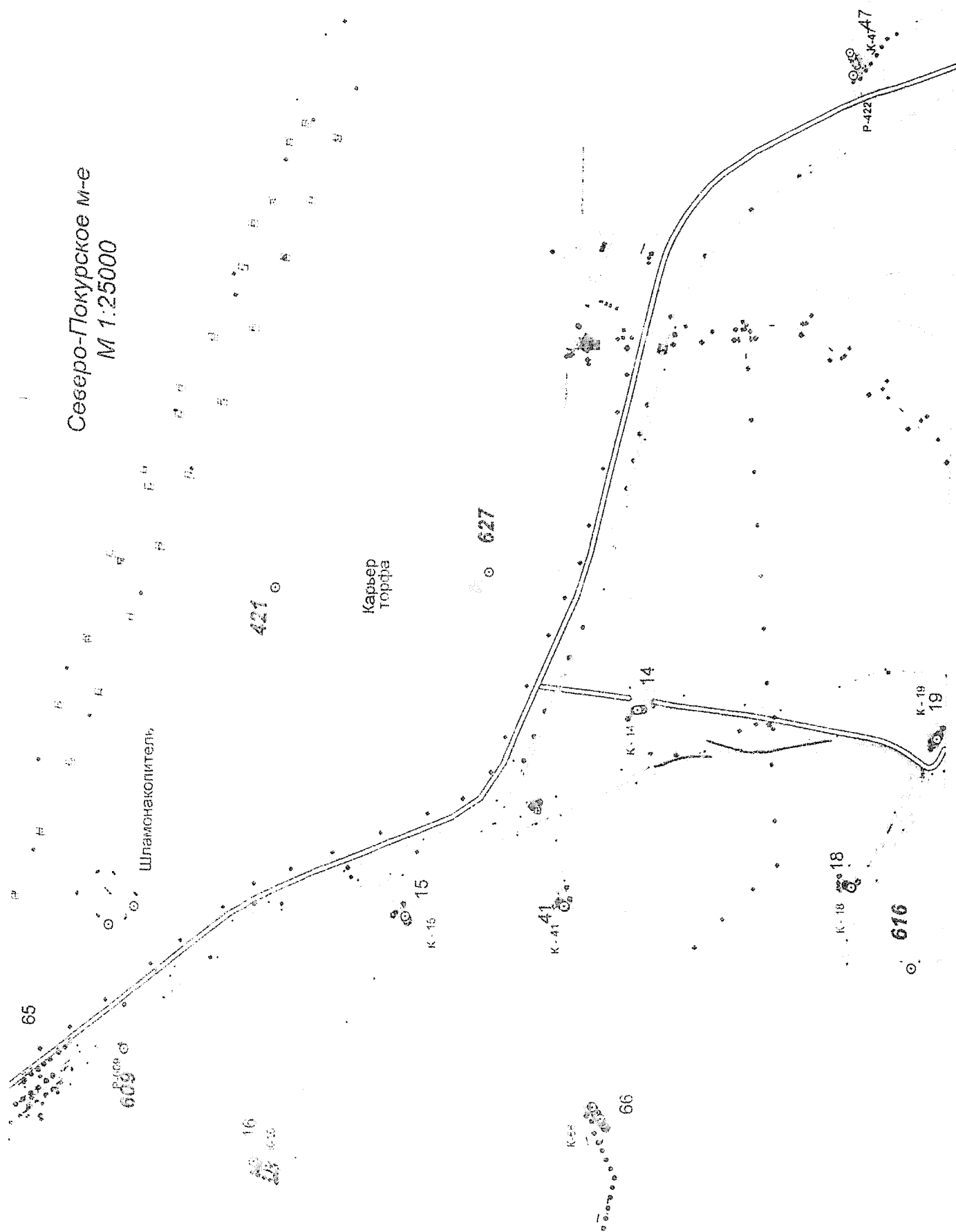


Северо-Покурское м-е
М 1:25000



ОТ:

ТЕЛ:

Приложение №6 (2 л.)
21 ОКТ 2014 16:05 СТР8



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-20-70, факс (34643) 4-90-50

21 октября 2014г.
На № _____

№ ДБ-46/1467
от _____ 2014г.

