

Ватинское м-е  
М 1:25000

819

189

14

800

810 79

817

78

карьер  
"Р-817"

818

829

145

62

806

77

192

143

144

75

805-80  
АТАН

135

175



СИБУР

Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегийнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегий, ХМАО-Югра, 628684  
тел. (34643) 46-880, факс (34643) 46-975

20.05.2014 г.  
На №

№ АМ-2857  
от 2014 г.

Начальнику ДПРПО  
ОАО «СН-МНГ»  
М. Н. Бессонову

Об исходных данных по кустовым  
площадкам

Сообщаем проектные координаты первой скважины и НДС на куст,  
включенный в план эксплуатационного бурения.

Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторож- дение	Координаты		НДС
			X	Y	
1.	280	Ватинское	783518	386322	235°

Главный маркшейдер

Начальник департамента  
геологии и недропользования

А. А. Новичков

М. Ф. Старичкин

20.05.2014  
А. А. Новичков

Ватинское м-е  
М 1:25000

839p

845

233

850P

846

152

151

55

54

189

808

150

32

149

182

61

148

205

147

809

814

ОТ:

ТЕЛ:

8 ДЕК 2014 12:49 СТР1



Приложение №6

к 79 от 05.12.14

Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ДЕПАРТАМЕНТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН**

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684  
тел. (34643) 4-73-93, факс (34643) 4-73-93

От 12 2014г.  
На №

№ АТ-46/1428  
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, сообщая Вам, что по нижеперечисленным кустовым площадкам необходимо применить типовую схему разбуривания и количество отходов бурения с одной скважины:

1. КП № 4бис, 280, 281, 282 Ватинское м/р – гор - 1500м<sup>3</sup>, н/н - 1200м<sup>3</sup>;
2. КП № 34бис, 157, 176 Аганское м/р – гор - 2000м<sup>3</sup>, н/н - 1500м<sup>3</sup>;
3. КП № 117, 119 Северо-Покурское м/р – гор - 1500м<sup>3</sup>, н/н - 2000м<sup>3</sup>;
4. КП № 64 Мегионское м/р – гор-1500м<sup>3</sup>, н/н - 1200м<sup>3</sup>;
5. КП № 63, 75, 86, 91, 96, 99 З-Асомкинское м/р – гор-2000м<sup>3</sup>, н/н - 1500м<sup>3</sup>;
6. КП № 46 З-У-Балыжское м/р – гор-2000м<sup>3</sup>, н/н - 1500м<sup>3</sup>;
7. КП № 151, 134 Тайлаковское м/р – гор-2000м<sup>3</sup>, н/н - 1500м<sup>3</sup>;
8. КП № 61 Покамасовское м/р – гор-2000м<sup>3</sup>, н/н - 1500м<sup>3</sup>.

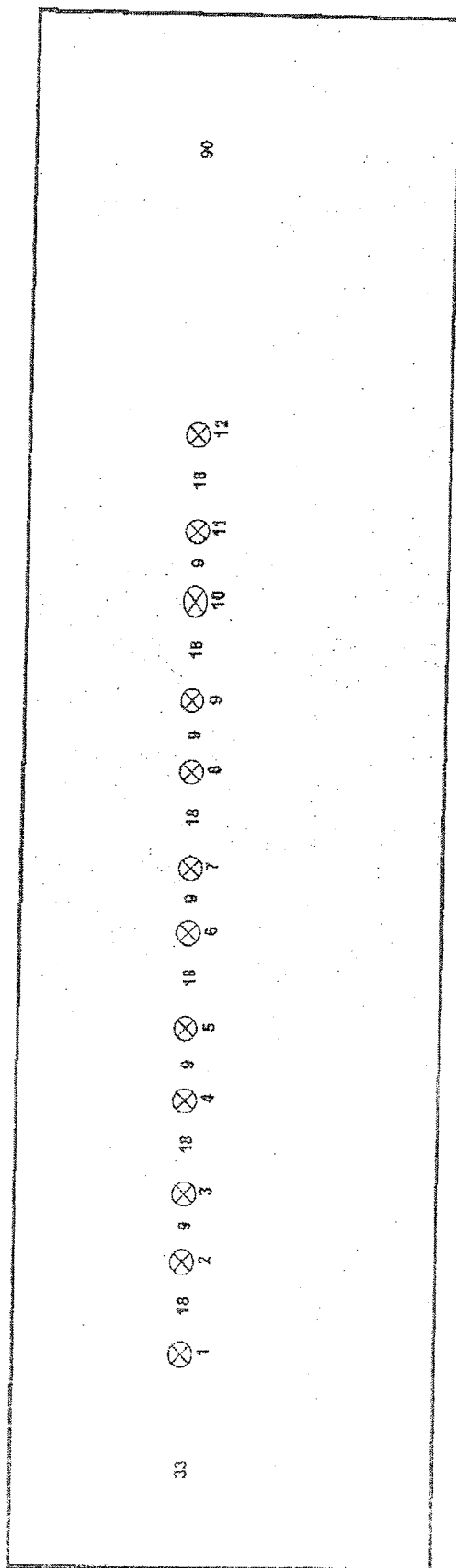
С уважением,  
Начальник ЦТО по СС

А.Н. Терешун

А.Д. Шинкаров  
8(34643) 47-998



ТИПОВАЯ СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН КУСТА  
при бурении одной буровой установкой



Д.А. Брюхов

Д.И. Уразаев

Начальник ДСС

Гл. специалист ПТО ДСС



Приложение №6  
к 74 от 05.12.14

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 технике 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. Кошленко  
тел. 4-19-76

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**  
**ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА**  
**«ОБУСТРОЙСТВО ВАТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ.**  
**КУСТ СКВАЖИН № 280».**

**1. Основные технические решения**

Проектом предусмотрено комплексную автоматизацию «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин 280», 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»;
- ВНТП 03/170/567-87 «Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса»;
- ВНТП 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»;
- ППБО-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 № 280 в составе:*

измерная 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 Ватинского месторождения нефти. Куст скважин 280» с использованием станции телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером СТМ ZKM, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НГП - 2 Ватинского 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-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 ТМ, установленный в АБК НГП-2 Ватинского месторождения нефти 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;
- автоматизированное 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 нефтедобывающего 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 осуществлять 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 № 280:

### 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 управления 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-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗКМ и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Инротест»);
- 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:

- периодическое 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 КПУ («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.

### 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 – 280.

### 4. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин

Проектом предусмотреть:

- систему электрообогрева на базе силового шкафа «ИНСАУД-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. обогревателем 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 «ИСАУЭ-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.

#### **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 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;

#### **6. Технические средства АСУ ТП**

##### **Куст скважин 280.**

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-II и в помещениях класса В-Ia электрические датчики и сигнализаторы должны иметь взрывозащищенное исполнение или искробезопасные цепи.

##### **Контроль давления**

Для местного измерения давления применить манометры показывающие «МПЗ-У» и «МПН-У», ОАО «Манометры-1, Томск

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

#### **Контроль уровня**

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

#### **Контроль доступа в БТ и БА**

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

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

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

#### **Контроль за состоянием обогрева воздуха БТ и БА**

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

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

#### **Приложение №1,2:**

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

#### **Обеспечение взрывозащищенности**

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

#### **Электропитание технических средств АСУ ТП**

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

#### **Кабельная продукция для средств АСУ ТП**

Для электропитания и в качестве соединительных линий средств автоматизации применить универсальный кабель типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда». Для предохранения и защиты кабеля, проводов, гибких шлангов и др., от химического и механического повреждения, воздействия влаги и солнечного излучения применить герметичный 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 165-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- НПБ 88-85 «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 № 280:

- 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-ЗСУ», извещатель пожарный ручной «ИПР-ЗСУ». 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.

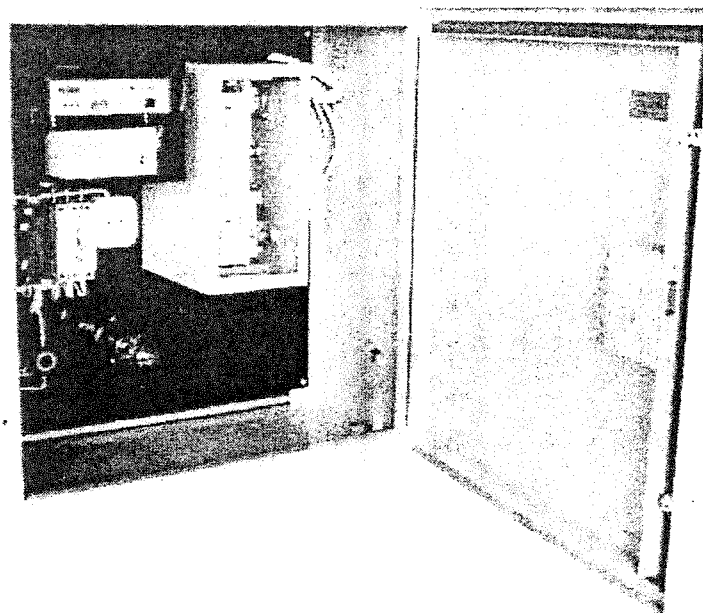
Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем огнестойким для пожарной и охранной сигнализации типа КУИН-СП, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазопроводных трубах.

Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее посредством СТМ-ЗКМ передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-2 Ватинского месторождения нефти. Ватинского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Ватинского м/р. Куст скважин № 280.» до 28.10.2015г.

Начальник ОА

С.В. Наливайко



**Станция СТК-ZK реализует:**

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

Станция СТК-ZK содержит:

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

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

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

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

**Технические характеристики:**

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

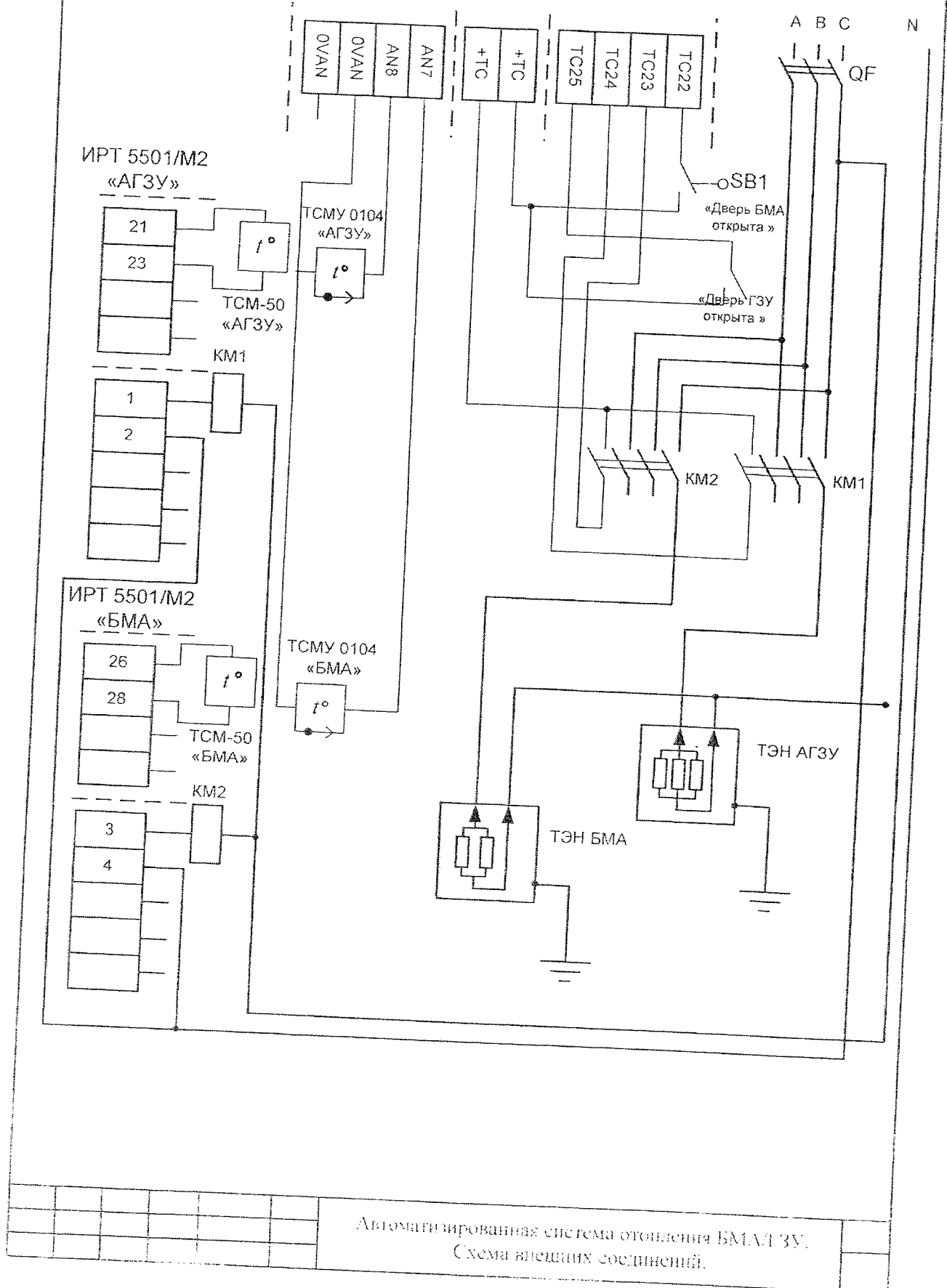
Масса, кг, не более: 40

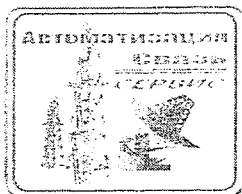
Рабочая температура, °С: от -40 до +70

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5

Разъем X1 «Объект»  
контроллера STM





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: [avss@yandex.ru](mailto:avss@yandex.ru)

ИНН / КПП 8605016748 / 860301001  
р/с 407028102002900002702  
в ОАО «УРАЛСИБ» г. Москва  
к/с 301018101000000000787  
БИК 044525787

Исх. № АК. 3400/03

«28» 10 2014г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ  
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ  
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО ВАТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ.  
КУСТ СКВАЖИН № 280.**

**1. Радиоканал АСУ ТП**

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НПП-2 Ватинского 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-4) в диспетчерский пункт контроля и управления.

