

УТВЕРЖДАЮ:

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

А.М. Пятаев

2015 г.



Задание на проектирование № 151-15
«Обустройство Южно-Покамасовского месторождения нефти. Куст скважин №6»

1.	Наименование объекта
	Обустройство Южно-Покамасовского месторождения нефти. Куст скважин №6.
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Нижневартовский район, Южно-Покамасовский лицензионный участок.
3.	Основание для проектирования
	План капитального строительства ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».
4.	Заказчик
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	Разработчик проектной документации
	Определяется в результате тендера.
6.	Требования к проектной организации
	Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2011 (ИСО 9001:2011).
7.	Вид строительства
	Новое строительство.
8.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию
	2018г.
9.	Стадия проектирования
	Проектная документация, рабочая документация.
10.	Условия ввода в эксплуатацию
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
11.	Потребность в инженерных изысканиях
	<p>Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для строительства куста скважин №6 Южно-Покамасовского месторождения нефти с размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтесборных сетей, водоводов, ВЛ-6 кВ, автодорог.</p> <p>Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемых трасс коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте.</p> <p>Выполнить инженерные изыскания согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП47.13330.2012.</p> <p>Обязательно согласовать:</p>

	<ul style="list-style-type: none">– Задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»;– Точки подключения, полноту снятых коммуникаций с эксплуатирующей службой и энергоснабжающей организацией; <p>Разработать и согласовать проект планировки и межевания территории согласно п.7 постановления Правительства Российской Федерации от 15.02.2011г. №77 «О порядке подготовки документации по планировке территории, осуществляемой по решению уполномоченного федерального органа исполнительной власти», в том числе градостроительный план.</p> <p>Представить в электронном виде и на бумажном носителе градостроительный план и генеральный план в системе координат, предложенной маркшейдерской службой ОАО «СН-МНГ» и Балтийской системе высот в формате MapInfo.</p>																					
12.	Требования к выделению этапов строительства																					
	<p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</p> <p>Выделение этапов строительства предусмотреть в соответствии с типовыми, утверждёнными в ОАО «СН-МНГ» (Приложение №13) и дополнительно согласовать с Заказчиком.</p>																					
13.	Основные технико-экономические показатели объекта проектирования																					
	<p><u>Куст скважин №6</u></p> <p>Общий фонд скважин -12шт., в том числе:</p> <p>добывающих скважин -7 шт.,</p> <p>нагнетательных скважин -4шт.;</p> <p>водозаборных скважин -1шт.</p> <p>Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3:</p> <p>Перечень скважин с указанием пусковых дебитов и планируемое погружное оборудование представлены в Приложении №4;</p> <p>Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5:</p> <p>Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем отходов бурения с одной скважины представлены в Приложении № 6:</p> <p>– <u>Автодорога на куст скважин №6</u></p> <table><tr><td>Наименование участка</td><td>Длина, км</td><td>Примечание</td></tr><tr><td>Автодорога на куст скважин №6</td><td>1,8</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table> <p>– <u>ВЛ-6кВ №1, 2 на куст скважин №6</u> - согласно технических условий энергоснабжающей организации (Приложение №2).</p> <table><tr><td>Наименование участка</td><td>Длина, км</td><td>Примечание</td></tr><tr><td>ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №6</td><td>1,8</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №6</td><td>1,8</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table> <p>Проектирование нефтегазопровода выполнить в соответствии с ожидаемыми объемами добычи жидкости и техническими условиями (Приложение №1, 1.1).</p> <table><tr><td>Наименование участка</td><td>Длина, км</td><td>Примечание</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.б – т.вр.</td><td>1,8</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Автодорога на куст скважин №6	1,8	Возможна корректировка	Наименование участка	Длина, км	Примечание	ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №6	1,8	Возможна корректировка	ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №6	1,8	Возможна корректировка	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Нефтегазопровод к.б – т.вр.	1,8	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																				
Автодорога на куст скважин №6	1,8	Возможна корректировка																				
Наименование участка	Длина, км	Примечание																				
ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №6	1,8	Возможна корректировка																				
ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №6	1,8	Возможна корректировка																				
Наименование участка	Длина, км	Примечание																				
Нефтегазопровод к.б – т.вр.	1,8	Возможна корректировка																				
14.	Требования к техническим решениям																					
	<p>– При проектировании учитывать требования п.9 технических условий ДПРПнОМ от</p>																					

	<p>23.10.2015г. (Приложение № 1, Приложение №1.1).</p> <ul style="list-style-type: none"> – Электроснабжение куста скважин №6 Южно-Покамасовского месторождения выполнить в соответствии с требованиями технических условий, выданных ООО «МЭН» и энергетическим отделом ОАО «СН-МНГ» (Приложение №2). – Предусмотреть конструкцию затрубной линии фонтанной арматуры с учётом установки обратных клапанов КУБС (Приложение № 12). – При проектировании учитывать утвержденный ОАО «СН-МНГ» «Типовой технический стандарт по выбору материалов для ремонта, реконструкции, строительства промысловых трубопроводов на месторождениях ОАО «СН-МНГ» и технические стандарты «Унификация применяемых технических устройств» (предоставляется Заказчиком в электронном виде по запросу подрядной организации на начальном этапе проектирования).
15.	Особые условия строительства
	<ul style="list-style-type: none"> – Новое строительство; – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком; – Кустовая площадка №6 расположена за пределами границ территории традиционного природопользования; – При необходимости предусмотреть строительство площадки по обезвреживанию или утилизации(переработке) отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки. Запросить необходимую информацию в ДЭБ и ООС ОАО «СН-МНГ»; – Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленницы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра (ППБ в лесах, п.19); – При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется: <ul style="list-style-type: none"> а) содержать территории, отведенные под буровые скважины и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов; проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии; б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров), (ППБ в лесах п.33). – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии Законодательством Российской Федерации (Приложение №8);
16.	Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям
	Не требуется.
17.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда
	<ul style="list-style-type: none"> – Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды; – Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по

	обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 м), н). При разработке учесть нормативные требования СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность).
18.	Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных объектов, а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»
	<ul style="list-style-type: none"> – Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды; – При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижеобьрыбвод»; – На основании раздела 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», оформлять отдельной книгой с титульным листом «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»; – Получить экспертное заключение по результатам санитарно-эпидемиологической экспертизы в территориальном Управлении Роспотребнадзора на «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»; – Согласовать в Управлении Роспотребнадзора «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»; – Запросить в службе Государственной охраны справку о наличии (отсутствии) на территории объектов ИКН;
19.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций
	Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России №105 от 28.02.2003г., исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
20.	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
	Выполнить в полном соответствии с требованиями Законодательства РФ, а также с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. №101).
21.	Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов
	Не требуется
22.	Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации
	– Комплектность и вид – в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48), Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87, требованиями

