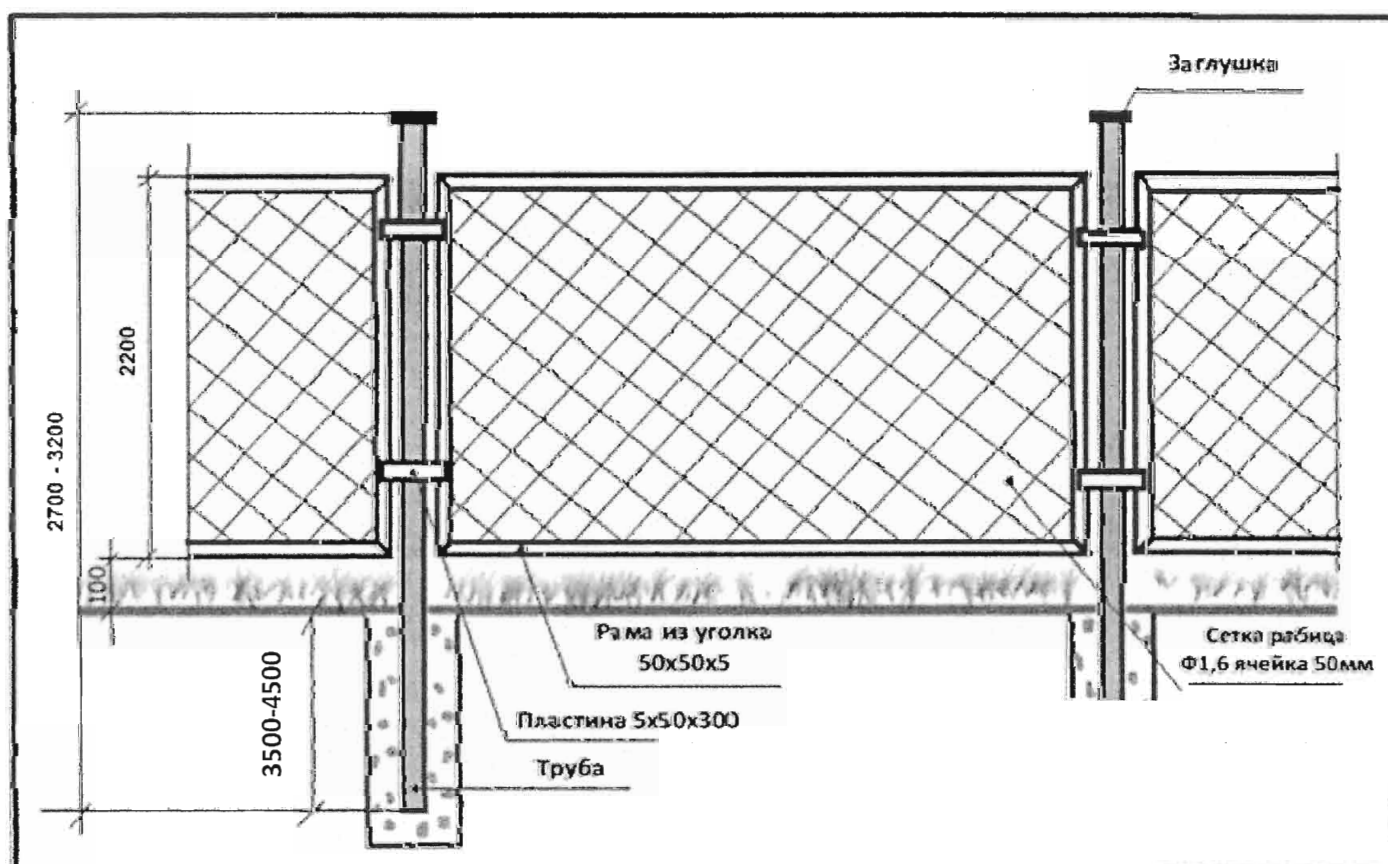
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное(кгс/см²)

Dy – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК - пикетаж

Телефон:

