

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684

тел. (34643) 46-880, факс (34643) 47-094

_____ 2015_ г.
На № _____

№ АН-12Е^Б
от 26 ОКТЯБРЯ 2015 г.

Начальнику ДПРПиО
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
			Х	У	
1.	77	Тайлаковское	555277	623359	340°

Примечание: ТТП- Пут.
Земли лесного фонда

Главный маркшейдер

А.А.Новичков

Начальник департамента
планирования бурения и добычи нефти

В.Г.Волков

Начальник отдела
земельных отводов

Д.В.Соловей

Тайлаковское м-е.

К-62 К-62

168

кабардыя К-16Г

77

К-36

170

36

Масштаб 1 : 25 000

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

6 октября 2015г.
На № _____

№ АТ-46/10.31
от _____ 2015г.

Начальнику ДПП 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, направляю Вам типовую схему разбуривания кустовых площадок и количество отходов бурения с одной скважины:

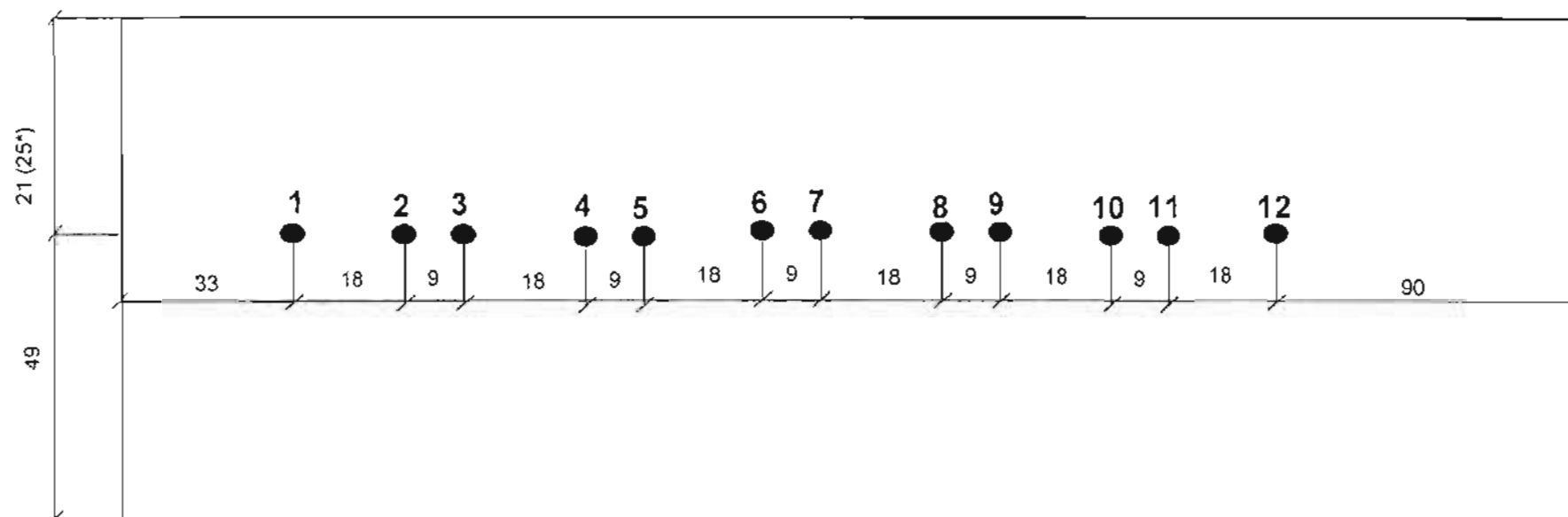
1. КП №№72,76,77,85,87 Тайлаковского м/р - 1500м^3 ;
2. КП №№273,274 Ватинского м/р - 1500м^3 ;
3. КП №№82,84 Мегионского м/р - 1300м^3 ;
4. КП №26 Северо-Островного м/р - 1500м^3 ;
5. КП №15 Аригольского м/р - 1500м^3 .

С уважением,
Начальник ПТО по СС



А.Н. Терешун

ТИПОВАЯ СХЕМА РАЗБУРИВАНИЯ КУСТОВ №№72,76,77,85,87 ТАЙЛАКОВСКОГО, №№273,274 ВАТИНСКОГО, №№82,84 МЕГИОНСКОГО, №26
СЕВЕРО-ОСТРОВНОГО, №15 АРИГОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ (на 06.10.15 г.)
L - эшелона БУ (от устья скважины до КРНБ) - 65 м
Демонтажная зона - 90 м



Примечание: * -если без амбарное бурение

Начальник ПТО по СС ДСС ОАО "СН-МНГ"

Гл. специалист ПТО по СС ДСС ОАО "СН - МНГ"

Терешун А.Н

Уразеев Д.И.



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ДЕПАРТАМЕНТ АВТОМАТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И
ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ**

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-10-38, факс (34643) 4-14-69

На № СН-04-441

от 19 октября 2015 г.

И. о. начальника
Департамента перспективного
развития производства
и обустройства месторождений
А.В. Хвостенко

«О предоставлении ТУ»

На исх. № МБ-820 от 01.10.2015г. направляю технические условия на
АСУ ТП для разработки ПСД по обустройству:

1. КП 72.76, 77, 85, 87 Тайлаковского месторождения – 5 х 14 листов;
2. КП 273.274 Ватинского месторождения – 2х 14 листов;
3. КП 82.84 Мегионского месторождения – 2х 14 листов;
4. КП 26 Северо-Островного месторождения - 14 листов;
5. КП 15 Аригольского месторождения - 14 листов;

Начальника ДАМНИТ

С.В. Наливайко

П.В. Коваленко
4-10-38
2015

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА
«ОБУСТРОЙСТВО ТАЙЛАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 77».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотрено комплексную автоматизацию «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин 77», обеспечивающую централизацию управления с использованием современных средств контроля и автоматического регулирования на базе микропроцессорной техники, высоконадежных электронных устройств и аппаратуры, позволяющих осуществлять управление, защитные блокировки и сигнализацию в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

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

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

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

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

2. Объекты АСУ ТП

В число технологических объектов охватываемых АСУ ТП входят:

Куст скважин № 77 в составе:

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

3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин 77» с использованием станции телемеханики СТГК-ZK181.80.42.7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НГП - 4 Тайлаковского месторождения Ватинского ИГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «ПКБ АСУ-Нефть» г.Тюмень.

Передача данных осуществляется по радиоканалу с применением абонентского SM модуля Motorola Canopus, с установкой в шкафу управления блока автоматики. Принятая степень автоматизации обуславливается рассредоточенностью объектов на территории месторождения и наличием необходимых средств контроля и управления.

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

1. Нижний уровень системы управления в составе:

Нижний уровень – это уровень управления территориально-распределенными технологическими объектами (куст скважин). Нижний уровень включает в себя элементы местной автоматики и локальные системы контроля и управления технологическими объектами на базе терминальных и микропроцессорных контроллеров. Для связи с системой ТМ необходимо применить станцию телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91, с установкой блоке местной автоматики на кустовой площадке.

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

2. Верхний уровень системы управления:

Верхний уровень - это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП - 4 Тайлаковского 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;
- внутренняя обработка и хранение информации, формирование базы данных;
- индикация и регистрация информации, реализация диалога со специалистами нефтегазодобывающего производства (организация АРМов);
- составление оперативных сводок, отчетных и справочных документов;
- формирование и передача на нижний уровень управляющих воздействий по поддержанию заданных технологических режимов;
- диагностика работы технологического оборудования, технических и программных средств системы управления.

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

- автоматическое регулирование режимных технологических параметров;
- автоматическое и дистанционное управление приводами основных механизмов, защиты и блокировки при возникновении аварийных ситуаций;
- индикацию и регистрацию режимных и учетных технологических параметров;
- сигнализацию аварийную о предельных значениях технологических параметров;

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

5. Объем автоматизации и АСУ ТП

Объемы автоматизации и АСУ ТП для технологических установок, размещаемых на кустовой площадке № 77:

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 в АДКУ 2000+ данных с контроллеров станций управлений УЭЦН при помощи:
 - о цифрового сигнала типа интерфейс «RS 485» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;

2. Замерная установка «АГЗУ»

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

В состав автоматизированной замерной установки входит:

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

В состав блока аппаратного входят:

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

Станция телемеханики СТК-ZK181.80 включает в себя:

- микроконтроллер «СТМ-ZK91»;
- блоки питания контроллера и абонентского SM модуля;
- разъемы интерфейсные.