	<p>ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ;</p> <ul style="list-style-type: none"> – Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2013; – Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации; – Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплексов чертежей», в перечне перечисляются комплексы рабочей документации.
23.	Состав демонстрационных материалов
	Не требуется
24.	Материалы, представляемые Заказчиком
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на выполнение ПСД по объекту «Обустройство Южно-Покамасовского месторождения нефти. Куст скважин №6»;</p> <p>Приложение № 1.1 «Технические условия на проектирование промысловых трубопроводов куста скважин №6 Южно-Покамасовского месторождения нефти»;</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение КП-6 Южно-Покамасовского месторождения»;</p> <p>Приложение № 3 «Основные показатели разработки»;</p> <p>Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование»;</p> <p>Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС»;</p> <p>Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины»;</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия к системам автоматизации АСУ ТП»;</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений»;</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов»;</p> <p>Приложение №10 «Требования к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ»;</p> <p>Приложение №10.1 «Письмо ОАО «НК «Роснефть» о ценообразовании объектов строительства №ПА-39615 от 16.06.15г.»;</p> <p>Приложение №11 «Образец для расчета стоимости работ строительства объекта»;</p> <p>Приложение №12 «Сборочный чертеж клапана КУБС»;</p> <p>Приложение №13 «Типовые независимые этапы строительства кустов скважин на месторождениях ОАО «СН-МНГ».</p>
25.	Срок выдачи проекта
	Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.
26.	Срок выдачи тендерной документации
	В течении 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз.
27.	Количество экземпляров ПД/РД
	<ul style="list-style-type: none"> – Документацию предоставить для согласования служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации на бумажном носителе в 2-х экземплярах и в эл. виде в 1 экз.; – После получения согласований служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации и положительного заключения государственной экспертизы на бумажном носителе в 4-х экземплярах, в электронном виде в формате «*.pdf» - 1 экземпляр.
28.	Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов
	<ul style="list-style-type: none"> – Представить опросные листы в формате Заказчика; – Опросные листы предоставить на согласование со службами ОАО «СН-МНГ» на начальном этапе проектирования; – При разработке ПСД отдельной книгой составляется том спецификаций с полным по

	объектным перечнем ТМЦ (в том числе объектная ведомость металлопроката) с разделением оборудования и материалов на поставку заказчика/подрядчика.									
	– Материалы и оборудование должны иметь коды SAP R3, согласно требований Заказчика.									
	– Спецификация предоставляется Заказчику в формате Microsoft XL в следующем виде:									
№	Код	SAP	R3	Материал/ Оборудование	Наименование ТМЦ	ГОСТ ТУ	Завод изготовитель	Ед. изм.	Кол- во	Примечание
	Так же необходимо предусмотреть дальнейшую возможность предоставления вышеуказанных спецификаций ТМЦ с привязкой к общероссийскому классификатору продукции и/или справочника кодов ОЗМ из системы SAP R3 ОАО «СН-МНГ».									
	– Разделение поставки МТР на поставку заказчиком/подрядчиком выполнить согласно утверждённого перечня по номенклатуре ДКОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ» (предоставляется Заказчиком в электронном виде по запросу подрядной организации на начальном этапе проектирования).									
29.	Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР									
	– Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации и требованиям к разработке сметной документации для проектирования объектов ОАО «СН-МНГ» (Приложение №10. 10.1);									
	– Сметную документацию выполнить в электронном виде в программе «Гранд-смета» и дополнительно предоставить в форматах *.arg, *.xml, *.xls;									
	– Расчет стоимости работ согласно (Приложению № 11) включить в состав пояснительной записки;									
	– Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации.									
30.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД									
	– Согласовать проектные решения с заказчиком;									
	– Опросные листы на оборудование согласовать со службами ОАО «СН-МНГ»;									
	– После получения положительного заключения государственной экспертизы подрядчик загружает документацию в систему УПКС ОАО «СН-МНГ» в полном объеме (ИИ, ПД, РД).									
31.	Особые условия									
	– На начальном этапе проектирования для принятия основных технических решений Заказчик передает Подрядчику типовой проект обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ».									
	– Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ;									
	– Указать в проектной документации срок полезного использования проектируемого объекта, амортизационную группу в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. Постановлением Правительства РФ №1 от 01.01.2002г.), код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. Постановлением Госстандарта РФ №359 от 26.12.1994г.);									
	– Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов;									
	– Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов;									
	– Подготовить табличную и графическую части к акту выбора и к отводу земельного участка в программном продукте Mapinfo;									
	– Предусмотреть площадку для складирования леса и сметную документацию на вывоз									

	<p>леса до площадки. Минимально сократить размеры площадок складирования, если возможно, сделать их как примыкание к дороге на КП;</p> <ul style="list-style-type: none"> – При пересечении проектируемых коммуникаций с существующими направить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций; – Заявление о проведении Государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий готовит проектировщик от лица Заказчика.
32.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании
	<p>В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.</p>
33.	Перечень согласований с федеральными надзорными органами
	<ul style="list-style-type: none"> – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации; – При необходимости, получение положительного заключения Государственной экологической экспертизы; – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ; – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».
34.	Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ
	Не требуется

Исполнитель:
Инженер I кат. ООПИР ДПИРиВОЭ



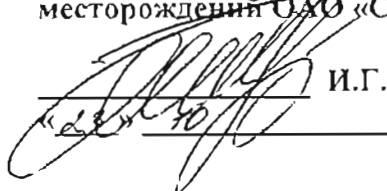
Е.В. Кочергина

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к заданию на проектирование № 151-15
«Обустройство Южно-Покамасовского месторождения нефти. Куст скважин №6»

<p>Заместитель Генерального директора - Директор по капитальному строительству</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Николаев Д.А.</p> <p style="text-align: center;">" " 2015г.</p>	<p>Заместитель Главного инженера</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Седякин А.С.</p> <p style="text-align: center;">" " 2015г.</p>
<p>Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Тухфатуллин И.Г.</p> <p style="text-align: center;">" " 2015г.</p>	<p>Главный инженер АНГДУ</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Евдокимов В.В.</p> <p style="text-align: center;">" " 2015г.</p>
<p>Начальник УКС и РО</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Лещенко Е.В.</p> <p style="text-align: center;">" " 2015г.</p>	<p>Начальник НГП-3 АНГДУ</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Трубин В.М.</p> <p style="text-align: center;">" " 2015г.</p>
<p>Начальник ООПР ДПИРиВОЭ</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Бабкин С.Н.</p> <p style="text-align: center;">" 06 " 11 2015г.</p>	

УТВЕРЖДАЮ:

Директор по перспективному развитию
производства и обустройства
месторождений ОАО «СН-МНГ»


И.Г. Тухфатуллин
2015 г.