В качестве радиостанции на БС-4 применить Motorola «GM-340». Рабочая частота 161,3750 МГц. Радиостанция установлена в АБК НПП-2 Ватинского месторождения нефти. Ватинского НГДУ. АФУ БС-9 расположена снаружи здания на высоте 49 метров. Коэффициент усиления антенны 7 дБ. Существующая базовая станция БС-4 обеспечивает передачу данных к существующему АРМ оператора АСУ ТП по существующему кабелю RS-232.

При размещении антенны 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.

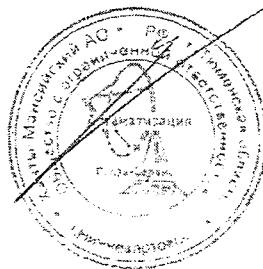
Питание радиостанций осуществляется от сети 220 В, 50 Гц, через блок питания со встроенным аккумулятором.

Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТН» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 101-08-0698 от 04.03.2008 срок действия до 01.01.2016г.

1 экз. 4 листа.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Ватинского м/р. Куст скважин № 280.» до «28» 10 2015г.

Генеральный директор



А.В. Курчук

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**  
**ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА**  
**«ОБУСТРОЙСТВО ВАТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ.**  
**КУСТ СКВАЖИН № 281».**

**1. Основные технические решения**

Проектом предусмотрено комплексную автоматизацию «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин 281», 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»;
- ВНТП 03/170/567-87 «Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса»;
- ВНТП 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 0-85 «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 № 281 в состав:*

- скважина 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 Ватинского месторождения нефти. Куст скважин 281» с использованием станции телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗКМ. вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НГП - 2 Ватинского 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-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗКМ, с установкой блоке местной автоматики на кустовой площадке.

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

#### **2. Верхний уровень системы управления:**

Верхний уровень - это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-2 Ватинского месторождения нефти 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;
- автотестирование элементов местной автоматики, контроллера.

#### **Верхний уровень:**

- сбор и концентрация информации о ходе технологического процесса, поступающей от контроллеров нижнего уровня управления;
- углубленная 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 № 281:

### 1. Станция управления нефтяной скважиной

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

### 2. Замерная установка «АГЗУ»

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

В состав автоматизированной замерной установки входит:

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

В состав блока аппаратного входят:

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

Станция телемеханики СТК-ZK включает в себя:

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

Приложение № 1.1:

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

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

- попередное 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 – ЭИП) 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 КПО («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.

### 3. Блок гребенок БТ

- Проектом предусмотрено:
- 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 – 281.

### 4. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин

- Проектом предусмотрено:
- систему электрообогрева на базе силового шкафа «ШСАУГ-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 «ИСКАУО-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.

### **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 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;

## **6. Технические средства АСУ ТП**

### **Куст скважин 281.**

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 «МПН-У», ОАО «Манитомы» г. Томск

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

#### ***Контроль уровня***

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

#### ***Контроль доступа в БТ и БА***

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

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

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

#### ***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-ЗКМ.

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.
- СПиП 21-01-97\* «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- ВНПТ 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 0-85 «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 № 281:

- 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.

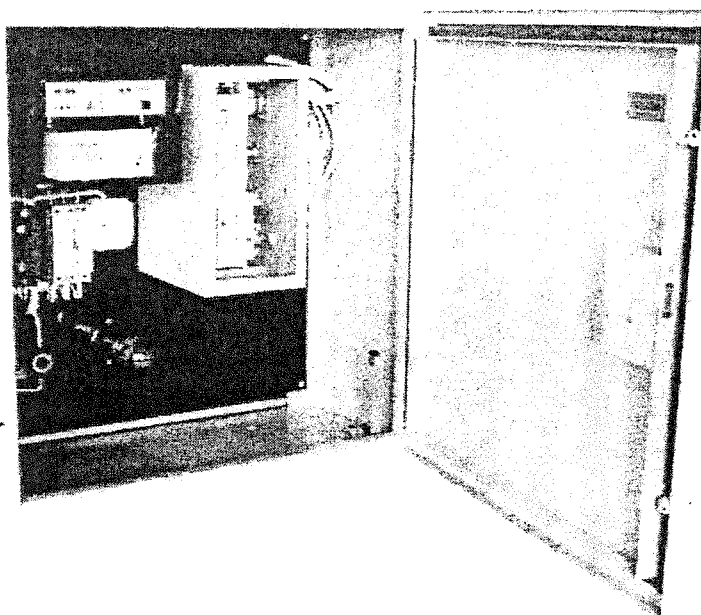
Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем огнестойким для пожарной и охранной сигнализации типа КУИИ-СП, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазопроводных трубах.

Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее посредством СТМ-ZKM передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-2 Ватинского месторождения нефти. Ватинского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Ватинского м/р. Куст скважин № 281.» до 28.10.2015г.

Начальник ОА

С.В. Наливайко



**Станция СТК-ZK реализует:**

- Сбор и первичную обработку информации о состоянии периферийных объектов, агрегатов, насосов;
  - Телеуправление объектами;
  - Передачу информации на диспетчерский пульт по радиоканалу или проводной линии связи;
  - Ручное управление отдельными агрегатами.
- Станция СТК-ZK содержит:
- Отсек телемеханики, в котором расположены: контроллер СТМ-ZKM, УКВ радиостанция типа Motorola GM 340, автоматические выключатели "Общий", "ГЗУ ГП", и источник питания 24В, 50Гц;
  - Отсек подключения цепей, в котором расположены: блоки зажимов для подключения внешних цепей, магнитный пускатель ГП, автоматические выключатели "Вентилятор ГЗУ", "Обогрев ГЗУ", "Освещение ГЗУ", "Обогрев ГБ", "Освещение ГБ".
- Конструкция станции предусматривает возможность отдельного доступа в отсек телемеханики и в отсек подключения цепей. Дверь в отсек телемеханики снабжена замком повышенной секретности.

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

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

**Технические характеристики:**

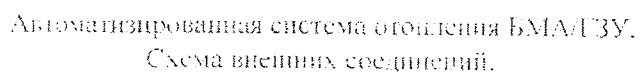
Габариты станции, мм. не более: 750 x 650 x 300

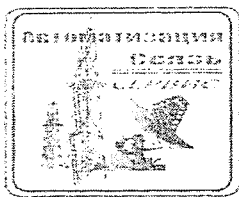
Масса, кг. не более: 40

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

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5





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: avss@mail.ru

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

Исх. № ПК - 2401/03

«26» 10 2014г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ  
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ  
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО ВАТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ.  
КУСТ СКВАЖИН № 281.**

**1. Радиоканал АСУ ТП**

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-2 Ватинского 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 аппаратуры - 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-4) в диспетчерский пункт контроля и управления.

В качестве радиостанции на БС-4 применить Motorola «GM-340». Рабочая частота 161,3750 МГц. Радиостанция установлена в АБК НГП-2 Ватинского месторождения нефти. Ватинского НГДУ. АФУ БС-9 расположена снаружи здания на высоте 49 метров. Коэффициент усиления антенны 7 дБ. Существующая базовая станция БС-4 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.

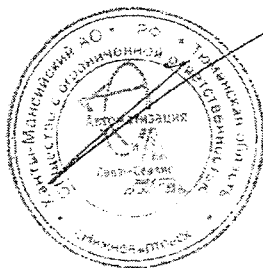
Питание радиостанций осуществляется от сети 220 В, 50 Гц, через блок питания со встроенным аккумулятором

Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 101-08-0698 от 04.03.2008 срок действия до 01.01.2016г.

1 экз. 4 листа.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Ватинского м/р. Куст скважин № 281.» до «28» /0 2015г.

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  
№ 101-08-0698

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 24.09.2007 № АК-1958/03, 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 03.09.2007 № 07-3-000274 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

Помечание: Настоящее разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов недействительно.



Приложение  
к разрешению на использование  
радиочастот или радиочастотных каналов  
от 04.03.2008 № 101-08-0698

## 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 передаче 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».

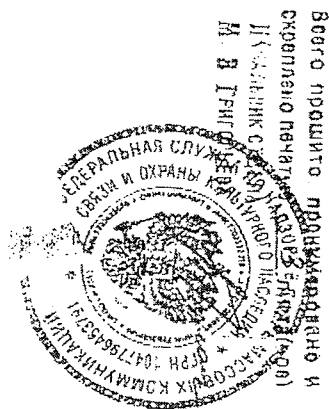
1.11. При наличии в документах, представленных заявителем, недостоверной или искаженной информации, повлиявшей на принятие решения о присвоении (назначении) радиочастот или радиочастотных каналов, Федеральная служба по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия вправе обратиться в суд с требованием о прекращении или не продлении срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.



ОТ: АИС-СЕРВИС

ТЕЛ: 83466341404

15 МАЙ 2013 16:48 С.9



**«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Кусты скважин №№280,281»**  
(полное наименование объекта)

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

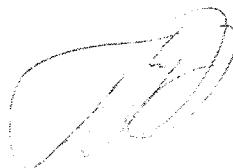
№ п/п	Признаки	Идентификация по признакам	Примечание
<b>Кусты скважин №№280,281 (технологическое оборудование, сооружения кустов скважин)</b>			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему ППД.	
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	
<b>Нефтеесборот от кустов скважин №№280,281 до точки врезки в существующую систему</b>			
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	
<b>Высоконапорные водоводы от точки врезки существующей системы до кустов скважин №№280,281</b>			
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 - АП (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	
<b>ВЛ-6кВ на кусты скважин №№280,281</b>			
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 относится 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).
<b>Автомобильные дороги на кусты скважин №№280,281</b>			
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 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	

Ведущий инженер ОПОР ДПРПшОМ



Лужин А.И.



Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Ватинского нефтяного месторождения																			
Показатели		Пласты (33)																	
		АВ1/1+2	АВ1/3	АВ2/1	АВ2/2	АВ3	АВ4	АВ5	АВ6	АВ7	АВ8	БВ0/0	БВ0/1	БВ0/2	БВ1/1	БВ1/2	БВ2	БВ3/1	БВ3/2
Средняя толщина пластов, м		1680	1662	1670	1680	1690	1710	1730	1755	1790	1810	1855	1835	1845	1855	1860	1870	1895	1905
Средняя мощность пласта, м		1	2	4	10	3	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Земляной		пластово-сводовый				пластово-сводовый, литологически экранированный				пластово-сводовый				ил.-свод., лит. экранированный		ил.-свод., лит. экранированный		пластово-сводовый	
Литогенный		терригенный																	
Средняя толщина пластов, м		2,6	3,1	5,1	5,9	4,1	3,9	10,1	8,5	5,7	6,9	2,2	2,6	3,8	2,4	7,2	3,6	4,5	4,1
Средняя мощность пласта, м		0,2	0,22	0,23	0,24	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,2	0,22	0,2	0,21	0,22	0,2	0,22
Средняя мощность пласта, м		0,39	0,49	0,54	0,53	0,46	0,48	0,52	0,51	0,5	0,52	0,5	0,49	0,57	0,55	0,55	0,51	0,47	0,48
Средняя мощность пласта, м		3,1	60	280,7	401,5	218	166,5	296	302	165	216	-	45,6	297	77	212,8	482	51,7	298
Коэффициент пористости, %		0,77	0,85	0,59	0,72	0,68	0,56	0,61	0,67	0,56	0,60		0,74	0,84	0,75	0,70	0,82	0,52	0,75
Средняя мощность пласта, м		2,2	2,4	4,1	4,4	3,2	4,2	6,3	7,9	4,7	5,2		2,1	2,2	1,9	3,8	4,8	3,7	4,9
Средняя мощность пласта, м		17,4			17,5	17,7	17,9	18,1	18,3	18,6		19,2		19,2		19,2	19,4	19,6	
Средняя мощность пласта, м		7,4			7,2	7,2	7,2	7,2	8,9	7,4		7,9		8,8		6,7	7,6		
Средняя мощность пласта, м		2,0	1,64			1,89	1,89	1,89	1,89	1,36	1,17		1,51		1,02		1,57	1,72	
Средняя мощность пласта, м		46,1	46,4			39,8	39,8	39,8	39,8	73,6	56,1		65,7		71,4		70,1	71,9	

Показатели	Пласти (33)												
	БВ4/1	БВ4/2	БВ5	БВ6	БВ7	БВ8/1-2	БВ8/3	БВ19-20	БВ21-22	ЮВ1/0	ЮВ1/1	ЮВ2	ЮВ3
Средняя площадь скважины, м <sup>2</sup> (с.п.)	1927	1936	1970	2045	2035	2100	2130	2360	2370	2380	2410	2425	2460
Число скважин (95)	1	1	6	17	2	4	7	3	4	1	14	2	2
Тип скважины	пл.-свод., лит.экр-пый	пластово-сводовый				пл.-свод., лит.экр-пый		пластово-сводовый, тектонически и литологически экранированный					
		терригенный											
Тип коллектора	терригенный												
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	2,3	10,3	3,4	7,2	3,6	14,6	4,2	6,8	6,3	5,2	6,7	4,5	3,4
Пористость, доли ед.	0,2	0,21	0,22	0,21	0,21	0,22	0,2	0,16	0,16	0,15	0,17	0,16	0,14
Средняя коэффициент проницаемости пласти, мД.см	0,43	0,54	0,47	0,58	0,49	0,63	0,53	0,48	0,57	0,5	0,54	0,48	0,43
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	37,6	180	340	222,8	142,8	468,3	68,3	10,5	14,9	22,4	52,100	33,8	4,7
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,62	0,73	0,84	0,79	0,82	0,80	0,73	0,54	0,57	0,74	0,75	0,75	0,93
Коэффициент растворимости	2,6	5,9	3,9	4,4	1,4	7,0	3,8	4,4	4,3	3,1	4,5	2,7	1,4
Пластовое давление, МПа	19,9	20,9		21		21,5		24,5	24,5	25		26	26
Пластовое давление нефти, МПа	7,0	7,4		8,8		9,7	10,1	5,3	5,3	9,5			
Вязкость нефти в условиях скважины, мПа.с	1,63	1,96		1,30		1,05		1,22		1,08			
Газовое давление, МПа	50,6	41,6		66,8		92,1	104,1	-	90	117,6			

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

1.	<b>Код региона РФ, зона строительства:</b>
	– 1,2 зона ХМАО
2.	<b>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 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;</li> <li>• 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</li> <li>• 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).</li> <li>• 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.</li> <li>• 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).</li> </ul> <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"> <li>• Выполнить расчет стоимости эксплуатации дизельной электростанции при нормативных сроках строительства объектов, согласно ПОС с предоставлением на бумажном носителе и в электронном виде таблицы Excel.</li> <li>• Выполнить расчет удельного показателя, согласно приложенного формата, с описанием мощностных и технических характеристик объекта (Приложение №2).</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>Заказчик оставляет за собой право в случае изменений требований в расчетах текущей стоимости строительства объектов направить дополнительные условия формирования стоимости.</li> <li>Сметную документацию предоставить на электронном носителе в программе «Гранд-смета» (расширение *.gpr, xml и exel).</li> </ul>
3.	<b>Фактические затраты по 9 главе (в ценах 2001г.)</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Северная надбавка – 70%;</li> <li>Перевозка рабочих свыше 3км - 1,5 %;</li> </ul>
4.	<b>Затраты на строительство временных зданий и сооружений при производстве строительно-монтажных работ для ССР</b>
	Согласно ГСН 81-05-01-2001
5.	<b>Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>средства на производство работ в зимнее время согласно ГСН 81-05-02-2007, п.9 таб.4 п. (для стадии ПД и РД);</li> <li>средства на покрытие затрат строительных организаций по добровольному страхованию: МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.9.9 в размере 1% (для стадии ПД);</li> <li>борьба с гнусом: МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.9.13 в размере 0,1% (для стадии ПД).</li> </ul>
6.	<b>Затраты на осуществление авторского надзора</b>
	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.	<b>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты для ССР</b>
	<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"> <li>до 2 % для объектов социальной сферы;</li> <li>до 3% для объектов производственного назначения;</li> <li>до 10% для уникальных и особо сложных объектов строительства.</li> </ul>
8.	<b>Карьеры грунта. Стоимость грунта, торфа</b>
	<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.	<b>Доставка на строительную площадку материалов, конструкций, оборудования</b>
	– от базы УМТС ОАО «СН-МНГ», пос.Высокий
10.	<b>Место вывоза строительного мусора и непригодных материалов полученных от разборки конструкций.</b>
	– полигон ТБО г.Мегион
11.	<b>Особые условия выполнения сметной документации</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Предусмотреть выделение объемов работ в соответствии с согласованными Заказчиком этапами строительства.</li> <li>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)</li> <li>Разработать локальные сметные расчеты на пусконаладочные работы КИП и А, сетей электрических.</li> <li>Разработать локальные сметные расчеты на устройство площадки и строительство</li> </ul>

автомобильной дороги отдельно.

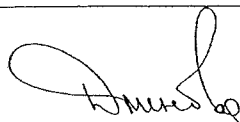
- По каждому разделу ЛСР должны быть выделены размеры и суммы накладных расходов и сметной прибыли и итоги с учетом этих затрат;
- При ссылках на техническую часть или вводные указания сборников расценок или другие нормативные документы (коэффициенты учитывающие условия применения ТЕР) в графе «шифр» 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"> <li>– При покрытии тепловой изоляции не применять расценки с листовым алюминием, так как используется листовая оцинкованная сталь.</li> <li>– Не включать в сметы визуальный контроль стыков, так как эти затраты учтены накладными расходами.</li> <li>– Из расценки на установку манжет по ТЕР25-07-22 необходимо исключать стоимость праймера эпоксидного и манжет, а стоимость манжет учитывать отдельной строкой методом пересчета от текущей стоимости к базисной путем применения регионального индекса на материалы.</li> <li>– 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.</li> </ul>
12.	<b>Затраты связанные с уплатой налога на добавленную стоимость</b>
	ФЗ №117 от 07.07.03 г. в размере - 18%

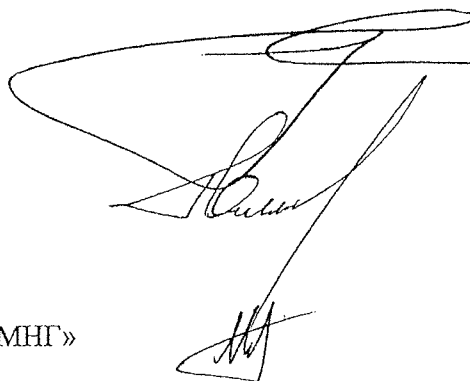
Составил:  
Главный специалист ОЦиПТД по КСиРО/



Е.А. Баландина

# **СОГЛАСОВАНО:**

Начальник УКСиРО ОАО «СН-МНГ»



Е.В. Лещенко

Начальник ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



Р.Ю. Галиямов

Начальник ООПИР ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



С.В. Игнатов

Начальник ОЦиПТДпоКСиРО



В.А. Дменова



# СВОДНАЯ СМЕТА

Наименование работ

Обустройство Ватинского  
месторождения нефти. Кусты скважин  
№280, 281.

Стадия проектирования

Проектная и рабочая документация

Наименование Подрядчика

Наименование Заказчика

ОАО "СН-МНГ"

№№ п/п	Наименование работ	№ сметы / калькуляции	Стоимость (без НДС), руб.
1	2	3	4
<b>1.</b>	<b>Инженерные изыскания:</b>		
1.1.	Изыскания (геодезия).	Смета №1	3 665 242,00
1.2.	Изыскания (геология).	Смета №2	2 415 692,00
1.3.	Изыскания (гидрометеорология).	Смета №3	166 270,44
1.4.	Инженерно-экологические изыскания.	Смета №4	117 428,00
	<b>Итого по Инженерным изысканиям:</b>		<b>6 364 632,44</b>
2.	Разработка проектной документации	Смета №5 п.17	2 376 580,00
3.	Мероприятия по охране окружающей среды	Смета №5 п.18	463 433,00
4.	Разработка раздела «Анализ опасности и риска проектируемого объекта».	Смета №6	327 839,00
5.	Разработка раздела «Инженерно-технические мероприятия ГО и ЧС».	Смета №7	138 846,00
6.	Разработка рабочей документации	Смета №9	3 748 261,00
7.	Подготовка материалов градостроительного плана.	Смета №10	161 507,00
8.	Разработка раздела "Пожарная безопасность"	Кальк.№2	46 753,00
	<b>Итого по п.п. 2-10:</b>		
9.	Подготовка материалов ПСД и ИИ в электронном виде	Кальк.№3	17 431,00
10.	Сопровождение ПД на согласование в инспектирующие организации (Главгосударственная экспертиза)	Расчет №2	50 000,00
	<b>ИТОГО по договору:</b>		<b>13 695 282,44</b>
	<b>НДС 18%</b>		<b>2 465 150,84</b>
	<b>Всего с НДС:</b>		<b>16 160 433,28</b>