Приложение № 1,1:

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

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

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

- загазованность 20% в БГ;
- предельная загазованность 40% в БГ;
- отказ в исполнении команд на переключение ПСМ;
- низкое газосодержание в смеси (отсутствие полного вытеснения жидкости из ИК за лимитированный промежуток времени);
- отказ любого из датчиков (только для датчиков с токовыми выходными сигналами);

- выход расхода жидкости за пределы диапазона измерений;
- выход температуры в БА за пределы лимитированного диапазона;
- выход температуры в БГ за пределы лимитированного диапазона.

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

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

Объемы автоматизации, предусматриваемые дополнительно:

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

3. Блок гребенок БГ

Проектом предусмотреть:

- блок гребенок без использования: электрообогрева, принудительной вытяжной вентиляции и сигнализаторов загазованности;
- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков типа Эмис-ЭМ-200-Т15-ППД в комплекте с регистратором Тура ТД0004;
- контроль давления рабочего агента с применением преобразователя давления АИР-10 SH с вых. (4-20 мА);
- вывод на ТМ показаний давления на общем коллекторе и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно.
- расход по скважинам выводить с импульсных выходов на регистратор ТУРА ТД0004 с подключением регистратора систему в ТМ;
- вторичное оборудование - регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 77.

4. Установка дозирования химреагентов УДХ

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

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

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

5. Система контроля показаний давления на устье нефтедобывающих скважин

Проектом предусмотреть:

- установку преобразователей давления типа АИР-10 СИ для измерения буферного и затрубного давления;
- вывод информации в систему телемеханики АДКУ-2000– показаний преобразователей давления на устьевой фонтанной арматуре нефтегазодобывающих скважин;
- кабельную продукцию для вывода показания давления нефтедобывающих скважин, уложенную на эстакаде в перфорированные оцинкованные короба. Для подключения кабельной продукции датчиков давления использовать герметичный металлорукав типа ГЕРДА-МГ, также напротив устья каждой нефтедобывающей скважины на кабельной эстакаде установить клеммную коробку взрывозащищенного исполнения.

6. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин

Проектом предусмотреть:

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

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

Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

6. Технические средства АСУ ТП

Куст скважин 77.

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

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

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

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

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

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

Контроль давления

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

Дистанционное измерение и сигнализация давления выполнить взрывозащищенными малогабаритными датчиками давления типа АИР-10 SH.

Контроль уровня

Для дистанционной сигнализации уровня в дренажной емкости и емкости дождевых стоков применить преобразователь магнитострикционный «ПЛП-1000» с выходным сигналом 4-20 мА, ООО «ОКБ Вектор» г. Москва.

Контроль загазованности в БТ, БРХ и на территории КП

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

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

Контроль доступа в БТ и БА

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

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

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

Контроль за состоянием обогрева воздуха БТ и БА

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

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

Приложение №1,2:

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

Система видеонаблюдения

Для дистанционного контроля за работой технологического оборудования, расположенного на территории кустовой площадки, предусмотреть систему видеонаблюдения.

Система видеонаблюдения должна включать в себя две IP-видеокамеры, обеспечивающие видеосъемку в темное время суток и согласующее устройство для передачи данных на сервер системы видеонаблюдения ОАО «СН-МНГ» посредством оборудования абонентского SM модуля Motorola Canopy системы телемеханики АДКУ-2000+, - в режиме реального времени.

Камеры необходимо расположить на мачте освещения в районе БМА:

- одна должна быть направлена на площадку УЭЦН и основной въезд на кустовую площадку;
- вторая должна быть направлена на территорию кустовой площадки.

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".

Электронитание 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. В качестве устройств защиты кабельной продукции применить перфорированные оцинкованные короба производства ООО «ИнТек» г. Сургут.

7. Пожарная сигнализация

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:

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

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

8. Объем пожарной сигнализации

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 77:

- 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»

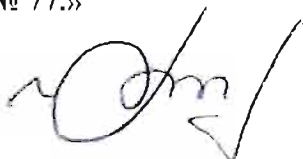
Оборудование пожарной сигнализации должно иметь сертификаты соответствия и сертификаты пожарной безопасности.

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

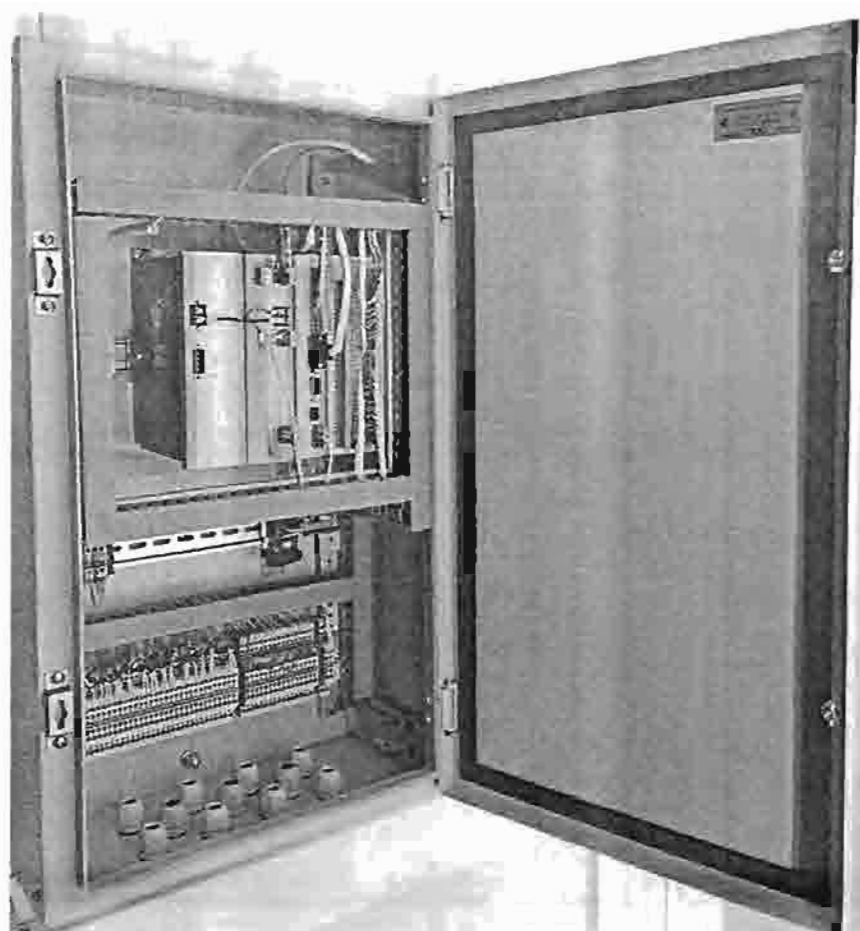
Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее посредством СТМ-ЗК передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НПП-1 Ватинского месторождения нефти. Ватинского ИГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Тайлаковского м/р. Куст скважин № 77.» до 09.10.2016г.

Начальник ОА



П.В. Коваленко



Станция СТК-ZK181 реализует:

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

Станция СТК-ZK181 содержит:

- Отсек телемеханики, в котором расположены: контроллер СТМ-ZK181, УКВ радиостанция типа Motorola GM 340, автоматические выключатели "Общий", "ГЗУ ГП", и источник питания 24В, 50Гц;
- Отсек подключения цепей, в котором расположены: блоки зажимов для подключения внешних цепей, магнитный пускатель ГП, автоматические выключатели "Вентилятор ГЗУ", "Обогрев ГЗУ", "Освещение ГЗУ", "Обогрев ГБ", "Освещение ГБ".

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

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

В модифицированных вариантах СТК-ZK181 может быть применена в качестве периферийного терминала для телемеханизации объектов энерго-, водо- и теплоснабжения и для телемеханизации объектов транспортировки нефти, газа и других продуктов.