Технические условия
на выполнение ПСД по объекту:
«Обустройство Южно-Покамасовского месторождения нефти.
Куст скважин № 6»

1.	Наименование объекта															
	Обустройство Южно-Покамасовского месторождения нефти. Куст скважин № 6.															
2.	Географическое положение объекта															
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский район, Южно-Покамасовский лицензионный участок.															
3.	Основание для проектирования															
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегийоннефтегаз».															
4.	Заказчик															
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегийоннефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).															
5.	Вид строительства															
	Капитальное строительство.															
6.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию															
	2018г.															
7.	Условия ввода в эксплуатацию															
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.															
8.	Состав проектируемого объекта:															
	<u>Куст скважин № 6 – 12 скважин:</u>															
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 6</td><td>1,8</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №6 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>1,8</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №6 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>1,8</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.6 – т.вр. (Приложение № 1)</td><td>1,8</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 6	1,8	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №6 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,8	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №6 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,8	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.6 – т.вр. (Приложение № 1)	1,8	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание														
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 6	1,8	Возможна корректировка														
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №6 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,8	Возможна корректировка														
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №6 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,8	Возможна корректировка														
Нефтегазопровод к.6 – т.вр. (Приложение № 1)	1,8	Возможна корректировка														
	<ul style="list-style-type: none">– Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5;– Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем отходов бурения с одной скважины представлены в Приложении №6;															

- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 6:

месторождение	куст	Назв.ч. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Южно-Покаясовское	6	гор	Ю1	120	61	40
		гор	Ю1	101	61	40
		гор	Ю1	120	61	40
		нагн, в ппд	Ю1			
		водоз	ПК			
		гор	Ю1	101	52	40
		нагн, в ппд	Ю1			
		гор	Ю1	101	52	40
		нагн, в ппд	Ю1			
		гор	Ю1	101	52	40
		нагн, в ппд	Ю1			
		гор	Ю1	95	49	40
Сумма				739	387	
Ср. Q				106	55	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 6 представлено в Приложении № 4.

9. Требования к техническим решениям

Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства:

- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении № 7;
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кгс/см², наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм;
- Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии;
- Проектом предусмотреть подключение всех скважин к ГЗУ, независимо от способа эксплуатации (кроме водозаборных скважин);
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтеборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении № 1;
- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтеборов. Гидравлический расчет проводить на всю систему трубопроводов, задействованных в данной системе.
- При предоставлении гидравлического расчета, предоставлять обзорную схему с указанием точек подключения кустовой площадки к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций, при проведении расчетов принять фактические величины давления на кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать: общепринятые в ОАО "СН-МНГ" величины расхода (м3/сут, т/сут), данные о давлении в начале и в конце каждого участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов.
- Предусмотреть монтаж перспективных ЗКЛ в начале и в конце трассы нефтебора;
- После проведения инженерных изысканий, согласования прохождения трасс

коммуникаций и согласования гидравлического расчета предоставлять в ДПРПиОМ обзорную схему с указанием диаметров и протяженностей линейных трубопроводов и ВЛ, данную схему включать в состав пояснительной записки.

- Требования к организации системы ППД куста № 6:
Локальная, сеноманская вода от водозаборных скважин, по внутрикустовым трубопроводам поступает к проектируемому блоку гребенок (БГ) и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 190 атм;
- Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки;
- При нахождении кустовой площадки в водоохранной зоне и на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При строительстве скважин по амбарной технологии предусмотреть строительство шламового амбара для временного сбора (накопления/складирования) отходов бурения, площадки по обезвреживанию (переработке), утилизации отходов бурения (бурового шлама) и наблюдательных скважин для ведения мониторинга подземных вод.
- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения, для осуществления работ по выемке и утилизации отходов. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями к секциям площадки для осуществления работ по выемке и/или обезвреживанию (переработке) и утилизации отходов бурения, по ходу строительства скважин;
- Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком;
- Устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин предусматривать при необходимости, в зависимости от геологии рельефа застраиваемого участка. Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ;
- Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках;
- Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40м от устья скважин;
- Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций;
- По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики;
- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть поворотный шлагбаум и информационный щит на просматриваемых местах с указанием наименования

объекта и владельца, номер контактного телефона (на период строительства). После окончания строительства установить информационный щит при въезде на кустовую площадку (площадку разведочной скважины), на просматриваемом месте с указанием наименования объекта и владельца, номером контактного телефона и указанием его регистрационного номера согласно свидетельства о регистрации ОПО в государственном реестре и нанесенными запрещающими, предупреждающими и предписывающими знаками Р 06;М-02;М-05;М-06;М-07;W-09;W-01;W-02;Р-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001) и надписью «въезд без искрогасителя –запрещен» (п. 9 в ред. Приказа Ростехнадзора от 12.01.2015 N 1).;

- Проектом предусмотреть монтаж на каждом узле трубопроводов металлических табличек во влагозащитном исполнении со схемой узла, которая включает в себя диаметр трубопровода, направление движения жидкости, контактный телефон владельца;
- Для канализационных колодцев принять отметку верха +600 мм;
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи: перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом провентилировать в течение 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-06,М-01, W-09,Р-02,М-04, Р 06,М-02,М-05,М-07, W-09, W-01, W-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09,Р-02, М-07(№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09, Р-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);
- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами; рабочие площадки и площадки обслуживания, предусмотреть с двух сторон, если у оборудования имеется два входа, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения. При высоте более 0,75 м, перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 0,4 м друг от друга, и борт высотой не менее 0,15 м, образующий с настилом зазор не более 0,01 м для стока жидкости;
- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1м с шириной бровки по верху вала 0,5м (ВНТП 3-85);
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85);
- Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м.(ВНТП 03/170/567-87 п.2.20).

По блокам ГЗУ и БМА:

- По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150мм, в дверных проёмах – пороги не менее 0,15м. с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6.).
- Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями.
- Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95*; МУ 2.2.4.706-98)

Параметры здания блока ГЗУ:

Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ

Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ

	<p>Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкобрасываемые ограждающие конструкции. (СП 4.13130. 2013 п. 6.2.5)</p> <p>В ГЗУ установить вентиляцию и отопление во взрывозащищенном исполнении (СП 2.2.1.1312-03 п.VI.)</p> <p>Параметры здания блока БМА:</p> <p>Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Класс конструктивной пожарной опасности - C0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <ul style="list-style-type: none"> – Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ.
10.	Особые условия строительства
	<ul style="list-style-type: none"> – Новое строительство. – Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности. – Кустовая площадка № 6 расположена за пределами границ территорий традиционного природопользования. – При необходимости предусмотреть строительство площадки по обезвреживанию или утилизации (переработке) отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки. – Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком. – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком. – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №8. – Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленицы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра. (ППБ в Лесах п.19) – При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется: <ul style="list-style-type: none"> – а) содержать территории, отведенные под буровые скважины и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов; проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии; – б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров); (ППБ в Лесах п.33)
11.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда
	<ul style="list-style-type: none"> – Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНИП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной

	<p>безопасности и охране окружающей среды.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 . При разработке учесть нормативные требования <u>СП 12-136-2002</u>, <u>СП 2.2.1.1312-03</u>, <u>СП 2.2.2.1327-03</u>, <u>СанПиН 2.2.3.1384-03</u>, <u>СНиП 12-03-2001</u>, <u>СНиП 12-04-2002</u> (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность)
12.	<p>Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных и площадных объектов в соответствии с Федеральным Законом от 10.01.2002г № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»</p>
	<ul style="list-style-type: none"> – Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод». – Получение Государственной Экологической экспертизы; – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций.
13.	<p>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</p>
	<ul style="list-style-type: none"> – Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), <u>СНиП 2.01.51-90</u>, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
14.	<p>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</p>
	<ul style="list-style-type: none"> – Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ №390 от 25.12.2004 года и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
15.	<p>Материалы, представляемые Заказчиком</p>
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промышленных трубопроводов» Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение» Приложение № 3 «Основные показатели разработки» Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование» Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС» Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем отходов бурения с одной скважины»</p>

	Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП» Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений» Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов». Приложение № 10 «Обзорная схема трубопроводов».
16.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД
	<ul style="list-style-type: none"> – Согласовать проектные решения с Заказчиком. – Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».
17.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
18.	Перечень согласований с федеральными надзорными органами
	<ul style="list-style-type: none"> – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора. – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ. – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».