Начальнику ДПРП и ОМ
ОАО «СН-МНГ»
Бессонову М.Н.

О проектировании

Уважаемый Михаил Николаевич!

На основании Регламента взаимоотношений между службами ОАО «СН-МНГ» о разработке проектной документации, сообщаю Вам, что по нижеперечисленным кустовым площадкам, необходимо применить типовую схему разбуривания.

1. КП № 4 бис, 280, 281, 282 Ватинского м/р – н/н скв.-1200м³, гор.скв.-1500 м³;
2. КП № 34 бис, 157, 176 Аганского м/р – н/н скв.-1500м³, гор.скв.-2000 м³;
3. КП № 63,75, 86, 91, 96, 99 3-Асомкинского м/р – н/н скв.-1500м³, гор.скв.-2000 м³;
4. КП № 46 3-У-Балыцкого м/р – н/н скв.-1500м³, гор.скв.-2000 м³;
5. КП № 64 Мегионского м/р – н/н скв.-1200м³, гор.скв.-1500 м³;
- ✓ 6. КП № 117, 119 С-Покурского м/р – н/н скв.-1500м³, гор.скв.-2000 м³;
7. КП № 131, 134 Тайлаковского м/р – н/н скв.-1500м³, гор.скв.-2000 м³;
8. КП № 61 Покамасовского м/р – н/н скв.-1500м³, гор.скв.-2000 м³.

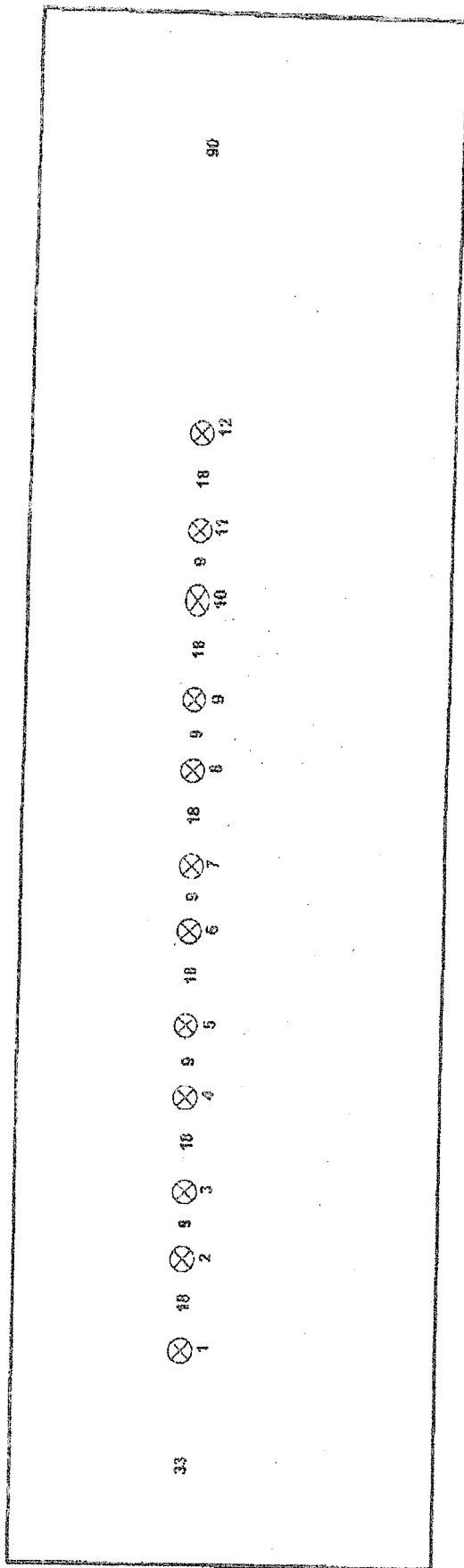
С уважением,
Начальник ИТО по СС

А.Н. Терешун

Д.Н. Уразася
49-150

ДБ-2416
21.10.14г

ТИПОВАЯ СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН КУСТА
при бурении одной буровой установкой