Технические характеристики:

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

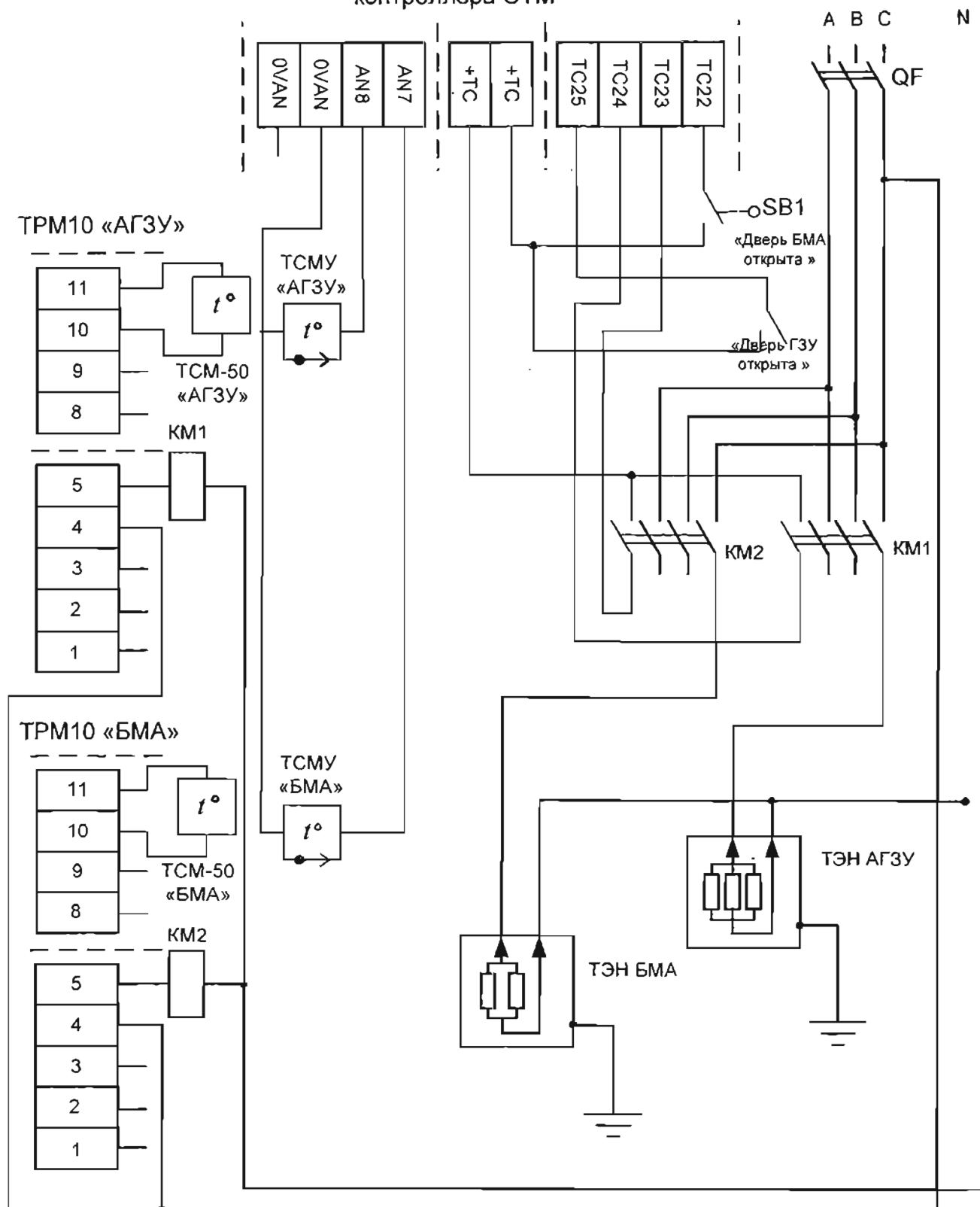
Масса, кг. не более: 40

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

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5

Разъем X1 «Объект»
контроллера СТМ



Автоматизированная система отопления БМА/ГЗУ.
Схема внешних соединений.



МИНИСТЕРСТВО СВЯЗИ И
МАССОВЫХ КОММУНИКАЦИЙ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

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

РАЗРЕШЕНИЕ

**на использование радиочастот или радиочастотных каналов
№ 286-рчс-15-0179**

07.05.2015

(дата начала действия)

06.05.2025

(дата окончания действия)

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.

ИНН:

8605016748

Служба радиосвязи:

фиксированная

Назначение РЭС:

сеть беспроводного доступа

Район установки РЭС:

Ханты-Мансийский автономный округ -
Югра

Основание: заявление от 30.03.2015 № Ак-577/03, решения ГКРЧ от 25.09.2000 № 2/7, от 28.11.2005 № 05-10-01-001, заключение экспертизы возможности использования заявленных радиоэлектронных средств и их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами от 07.10.2014 № 14-3-007383 и приказ Роскомнадзора от 07.05.2015 № 286-рчс.

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

Заместитель руководителя



О.А. Иванов

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

Приложение
к разрешению на использование
радиочастот или радиочастотных каналов
от 07.05.2015 № 286-рчс-15-0179

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. Начало использования РЭС не должно превышать 3 лет с момента присвоения (назначения) радиочастот или радиочастотных каналов. Началом использования РЭС является дата оформления пользователем радиочастотным спектром свидетельства о регистрации РЭС в территориальном органе Роскомнадзора.

Для РЭС, вводимых в эксплуатацию в районах Крайнего Севера и в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, срок начала использования увеличивается на 1 год.

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 Роскомнадзора.

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 работу РЭС с излучением при введении временных ограничений (запретов) на использование радиочастот или радиочастотных каналов в условиях чрезвычайного положения, чрезвычайных ситуаций, при выполнении особо важных работ, проведении специальных мероприятий и социально значимых мероприятий.

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 Роскомнадзор не менее чем за 30 дней до истечения срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

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

1.10. Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов прекращается если срок действия такого разрешения не продлевается в случае неустранения пользователем радиочастотным спектром выявленных нарушений, а также невыполнения 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, Роскомнадзор вправе обратиться в суд с требованием о прекращении или непродлении срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС

2.1. Использование радиочастот разрешается без создания помех и без требования защиты от помех РЭС Минобороны России.

В случае создания помех пользователь обязан прекратить использование радиочастот для работы РЭС с излучением до устранения помех в установленном порядке.

2.2. Использование радиочастот разрешается при выполнении условий, изложенных в решении ГКРЧ от 25.09.2000 № 2/7.

2.3. Использование радиочастот разрешается для организации технологической сети связи.

2.4. Абонентские станции должны быть зарегистрированы установленным в Российской Федерации порядком.

3. Частотно-территориальный план РЭС (сети)

№ РЭС	№ станции (обозначение в сети)	Тип БС Класс излучения	Место установки БС географические координаты (широта, долгота)	Сектор излучения антенны БС Максимальное расстояние АС от БС (не более)	Высота подвеса антенны БС Коеффициент усиления антенны	Мощность передатчика ЭИИМ	Частоты Поляризация		Максимальная мощность передатчика АС Максимальная ЭИИМ АС
							Прием	Передача	
				град км	м дБ	Вт дБВт	МГц	МГц	Вт дБВт
1	БС	2400AP 20M0F1DET	Сургутский рн, 222 км юго-восточнее г. Мегион, Тайлаковское м/р, ДНС-2 59N1411 74E1956	30-90 16,0	45 7,0	0,1 -3,0	<u>2435</u> Н	<u>2435</u> Н	0,1 6,0
				90-150 16,0	45 7,0	0,1 -3,0	<u>2455</u> Н	<u>2455</u> Н	0,1 6,0
				150-210 16,0	45 7,0	0,1 -3,0	<u>2415</u> Н	<u>2415</u> Н	0,1 6,0
				210-270 16,0	45 7,0	0,1 -3,0	<u>2435</u> Н	<u>2435</u> Н	0,1 6,0
				270-330 16,0	45 7,0	0,1 -3,0	<u>2455</u> Н	<u>2455</u> Н	0,1 6,0
				330-0-30 16,0	45 7,0	0,1 -3,0	<u>2415</u> Н	<u>2415</u> Н	0,1 6,0



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. Нижнесвартовск
Западный промышленный узел,
Панель 4, ул. Индустриальная, д.85, строение 17
телефон (34643) 4-14-44
факс (34643) 4-14-04
E-mail: ais-s@mail.ru

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

Исх. № АН - 2059/03

« 18 » 10 2015г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО ТАЙЛАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 77.**

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НПП-4 Тайлаковского месторождения нефти. Ватинского НГДУ и кустовыми контроллерами реализовать при помощи установки на мачте освещения абонентского модуля Motorola Canopy с частотой 2,4 ГГц.