**Смета №1**  
**на инженерно-геодезические изыскания**

**Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин №282.**

Наименование вида  
изыскательских работ

Наименование проектной  
организации

Наименование организации  
заказчика

**ОАО "СН-МНГ"**

№ пп	Виды изыскательских работ	Ед. изм.	Кол-во	№№ частей, глав, таблиц, №№ пунктов, указаний к разделу или главе сборника цен	Расчет стоимости изыскательских работ	Стоимость в руб.
1	2	3	4	4	5	6
Справочник укрупненных базовых цен на инженерно-геодезические изыскания для строительства Госстрой России, Москва 2004г.						
1	Создание плановой опорной сети 2 разряда 2 кат. сложности			т.8 &3, k=0.7 т.8 прим.1, (производство измерений без закладки центров и реперов)  k=1.3 т.8 прим.2(определение координат пунктов опорных геодезических сетей с использованием спутниковых геодезических систем)  k=1.4 т.2 &3 (неблагоприятный период года) и далее во всех пунктах по порядку т.8 &3, k=1.3 т.8 прим.2	6426 x 0,7 x	
	а) полевые работы	пункт	4		x 1,3 x	
	б) камеральные работы	пункт	4		x 1,4 x 4 2538 x 1,3 x 4	32747 13198
2	Создание высотной опорной сети 4 класса 2 кат. сложности			т.8 &4, k=0.4 т.8 прим.1,(производство измерений без закладки центров и реперов)  k=1.4 т.2 &3 т.8 &4	1897 x 0,4 x	
	а) полевые работы	пункт	4		x 1,4 x 4	4249
	б) камеральные работы	пункт	4		428 x 4	1712
3	Изыскания новых автомобильных дорог IV технической категории , II категория сложности: а) полевые работы	км	2,1	т.12 &5, k=1.4 т.2 &3  т.12 &2, k=1.2 ОУ, п.15 (д) (выполнение камеральных картографических работ с применением компьютерных технологий)	25902 x 1,4 x 2,1	76152
	б) камеральные работы	км	2,1		8196 x 1,2 x 2,1	20654
3	Изыскания новых автомобильных дорог IV технической категории , II категория сложности: а) полевые работы	км	0,6	т.12 &5, k=1.4 т.2 &3  т.12 &2, k=1.2 ОУ, п.15 (д) (выполнение камеральных картографических работ с применением компьютерных технологий)	25902 x 1,4 x 0,6	21758
	б) камеральные работы	км	0,6		8196 x 1,2 x 0,6	5901
4	Изыскания трасс магистральных трубопроводов, (нефтегазопровод К.280-т.вр.К.189(1 нитка) L=3,9 км) II категория сложности: а) полевые работы б) камеральные работы	км км	3,9 3,9	т.13 &1, k=1.4 т.2 &3 т.12 &2, k=1.2 ОУ, п.15 (д)	12076 x 1,4 x 3,9 5327 x 1,2 x 3,9	65935 24930
5	Изыскания трасс магистральных трубопроводов, (нефтегазопровод К.280-т.вр.К.189(2 нитка) L=3,9 км) II категория сложности: а) полевые работы б) камеральные работы	км км	3,9 3,9	k=0,4 т.13 п.1 т.13 &1, k=1.4 т.2 &3 т.12 &2, k=1.2 ОУ, п.15 (д)	12076 x 1,4 x 0,4 5327 x 1,2 x 0,4	26374 9972
6	Изыскания трасс магистральных трубопроводов, (нефтегазопровод К.189-т.вр.К.77 L=1,5км) II категория сложности: а) полевые работы б) камеральные работы	км км	1,5 1,5	т.13 &1, k=1.4 т.2 &3 т.12 &2, k=1.2 ОУ, п.15 (д)	12076 x 1,4 x 1,5 5327 x 1,2 x 1,5	25360 9589
7	Изыскания трасс магистральных трубопроводов, (нефтегазопровод т.вр.К.77-т.вр.К.145 L=0,8 км) II категория сложности: а) полевые работы б) камеральные работы	км км	0,8 0,8	т.13 &1, k=1.4 т.2 &3 т.12 &2, k=1.2 ОУ, п.15 (д)	12076 x 1,4 x 0,8 5327 x 1,2 x 0,8	13525 5114
8	Изыскания трасс магистральных трубопроводов, (нефтегазопровод т.вр.К.145-т.вр.К.133 L=2,4 км) II категория сложности: а) полевые работы б) камеральные работы	км км	2,4 2,4	т.13 &1, k=1.4 т.2 &3 т.12 &2, k=1.2 ОУ, п.15 (д)	12076 x 1,4 x 2,4 5327 x 1,2 x 2,4	40575 15342
9	Изыскания трасс магистральных трубопроводов, (нефтегазопровод т.вр.К.133-ДНС-3 L=2,4 км)					

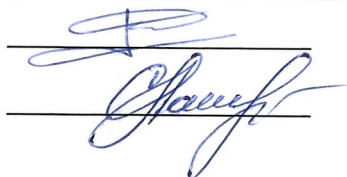


1	2	3	4	4	5	6
	II категория сложности: а) полевые работы а) камеральные работы	км км	2,4 2,4	т.13 &1, k=1.4 т.2 &3 т.12 &2, k=1.2 ОУ, п.15 (д)	12076 x 1,4 x 2,4 5327 x 1,2 x 2,4	40575 15342
10	Изыскания трасс магистральных трубопроводов, (в/н водовод т.вр.К.133-т.вр.К.77 L=3,2 км) II категория сложности: а) полевые работы а) камеральные работы	км км	3,2 3,2	т.13 &1, k=1.4 т.2 &3 т.12 &2, k=1.2 ОУ, п.15 (д)	12076 x 1,4 x 3,2 5327 x 1,2 x 3,2	54100 20456
11	Изыскания трасс магистральных трубопроводов, (в/н водовод т.вр.К.77-К.280 L=4,4 км) II категория сложности: а) полевые работы а) камеральные работы	км км	4,4 4,4	т.13 &1, k=1.4 т.2 &3 т.12 &2, k=1.2 ОУ, п.15 (д)	12076 x 1,4 x 4,4 5327 x 1,2 x 4,4	74388 28127
12	Изыскания трасс магистральных трубопроводов, (нефтегазопровод К.281-т.вр.К.78(1 нитка) L=1,1 км) II категория сложности: а) полевые работы а) камеральные работы	км км	1,1 1,1	т.13 &1, k=1.4 т.2 &3 т.12 &2, k=1.2 ОУ, п.15 (д)	12076 x 1,4 x 1,1 5327 x 1,2 x 1,1	18597 7032
13	Изыскания трасс магистральных трубопроводов, (нефтегазопровод К.281-т.вр.К.78(2 нитка) L=1,1 км) II категория сложности: а) полевые работы а) камеральные работы	км км	1,1 1,1	κ=0,4 т.13 п.1 т.13 &1, k=1.4 т.2 &3 т.12 &2, k=1.2 ОУ, п.15 (д)	12076 x 1,4 x 0,4 5327 x 1,2 x 0,4	7439 2813
14	Изыскания трасс магистральных трубопроводов, (нефтегазопровод т.вр.К.78-т.вр.К.77 L=1,6 км) II категория сложности: а) полевые работы а) камеральные работы	км км	1,6 1,6	т.13 &1, k=1.4 т.2 &3 т.12 &2, k=1.2 ОУ, п.15 (д)	12076 x 1,4 x 1,6 5327 x 1,2 x 1,6	27050 10228
15	Изыскания трасс магистральных трубопроводов, (в/н водовод т.вр.К.77-К.281 L=2,7 км) II категория сложности: а) полевые работы а) камеральные работы	км км	2,7 2,7	т.13 &1, k=1.4 т.2 &3 т.12 &2, k=1.2 ОУ, п.15 (д)	12076 x 1,4 x 2,7 5327 x 1,2 x 2,7	45647 17259
16	Изыскания трасс воздушных линий электропередачи 6кВ №1 на К.280 II категория сложности: а) полевые работы а) камеральные работы	км км	2,1 2,1	т.15 &1, k=1.4 т.2 &3 т.12 &2, k=1.2 ОУ, п.15 (д) (выполнение камеральных картографических работ с применением компьютерных технологий)	4106 x 1,4 x 2,1 1984 x 1,2 x 2,1	12072 5000
17	Изыскания трасс воздушных линий электропередачи 6кВ №2 на К.280 II категория сложности: а) полевые работы а) камеральные работы	км км	2,1 2,1	т.15 &1, k=0,4 т.15 прим. (одновременные изыскания нескольких параллельных линий электропередачи и связи) κ=1.4 т.2 &3 т.12 &3, k=0,4 т.15 прим. (одновременные изыскания нескольких параллельных линий) т.12 &2, k=1.2 ОУ, п.15 (д) (выполнение камеральных картографических работ с применением компьютерных технологий)	4106 x 0,4 x 2,1 x 1,4 x 2,1 1984 x 0,4 x x 1,2 x 2,1	4829 2000
18	Изыскания трасс воздушных линий электропередачи 6кВ №1 на К.281 II категория сложности: а) полевые работы а) камеральные работы	км км	0,6 0,6	т.15 &1, k=1.4 т.2 &3 т.12 &2, k=1.2 ОУ, п.15 (д) (выполнение камеральных картографических работ с применением компьютерных технологий)	4106 x 1,4 x 0,6 1984 x 1,2 x 0,6	3449 1428
19	Изыскания трасс воздушных линий электропередачи 6кВ №2 на К.281 II категория сложности: а) полевые работы а) камеральные работы	км км	1,5 1,5	т.15 &1, k=1.4 т.2 &3 т.12 &2, k=1.2 ОУ, п.15 (д) (выполнение камеральных картографических работ с применением компьютерных технологий)	4106 x 1,4 x 1,5 1984 x 1,2 x 1,5	8623 3571
11	Создание инженерно-топографических планов, (сплошная топографическая съемка полосы местности) высота сечения рельефа 1 м в М1:2000, II категория сложности, незастроенная территория:					

1	2	3	4	4	5	6
	а) полевые работы	га	16	т.9 &20, k=0.7 Ч.1, гл.3,ОП,п.8, (выполнение сплошной топографической съемки масштаба 1:500-1:2000 полосы местности вдоль трассы)	674 x 0,7 x	
				т.9 прим.4 Съемка подземных коммуникаций с помощью приборов поиска(трубокабелеискателя) и составление плана подземных коммуникаций: k=1.2 (на незастроенных терр.) k=1.55 (на застроенных терр.) k=1.75 (на территориях действующих промышленных предприятий)) k=1.4 т.2 &3	x 1,2 x	
	б) камеральные работы (AutoCAD)	га	16	т.9 &20, k=1.75 ОУ, п.15 (е) (выполнение картографических работ с составлением планов(продольны профилей) в двух видах: на магнитном и бумажном носителях) т.12 &2, k=1.2 ОУ, п.15 (д) (выполнение камеральных картографических работ с применением компьютерных технологий)	x 1,4 x 16	12682
12	Создание инженерно-топографических планов, высота сечения рельефа 0.5м в М 1:500, II категория сложности, незастроенная территория: а) полевые работы б) камеральные работы (AutoCAD)	га га	16 16	т.9 &5, k=1.4 т.2 &3 т.9 & 5, k=1.2 т.9 прим.4	2432 x 1,4 x 16 589 x 1,2 x 16	54477 11309
13	Создание инженерных топопланов, высота планов в М 1:2000, М 1:500, II категория сложности,  а) камеральные работы MapInfo по М 1:2000  классификатору ФСГ М 1:500	га га	16 16	т.9 &20, k=1.3 Ч.1, гл.2, ОП,п.7 (составление инженерно- топографических планов по существующим материалам без выполнения полевых работ) т.9 & 5, k=1.3 Ч.1, гл.2, ОП,п.7	159 x 1,3 x 16 589 x 1,3 x 16	3307 12251
14	Содержание изыскательской базы	мес		Табл.82, &3	85500 x 1	85500
15	Расходы по внутреннему транспорту (расстояние св.20 до 30 км)			Табл.4, &5	670603 x 0,1625	108973
16	Расходы по организации и ликвидации работ			п.13, k=2.5 прим.1	779576 x 2,5 x 0,06	116936
17	Районный коэффициент и северная надбавка			Табл.3 пр.д,'е'	1231600 x 1,6	1970560
18	С учетом инфляционного коэффициента				1970560 x 1,86	3665242

Объем работ проверил:

Расценки проверил:



Д.Ю. Семенов

**СМЕТА N 2**  
**на инженерно-геологические изыскания**

Наименование предприятия, здания, сооружения, стадии проектирования, этапа, вида проектных или изыскательских работ

Типовая смета на куст скважин

Наименование проектной (изыскательской) организации

Наименование организации заказчика

ОАО "СН-МНГ"

№ п/п	Виды изыскательских работ	ед.изм.	кол-во	№№ частей, глав, таблиц, №№ пунктов, указаний к разделу или главе сборника цен	Расчет стоимости изыскательских работ	Стоимость, тыс.руб.
1	2	3	4	5	6 7 8	9

Справочник базовых цен на инженерно-геологические и инж-экологические изыскания для строительства

Госстрой России, Москва, 1999 СБЦ

**Полевые работы**

**Буровые работы**

1	Колонковое бурение с нач. диам. до 160мм 1 катег. породы, глубина скв. св. 15 до 25м	м	184	СБЦ т.17 &2 к=0,9 (бурение самоходными и передвижными установками без устройства циркуляционной системы)	31,40 x 184 x 0,9	5,200
2	Колонковое бурение с нач. диам. до 160мм 2 катег. породы, глубина скв. св. 15 до 25м	м	83	СБЦ т.17 &2	33,80 x 83 x 0,9	2,525
3	Колонковое бурение с нач. диам. до 160мм 1 катег. породы, глубина скв. до 15м	м	78	СБЦ т.17 &1	36,00 x 78 x 0,9	2,527
4	Колонковое бурение с нач. диам. до 160мм 2 катег. породы, глубина скв. до 15м	м	48	СБЦ т.17 &1	38,40 x 48 x 0,9	1,659
5	Ручное бурение с нач. диам. до 127мм 1 катег. породы, глубина скв. до 10м	м	50	СБЦ т.13 &4	15,00 x 50	0,750
6	Ручное бурение с нач. диам. до 127мм 2 катег. породы, глубина скв. до 10м	м		СБЦ т.13 &4	16,40 x	0,000
7	Ручное бурение с нач. диам. до 89мм 1 катег. породы, глубина скв. до 10м	м		СБЦ т.13 &2	9,70 x	0,000
8	Ручное бурение с нач. диам. до 89мм 2 катег. породы, глубина скв. до 10м	м		СБЦ т.13 &2	10,80 x	0,000