Д.А. Брюхов

Д.И. Уразаев

Начальник ДСС

Гл. специалист ПТО ДСС



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ОТДЕЛ АВТОМАТИЗАЦИИ

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-14-66, факс (34663) 4-19-07

29 октября 2014 г.

На № _____

№ 21-19-1583

от _____ 201_ г.

Начальнику Департамента по
новым проектам техники и
технологии ОАО «СН-МНГ»
М.Н. Бессонову

О предоставлении ТУ.

На исх. № МБ-878 от 23.10.2014г направляю технические условия для проектирования разделов АСУ ТП кустовых площадок следующих кустовых площадок:

- Тайлаковского м.р. КП №№ 8-б, 29-б, 30-б, 42-б, 56-б, 68, 117, 134, 151;
- Аганского м.р. КП №№ 34-б, 157, 176;
- Ватинского м.р. КП №№ 4-б, 280, 281, 282;
- Западно-Асомкинского м.р. КП №№ 63, 75, 86, 91, 96, 99;
- Западно-Усть-Балыкского м.р. КП № 46;
- Мегионского м.р. КП № 64;
- ✓ - Северо-Покурского м.р. КП №№ 117, 119;
- Покамасовского м.р. КП № 61.

Приложение:

Технические условия

390 л.

Начальник отдела

С.В. Наливайко

П.В. Коваленко
тел. 4-19-76

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА «ОБУСТРОЙСТВО СЕВЕРО-ПОКУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 119».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Куст скважин 119», 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:

- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
- СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»;
- СНиП 3.05.07-85 «Системы автоматизации»;
- СНиП 21-01-97* «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- ВНИИ 03/170/567-87 «Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса»;
- ВНИИ 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- НПБ 88-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности»;
- СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций»;
- СП 60.13330.2012 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха»;
- ТУ-газ-86 «Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- Федеральный закон №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

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 № 119 в составе:

- замерная установка АГЗУ;

- скважины с насосами ЭЦН;
- блок гребенок БГ;
- блок дозирования хим.реагента;
- 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 119» с использованием станции телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером СТМ-ZKM, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ГМ, установленный АБК НГП-3 Северо-Покурского месторождения Ватинского НГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «НКБ 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 ГМ необходимо применить станцию телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером СТМ-ZKM, 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 ГМ, установленный в АБК НГП-3 Северо-Покурского месторождения Ватинского НГДУ.

4. Функции АСУ ТП

В соответствии с принятой архитектурой функций, 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;
- автоматическое тестирование 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 № 119:

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 интерфейса «RS-485» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;

2. Замерная установка «АГЗУ»

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

В состав автоматизированной замерной установки входят:

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

В состав блока аппаратурного входят:

– станция телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ-ЗКМ и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Нитротест»);

– станция управления АГЗУ (разработка завода-изготовителя)

Станция телемеханики СТК-ЗК включает в себя:

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

Приложение № 1.1:

Станция СТК-ЗК 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 – ОНП) КУ сроком не менее 32 суток и выдача по запросу оператора на ДН 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 скважины);
 - автоматическое запоминание, архивирование, хранение, отображение на дисплее КУ и передача на ДН 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 БГ;
 - предельная загазованность 40% в БГ;
 - 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 БГ за пределы лимитированного диапазона;
 - 2) Информация о текущем состоянии установки или ее отдельных элементов:
 - несанкционированный доступ в установку (БА или БГ);
 - положение КГЭ («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 БГ;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БГ;
- контроль температуры воздуха в БА;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БА.