На кустовой площадке оборудование радиостанции Motorola Canopy с сетевым коммутатором, устройством грозозащиты и источником бесперебойного питания устанавливается в блоке аппаратном - в станцию телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗК.

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.

В качестве базовой станции предусмотреть станцию, расположенную на мачте связи Тайлаковского м.р. в соответствии с разрешением на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 286-рчс-15-0179 от 07.05.2015г. со следующими показателями:

1. Отметка земли существующей радиомачты 87м, высота 45м, координаты 59N1411/74E1956;
2. Высота подвеса и азимуты точек доступа технологической связи в соответствии с разрешением № 286-рчс-15-0179;
3. Используемые частоты – 2,4 ГГц;
4. Коэффициент усиления – 7 дБ.

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.

Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 286-рчс-15-0179 от 07.05.2015 срок действия до 06.05.2025г.

1 экз. 4 листа.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Тайлаковского м/р. Куст скважин № 77.» до «31» марта 2016г.

Генеральный директор



А.В. Курчук

**«Обустройство Тайлаковского месторождения нефти.
Куст скважин № 77»**

(полное наименование объекта)

**Российская Федерация, Тюменская область, Ханты – Мансийский автономный округ
Югры, Сургутский район, Тайлаковский лицензионный участок.**

(адрес расположения объекта)

№ п/п	Признаки	Идентификация по признакам	Примечание
Куст скважин № 77 (технологическое оборудование, сооружения куста скважин)			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности – АН и А, ВН и В, ДН и Д соответственно.	В соответствии с главами 7 и 8 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
Нефтебсор от куста скважин № 77 до точка врезки в существующую систему			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта	

		продукции скважин до точек врезок в существующую систему сбора продукции скважин	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	В соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
Высоконапорный водовод от точки врезки существующей системы до куста скважин № 77			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции от существующей системы ППД до БГ кустовой площадки и далее до скважин ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным	Относятся к опасным производственным	Наличие опасных

	производственным объектам	объектам.	веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	В соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
ВЛ-6кВ на куст скважин № 77			
1	Назначение	Электроснабжение проектируемых объектов куста скважин.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	Проложены в одном коридоре с нефтегазосборными трубопроводами (опасными производственными объектами).
Автомобильная дорога на куст скважин № 77			
1	Назначение	Внутрипромысловые автомобильные дороги – обеспечивают транспортную связь проектируемых сооружений с объектами месторождения	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	Не входят в перечень, приведенный в п.11 статьи 48.1 Градостроительно

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

Инженер 1-ой категории ОПОМ ДПРПиОМ

О.В. Журавель

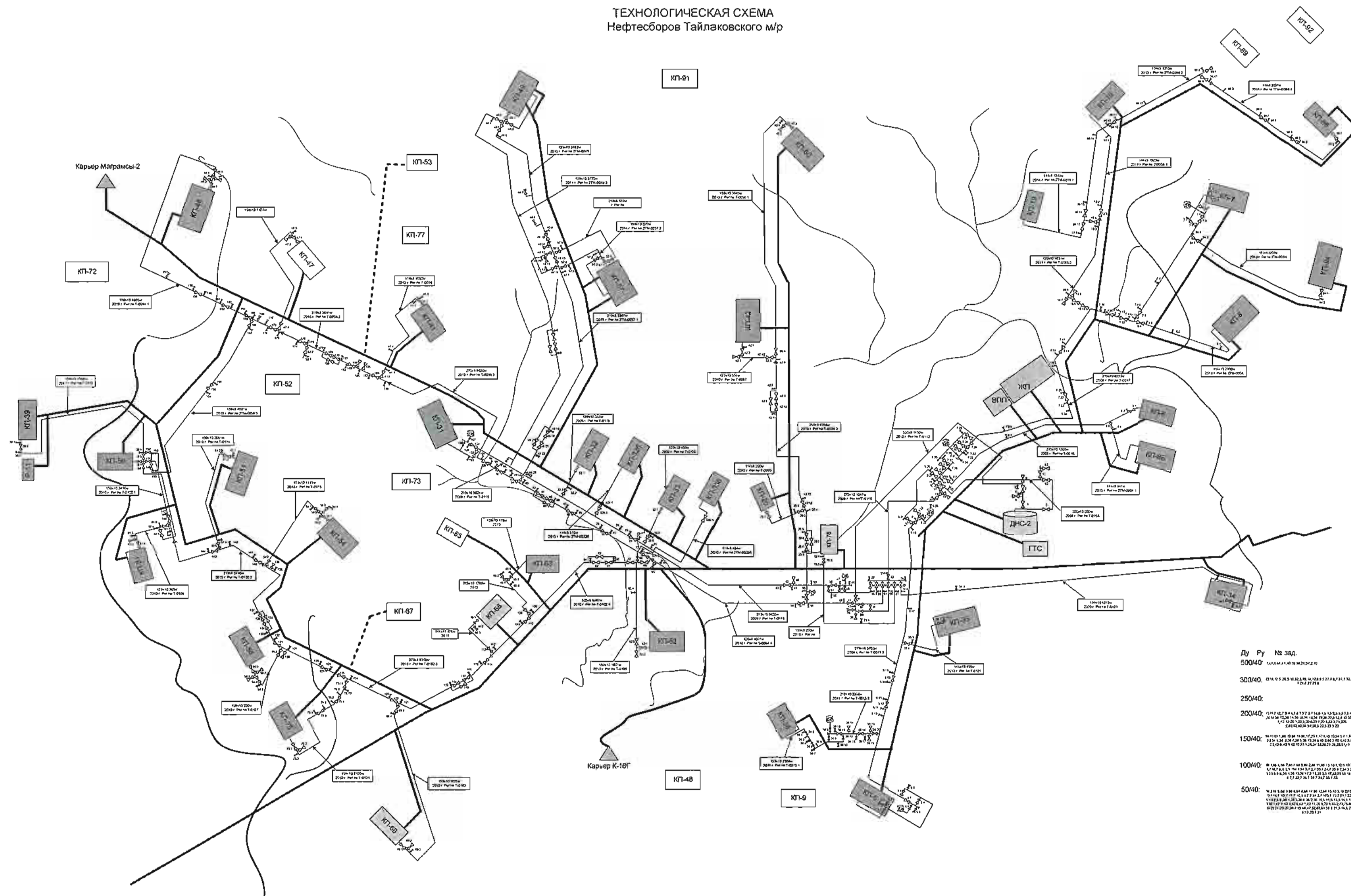
Тайлаковское месторождение
Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Ед. изм.	Пласты														
		Ач ₃ ¹	Ач ₃ ³	Ач ₄ ¹	Ач ₄ ²	Ач ₄ ³	Ю ₁ ¹	Ю ₂ ¹	Ю ₂ ²	Ю ₃ ¹	Ю ₃ ²	Ю ₃ ³	Ю ₃	ЮВ ₃ ¹	ЮВ ₃ ²	
Глубина залегания пласта (абс.отм.)	м	-2448 -2459	-2440 -2464	-2469 -2489	-2465 -2475	-2485 -2547	-2520 -2567	-2550 -2701	-2552 -2694	-2643 -2718	-2648 -2683	-2660 -2671	-2541 -2648	-2658 -2718	-2670 -2740	
Абсолютная отметка ВНК	м	-2459	-2463 -2464	-2489	-2475	-2508 -2547	-2548 -2567	-2614 -2701	-2606 -2694	-2668 -2718	-2683	-2671	-2637 -2648	-2718	-2740	
Тип залежи		пластово-сводовая		пластово-сводовая с литологическим экраном		литологически экранированная	пластово-сводовая, тектонич. экранир.	литологически экранированная	пласт.-свод. с литолог. и тектонич. экранами	литолог. и тектонич. экранированная	литологически экранированная	пластово-сводовая	пласт.-свод. с литолог. и тектонич. экранами	литологически и тектонически экранированная		
Тип коллектора		терригенный, поровый					терригенный, поровый			терригенный, поровый				терригенный, поровый		
Площадь нефтеносности	тыс.м ²	7368	10715	4352	4673	34227	32917	414268	541809	93110	32854	5995	118089	18388	11069	
Общая толщина*	м	6,3	11,3	18	10,5	4,5	14,8	6,7	13,8	7,3	10,1	7,6	27,2	***	***	
Эффективная толщина*	м	3	6,7	6,1	3,6	3,7	7,8	3,1	6,4	5,7	7,6	4	17,9	***	***	
Нефтенасыщенная толщина*:	м	3,2	4,7	0,6	1,9	1,3	4,7	2,1	4,5	2,4	3,6	1,7	8,8	5,6	2	
Пористость	%	16	17	16	18	17,2	17,6	16,4	16,4	17,8	18,4	16	16,8	16	17	
Начальная нефтенасыщенность:	%	56	53	56	48	57,8	56,6	53,8	54,3	53,7	60,3	60	64,8	53	50	
Проницаемость*	мД	0,9	1	0,5	1,3	1,3	12,2	11	22,1	12,9	32,9	н/д	19,1	7,8	24,6	
Проводимость*	м*мД	2,9	4,7	0,3	2,5	1,7	57,3	23,1	99,5	31,0	118,4	н/д	168,1	92	113,2	
Коэффициент песчанности*	доли ед	0,60	0,57	0,54	0,54	0,40	0,55	0,42	0,44	0,62	0,73	0,53	0,63	***	***	
Коэффициент расчлененности*	ед	3	6	5	3	3	6,2	2,7	4,7	2,6	3,9	3,2	9	***	***	
Начальная пластовая температура	°С	77		78		80	83,5			84	84	85	85	85		
Начальное пластовое давление	МПа	25,6		25,6	25,5	25,9-26,2	26,2-26,7	26,9-27,9	26,7-27,8	27,3-27,9	27,7	27,6	27,6	28,1	28,3	
Давление насыщения нефти	МПа	н/опр					6,6	6,6			6,2				6,2	
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	3,8					4,72	4,72			5,94				5,94	
Плотность нефти в поверхн. условиях	т/м ³	0,891					0,882	0,882			0,882				0,882	
Плотность нефти в пластовых условиях	т/м ³	н/опр					0,861	0,861			0,851				0,851	
Объемный коэффициент нефти	ед	н/опр					1,046	1,046			1,056				1,056	
Содержание серы в нефти	%	1,44					1,45	1,34	1,54	1,47				1,47		
Содержание парафина в нефти	%	2,99					3,13	2,5	2,74	3				3		
Содержание силикагел.смол в нефти	%	11,13					10,2	9,2	10,7	9				9		
Содержание асфальтенов в нефти	%	5,47					8,8	7,9	8,1	6,4				6,4		
Газосодержание нефти	м ³ /т	38					26	26			24				24	
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	0,4					0,39	0,38			0,37				0,37	