Исполнитель:
Инженер 1 категории ОПOM ДПРП и OM



О.В. Журавель

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту
«Обустройство Южно-Покамасовского месторождения нефти.
Куст скважин № 6»

<p>Начальник департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений</p> <p>Бессонов М.Н.</p> <p>" " 2015г.</p>	<p>Главный инженер Аганского НГДУ</p> <p>Евдокимов В.В.</p> <p>" " 2015г.</p>
<p>Главный маркшейдер</p> <p>Новичков А.А.</p> <p>" " 2015г.</p>	<p>Начальник департамента экологической безопасности и охраны окружающей среды</p> <p>Гортиков А.А.</p> <p>" " 2015г.</p>
<p>Начальник департамента производственного контроля, охраны труда, пожарной безопасности, гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций</p> <p>Финк А.В.</p> <p>" " 2015г.</p>	

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник департамента
трубопроводного транспорта
ОАО «СН-МНГ»

М.Г. Разин

« / » 2015 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯна разработку проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Южно-Покамасовского месторождения нефти. Куст скважин №6»

1. Месторождение, район строительства.	Южно-Покамасовское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства.	Капитальное строительство
3. Состав проектируемого объекта.	1 Этап. Нефтегазопровода «к.б – т.вр.»
4. Основные требования по технологической схеме с учетом основных направлений в проектировании объектов.	<ul style="list-style-type: none"> – Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства; – В проектной документации необходимо указывать срок полезного использования объектов ОС; – В проектной документации необходимо указывать амортизационную группу в отношении каждого объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. №1); – В проектной документации необходимо присваивать объекту ОС код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. постановлением Госстандарта РФ от 26 декабря 1994 г. №359); – При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности; – Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного водовода предусмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ; – Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами; – Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта; – Проектом предусмотреть установку УДХ на кустовой

площадке для ввода химреагентов в выкидной коллектор согласно утвержденного в ОАО «СН-МНГ» типового проекта обустройства кустов скважин. Подбор типа УДХ производить по объему жидкости с куста скважин. Использовать блоки заводского изготовления;

- На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ;

- Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов;

- Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет, высоконапорного водовода не менее 14 лет;

- Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1);

- В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;

- Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком;

- При проведении гидравлического расчета учитывать существующие трубопроводы. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;

- Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см^2 ;

- При формировании расчетов диаметров проектируемых трубопроводов рабочее давление которых превышает 25 кг/см^2 необходимо дополнительно согласовать гидравлический расчет с ДТТ и ПТО НГДУ эксплуатирующей организации;

- Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см^2 ;

- Предусмотреть прокладку трубопроводов подземную, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;

- Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов $1,5D-15^\circ, 30^\circ, 45^\circ, 60^\circ, 90^\circ$. (расстояние между отводами не менее 1.5м);

- При проектировании камер пуска, приема очистных устройств необходимо предусматривать отводы не менее $3D$ для прохождения диагностических снарядов;

- Переход через автомобильные и железные дороги

выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:

1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 2м;
2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на 5м, но не менее 2м от подошвы насыпи;

– Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,5 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра и не менее 0,4 м от дна кювета;

– Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2;

– Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:

- а) «холодная» врезка,
- б) врезка тройником,
- в) подключение в существующую задвижку;

– В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки уточнить во время изыскательских работ и согласовать с Заказчиком);

– Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот 1÷3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается;

– Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;

– При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии;

– Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;

– В проектной документации на рабочих чертежах (план

	<p>трассе) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;</p> <ul style="list-style-type: none"> – При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций; – На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны; – При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p>1 этап. Нефтегазопровод «к.6-т.вр.»</p> <p>От к.6 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС Ново-Покурского месторождения нефти.</p> <p>Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут}$ - 739/387;</p> <p>Давление в точке подключения – 15 кгс/см²;</p> <p>Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.</p> <p>Объем жидкости и закачки рабочего агента с существующих, проектных и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования.</p>
6. Особые условия.	<ul style="list-style-type: none"> – Провести изыскания под проектируемый объект, откорректировать протяженность по результатам изысканий; – Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТС Управления «Сервис-нефть» точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода; – Результаты изысканий согласовать с ПТО АНГДУ и ДТТ ОАО «СН-МНГ»; – Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ; – Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов; – Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.
7. ОТ, ПБ и ООС	<p>Охрана и безопасность труда</p> <ul style="list-style-type: none"> – Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-,

пожаробезопасности, по охране труда;

– Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов.

По защите окружающей среды

– Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду;

– Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.

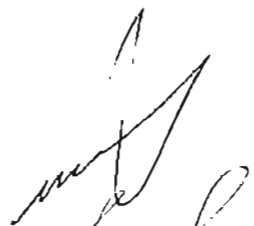
Технические условия составил:
Ведущий инженер группы ИиНТ ДТТ



А.И. Гибадуллин

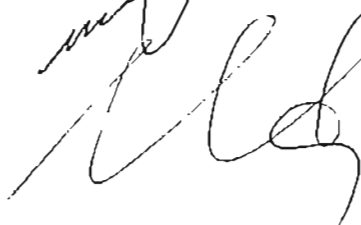
СОГЛАСОВАНО:

Начальник департамента перспективного
развития производства и обустройства
месторождений ОАО «СН-МНГ»