**Итого буровых работ**

**12,661**

**Опытные работы**

9	Испытания грунтов метод. вращательного среза на глубину до 10м	исп.	312	СБЦ т.57 &1	30,40 x 312 1,000	9,485
10	Отбор монолитов с глубины до 10м глубиной св.10 до15м	Монолит Монолит	60 30	СБЦ т.57 &1 СБЦ т.57 &2	22,90 x 60 30,60 x 30	1,374 0,918
11	Статическое зондирование грунтов глубиной св.10 до15м	Т. зонд.	20	СБЦ т.45 &5	172,50 x 20	3,450
12	Испытание грунтов в буровых скважинах на глубине до 10 м вертикальной статической нагрузкой штампом площадью 600 см <sup>2</sup> удельным давлением до 0,3 Мпа III кат. сложности	Исп.	20	СБЦ т.54 &16	570,00 x 20	11,400

1	2	3	4	5	6	7	8	9
---	---	---	---	---	---	---	---	---

**Итого опытных работ**

**26,627**

**Всего полевых работ**

**39,288**

**K=1,4 (неблагоприятный период года)**

**Лабораторные работы**

13	Полный комплекс физико-механических свойств грунта	Монолит	24	СБЦ т.63 &25	193,00 x 24	4,632
14	Полный комплекс определений физических свойств	Монолит	24	СБЦ т.65 &1	45,50 x 24	1,092
15	Определение консистенции при нарушенной структуре	Проба	10	СБЦ т.63 &3	18,20 x 10	0,182
16	Влажность породы	Проба	8	СБЦ т.64 &1	1,90 x 8	0,015
17	Определение угла естественного откоса в сухом состоянии или под водой	Иссл.	8	СБЦ т.64 &4	3,40 x 8	0,027
18	Гранулометрический анализ на ситах с разделением на фракции 0.5; 0.25; 0.1мм с кипячением и промывкой	Иссл.	7	СБЦ т.64 &7	6,70 x 7	0,047
19	Орган-кие вещества методом прокаливания	Иссл.	7	СБЦ т.70 &11	8,60 x 7	0,060
20	Коррозионная активность грунтов по отношению к стали	Иссл.	6	СБЦ т.75 &4	18,20 x 6	0,109
21	Приготовление водной вытяжки	Проба	4	СБЦ т.70 &83	3,80 x 4	0,015
22	Анализ водной вытяжки	Проба	4	СБЦ т.71 &1	48,80 x 4	0,195
23	Сокращенный анализ воды	Проба	4	СБЦ т.73 &3	45,70 x 4	0,183
24	Естественная влажность торфа	Проба	2	СБЦ т.69 &1	5,30 x 2	0,011
25	Зольность торфа на абсолютно-сухое вещество	Иссл.	0	СБЦ т.69 &2	7,70 x 0	0,000
26	Микроскопическое определение степени разложения торфа	Иссл.	6	СБЦ т.69 &6	4,90 x 6	0,029

**Всего лабораторных работ**

**6,597**

**Камеральные работы**

27	Камеральная обработка буровых работ	м	443	СБЦ т.82 &1	8,20 x 443	3,633
28	Камеральная обработка полевых испытаний грунтов методом вращательного среза	Исп.	312	СБЦ т.83 &4	8,10 x 312	2,527
29	Камеральная обработка испытаний статическим зондированием на глубину: св.10 до 15м	Т.зонд.	40	СБЦ т.83 &1	38,30 x 40	1,532
30	Камеральная обработка лабораторных исследований глинистых грунтов			СБЦ т.86 &1	5966 x 0,20	1,193
31	Камеральная обработка лабораторных исследований песчаных грунтов			СБЦ т.86 &2	89 x 0,15	0,013
32	Камеральная обработка исследований химического состава воды			СБЦ т.86 &5	378 x 0,15	0,057
33	Камеральная обработка определений физических свойств торфа			СБЦ т.86 &7	40 x 0,12	0,005
34	Составление программы производ-ва работ			СБЦ т.81 &3 к=1.25 пр.1	800 x 1,25	1,000
35	Составление отчета по инженерно-геологическим изысканиям			СБЦ т.87 &2	9960 x 0,18	1,793

**Всего камеральных работ**

**11,753**

**Всего инженерно-геологических работ**

**57,638**

**Вспомогательные работы**

1	2	3	4	5	6	7	8	9
36	Содержание базы партии	Мес.	1,00	СБЦ т.101 &5	5700	x	1,00	5,700
39	Расходы по внутреннему транспорту	руб.		СБЦ т.4 &5	44988	x	0,1500	6,748
41	Расходы по организации и ликвидации полевых работ	руб.		СБЦ п.13	44995	x	0,06 x 2,5	6,749
	<b>Всего вспомогательных работ</b>							<b>19,197</b>
	<b>Всего инженерно-геологических работ</b>							<b>76,835</b>
42	Районный коэффициент и северная надбавка	руб.		СБЦ к=1.6 п.8д-е т.3 &9	76835	x	1,60	122,936
	<b>Всего инженерно-геологических работ</b>							<b>122,936</b>
	<b>Итого по смете</b>							<b>122,936</b>
43	Индекс инфляции к ценам 1991 г			к=19,65	122936	x	19,65	2415,692
	<b>Итого по смете</b>							<b>2415,692</b>

Объем работ проверил:



Расценки проверил:



Д.Ю. Семеновко

**СМЕТА № 3**

на инженерно-гидрометеорологические изыскания

Наименование предприятия, здания, сооружения,  
стадии проектирования, этапа, вида проектных или  
изыскательских работ

Наименование проектной (изыскательской)  
организации

Наименование организации

**ОАО «СН-МНГ»**

1	2	3	4	5
<p align="center"><b>Справочник базовых цен на инженерные изыскания для строительства</b>  <b>Инженерно-гидрографические работы</b>  <b>Инженерно-гидрометеорологические изыскания на реках</b>  <b>Москва, 2000г.</b></p>				
		<b>Полевые работы</b>		
1	Рекогносцировочное обследование бассейна реки, 3 кат. сложности	т.43 & 2, к=1.25 т.43 прим.1	24 x 1.25 x 4	120
	<b>Всего полевых работ</b>			<b>120</b>
		<b>Камеральные работы</b>		
2	Рекогносцировочное обследование бассейна реки, 3 кат. сложности	т.43 & 2 к=1.25 т.43 прим.1	8 x 1.25 x 4	80
3	Составление таблицы гидрологической изученности бассейна реки при числе пунктов наблюдений до 50	т.51 & 1	105 x 2	210
4	Составление схемы гидромет. изученности бассейна реки при числе пунктов набл. до 50	т.51 & 3	61 x 2	122
5	экстрем. стоке при недостат. сходных условиях формирования стока (один аналог)	т.56 & 16	864 x 1	864
6	Определение максим. расхода воды по ф-ле предельной интенсивности	т.56 & 1	77 x 4	308
7	Определение площади водосбора	т.55 & 9	6 x 10	60
8	Составление климатической хар-ки района изысканий при числе метеостанций 1 и числе годостанций до 100	т.69 & 1	446 x 1	446
9	Составление программы производства гидрологических работ	т.53 & 1	300 x 1	300
10	Составление технического отчета при неизученной территории	т.62 & 4	2184 x 0.85 x 1	1856
	<b>Всего камеральных работ</b>			<b>4246</b>
		<b>Вспомогательные работы</b>		
11	Содержание изыскательских баз	т.71 & 2	1800 x 0,5	900
12	Расходы по внутреннему транспорту	т.4 & 5	120 x 0.1875	22,5
	<b>Всего вспомогательных работ</b>			<b>922,5</b>
13	Повышение стоимости гидрометеорологических работ в связи с применением рай. коэф. и сев. льгот	т.3 & 9		
14	а) полевые работы		120 x 1.6	192
15	б) камеральные работы		4246 x 1.6	6793,6
16	в) вспомогательные работы		922,5 x 1.6	1476
17	С учетом инфляционного коэффициента		8461,6 x 19.65	166270,44

**166270,44**

От Заказчика:

Объем работ проверил:

Расценки проверил:





**С М Е Т А № 4**  
**на инженерно-экологические изыскания.**

Наименование работ

Наименование Подрядчика

Наименование Заказчика

**ОАО "СН-МНГ"**

№№ пп	Виды проектных работ	Ед.изм.	Объем работ	№№ частей, глав, таблиц, №№ пунктов, указаний к разделу или главе сборника цен	Расчет стоимости проектных работ	Стоимость (тыс.руб.)
1	2	3	4	5	6	7
1.	Полевые работы (III кат.сложности)					
1.1.	Обследование по маршруту с составлением инженерно экологической карты фактического материала масштаба 1:2000	км		Справ.базов.цен 99г. Инж-геол.и инж-экол.изыск. Таб.10 &4	33,6*5=	0,168
1.2.	Рекогносцировочное почвенное обследование при плохой проходимости	км		Справ.базов.цен 99г. Инж-геол.и инж-экол.изыск. Таб.9 &6 Категория сложности инженерно-экологической рекогносцировки: К-1,1-2 категория сложн. К-1,25 -3 категория сложн.	8,49*5*1,25=	0,053
				Итого по п. 1.1-1.2:		0,221
	Отбор точечных проб для анализа на загрязненность по хим.показателям на токсичность					
1.3.	Отбор пробы почвы для анализа на загрязненность	шт.		Справ.базов.цен 99г. Инж-геол.и инж-экол.изыск. Таб.60, &7	6,9*4=	0,025
1.4.	Отбор проб воды для анализа	шт.		Справ.базов.цен 99г. Инж-геол.и инж-экол.изыск. Таб.60, &2	7,6*4=	0,030
1.5.	Отбор проб донных отложений	шт.		Справ.базов.цен 99г. Инж-геол.и инж-экол.изыск. Таб.60, &5	6,1*4=	0,024
1.5.	Отбор проб воздуха	шт.		Справ.базов.цен 99г. Инж-геол.и инж-экол.изыск. Таб.60, &8	9,7*2=	0,019
				Итого по п. 1:		0,319
1.6.	Стоимость по разделу с учетом выполненных полевых работ в неблагоприятный период года			Справ.базов.цен 99г. Инж-геол.и инж-экол.изыск. К-1,4 Таб.2, &4 (неблагопр. период) к п.п. 1.1 - 1.7.	0,319*1,4=	0,447
1.7.	Районный коэффициент и северная надбавка			Справ.базов.цен 99г. Инж-геол.и инж-экол.изыск. Таб.3, &8 Общих указаний К-1,6	0,447*1,6=	0,715
				ИТОГО по разделу 1:		0,715
2.	Работы в стационарных условиях (камеральные работы)					
2.1	Сбор, изучение и система-	10		Справ.базов.цен 99г.	4,3*32=	0,138