Примечание: * - значения параметров, осредненные по скважинам (по данным ГИС)

" - значения, принятые при подсчете запасов по результатам сейсморазведки

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА
Нефтесборов Тайлаковского м/р



Ду Фу № 34д.

500/40: 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30

300/40: 22 18 17 20 23 16 19 21 24 25 27 28 29 30 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30

250/40:

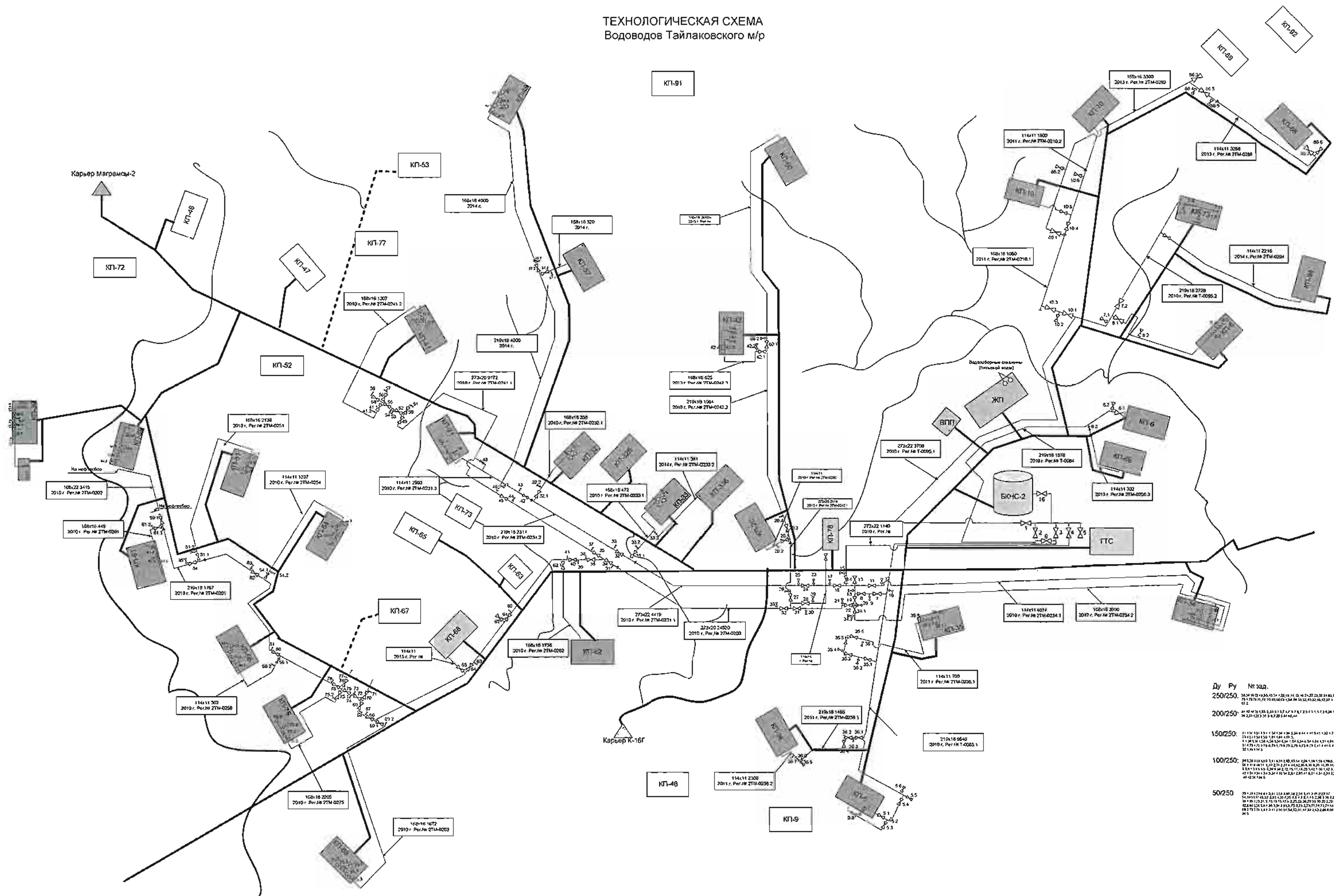
200/40: 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30

150/40: 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30

100/40: 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30

50/40: 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА
Водоводов Тайлаковского м/р