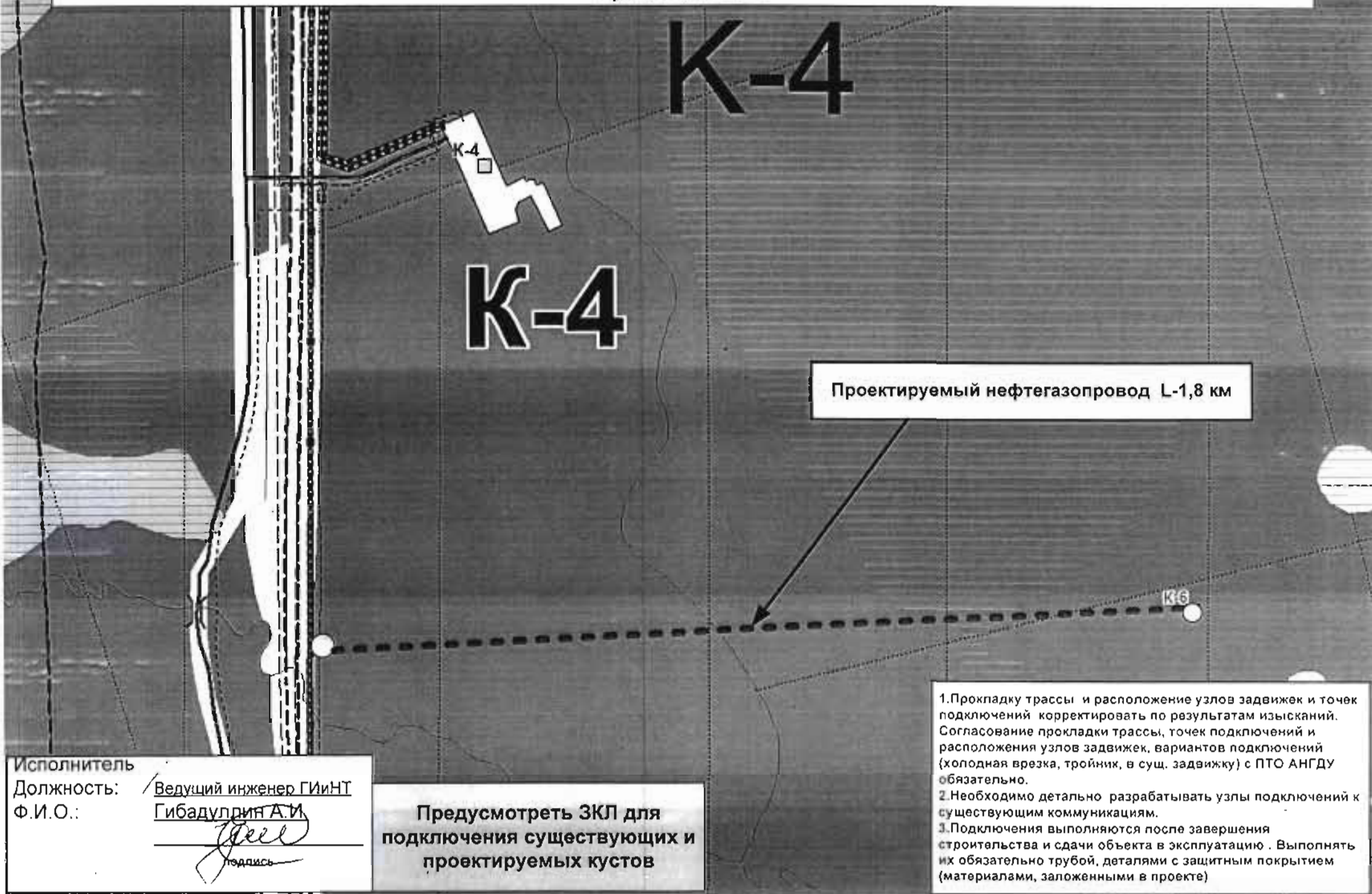
М.Н. Бессонов

Главный инженер АНГДУ ОАО «СН-МНГ»



В.В. Евдокимов

Предлагаемая схема подключения трубопроводов проектируемого куста №6 Южно-Покамасовского м/р.
Приложение №1



Исполнитель

Должность: Ведущий инженер ГИИНТ
Ф.И.О.: Гибатуллин А.И.

Гибатуллин А.И.
подпись

Предусмотреть ЗКЛ для
подключения существующих и
проектируемых кустов

1. Прокладку трассы и расположение узлов задвижек и точек подключений корректировать по результатам изысканий. Согласование прокладки трассы, точек подключений и расположения узлов задвижек, вариантов подключений (холодная врезка, тройник, в сущ. задвижку) с ПТО АНГДУ обязательно.
2. Необходимо детально разрабатывать узлы подключений к существующим коммуникациям.
3. Подключения выполняются после завершения строительства и сдачи объекта в эксплуатацию. Выполнять их обязательно трубой, деталями с защитным покрытием (материалами, заложенными в проекте)

Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

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

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

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

Высоту ограждения принять 2200 мм.

Цветовая раскраска:

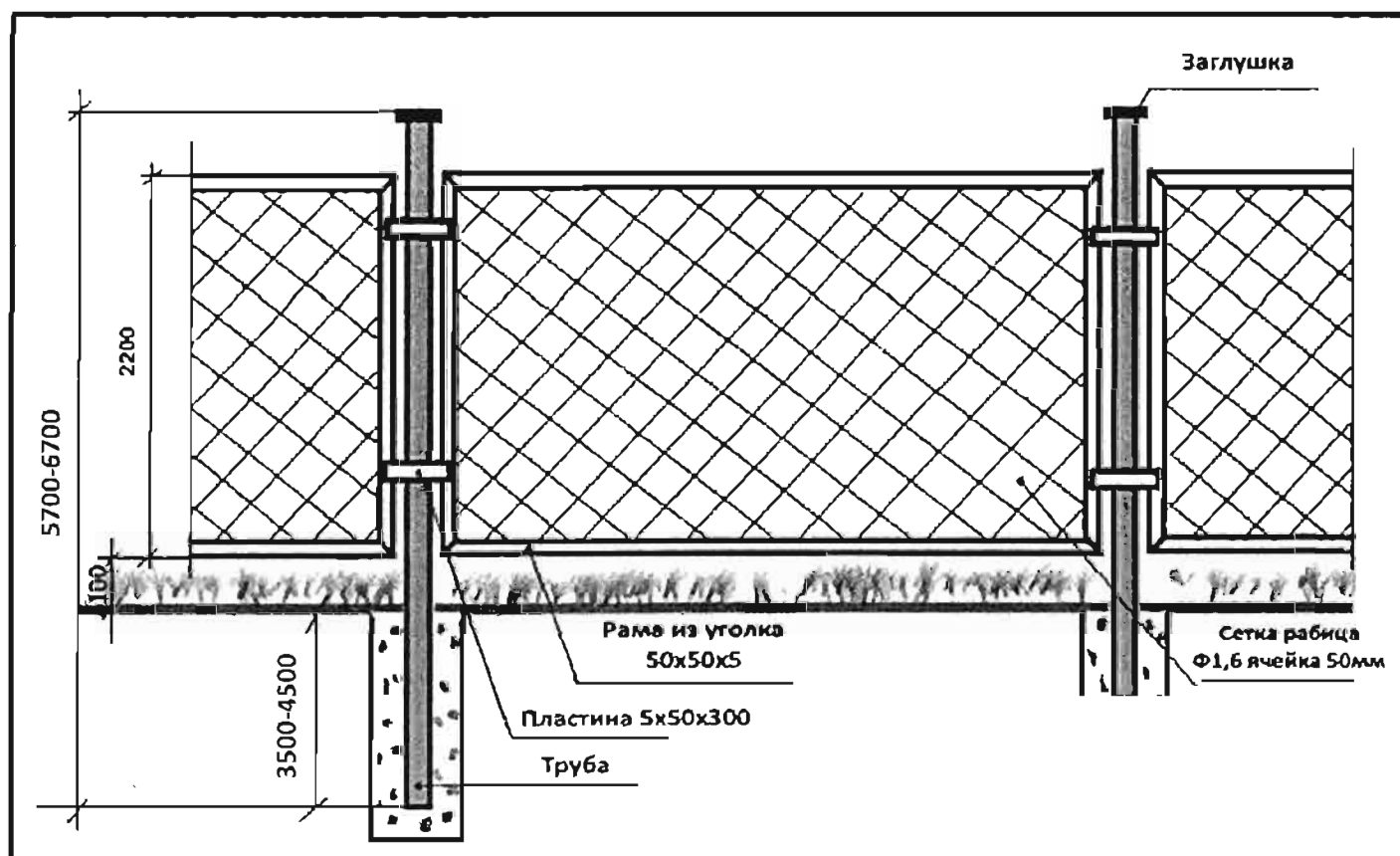
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное (кгс/см²)