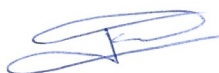
1	2	3	4	5	6	7
	тизация материалов изысканий прошлых лет по цифровым показателям, 320 шт.	цифр. показ.		Инж-геол.и инж-экол.изыск. Таб.78, &2		
2.2.	Составление программы на производство работ по инженерно-экологическим изысканиям	программа		Справ.базов.цен 99г. Инж-геол.и инж-экол.изыск. Таб.81, &1 Категория сложности района: <b>К-1,25</b> - 2 категория сложности района <b>К-1,4</b> - 3 категория сложности района	800*1,4=	<b>1,120</b>
2.3.	Предполевое дешифрирование	КВ.КМ		Справ.базов.цен 99г. Инж-геол.и инж-экол.изыск. Таб.80, &9	5,02*26,8=	<b>0,135</b>
2.4.	Рекогносцировочное почвенное обследование при плохой проходимости	КМ		Справ.базов.цен 99г. Инж-геол.и инж-экол.изыск. Таб.9 &6 Категория сложности инженерно-экологической рекогносцировки: <b>К-1,1-2</b> категория сложн. <b>К-1,25</b> -3 категория сложн.	2,41*5*1,25=	<b>0,015</b>
2.5.	Обследование по маршруту с составлением инженерно-экологической карты фактического материала масштаба 1:2000	КМ		Справ.базов.цен 99г. Инж-геол.и инж-экол.изыск. Таб.10, &4	3,4*0,4=	<b>0,001</b>
2.6.	Описание точек наблюдений при составлении инженерно-экологических карт с учетом типов экосистем,	точек		Справ.базов.цен 99г. Инж-геол.и инж-экол.изыск. Таб.11, &2 <b>К-1,3</b> п.1 примечания (комплексные карты и карта с нанесением данных радиометрических наблюдений) <b>К-1,3</b> п.1 примечания (гидрогеологическая карта для целей водоснабжения с установлением зон санитарной охраны) <b>К-0,4</b> п.1 примечания (почвенная карта) <b>К-1,5</b> п.2 примечания (район развития многолетних мерзлых пород) <b>К-1,15</b> п.3 примечания(на застроенную территорию, участки свалок,насыпных грунтов)	13,3*12*1,15*1,3	<b>0,239</b>
2.7.	12 точек Составление картографических приложений в формате "Mapinfo", 5 шт	КВ.КМ		Справ.базов.цен 99г. Инж-геол.и инж-экол.изыск. Таб.80, &9 (применит)	5,02*26,8*5=	<b>0,673</b>
	<b>ИТОГО:</b>					<b>2,321</b>
2.8.	Составление технического отчета (в т.ч.прогноз изменения природной среды)	отчет		Справ.базов.цен 99г. Инж-геол.и инж-экол.изыск. Таб.87 &1	2,314*1,25*1,1* *25%=	<b>0,798</b>



1	2	3	4	5	6	7
				К-1,1 п.2 примечания (использование топографо- геодезических материалов ограниченного пользования)  К-1,25 п.3. примечания (составление отчета по данным мониторинга)  К-25% от ст-сти пп.2.1-2.7		
	<b>ИТОГО по разделу 2:</b>					<b>3,119</b>
2.9.	Районный коэффициент и северная надбавка			Справ.базов.цен 99г. Инж-геол.и инж-экол.изыск. Таб.3, &8 Общих указаний К-1,6	3,109*1,6=	<b>4,990</b>
	<b>ВСЕГО по разделу 2:</b>					<b>4,990</b>
	<b>ИТОГО по разделам 1-2:</b>					<b>5,705</b>
<b>3.</b>	<b>Расходы на регистрацию изыскательских работ и приемка материалов инженерных</b>					
3.1	Получение технических отчетов для использования	шт.		Справ.базов.цен 99г. Инж-геол.и инж-экол.изыск. Таб.99, &1	17,4*1=	<b>0,017</b>
3.2	Получение справок в государственных органах	шт.		Справ.базов.цен 99г. Инж-геол.и инж-экол.изыск. Таб.99, &3	50,7*5=	<b>0,254</b>
	<b>ИТОГО по разделу 3:</b>					<b>0,271</b>
	<b>ИТОГО по разделам 1-3:</b>					<b>5,976</b>
4	Повышающий коэффициент (инфляционный индекс)			К-19,65 к разделам 1-3	5,976*19,65=	<b>117,428</b>
	<b>ВСЕГО:</b>					<b>117,428</b>
	<b>ВСЕГО по смете:</b>					<b>117,428</b>

Объем работ проверил:

Расценки проверил:




Д.Ю. Семененко

**С М Е Т А №5**  
на разработку проектной документации

Наименование работ

**Проектная документация.**

Наименование Подрядчика

Наименование Заказчика

**ОАО "СН-МНГ"**

№№ пп	Виды проектных работ	Ед.изм.	Кол-во	№№ частей, глав, таблиц, №№ пунктов, указаний к разделу или главе сборника цен	Расчет стоимости проектных работ	Стоимость (тыс.руб.)
1	2	3	4	5	6	7
1	Куст скважин №280: Всего 12 скважин:	куст скважин	1	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. промышленности Таб.2 п.4.3 К-0,4 П и далее по пп. К-1,15 п.3.7. Метод указан. по применен. СБЦ 2009г. и далее во всех пп. К-0,909 без эл.хим.защиты и вагона обогрева рабочих К-1,43 районный и далее во всех п.п. К-1,75 рост инфляции на 01.01.2001г.	193,775*0,4*1,15*1,43*1,75* *0,909=	202,765
2.	Установка дозирования химреагентов, УДХ-2Б, блочной поставки, 1 шт.	шт.	1	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.2 п.10 К-0,5 гл. 1 п.1,19 (блочное комплектное строительство, а также при использовании в проектах ранее разработанного блочно-комплектного оборуд.	134,13*0,4*1,15*1,43*1,75* *0,5=	77,202
3.	Блок гребенки	шт.	1	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.4 п.3	(24,214*1)*0,4*1,15* 1,43*1,75=	27,874
4.	Трубопровод системы сбора и транспорта продукции скважин диаметром до 300мм	км	3,9	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.2 п.6.1. К-1,1 п.1.17. СБЦ (теплоизоляция) К-0,96 без эл.хим.защиты	(33,816+9,123*3,9)*0,4*1,15* *1,43*1,75*1,1*0,96=	84,358
5.	Трубопровод системы сбора и транспорта продукции скважин диаметром до 300мм	км	3,9	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.2 п.6.1. К-1,1 п.1.17. СБЦ (теплоизоляция) К-0,96 без эл.хим.защиты К-0,35 МУ п.3.2	(33,816+9,123*3,9)*0,4*1,15* *1,43*1,75*1,1*0,96*0,35=	29,525
6.	Трубопровод системы сбора и транспорта продукции скважин диаметром до 300мм	км	1,5	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.2 п.6.1. К-1,1 п.1.17. СБЦ (теплоизоляция)	(33,816+9,123*1,5)*0,4*1,15* *1,43*1,75*1,1*0,96=	57,742

1	2	3	4	5	6	7
				К-0,96 без эл.хим.защиты		
7.	Трубопровод системы сбора и транспорта продукции скважин диаметром до 300мм	км	0,8	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.2 п.6.1. К-1,1 п.1.17. СБЦ (теплоизоляция) К-0,96 без эл.хим.защиты	$(33,816+9,123*0,8)*0,4*1,15*1,43*1,75*1,1*0,96=$	49,979
8.	Трубопровод системы сбора и транспорта продукции скважин диаметром до 300мм	км	2,4	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.2 п.6.1. К-1,1 п.1.17. СБЦ (теплоизоляция) К-0,96 без эл.хим.защиты	$(33,816+9,123*2,4)*0,4*1,15*1,43*1,75*1,1*0,96=$	67,723
9.	Трубопровод системы сбора и транспорта продукции скважин диаметром до 300мм	км	2,4	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.2 п.6.1. К-1,1 п.1.17. СБЦ (теплоизоляция) К-0,96 без эл.хим.защиты	$(33,816+9,123*2,4)*0,4*1,15*1,43*1,75*1,1*0,96=$	67,723
10.	Высоконапорный водовод	1 км	3,2	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.4 п.4 К-1,1 п.1.17. СБЦ К-0,962 относит.ст-ть пп.4.1, 4.2 к таб.5.4	$(25,808+13,814*3,2)*0,4*1,15*1,43*1,75*1,1*0,962=$	77,533
11.	Высоконапорный водовод	1 км	4,4	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.4 п.4 К-1,1 п.1.17. СБЦ К-0,962 относит.ст-ть пп.4.1, 4.2 к таб.5.4	$(25,808+13,814*4,4)*0,4*1,15*1,43*1,75*1,1*0,962=$	95,890
12.	ВЛ-6кВ № 1 на куст	км	2,1	Справ.базов. цен 2003г. Объекты энергетики РАО "ЕЭС России" Таб.11 К-2,29 СМР к ценам 2001г.	$58*0,4*2,29=$	53,128
13.	ВЛ-6кВ № 2 на куст	км	2,1	Справ.базов. цен 2003г. Объекты энергетики РАО "ЕЭС России" Таб.11 К-0,35 - типовая или повторно применяемая проектная документация К-2,29 СМР к ценам 2001г.	$58*0,4*2,29*0,35=$	18,595
14.	Инженерная подготовка под кустовую площадку, 2,76га (приравнивается к а/дороге IV кат.) L=2,76км	км.	2,76	Справ.базов. цен 2007г. Автомобильные общ.пользов. Таб.2 п.4. К-0,61 относит.ст-ть п.2,9,10 по таб.2  2. 32% - земляное полотно 9. 18% - проект организации строительства 10. 11% - сметная документация	$(58,42+58,42*2,76)*0,4*1,15*1,43*1,75*0,61=$	154,245
15.	Автомобильная дорога IV кат. L=2,1 км	км.	2,1	Справ.базов. цен 2007г. Автомобильные общ.пользов. Таб.2 п.1. К-0,85 относит.ст-ть п.1,2,4,5,9,10 по таб.2 1. 8% - трасса 2. 32% - земляное полотно 4. 10% - дорожная одежда	$(76,2+76,2*2,1)*0,4*1,15*1,43*1,75*0,85=$	231,136

1	2	3	4	5	6	7
				5. 6% - организация и безопасность движения 9. 18% - проект организации строительства 10. 11% - сметная документация		
16.	Автоматические установки пожарной сигнализации S=св.1000 до 2000 м2	объект	1	Справ.базов. цен 99г. Системы противопож. и охранной защиты Таб. 3 п.1 К-1,15 п.4 примечания (для объектов, требующих оповещения по выделенным зонам эвакуации) К-1,2 п.2.2. (наличие технологических установок, расположенных вне здания) К-0,33 относит ст-ть. Практик. Пособие (принц.реш;сд- 33%)	2,304*0,4*1,15*1,2*1,43* *14,2*0,33=	8,522
17.	Охранная сигнализация S=св.1000 до 2000 м2	объект	1	Справ.базов. цен 99г. Системы противопож. и охранной защиты Таб. 5 п.1 К-1,2 п.2.2. Порядок опред. базовой цены К-0,33 относит ст-ть. Практик. Пособие (принц.реш;сд- 33%)	2,074*0,4*1,2*1,43*14,2*0,33=	6,671
18.	Оповещение I типа S=св.1000 до 2000 м2	объект	1	Справ.базов. цен 99г. Системы противопож. и охранной защиты Таб. 4 п.1 К-0,43 относит ст-ть. Практик. Пособие (принц.реш;сд- 43%)	1,843*0,4*1,43*14,2*0,43=	6,437
19.	Куст скважин №281: Всего 12 скважин:	куст скважин	1	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. промышленности Таб.2 п.4.3 К-0,4 П и далее по пп. К-1,15 п.3.7. Метод.указан. по применен. СБЦ 2009г. и далее во всех пп. К-0,909 без эл.хим.защиты и вагона обогрева рабочих К-1,43 районный и далее во всех п.п. К-1,75 рост инфляции на 01.01.2001г.	193,775*0,4*1,15*1,43*1,75* *0,909=	202,765
20.	Установка дозирования химреагентов, УДХ-2Б, блочной поставки, 1 шт.	шт.	1	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.2 п.10 К-0,5 гл. 1 п.1,19 (блочное комплектное строительство, а также при использовании в проектах ранее разработанного блочно-комплектного оборуд.	134,13*0,4*1,15*1,43*1,75* *0,5=	77,202
21.	Блок гребенки	шт.	1	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.4 п.3	(24,214*1)*0,4*1,15* 1,43*1,75=	27,874
22.	Трубопровод системы сбора и транспорта продукции скважин диаметром до 300мм	км	1,1	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.2 п.6.1. К-1,1 п.1.17. СБЦ (теплоизоляция) К-0,96 без эл.хим.защиты	(33,816+9,123*1,1)*0,4*1,15* *1,43*1,75*1,1*0,96=	53,306