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

1.	Код региона РФ, зона строительства: - 1.2 зона ХМАО
2.	Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР
	<ul style="list-style-type: none"> Выполнять, сметную документацию в соответствии с МДС 81-35.2004 в программном комплексе «ГРАНД-СМЕТА» версия не ниже 5.5.4 (база 2001г. редакция 2010г.) Прямые затраты формируются по составу работ единичных расценок базы ТЕР-2001, ТЕРм-2001, ТЕРп-2001 ХМАО; Сметную стоимость строительства в сводном сметном расчете определить в двух уровнях цен: в базисном уровне – ценах 2001 года, и в текущем уровне цен на момент выпуска сметной документации, путем применения региональных индексов пересчета базовой стоимости 2001 года Расчет стоимости произвести на каждый объект строительства (подготовительные работы к бурению (устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно), обустройство кустовой площадки, строительство высоковольтных линий (на каждую линию ВЛ отдельно), строительство нефтесборных сетей и высоконапорных водоводов (отдельно на каждый трубопровод), согласно приложенного формата (Приложение №2.1). В составе сметной документации предоставлять сводный ресурсный расчет. А также сформировать ведомость ресурсов на каждый локальный сметных расчет и по объектам в целом (подготовительные работы к бурению (устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно), обустройство кустовой площадки, строительство высоковольтных линий (на каждую линию ВЛ отдельно), строительство нефтесборных сетей и высоконапорных водоводов (отдельно на каждый трубопровод), с предоставлением на бумажном носителе и в электронном виде таблицы Excel. Предоставить дополнительно сводную ведомость стоимости оборудования, изделий и материалов по объектам в электронном виде таблицы Excel, с разделением на материалы поставки Подрядчика, поставки Заказчика, на основании «Перечня МТР по номенклатуре ДК ОКС УКС и РО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК», с указанием массы оборудования, изделий и материалов, согласно приложенного формата (Приложение №2.2). Материалы поставки подрядчика в текущем уровне цен определять по территориальным сборникам текущих цен на МТР (ТССЦ). Стоимость местных материалов (песок, привозной грунт, щебень и т.д.) в сметной документации необходимо учитывать по данным Поставщиков (прайс-листы). При отсутствии необходимой номенклатуры в территориальных сборниках, стоимость материалов и оборудования принимать по прайс-листам с учетом транспортных и заготовительно-складских расходов с пересчетом в базисный или текущий уровень цен посредством использования регионального индекса изменения стоимости материальных ресурсов и оборудования Расчет дополнительных затрат на разницу в стоимости электроэнергии получаемой от ДЭС при производстве СМР выполнить в соответствии с порядком расчета (приложение 2.3) Заказчик оставляет за собой право в случае изменений требований в расчетах текущей стоимости строительства объектов направить дополнительные условия формирования стоимости.

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

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

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

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

Составил:

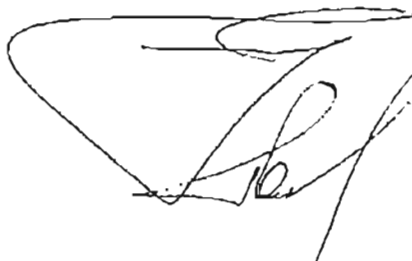
Главный специалист ОЦиПТДпоКСиРО



Е.А.Баландина

СОГЛАСОВАНО:

Начальник УКС и РО ОАО «СН-МНГ»



Е.В.Лещенко

Начальник ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



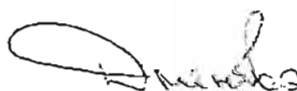
Р.Ю.Галлямов

Начальник ООПИР ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



С.Н.Бабаяев




























Начальник ОЦ и ПТД по КС и РО



В.А.Дменова

[illegible]

f and g are functions from X to Y .
 $f(x) = g(x)$ for all $x \in X$.
 f and g are equal functions.

Table 1	TRANS compound	Table 2	Structure	
			gib. no. Eyr. ref.	
1	trans-1,2-dichloroethane	1		1316
2	trans-1,2-dibromoethane	2		1316
3	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	3		1316
4	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	4		1316
5	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	5		1316
6	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	6		1316
7	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	7		1316
8	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	8		1316
9	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	9		1316
10	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	10		1316
11	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	11		1316
12	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	12		1316
13	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	13		1316
14	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	14		1316
15	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	15		1316
16	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	16		1316
17	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	17		1316
18	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	18		1316
19	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	19		1316
20	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	20		1316
21	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	21		1316
22	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	22		1316
23	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	23		1316
24	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	24		1316
25	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	25		1316
26	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	26		1316
27	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	27		1316
28	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	28		1316
29	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	29		1316
30	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	30		1316
31	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	31		1316
32	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	32		1316
33	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	33		1316
34	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	34		1316
35	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	35		1316
36	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	36		1316
37	trans-1,2-dibromo-1,2-dichloroethane	37		1316

Заказчик
Подрядчик
Сторона
Объект

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

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

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

При разработке проектно-сметной документации:

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

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

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

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



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

Генеральным
директорам дочерних обществ
ОАО «НК «Роснефть»

(по списку)

Почтовый адрес: Софийская наб. д. 25/1 г. Москва, 117997
Юридический адрес: Софийская наб. д. 25/1 г. Москва, 115035
Тел: (495) 517-58 99, факс: (495) 517-72 35
e-mail: postman@rosneft.ru, http://www.rosneft.ru
ОГРН: 00000001027700045502 ИНН/КПП 7705070310/0907150007
от 16.06.2015 № ПД-39615
на № _____ от _____
О ценообразовании объектов строительства

Уважаемые коллеги!

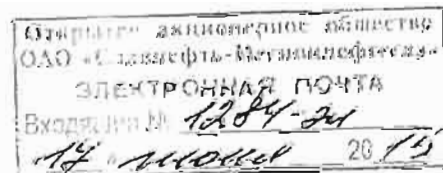
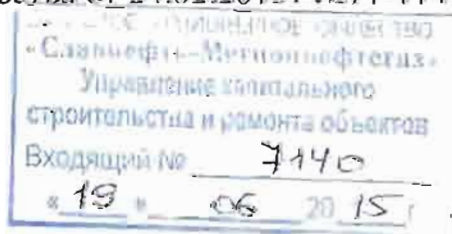
В дополнение к письму ОАО «НК «Роснефть» о ценообразовании объектов строительства от 24.02.2015г №71-11446 (пункт 1) и в целях установления единого подхода применения расценок Сборника №5 ТЭР-2001 «Свайные работы. Опускные колодцы. Закрепление грунтов» необходимо в обязательном порядке применять понижающий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

В случае выполнения работ по погружению свай в лидерные скважины при условии оставления части свай на поверхности земли выше 10% от проектной длины свай, при формировании сметных расчетов следует учитывать оба коэффициента (коэффициент $K=0,71$ и коэффициенты п. 3.3. технической части Сборника №5)

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

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

С уважением,



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

А.В. Пригода





ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ «РОСНЕФТЬ»
(ОАО «НК «Роснефть»)

Почтовый адрес: Софийская наб., д. 26/1 г. Москва, 117997
Информационный адрес: Софийская наб., д. 26/1 г. Москва, 119035
Тел: (499) 517-83-88, факс: (499) 517-72-35
e-mail: rosnedft@rosneft.ru, http://www.rosneft.ru
ОГРН 1027700012502, ИНН 7705107510/557155001

от _____ № _____

на № _____ от _____

О ценообразовании объектами строительства

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

Уважаемые коллеги!

В целях повышения достоверности формирования стоимости объектов строительства сообщая следующее:

1. Если погружение свай осуществляется в заранее пробуренные лидерные скважины с последующей забивкой их в плотные грунты необходимо применять корректирующий коэффициент в размере 0,71 к единичным расценкам сборника №5 на погружение свай. Указанный коэффициент не должен применяться к стоимости свай.

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

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

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

С уважением,

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

Д.И. Натко

Мст. Глуховский Евгений Александрович
8(499)517-8888, mob.6731

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

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

1.1 При разработке проектно-сметной документации:

1.1.1 По линейным объектам строительства (ВЛ, КЛ, трубопроводы, дороги и т.п.):

Учитывая, что в составе норм ГЭСН и расценок ФЕР (ТЕР), используемых для определения стоимости строительства линейных объектов, учитываются механизмы и сварочные агрегаты с двигателями внутреннего сгорания, расчет дополнительных затрат на разницу в стоимости электроэнергии производить не рекомендуется.

1.1.2 По площадочным объектам, объектам обустройства кустов скважин:

Затраты, учитывающие разницу в стоимости электроэнергии, получаемой от ДЭС, необходимо рассчитывать только в исключительных случаях, при обосновании данных затрат в Проекте организации строительства (ПОС).

В ПОС необходимо:

- рассчитать оптимальную мощность ДЭС;
- произвести расчет количества часов работы ДЭС, необходимое при строительстве площадочных объектов, учитываемых в главах 2-8 Сводного сметного расчета стоимости строительства;
- отразить период работы ДЭС на данном объекте.