Dy – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК - пикетаж

Телефон:

ЦИТС ОАО «СН-МНГ» 4-62-22;

Управление «Сервис нефть» 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий

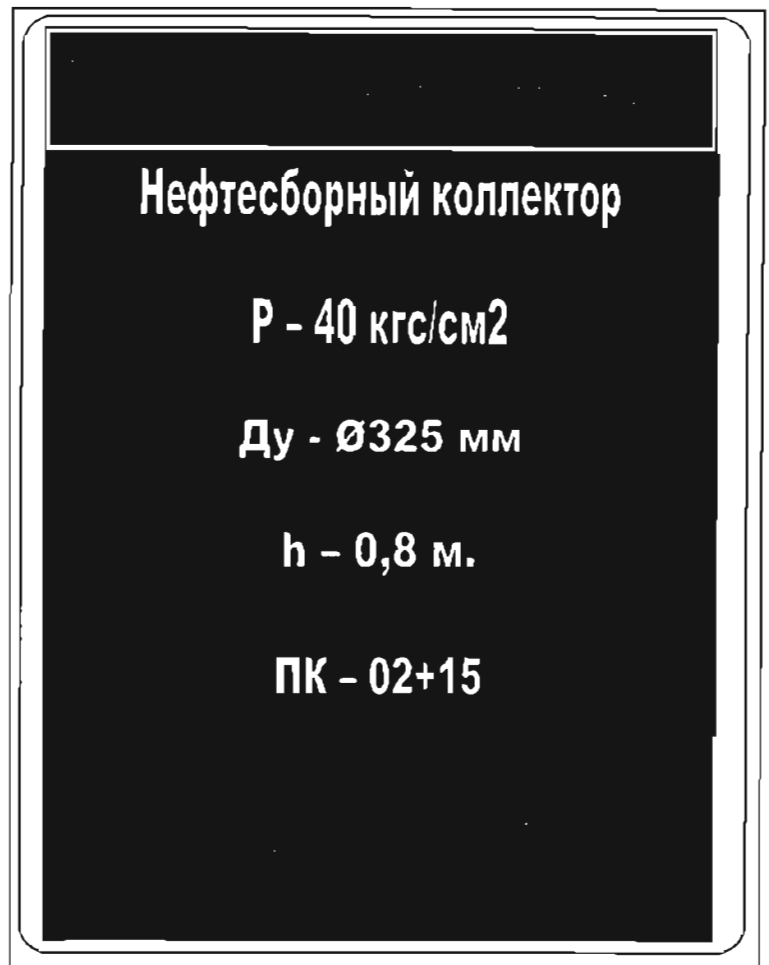


Таблица результатов расчета

[illegible]

Технические условия № 248-2015 от 12.10.2015 г.
на электроснабжение КП-6 Южно-Покамасовского м/р

Запрашиваемая мощность – 930 кВт.

1. Со стороны подрядной организации:

1.1. Разработать проект электроснабжения КП-6 Южно-Покамасовского месторождения нефти. Проектом предусмотреть:

- 1.1.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-6 Южно-Покамасовского м/р. Трассу прохождения ВЛ-6кВ предварительно согласовать с ООО «МЭН».
- 1.1.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
- 1.1.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
- 1.1.4. Точки подключения:
 - Существующие ВЛ-6кВ Ф-4, 14 ПС-35/6кВ «Южно-Покамасовская». Номера опор определить в процессе проектирования. При необходимости выполнить замену опор в точке врезки.
- 1.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Южно-Покамасовская» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
- 1.1.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-6 – в соответствии с ГОСТ 32144-2013.
- 1.1.7. Пункт АВР-6кВ на КП-6 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
- 1.1.8. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом степ-болтов для подъёма к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
- 1.1.9. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однотрансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
- 1.1.10. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
- 1.1.11. Линейные разъединители на первых отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-6.
- 1.1.12. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи пласечных зажимов.
- 1.1.13. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-6 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.

- 1.1.14. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 1.1.15. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 1.1.16. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, проверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.
- 1.1.17. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
- 1.1.18. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
- 1.1.19. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
- 1.1.20. Пересечение проектируемых ВЛ с надземными, наземными и подземными трубопроводами выполнить в соответствии с п.п.2.5.279-2.5.290 ПУЭ 7 изд. При необходимости выполнить реконструкцию трубопроводов и защиту опор проектируемых ВЛ.
- 1.1.21. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой ото льда и корчехода.
- 1.1.22. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.
- 1.1.23. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 1.1.24. Определение мест пересечения проектируемых и реконструируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов переврезки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты переврезки согласовать с ООО «МЭН».
- 1.1.25. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 1.1.26. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 1.1.27. На планах трасс ВЛ-6кВ указывать линию вырубki леса, поросли, кустарников.
- 1.2. Проект, выполненный в соответствии с п.1.1. настоящих технических условий, согласовать с ООО «МЭН» и энергетическим отделом ОАО «СН-МНГ».
- 2.2.1. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
- 1.3. Строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и профилактические испытания оборудования и защит на основании согласованной в соответствии с п.1.2. настоящих технических условий проектной документации.
2. Порядок выполнения мероприятий по электроснабжению КП-6 Южно-Покамасовского месторождения нефти:

- 2.1. Выполнить мероприятия, предусмотренные настоящими техническими условиями.
- 2.2. Провести осмотр (обследование) объекта капитального строительства должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора при участии представителей ОАО «СН-МНГ», ООО «МЭН».
- 2.3. Получить разрешение на допуск в эксплуатацию энергоустановки.
3. Срок действия технических условий 6 месяцев.

Приложение: Схема поопорная ВЛ-6кВ Ф-4, 14 ПС-35/6кВ «Южно-Покамасовская» – на 2 листах в 1 экземпляре.