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 ДРС-М в комплекте с регистратором Тура ТД0004;
- контроль давления рабочего агента с применением преобразователя давления с вых. (4-20 мА);
- вывод на ТМ показаний давления и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно;
- вторичное оборудование - регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП 119.

4. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин

Проектом предусмотреть:

- систему электрообогрева на базе силового шкафа «ИНСАУЭ-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 «ИКСАУЭ-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.

Электрообогревание системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электропоставляющей организацией.

5. 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;

6. Технические средства АСУ ТП

Куст скважин 119.

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-Пг 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 «Манголь» 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 «ИМП-052», НПП "СЕНСОР" г. Заречный.

Контроль доступа в БТ и БА

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

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

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

Контроль за состоянием обогрева воздуха БТ и БА

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

Реализовать автоматический режим поддержания температурного режима в БТ и БА, обеспечить вывод показаний температуры в технологическом блоке (применить двухкадальный регулятор НРТ 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 металлоукав 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»;
- ВНИИ 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»;
- НПБ 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 № 119:

- 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.

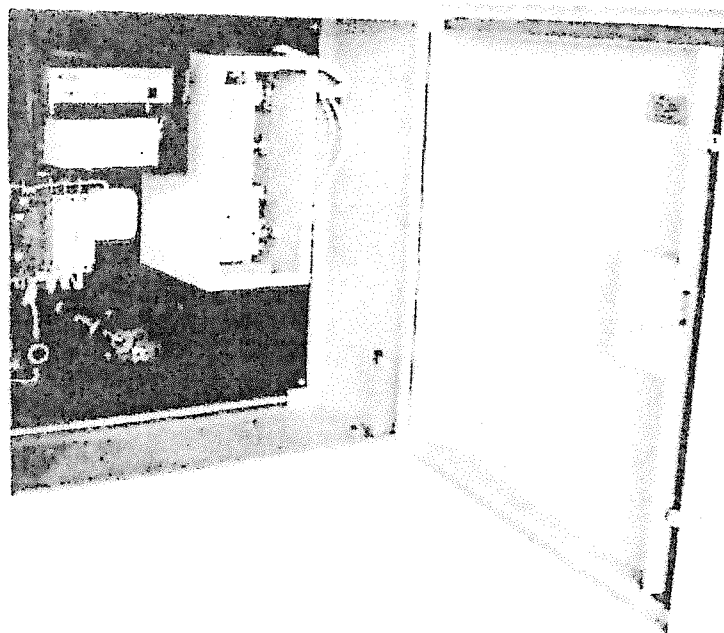
Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем огнестойким для пожарной и охранной сигнализации типа КУИИ-СП, во взрывоопасных помещениях кабель прокладывается в водогазопроводных трубах.

Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее посредством СТМ-ЗКМ передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК ИПТ-3 Северо-Покурского месторождения 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 № 119.»
до 29.10.2015г.

Начальник ОА

С.В. Налпвайко



Станция СТК-ZK реализует:

Сбор и первичную обработку информации о состоянии периферийных объектов, агрегатов, насосов;

Телеуправление объектами;

Передачу информации на диспетчерский пульт по радиоканалу или проводной линии связи;

Ручное управление отдельными агрегатами.

Станция СТК-ZK содержит:

Отсек телемеханики, в котором расположены: контроллер СТМ-ZKM, УКВ радиостанция типа Motorola GM 340, автоматические выключатели "Общий", "ГЗУ ГП", и источник питания 24В, 50Гц;

Отсек подключения цепей, в котором расположены: блоки зажимов для подключения внешних цепей, магнитный пускатель ГП, автоматические выключатели "Вентилятор ГЗУ", "Обогрев ГЗУ", "Освещение ГЗУ", "Обогрев ГБ", "Освещение ГБ".