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

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

- При отсутствии данных в ПОС производится учет дополнительных затрат на разницу в стоимости электроэнергии не рекомендуется
- 1.2. При формировании расчета начальных (максимальных) цен (договора – НМЦ) для проведения закупок на строительство объектов:
В расчет НМЦ включать только затраты, учитывающие разницу в стоимости электроэнергии, обоснованные ПОС и учтенные в утвержденном Заказчиком Сводном сметном расчете стоимости строительства. При отсутствии данных затрат в проектно-сметной документации, в расчете затраты не учитывать.
- 1.3. При заключении договоров с подрядными организациями и проведении взаиморасчетов с ними:
-Договора заключаются в соответствии с условиями проведенных закупок;
-При наличии в коммерческом предложении Подрядчика и заключенном договоре затрат, учитывающих разницу в стоимости электроэнергии, проведение взаиморасчетов с Подрядчиком в части компенсации названных затрат, производится в рамках утвержденного лимита в договоре в следующем порядке:
• по ресурсным ведомостям к локальным сметам (или же Актам КС-2) Подрядчику необходимо рассчитать кол-во часов работы механизмов, работа которых в расценках учтена от постоянных источников электроэнергии, а по факту питание осуществляется от передвижной ДЭС;
• на основании паспортных данных машин и механизмов определяется общая потребность в электроэнергии в кВт-час;
• Подрядчик производит расчет стоимости 1 часа работы ДЭС и стоимость вырабатываемого ДЭС 1 кВт-часа электроэнергии и согласовывает данные расчеты с Заказчиком;
определяется разница между стоимостью электроэнергии, вырабатываемой ДЭС, и стоимостью электроэнергии от постоянных источников, учтенной расценками.
- К расчетам Подрядчик должен прикладывать документы, подтверждающие фактические показатели расхода электроэнергии от ДЭС. Оплата подлежат только та часть фактических затрат Подрядчика, которая не превышает расчетный уровень дополнительных затрат.
- При отсутствии расчетов Подрядчика дополнительные затраты на разницу в стоимости электроэнергии не компенсировать.

11	Единица измерения	Позиция	Индекс цен (по 2017 г.)								Индекс затрат													
			Средняя стоимость, руб./ед. изм.	Индекс, 2017 г./2014 г.	Средняя стоимость, руб./ед. изм.	Индекс, 2017 г./2014 г.	Средняя стоимость, руб./ед. изм.	Индекс, 2017 г./2014 г.	Средняя стоимость, руб./ед. изм.	Индекс, 2017 г./2014 г.	Индекс затрат, 2017 г./2014 г.				Индекс затрат, 2017 г./2014 г.	Индекс затрат, 2017 г./2014 г.	Индекс затрат, 2017 г./2014 г.	Индекс затрат, 2017 г./2014 г.	Индекс затрат, 2017 г./2014 г.	Индекс затрат, 2017 г./2014 г.	Индекс затрат, 2017 г./2014 г.	Индекс затрат, 2017 г./2014 г.	Индекс затрат, 2017 г./2014 г.	Индекс затрат, 2017 г./2014 г.
											Индекс затрат, 2017 г./2014 г.	Индекс затрат, 2017 г./2014 г.	Индекс затрат, 2017 г./2014 г.	Индекс затрат, 2017 г./2014 г.										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
12	Материалы, изделия, работы, услуги, поставляемые на строительство объекта																							
	Материалы, изделия, работы, услуги, поставляемые на строительство объекта																							
	Материалы, изделия, работы, услуги, поставляемые на строительство объекта																							
	Материалы, изделия, работы, услуги, поставляемые на строительство объекта																							
	Материалы, изделия, работы, услуги, поставляемые на строительство объекта																							
	Материалы, изделия, работы, услуги, поставляемые на строительство объекта																							
	Материалы, изделия, работы, услуги, поставляемые на строительство объекта																							
	Материалы, изделия, работы, услуги, поставляемые на строительство объекта																							
	Материалы, изделия, работы, услуги, поставляемые на строительство объекта																							
	Материалы, изделия, работы, услуги, поставляемые на строительство объекта																							
	Материалы, изделия, работы, услуги, поставляемые на строительство объекта																							
	Материалы, изделия, работы, услуги, поставляемые на строительство объекта																							
	Материалы, изделия, работы, услуги, поставляемые на строительство объекта																							
	Материалы, изделия, работы, услуги, поставляемые на строительство объекта																							
	Материалы, изделия, работы, услуги, поставляемые на строительство объекта																							
	Материалы, изделия, работы, услуги, поставляемые на строительство объекта																							
	Материалы, изделия, работы, услуги, поставляемые на строительство объекта																							
	Материалы, изделия, работы, услуги, поставляемые на строительство объекта																							
	Материалы, изделия, работы, услуги, поставляемые на строительство объекта																							
	Материалы, изделия, работы, услуги, поставляемые на строительство объекта																							
	Материалы, изделия, работы, услуги, поставляемые на строительство объекта																							

Стоимость работ без учета материалов и оборудования поставок Заказчика без НДС, руб./л		
НДС		
Стоимость работ без учета материалов и оборудования поставок Заказчика с НДС, руб./л		
Примечание: в строке "Стоимость работ без учета материалов и оборудования поставок Заказчика" указывается стоимость работ по объекту строительства, с учетом НДС, включая все материалы и оборудование, затраченное на строительство.		
Цены на материалы, изделия, работы и услуги на момент проведения расчетов, включая НДС, являются индексами цен.		
Указаны в таблице "Индекс цен" на момент проведения расчетов. "Индекс цен" является индексом цен на момент проведения расчетов.		
1. Зарплата групп рабочих 4-го разряда	руб./сут.	
2. Индекс оплаты труда		
3. Индекс эффективности работы и механизмов		
4. Индекс МТР		
5. Уровни потерь при расходе	%	
6. Уровни чистой прибыли	%	
7. Уровни прибыли при расходе МТР (в % к цене)	%	

Расчет стоимости строительства объекта (бюджетно-индексный метод)



Открытое акционерное общество
"Славнефть – Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ТРАНСПОРТНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

ул. Кузьмина, 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел.: (34643) 4-75-88, 4-77-73 факс: (34643) 47-961

«11» 12 2015 г.

№ АЗ-18/ 1619

Начальнику управления
капитального строительства и
ремонта объектов ОАО «СН-МНГ»
Лещенко Е.В.

Уважаемый Евгений Владимирович!

На Ваш исходящий от 09.12.2015г. № ЕЛ-7010 направляем Вам следующие типовые технические условия на проектирование автодорог в соответствии с СП 34.13330.2012 «Автомобильные дороги»:

- Категория проектируемых автомобильных дорог имеющих межпромысловое значение (основная дорога) не ниже IV с переходным типом покрытия из щебня шириной земляного полотна не менее 10м.

- Категория проектируемых автомобильных дорог к кустовым площадкам не ниже V с грунтовым типом покрытия шириной земляного полотна не менее 8м.

Начальник

А.В. Замиратов

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**УПРАВЛЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА
И РЕМОНТА ОБЪЕКТОВ**

ул. Проспект Победы, д.5, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-14-79, факс (34643) 4-12-99

29 / 12 2015 г.

№ ЕЛ-7070

Начальнику Департамента
транспортного обеспечения
А.В. Замиратову

«О исходных данных для
проектирования»

Кабулов
В

Уважаемый Александр Васильевич!

Прошу направить в адрес УКСиРО типовые Технические Условия на проектирование автодорог к кустовым площадкам (с указанием категории, типа дорожной одежды, нормативного документа) которые будут размещаться в составе ПДО при проведении конкурсных процедур в соответствии с «Регламентом взаимодействия структурных подразделений ОАО «СН-МНГ» при формировании исходных данных для проектирования объектов капитального строительства».