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

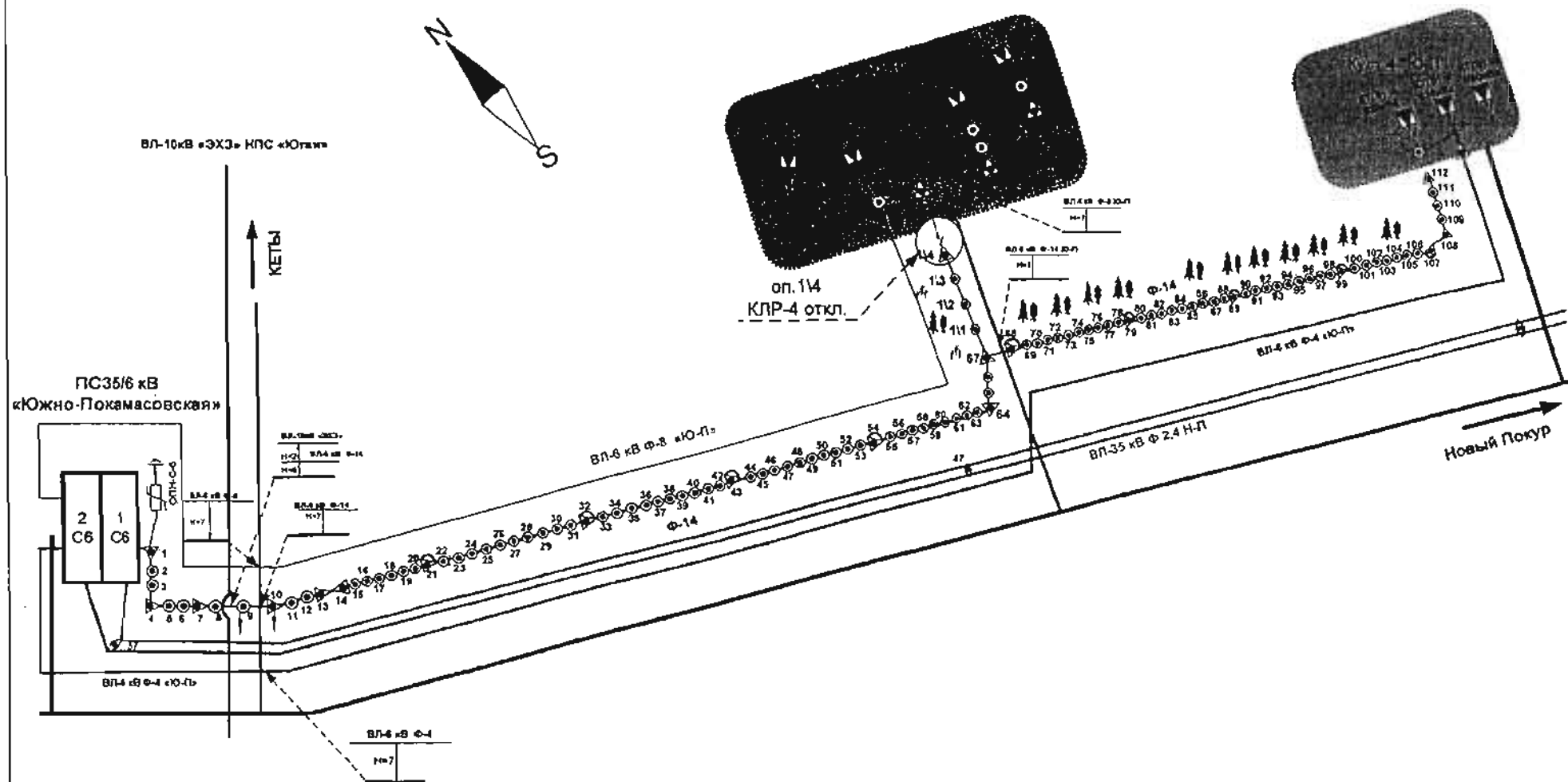


В.В. Долгушин

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



С.Ю. Мухин



Условные графические обозначения:

- | | |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> - лес, мелколесье - железобет. свайные опоры - металлические свайные опоры - металлические свайные опоры с укосной - железобет. свайные опоры с укосной - железобет. свайные опоры с укосной - Шлейфы смонтированные через ПО | <ul style="list-style-type: none"> - столбы - металлические свайные опоры - железобет. свайные опоры - ВЛ 6кВ - дорога - грунтовая дорога |
|--|---|

№ п/п	объект	Кол-во опор шт	Провод (кабель) Марка, сечение мм ²	Длина, км
	ВЛ-6кВ металл. опоры	110	А-95	7,12
	ж/бет. опоры			
	Итого	110		7,12

Изм.	ФИО	Дата	Подпись	07-006-ВЛ-020
Гл. инженер	Долгушин В.В.			ВЛ-6кВ Ф14 от ПС 35/6кВ "Южно-Покамасовская"
Исполн. ЦДС	Мушкарёв А.В.			
Начальник ПТО	Марченко А.Н.			
Инж. по опер. раб.	Приступа Е.Н.			
Начальник СР-7	Насибуллин И.Р.	23.07.16		ООО «МегконЭнергоНефть»
Исполнитель	Олейник Д.В.	23.07.15		
				Лист
				СР-7

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**НАЧАЛЬНИК ДЕПАРТАМЕНТА ГЕОЛОГИИ И
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-67-86, факс (34643) 4-64-91

18 09 2015г.
На № _____

№ МР-481
от _____ 2015г.

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

О предоставлении проектных данных

Уважаемый Михаил Николаевич!

В ответ на исходящее письмо за № МБ-683 направляю Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №№ 31, 32 Северо-Островного месторождения.

Взамен КП № 4 Южно-Покамасовского месторождения направляю для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП № 6 Южно-Покамасовского месторождения.

- Приложение:
- 1) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по 31 Северо-Островного месторождения – 3 листа.
 - 2) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по 32 Северо-Островного месторождения – 3 листа.
 - 3) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по 6 Южно-Покамасовского месторождения – 3 листа.

С уважением,



М.Ф. Старицын

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 6
Южно-Покамазовское месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Южно-Покамазовское	6	гор	Ю1	120	61	40
		гор	Ю1	101	61	40
		гор	Ю1	120	61	40
		нагн, в ппд	Ю1			
		водоз	ПК			
		гор	Ю1	101	52	40
		нагн, в ппд	Ю1			
		гор	Ю1	101	52	40
		нагн, в ппд	Ю1			
		гор	Ю1	101	52	40
		нагн, в ппд	Ю1			
		гор	Ю1	95	49	40
Сумма				739	387	
Ср. Q				106	55	

Проектные данные по КП № 6 Южно-Покамасовское месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин					объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление нагн атм	Газосодер жание м3/т	Пл. тем-ра град	Тип насосов
				всего	добыч	нагн		водозаб	жидк м3/сут	нефти м3/сут					
						с отработ	без отработ								
Агапское НГДУ															
1	Ю-Покамасовское	6	Ю1	12	7	0	4	1	739	387	800	190	63	86	ЭЦН
1	Итого по месторождению			12	7	0	4	1	739	387					

Данные с учетом отработки нагнетательных скважин (в сумме всех работающих скважин по пусковому дебиту).

Начальник геологического отдела ДГиН ОАО "СН-МНГ"

Начальник ОПИМПР ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

Горбань А.М.

Динамика основных показателей разработки КП № 6 Южно-Покамясовского месторождения

№	Показатели	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
1	6										
1.1	Общий фонд скважин, шт	-	-	1	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	-	-	1	8	7	7	7	7	7	7
	- нагнетательных	-	-	-	3	4	4	4	4	4	4
	- водозаборных	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1
1.2	Добыча нефти, тыс.т	-	-	0,9	55,8	70,7	62,2	58,6	55,9	53,4	51,2
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	-	-	1,8	148,1	230,3	216,4	209,5	205,3	201,2	197,6
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. т	-	-	-	62,5	274,6	284,0	283,2	283,2	283,2	284,0
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	-	-	0,1	3,5	4,5	3,9	3,7	3,5	3,4	3,2

Начальник ОПиМПР

Исп. Тимиргалина Н.Н.
тел. 4-64-75

А.М. Горбань



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34663) 4-63-68, факс (34663) 4-63-78

22.09.2015 г.
На № МБ-772

№ 44-31-1
от 21.09.2015 г.