1	2	3	4	5	6	7
23.	Трубопровод системы сбора и транспорта продукции скважин диаметром до 300мм	км	1,1	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.2 п.6.1. <b>К-1,1</b> п.1.17. СБЦ (теплоизоляция) К-0,96 без эл.хим.защиты <b>К-0,35</b> МУ п.3.2	$(33,816+9,123*1,1)*0,4*1,15*1,43*1,75*1,1*0,96*0,35=$	<b>18,657</b>
24.	Трубопровод системы сбора и транспорта продукции скважин диаметром до 300мм	км	1,6	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.2 п.6.1. <b>К-1,1</b> п.1.17. СБЦ (теплоизоляция) К-0,96 без эл.хим.защиты	$(33,816+9,123*1,6)*0,4*1,15*1,43*1,75*1,1*0,96=$	<b>58,851</b>
25.	Трубопровод системы сбора и транспорта продукции скважин диаметром до 300мм	км	2,7	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.2 п.6.1. <b>К-1,1</b> п.1.17. СБЦ (теплоизоляция) К-0,96 без эл.хим.защиты	$(33,816+9,123*2,7)*0,4*1,15*1,43*1,75*1,1*0,96=$	<b>71,050</b>
26.	Высоконапорный водовод	1 км	2,7	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.4 п.4 К-1,1 п.1.17. СБЦ К-0,962 относит.ст-ть пп.4.1, 4.2 к таб.5.4	$(25,808+13,814*2,7)*0,4*1,15*1,43*1,75*1,1*0,962=$	<b>69,884</b>
27.	ВЛ-6кВ № 1 на куст	км	0,6	Справ.базов. цен 2003г. Объекты энергетики РАО "ЕЭС России" Таб.11 К-2,29 СМР к ценам 2001г.	$28*0,4*2,29=$	<b>25,648</b>
28.	ВЛ-6кВ № 2 на куст	км	1,5	Справ.базов. цен 2003г. Объекты энергетики РАО "ЕЭС России" Таб.11 К-2,29 СМР к ценам 2001г.	$39*0,4*2,29=$	<b>35,724</b>
29.	Инженерная подготовка под кустовую площадку, 2,76га (приравнивается к а/дороге IV кат.) L=2,76км	км.	2,76	Справ.базов. цен 2007г. Автодороги общ.пользов. Таб.2 п.4. <b>К-0,61</b> относит.ст-ть п.2,9,10 по таб.2  2. 32% - земляное полотно 9. 18% - проект организации строительства 10. 11% - сметная документация	$(58,42+58,42*2,76)*0,4*1,15*1,43*1,75*0,61=$	<b>154,245</b>
30.	Автодорога IV кат. L=0,6 км	км.	1,2	Справ.базов. цен 2007г. Автодороги общ.пользов. Таб.2 п.1. <b>К-0,84</b> относит.ст-ть п.1,2,4,5,9,10 по таб.2 1. 11% - трасса 2. 27% - земляное полотно 4. 11% - дорожная одежда 5.6% - организация и безопасность движения 9. 18% - проект организации строительства 10. 11% - сметная документация	$175,26*0,4*1,15*1,43*1,75*0,84=$	<b>169,470</b>
31.	Автоматические установки пожарной сигнализации	объект	1	Справ.базов. цен 99г. Системы противопож.	$2,304*0,4*1,15*1,2*1,43*14,2*0,33=$	<b>8,522</b>

1	2	3	4	5	6	7
	S=св.1000 до 2000 м2			охранной защиты Таб. 3 п.1 <b>К-1,15</b> п.4 примечания (для объектов, требующих оповещения по выделенным зонам эвакуации) <b>К-1,2</b> п.2.2. (наличие технологических установок, расположенных вне здания) <b>К-0,33</b> относит ст-ть Практик. Пособие (принц.реш;сд- 33%)		
32.	Охранная сигнализация S=св.1000 до 2000 м2	объект	1	Справ.базов. цен 99г. Системы противопож.и охранной защиты Таб. 5 п.1 <b>К-1,2</b> п.2.2. Порядок опред. базовой цены К-0,33 относит ст-ть Практик. Пособие (принц.реш;сд- 33%)	2,074*0,4*1,2*1,43*14,2*0,33=	<b>6,671</b>
33.	Оповещение I типа S=св.1000 до 2000 м2	объект	1	Справ.базов. цен 99г. Системы противопож.и охранной защиты Таб. 4 п.1 К-0,43 относит ст-ть Практик. Пособие (принц.реш;сд- 43%)	1,843*0,4*1,43*14,2*0,43=	<b>6,437</b>
					<b>ИТОГО:</b>	<b>2 376,580</b>
34.	Мероприятия по охране окружающей среды			19,5% от ст-ти пп.2	п.2 *0,195=	<b>463,433</b>
					<b>ИТОГО:</b>	<b>2 840,013</b>

Объем работ проверил:

Расценки проверил:




Д.Ю. Семененко

**С М Е Т А №6**

на разработку раздела «Анализ опасности и риска проектируемого объекта».

Наименование работ

**Раздел "Анализ опасности и риска проектируемых объектов"**

Наименование Подрядчика

Наименование Заказчика

**ОАО "СН-МНГ"**

№№ пп	Виды проектных работ	Ед. изм.	Кол-во	№№ частей, глав, таблиц, №№ пунктов, указаний к разделу или главе сборника цен	Расчет стоимости проектных работ	Стоимость (тыс.руб.)
1	2	3	4	5	6	7
1	Раздел "Анализ опасности и риска проектируемых объектов"	1 объект	1	Справ.базов.цен 99г. Объекты газовой пром. Таб.10 п.10. К-0,33 п.3 гл.3.5. К-1,43 районный К-14,2 инфляционный К-0,03 п.7 гл.3.5. на одну скважину (24 скважин)	$67,95 * 0,33 * 1,43 * 14,2 * 0,03 * 24 =$	<b>327,839</b>
					<b>ИТОГО:</b>	<b>327,839</b>

Объем работ проверил:

Расценки проверил:



Д.Ю. Семененко

# **С М Е Т А №7**

на разработку раздела «Инженерно-технические мероприятия ГО и ЧС».

Наименование работ

**Инженерно-технические мероприятия  
ГО и ЧС согласно  
СП 11-107-98.**

Наименование Подрядчика

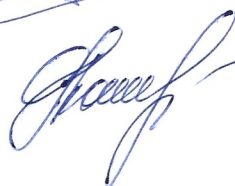
Наименование Заказчика

**ОАО «СН-МНГ»**

№№ пп	Виды проектных работ	№№ частей, глав, таблиц, №№ пунктов, указаний к разделу или главе сборника цен	Расчет стоимости проектных работ	Стоимость (руб.)
1.	Мероприятия по предупреждению ГО и ЧС, (III кат. сложности)  всего 1 объект	Справ. базов. цен 2006г. ИТМ ГО. МПЧС. Защ. сооружения ГО гл. 1 Кис=1,3 таб. 1 (количество источников ЧС - 8) Кго=1,04 п. 2 гл. 1 Ксл=1,3 таб. 2 (Категория сложности проектирования -3)  Коб=1,15 п. 2 гл. 1 Кпф=0,9 таб. 4 (Количество источников ЧС с одинаковыми поражающими факторами-2)  К-1,43 районный К-1,75 рост инфляции на 01.01.2001 г.	30500*1,3*1,04*1,3*0,9*1,15* *1,75*1,43=  <b>техноген.=6 шт.</b> (механ. поврежд. тр-да; негерме- тичность арматуры на узлах; брак во время пр-ва СМР; корро- зионный износ тр-да; нарушение регламента ведения технолог. процесса добычи и нефти и системы ППД; нарушение <b>природ.=2 шт.</b> (опасные гидролог. процессы: опасные метеорол. процессы: ураган, ливень, гроза, град и т.д.) <b>ВСЕГО=8 шт.</b>	<b>138 846</b>
			<b>ИТОГО:</b>	<b>138 846</b>

Объем работ проверил:

Расценки проверил:

Д.Ю. Семененко



**СМЕТА №9**  
на разработку проектной документации

Наименование работ

**Рабочая документация.**

Наименование Подрядчика

Наименование Заказчика

**ОАО "СН-МНГ"**

№№ пп	Виды проектных работ	Ед.изм.	Кол-во	№№ частей, глав, таблиц, №№ пунктов, указаний к разделу или главе сборника цен	Расчет стоимости проектных работ	Стоимость (тыс.руб.)
1	2	3	4	5	6	7
1.	Куст скважин №280: Всего 12 скважин:	куст скважин	1	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. промышленности Таб.2 п.4.4 К-0,6 РД и далее по пп. К-1,3 п.3.7. Метод.указан. по применен. СБЦ 2009г. и далее во всех пп. К-0,909 без эл.хим.защиты и вагона обогрева рабочих К-1,43 районный и далее во всех п.п. К-1,75 рост инфляции на 01.01.2001г.	193,775*0,6*1,3*1,43*1,75* *0,909=	<b>343,819</b>
2.	Установка дозирования химреагентов, УДХ-2Б, блочной поставки, 1 шт.	штг.	1	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.2 п.10 К-0,5 гл. 1 п.1,19 (блочное комплектное строительство, а также при использовании в проектах ранее разработанного блочно-комплектного оборуд.	134,13*0,6*1,3*1,43*1,75* *0,5=	<b>130,908</b>
3.	Блок гребенки	штг.	1	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.4 п.3	(24,214*1)*0,6*1,3* 1,43*1,75=	<b>47,265</b>
4.	Трубопровод системы сбора и транспорта продукции скважин диаметром до 300мм	км	3,9	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.2 п.6.1. К-1,1 п.1.17. СБЦ (теплоизоляция) К-0,96 без эл.хим.защиты	(33,816+9,123*3,9)*0,6*1,3* *1,43*1,75*1,1*0,96=	<b>143,043</b>
5.	Трубопровод системы сбора и транспорта продукции скважин диаметром до 300мм	км	3,9	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.2 п.6.1. К-1,1 п.1.17. СБЦ (теплоизоляция) К-0,96 без эл.хим.защиты К-0,35 МУ п.3.2	(33,816+9,123*3,9)*0,6*1,3* *1,43*1,75*1,1*0,96*0,35=	<b>50,065</b>
6.	Трубопровод системы сбора и транспорта продукции скважин диаметром до 300мм	км	1,5	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.2 п.6.1. К-1,1 п.1.17. СБЦ (теплоизоляция) К-0,96 без эл.хим.защиты	(33,816+9,123*1,5)*0,6*1,3* *1,43*1,75*1,1*0,96=	<b>97,911</b>

1	2	3	4	5	6	7
7.	Трубопровод системы сбора и транспорта продукции скважин диаметром до 300мм	км	0,8	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.2 п.6.1. <b>К-1,1</b> п.1.17. СБЦ (теплоизоляция) К-0,96 без эл.хим.защиты	$(33,816+9,123*0,8)*0,6*1,3*1,43*1,75*1,1*0,96=$	<b>84,747</b>
8.	Трубопровод системы сбора и транспорта продукции скважин диаметром до 300мм	км	2,4	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.2 п.6.1. <b>К-1,1</b> п.1.17. СБЦ (теплоизоляция) К-0,96 без эл.хим.защиты	$(33,816+9,123*2,4)*0,6*1,3*1,43*1,75*1,1*0,96=$	<b>114,835</b>
9.	Трубопровод системы сбора и транспорта продукции скважин диаметром до 300мм	км	2,4	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.2 п.6.1. <b>К-1,1</b> п.1.17. СБЦ (теплоизоляция) К-0,96 без эл.хим.защиты	$(33,816+9,123*2,4)*0,6*1,3*1,43*1,75*1,1*0,96=$	<b>114,835</b>
10.	Высоконапорный водовод	1 км	3,2	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.4 п.4 <b>К-1,1</b> п.1.17. СБЦ К-0,962 относит.ст-ть пп.4.1, 4.2 к таб.5.4	$(25,808+13,814*3,2)*0,6*1,3*1,43*1,75*1,1*0,962=$	<b>131,468</b>
11.	Высоконапорный водовод	1 км	4,4	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.4 п.4 <b>К-1,1</b> п.1.17. СБЦ К-0,962 относит.ст-ть пп.4.1, 4.2 к таб.5.4	$(25,808+13,814*4,4)*0,6*1,3*1,43*1,75*1,1*0,962=$	<b>162,596</b>
12.	ВЛ-6кВ № 1 на куст	км	2,1	Справ.базов. цен 2003г. Объекты энергетики РАО "ЕЭС России" Таб.11 К-2,29 СМР к ценам 2001г.	$58*0,6*2,29=$	<b>79,692</b>
13.	ВЛ-6кВ № 2 на куст	км	2,1	Справ.базов. цен 2003г. Объекты энергетики РАО "ЕЭС России" Таб.11 <b>К-0,35</b> - типовая или повторно применяемая проектная документация К-2,29 СМР к ценам 2001г.	$58*0,6*2,29*0,35=$	<b>27,892</b>
14.	Инженерная подготовка под кустовую площадку, 2,76га (приравнивается к а/дороге IV кат.) L=2,76км	км.	2,76	Справ.базов. цен 2007г. Автодороги общ.пользов. Таб.2 п.4. <b>К-0,51</b> относит.ст-ть п.2,9,10 по таб.2  2. 43% - земляное полотно 9. 0% - проект организации строительства 10. 8% - сметная документация	$(58,42+58,42*2,76)*0,6*1,15*1,43*1,75*0,51=$	<b>193,438</b>
15.	Автодорога IV кат. L=2,1 км	км.	2,1	Справ.базов. цен 2007г. Автодороги общ.пользов. Таб.2 п.1. <b>К-0,80</b> относит.ст-ть п.1,2,4,5,9,10 по таб.2 1.7% - трасса 2. 43% - земляное полотно 4. 10% - дорожная одежда 5. 12% - организация и безопасность движения	$(76,2+76,2*2,1)*0,6*1,15*1,43*1,75*0,80=$	<b>326,310</b>