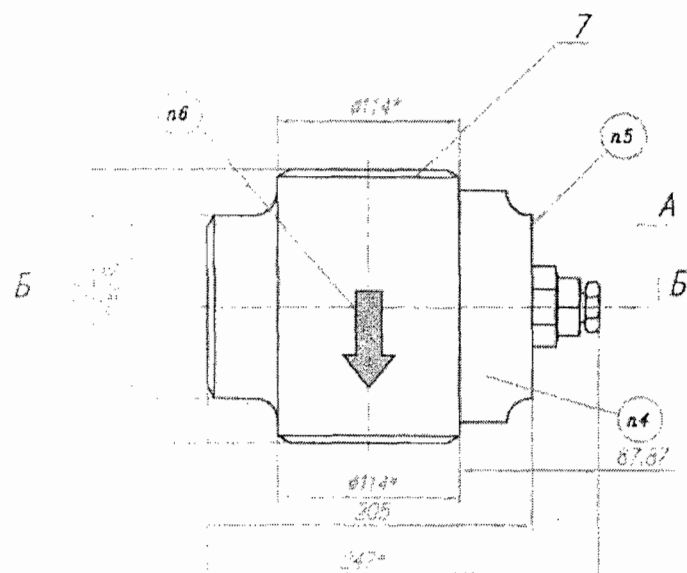
С уважением,
Начальник

Е.В. Лещенко

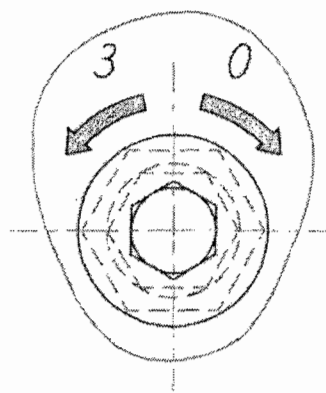
Е.В. Лещенко

С.Н. Бабкин
41-792

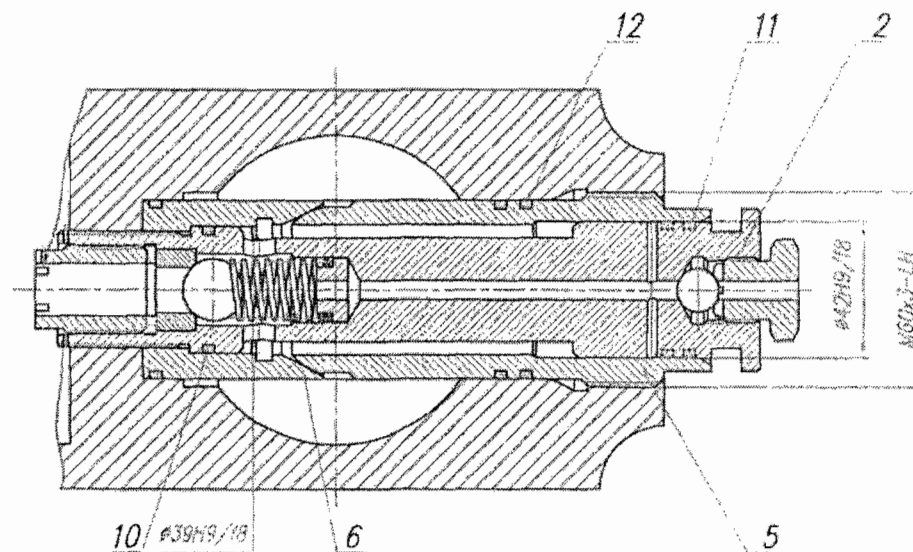
С.Н. Бабкин



A (1:1)



Б-Б (1:1)



- * Размеры для справок
- Испытать на герметичность подвижных и неподвижных уплотнений давлением $P=1,5 P_{раб}$. $P_{раб}=4 \text{ МПа}$. Клапан опрессовывать на перепад давления открытия клапана $0,5 \pm 0,1 \text{ МПа}$. После опрессовки зафиксировать подвижную войлку.
- Покрытия: фланцы сварочных и резьбовых поверхностей: эпоксидно-полиэфирный по ГОСТ 25129-82, эмаль хромирокоррозийная КО-86В ТУ 2312-001-49248-46-2000 — в два слоя. Цвет согласно схеме эскиза.
- Маркировать типоразмер, порядковый номер по системе предприятия, дату выпуска (месяц, год — две последние цифры).
- Нанести указатель положения золотника шрифтом высотой 15...20 мм (встр. закр. см. фиг. А).
- Нанести стрелку направления потока среды.
- На сопряжениях поверхностей и резьбовых соединениях нанести тонким слоем консистентную смазку типа ЛИТОЛ-24, ЦИАТИМ 203, НК 50.

				КЯАЛ.001.000.00СБ			
Исполн.	Ч. проект	Проверен	Введен	Клапан устьевой быстрозакрывающийся (КУБС-114) Сборочный чертёж			
Разработ.	Доработан	Проверен	Введен				
Исполн.	Ч. проект	Проверен	Введен	Лист	Масштаб	Масштаб	
Разработ.	Доработан	Проверен	Введен	10,5	1:2		
Исполн.	Ч. проект	Проверен	Введен	000			
Разработ.	Доработан	Проверен	Введен	"ЭЛЕКТРО"			

**Типовые независимые этапы строительства кустов скважин на
месторождениях ОАО «СН-МНГ» (12 скважин)**

- 1-й этап: Автодорога на куст скважин №...
- 2-й этап: ВЛ-6 кВ №1 на куст скважин №...
- 3-й этап: Обустройство 1-ой скважины куста №...
Нефтегазопровод куст скважин №... – т.вр.
- 4-й этап: ВЛ-6 кВ №2 на куст скважин №...
- 5-й этап: Обустройство 2-ой скважины;
Высоконапорный водовод т.вр.... – куст скважин №...
- 6-й этап: Обустройство 3-ей скважины
- 7-й этап: Прожекторная мачта с молниеотводом ПМ1.
- 8-й этап: Обустройство 4-ой скважины
- 9-й этап: Обустройство 5-ой скважины
- 10-й этап: Обустройство 6-ой скважины
- 11-й этап: Обустройство 7-ой скважины
- 12-й этап: Обустройство 8-ой скважины
- 13-й этап: Обустройство 9-ой скважины
- 14-й этап: Обустройство 10-ой скважины
- 15-й этап: Обустройство 11-ой скважины
- 16-й этап: Обустройство 12-ой скважины
- 17-й этап: Прожекторная мачта с молниеотводом ПМ2.

В пояснительной записке и соответствующих разделах указать, что при строительстве и обустройстве скважин №№1-3 молниезащита и наружное освещение будет осуществляться буровой установкой. В графической части показать соответствующие защищаемые зоны.

Кроме того, в пояснительную записку и проект организации строительства включить пункт о поэтапной разбивке зданий, строений, сооружений по объектам обустройства кустов скважин (см.приложение).

СОГЛАСОВАНО:

Зам. начальника УКСиРО

В.М. Солопов

СОГЛАСОВАНО:

Начальник ДКСиРО

Р.Ю. Галлямов

СОГЛАСОВАНО:

Начальник ОВОЭ ДПИРиВОЭ

С.В. Ильях

СОГЛАСОВАНО:

Начальник ООПИР ДПИРиВОЭ

С.Н. Бабкин

**Поэтапная разбивка зданий, строений, сооружений по объектам
обустройства кустов скважин (12 скважин)**

В 1-й этап входит: автодорога на куст скважин №... Инженерная подготовка территории.

Во 2-й этап входит: ВЛ 6 кВ №1 на куст скважин, площадка под КТПН, комплектные трансформаторные подстанции, площадка ПЛУ-6кВ с АВР, ВЛ 6 кВ;

В 3-й этап входит: обустройство 1-ой скважины куста, ГЗУ, БДР-1, ЕД-1, Блок хранения пожинвентаря, площадка под ТМПН и станции управления, нефтегазопровод от ГЗУ куста скважин до т.вр.

В 4-й этап входит: ВЛ 6 кВ №2 на куст скважин №...

В 5-й этап входит: обустройство 2-ой скважины куста, высоконапорный водовод т.вр – куст скважин №...

В 6-й этап входит: обустройство 3-ей скважины.

В 7-й этап входит: прожекторная мачта с молниеотводом ПМ1.

В 8-й этап входит: обустройство 4-ой скважины.

В 9-й этап входит: обустройство 5-ой скважины.

В 10-й этап входит: обустройство 6-ой скважины.

В 11-й этап входит: обустройство 7-ой скважины.

В 12-й этап входит: обустройство 8-ой скважины.

В 13-й этап входит: обустройство 9-ой скважины.

В 14-й этап входит: обустройство 10-ой скважины.

В 15-й этап входит: обустройство 11ой скважины.

В 16-й этап входит: обустройство 12ой скважины.

В 17-й этап входит: прожекторная мачта с молниеотводом ПМ2.