Конструкция станции предусматривает возможность 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-ZK может быть применена в качестве периферийного терминала для телемеханизации объектов энерго-, водо- и теплоснабжения и для телемеханизации объектов транспортировки нефти, газа и других продуктов.

Технические характеристики:

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

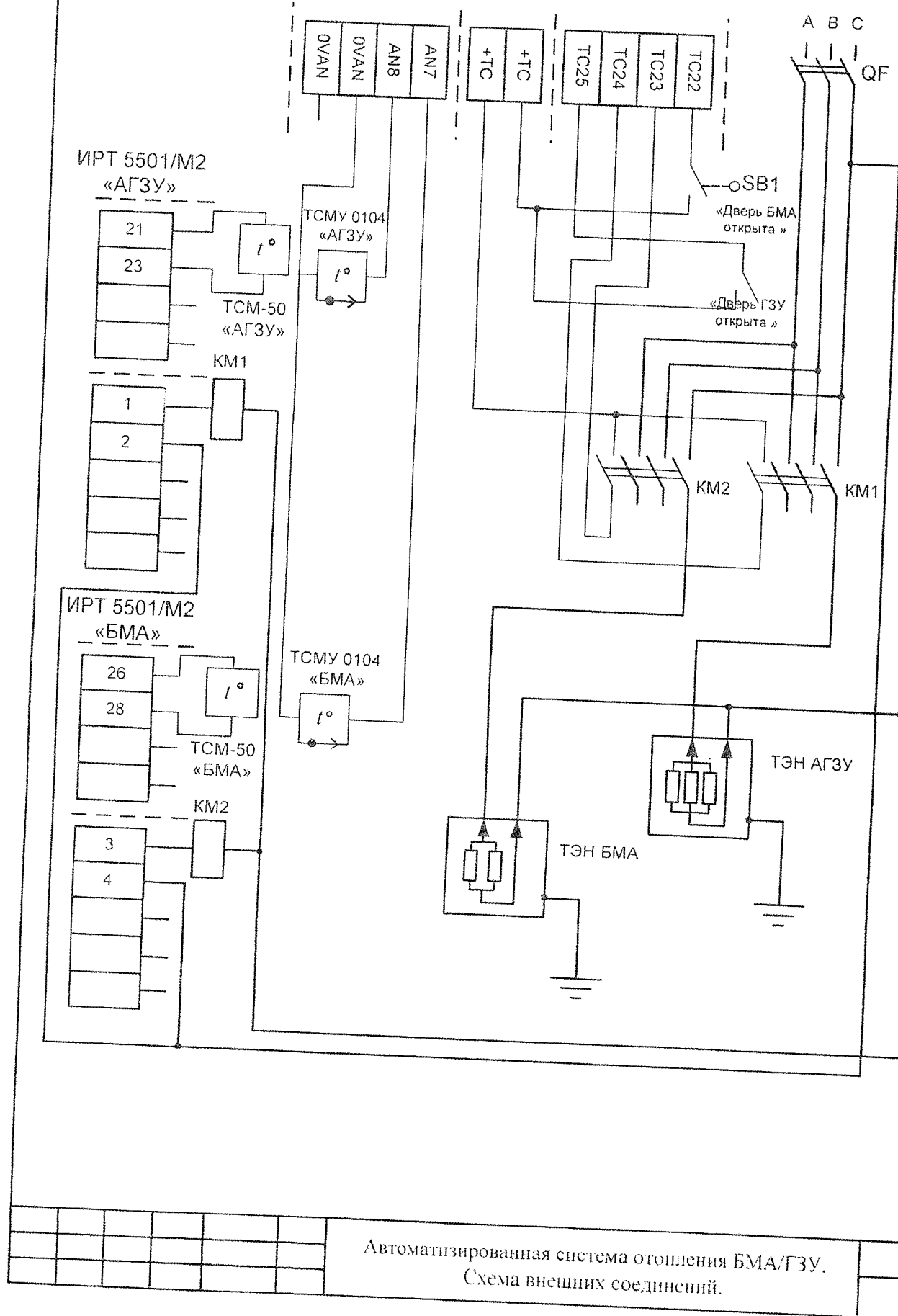
Масса, кг. не более: 40

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

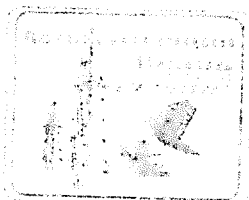
Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5