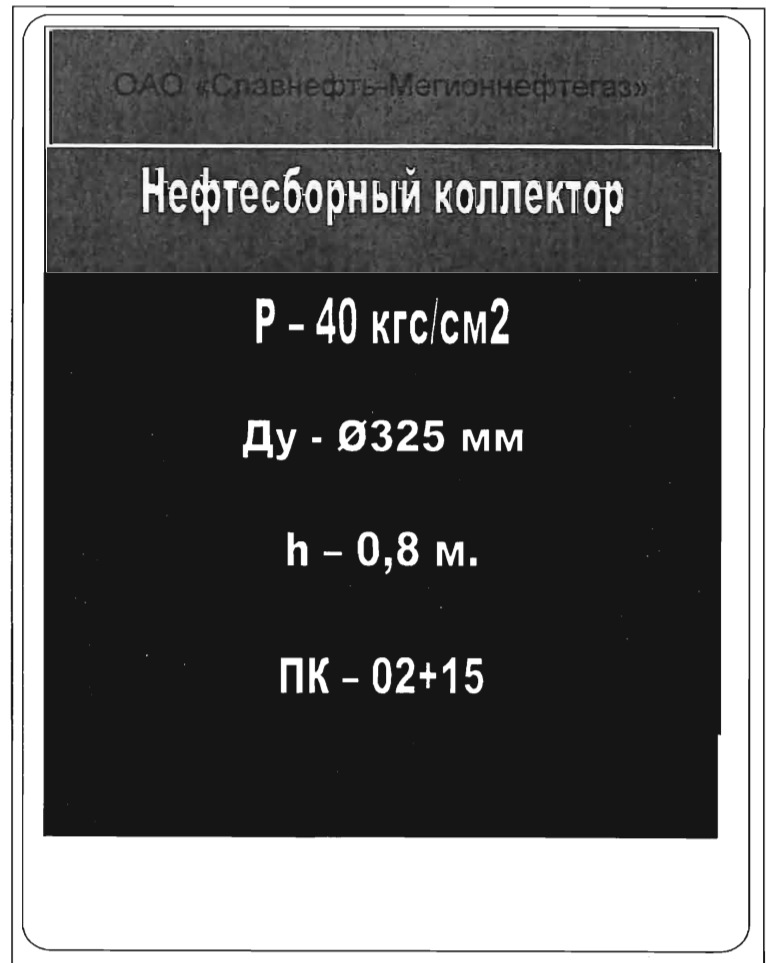
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод - синий



Расчет стоимости строительства объекта (базисно-индексный метод)

№	Виды работ и затрат	Единица измерения (млн, тыс. и т.п.)	Количество	Базисный уровень цен 2011г.							Текущий уровень цен																	
				в том числе							в том числе																	
				Стоимость объекта работ, тыс. руб.	Стоимость материалов всего, тыс. руб.	Оплата труда рабочих, тыс. руб.	Стоимость ЗИМ, тыс. руб.	в том числе оплата труда механизаторов, тыс. руб.	Налоговые расходы, тыс. руб.	Сметная прибыль, тыс. руб.	Стоимость МТР всего, тыс. руб.	Поставки Заказчика		Поставки Подрядчика		Оплата труда исполнителей работ, тыс. руб.	Трудозатраты рабочих-механизаторов, тыс. час	Затраты на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Прямые работы механизмов, тыс. руб.	Оплата труда механизаторов, тыс. руб.	Трудозатраты рабочих-механизаторов, тыс. час	Налоговые расходы, тыс. руб.	Сметная прибыль, тыс. руб.	Стоимость ВСЕГО без учета материалов и оборудования Листовое Заказчика и листовое Листовое Заказчика	Стоимость ВСЕГО без учета материалов и оборудования Листовое Заказчика с учетом прочих затрат и НДС	Полная стоимость с учетом материалов и оборудования Листовое Заказчика	Полная стоимость с учетом материалов и оборудования Листовое Заказчика с учетом прочих затрат и НДС	
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	
	Подвойный перепись, работ выполняемых при строительстве "объекта"																											
1																												
2																												
3																												
	ИТОГО по всем работам																											
	Выполнение затрат и списания																											
	ИТОГО с НДС																											
	Значение удорожания																											
	Непрямые затраты																											
	ИТОГО																											
	Прочие работы и затраты																											
	- Материалы																											
	- Затраты, связанные с осуществлением работ выполняемых работами																											
	- Затраты по перевозке автомобильными транспортными средствами строительных материалов, оборудования организации																											
	- Промышленность		1%																									
	Итого прочие работы и затраты																											
	ИТОГО с учетом прочих затрат																											
	Итого		18%																									
	ИТОГО с учетом НДС																											

Стоимость работ без учета материалов и оборудования поставки Заказчика без НДС (тыс. руб.)		
НДС		
Стоимость работ без учета материалов и оборудования поставки Заказчика с НДС (тыс. руб.)		

Примечание: в строке "Стоимость работ без учета материалов и оборудования поставки Заказчика" указывается максимально возможная стоимость ЛОТ за весь период строительства, с учетом индексации, всех прочих и непредвиденных затрат

Ценовые нормативы, используемые в расчете на момент проведения тендера (базисно-индексный метод)		
Указать в ценовом заказе периода выполнения расчета (например "Расчет выполнен в ценох 4 квартала 2014 года")		
1 Зарплата рабочего 4-го разряда	руб./час	
2 Индекс оплаты труда		
3 Индекс эксплуатации машин и механизмов		
4 Индекс МТР		
5 Уровень накладных расходов	%	
6 Уровень сметной прибыли	%	
7 Учетный процент индексации СМР (годовой)	%	

Расчет должен быть выполнен на основании утвержденной ПҚД