1	2	3	4	5	6	7
				9. 0% - проект организации строительства 10. 8% - сметная документация		
16.	Автоматические установки пожарной сигнализации S=св.1000 до 2000 м2	объект	1	Справ.базов. цен 99г. Системы противопож.и охранной защиты Таб. 3 п.1 <b>К-1,15</b> п.4 примечания (для объектов, требующих оповещения по выделенным зонам эвакуации) <b>К-1,2</b> п.2.2. (наличие технологических установок, расположенных вне здания) <b>К-0,33</b> относит ст-ть Практ. Пособие (принц.реш;сд- 33%)	2,304*0,6*1,15*1,2*1,43* *14,2*0,33=	12,784
17.	Охранный сигнализация S=св.1000 до 2000 м2	объект	1	Справ.базов. цен 99г. Системы противопож.и охранной защиты Таб. 5 п.1 <b>К-1,2</b> п.2.2. Порядок опред. базовой цены К-0,33 относит ст-ть Практ. Пособие (принц.реш;сд- 33%)	2,074*0,6*1,2*1,43*14,2*0,33=	10,006
18.	Оповещение I типа S=св.1000 до 2000 м2	объект	1	Справ.базов. цен 99г. Системы противопож.и охранной защиты Таб. 4 п.1 К-0,43 относит ст-ть Практ. Пособие (принц.реш;сд- 43%)	1,843*0,6*1,43*14,2*0,43=	9,655
19.	Куст скважин №281: Всего 12 скважин:	куст скважин	1	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. промышленности Таб.2 п.4.4 К-0,6 РД и далее по пп. К-1,3 п.3.7. Метод указан. по применен. СБЦ 2009г. и далее во всех пп. К-0,909 без эл.хим.защиты и вагона обогрева рабочих К-1,43 районный и далее во всех п.п. К-1,75 рост инфляции на 01.01.2001г.	193,775*0,6*1,3*1,43*1,75* *0,909=	343,819
20.	Установка дозирования химреагентов, УДХ-2Б, блочной поставки, 1 шт.	шт.	1	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.2 п.10 К-0,5 гл. 1 п.1,19 (блочное комплектное строительство, а также при использовании в проектах ранее разработанного блочно-комплектного оборуд.	134,13*0,6*1,3*1,43*1,75* *0,5=	130,908
21.	Блок гребенки	шт.	1	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.4 п.3	(24,214*1)*0,6*1,3* 1,43*1,75=	47,265
22.	Трубопровод системы сбора и транспорта продукции скважин диаметром до 300мм	км	1,1	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.2 п.6.1. <b>К-1,1</b> п.1.17. СБЦ (теплоизоляция) К-0,96 без эл.хим.защиты	(33,816+9,123*1,1)*0,6*1,3* *1,43*1,75*1,1*0,96=	90,389
23.	Трубопровод системы сбора и транспорта	км	1,1	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром.	(33,816+9,123*1,1)*0,6*1,3* *1,43*1,75*1,1*0,96*0,35=	31,636

1	2	3	4	5	6	7
	продукции скважин диаметром до 300мм			Таб.2 п.6.1.  К-1,1 п.1.17. СБЦ (теплоизоляция) К-0,96 без эл.хим.защиты  К-0,35 МУ п.3.2		
24.	Трубопровод системы сбора и транспорта продукции скважин диаметром до 300мм	км	1,6	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.2 п.6.1.  К-1,1 п.1.17. СБЦ (теплоизоляция) К-0,96 без эл.хим.защиты	$(33,816+9,123*1,6)*0,6*1,3*$ $*1,43*1,75*1,1*0,96=$	99,791
25.	Трубопровод системы сбора и транспорта продукции скважин диаметром до 300мм	км	2,7	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.2 п.6.1.  К-1,1 п.1.17. СБЦ (теплоизоляция) К-0,96 без эл.хим.защиты	$(33,816+9,123*2,7)*0,6*1,3*$ $*1,43*1,75*1,1*0,96=$	120,477
26.	Высоконапорный водовод	1 км	2,7	Справ.базов. цен 2006г. Объекты нефтедоб. пром. Таб.4 п.4 К-1,1 п.1.17. СБЦ К-0,962 относит.ст-ть пп.4.1, 4.2 к таб.5.4	$(25,808+13,814*2,7)*0,6*1,3$ $*1,43*1,75*1,1*0,962=$	118,499
27.	ВЛ-6кВ № 1 на куст	км	0,6	Справ.базов. цен 2003г. Объекты энергетики РАО "ЕЭС России" Таб.11 К-2,29 СМР к ценам 2001г.	$28*0,6*2,29=$	38,472
28.	ВЛ-6кВ № 2 на куст	км	1,5	Справ.базов. цен 2003г. Объекты энергетики РАО "ЕЭС России" Таб.11 К-2,29 СМР к ценам 2001г.	$39*0,6*2,29=$	53,586
29.	Инженерная подготовка под кустовую площадку , 2,76га (приравнивается к а/дороге IV кат.) L=2,76км	км.	2,76	Справ.базов. цен 2007г. Автомобили общ.пользов. Таб.2 п.4. К-0,51 относит.ст-ть п.2,9,10 по таб.2  2. 43% - земляное полотно 9. 0% - проект организации строительства 10. 8% - сметная документация	$(58,42+58,42*2,76)*0,6*1,15*$ $*1,43*1,75*0,51=$	193,438
30.	Автомобильная дорога IV кат. L=1,2 км	км.	1,2	Справ.базов. цен 2007г. Автомобили общ.пользов. Таб.2 п.1.  К-0,80 относит.ст-ть п.1,2,4,5,9,10 по таб.2 1.9% - трасса 2. 42% - земляное полотно 4. 11% - дорожная одежда 5. 10% - организация и безопасность движения 9. 0% - проект организации строительства 10. 8% - сметная документация	$175,26*0,6*1,15*1,43*$ $1,75*0,80=$	242,101
31.	Автоматические установки пожарной сигнализации S=св.1000 до 2000 м2	объект	1	Справ.базов. цен 99г. Системы противопож.и охранной защиты Таб. 3 п.1  К-1,15 п.4 примечания (для объектов, требующих оповещения по выделенным зонам эвакуации)	$2,304*0,6*1,15*1,2*1,43*$ $*14,2*0,33=$	12,784

1	2	3	4	5	6	7
				К-1,2 п.2.2. (наличие технологических установок, расположенных вне здания) К-0,33 относит ст-ть Практ. Пособие (принц.реш;сд- 33%)		
32.	Охранная сигнализация S=св.1000 до 2000 м2	объект	1	Справ базов. цен 99г. Системы противопож и охранной защиты Таб. 5 п.1 К-1,2 п.2.2. Порядок опред. базовой цены К-0,33 относит ст-ть Практ. Пособие (принц.реш;сд- 33%)	2,074*0,6*1,2*1,43*14,2*0,33=	10,006
33.	Оповещение I типа S=св.1000 до 2000 м2	объект	1	Справ базов. цен 99г. Системы противопож и охранной защиты Таб. 4 п.1 К-0,43 относит ст-ть Практ. Пособие (принц.реш;сд- 43%)	1,843*0,6*1,43*14,2*0,43=	9,655
					<b>ИТОГО:</b>	<b>3 748,261</b>

Объем работ проверил:

Расценки проверил:




Д.Ю. Семененко

**С М Е Т А №10**  
на подготовку материалов градостроительного плана.

Наименование работ

**Градостроительный план**

Наименование Подрядчика

Наименование Заказчика

**ОАО "СН-МНГ"**

№№ пп	Виды проектных работ	Ед.изм.	Кол-во	№№ частей, глав, таблиц, №№ пунктов, указаний к разделу или главе сборника цен	Расчет стоимости проектных работ	Стоимость (тыс.руб.)
1.	Разработка и утверждение градостроительного плана площадью 16 га 1 участок	га	16	Справ.базов. цен 2010г. Территориальное планирование и планировка территорий Таб.3 п.6. К-1,1 Таб.8 п.3 наличие м/р полезных ископаемых пром.назнач. и далее во всех п.п. К-30% письмо Мин.экон. развития от 20.07.2011 №19268-АП/08 К-20% архитектурно- планиров.часть, п.3 таб.9 К-1,43 районный далее во во всех пп. К-1,75 рост инфляции на на 01.01.2001г. <b>К - 0,4 объем выполняемых работ</b>	$(856,63+99,25*16)*1,1*1,43*1,75*0,20*0,30*0,4=$	<b>161,507</b>
						<b>161,507</b>

Объем работ проверил:

Расценки проверил:




Д.Ю. Семененко

### КАЛЬКУЛЯЦИЯ №3

Наименование работ

Подготовка материалов ПСД и ИИ в  
электронном виде

Наименование Подрядчика

Наименование Заказчика

ОАО "СН-МНГ"

№ п/п	Наименование статей затрат	Сумма, тыс. руб.
1.	Фонд оплаты труда производственного персонала: в том числе:	9,568
	<i>Среднемесячная зарплата 1-го работника:</i> 25110 руб.	
	<i>Среднедневная з/плата 1-го работника:</i> 1196 руб.	
	<i>Продолжительность данной работы:</i> 4,00 дней	
	<i>Занято выполнением данной работы:</i> 2 чел.	
2.	Страховые взносы в фонды 30,2%	2,890
3.	Амортизация производственного оборудования	0,511
	<i>Наименование оборудования</i>	
	<i>Компьютер "Pentium" (32175 руб./24 мес./21 2 ед. * 63,839 руб. * 4 дней = 510,72 руб. день):</i>	
	<b>Итого прямых затрат</b>	<b>12,969</b>
4.	Накладные расходы 20%	2,594
	<b>Итого себестоимость продукции</b>	<b>15,563</b>
5.	Прибыль 12%	1,868
	<b>Всего договорная цена</b>	<b>17,431</b>

Объем работ проверил:



Расценки проверил:



Д.Ю. Семененко

# КАЛЬКУЛЯЦИЯ №2

Наименование работ

Разработка раздела:  
"Пожарная безопасность"

Наименование Подрядчика

Наименование Заказчика


ОАО "СН-МНГ"

№ п/п	Наименование статей затрат	Сумма, тыс. руб.
1.	Материалы, всего:	0,121
	Бумага А4: 0,32 руб. * 151 листов - 48,32 руб.	
	Картридж А4: 0,48 руб. * 151 листов - 72,48 руб.	
	Фонд оплаты труда	25,523
	Среднемесячная зарплата 1-го работника: 25110 руб.	
	Среднедневная з/плата 1-го работника: 1196 руб.	
	Продолжительность данной работы: 10,67 дней	
	Занято выполнением данной работы: 2 чел.	
2.	Страховые взносы в фонды 30,2%	7,708
3.	Амортизация производственного оборудования	1,435
	Наименование оборудования	
	Компьютер "Pentium" (32175 руб./24 мес./21 2 ед. * 63,839 руб. * 10,67 дней = 1362,33 руб. день):	
	Лазерный принтер HP Laser Jet 9050 1 ед. * 145,55 руб. * 0,5 дней = 72,78 руб. (73355руб./24мес./21день).	
	<b>Итого прямых затрат</b>	<b>34,787</b>
4.	Накладные расходы 20%	6,957
	<b>Итого себестоимость продукции</b>	<b>41,744</b>
5.	Прибыль 12%	5,009
	<b>Всего договорная цена</b>	<b>46,753</b>

От Подрядчика:

Объем работ проверил:

Расценки проверил:

 Д.Ю. Семененко