Разъем X1 «Объект»
контроллера СТМ



Автоматизированная система отопления БМА/ГЗУ.
Схема внешних соединений.



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

623000, Российская Федерация
Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Няганьвартоиск
Зависимый промышленный узел,
Панель 4, ул. Индустриальная, д.83, строение 17
телефон (34643) 4-14-14
факс (34643) 4-14-04
E-mail:

ИНН КПП 8605016748 860301001
р/с 40702810300290002702
в ОАО «УРАЛСИБ» г. Москва
к/с 30101810100000000787
БИК 044525787

Исх. № _____

« 28 » _____ 2014г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО СЕВЕРО-ПОКУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 119.**

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ГМ, установленным в АБК НПП-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 ЗКМ 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 НПП-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.

Лист 4 листа.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Северо-Покурского м/р. Куст скважин № 119.» до «23» 10 2016 г.

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 радиозлектронных 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 радиозлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиозлектронными 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.

2

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 на выходе передатчика (на канал)	№ канала	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передачи АС)
БС	Нижневартовский рн, Северо-Покурское месторождение 61N06 75E47	40,0	7,0	град 0-360/0/вертикальная	Вт 25,0		МГц 156,5750	МГц 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,

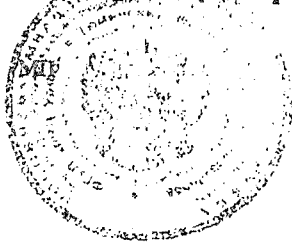
в подтверждение того, что ему образован позывной сигнал (сигнал опознавания)
МУШКА

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.)

Рогова
(3452) 360-835

**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, 61240446
(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. Хасянов

«Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Куст скважин №119»
(полное наименование объекта)

Российская Федерация, Тюменская область, Ханты – Мансийский автономный округ
Югры, Нижневартовский район, Северо-Покурское месторождение
(адрес расположения объекта)

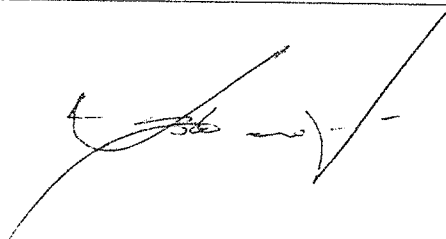
№ п/п	Признаки	Идентификация по признакам	Примечание
Куст скважин №119 (технологическое оборудование, сооружения куста скважин)			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему ППД.	
2	Принадлежность 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	
Нефтедбор от куста скважин №119 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 куста скважин №119			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции от существующей системы ПИД до БГ кустовой площадки и далее до скважин ПИД.	
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	Категория наружных установок по	В соответствии с

	опасность	взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	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 куст скважин №119			
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 нефтегазосборным трубопроводом (опасными производственными объектами).
Автомобильная дорога на куст скважин №119			
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, влияют на их безопасность	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
3	Возможность опасных	Вероятность землетрясений, карстовых	

	природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	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	

Начальник ОПМ ДПРиОМ



Д.В. Волков

Северо-Покурское месторождение.

Геолого-физические характеристики продуктивных пластов

Приложение №9

(14.)

Наименование	Индекс пласта						
	AB _{1,2}	БВ ₆	БВ ₈	AB _{3,7}	БВ _{0,2}	БВ _{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 песчаности, 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 расценности, 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	