Начальнику ДПРП и ОМ
М.Н. Бессонову

О предоставлении информации

В ответ на исходящее письмо № МБ-772 от 21.09.2015г. направляю перечень скважин КП №6 Южно-Покамасовского месторождения, КП №№ 31, 32 Северо-Островного месторождения с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 3 л., 1 экз.

Начальник ТопоДНГ ДДНГ

Н.Р. Шамсутдинов

Перечень скважин КП №6 Южно-Покамасовского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид-ти	Qпуск. т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Южно-Покамасовское	***	6	гор	Ю1	120	61	40	5-125-2500	90
	***		гор	Ю1	101	61	40	5-125-2500	90
	***		гор	Ю1	120	61	40	5-125-2500	90
	***		нагн. в ППД	Ю1					
	***		водот	ЛК				5а-800-1900	300
	***		гор	Ю1	101	52	40	5-125-2500	90
	***		нагн. в ППД	Ю1					
	***		гор	Ю1	101	52	40	5-125-2500	90
	***		нагн. в ППД	Ю1					
	***		гор	Ю1	101	52	40	5-125-2500	90
	***		нагн. в ППД	Ю1					
	***		гор	Ю1	95	49	40	5-125-2500	90
				Сумма	739	388			930
				Ср.Q	106	55			

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 46-880, факс (34643) 47-094

24 сентября 2015 г.
На № 15-773

№ ДН-В6
от 24 сентября 2015 г.

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

*Об исходных данных по кустовым
площадкам*

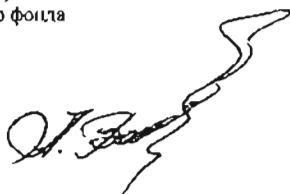
Сообщаем проектные координаты первой скважины и НДС на куст,
включенный в план эксплуатационного бурения.

Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторож- дение	Координаты		НДС
			Х	У	
1.	6	Южно-Покамасовское	739043	637305	70°

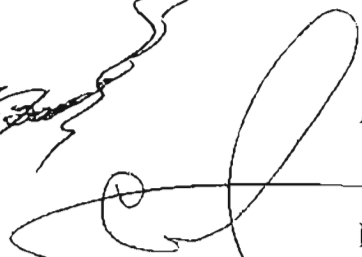
Примечание: ГПН- отсутствует.
Земли лесного фонда

Главный маркшейдер



А.А.Новичков

Начальник департамента
геологии и недропользования



М.Ф.Старицын

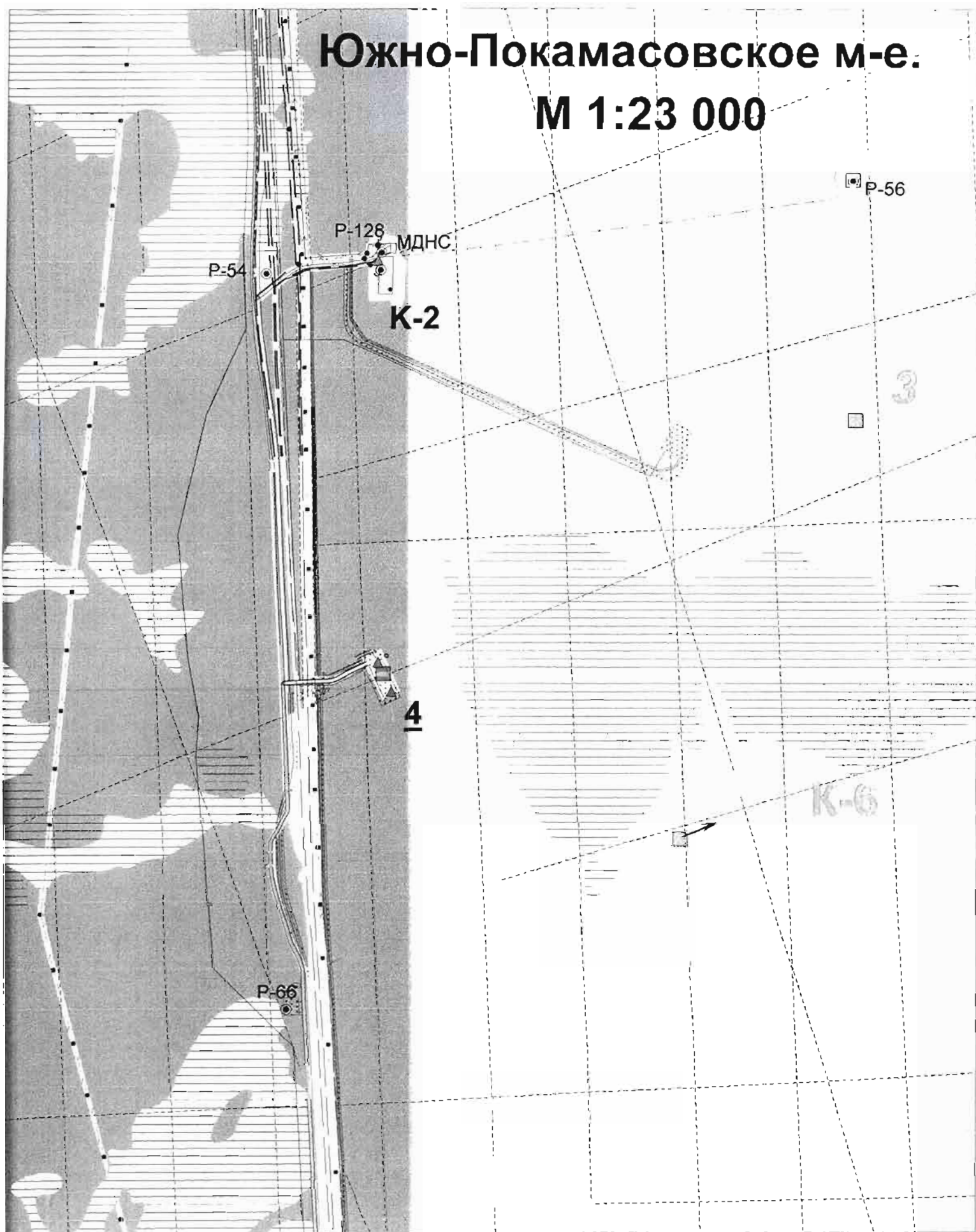
Начальник отдела
земельных отводов



Д.В.Соловей

Южно-Покамасовское м-е.

М 1:23 000





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

22 09 2015г.
На № _____

№ АТ-46/973
от _____ 2015г.

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, направляю Вам схемы разбуривания кустовых площадок и количество отходов бурения с одной скважины:

1. КП №№31,32 Северо-Островного м/р - 1500м³;
2. КП №6 Южно-Покамасовского м/р - 1500м³.

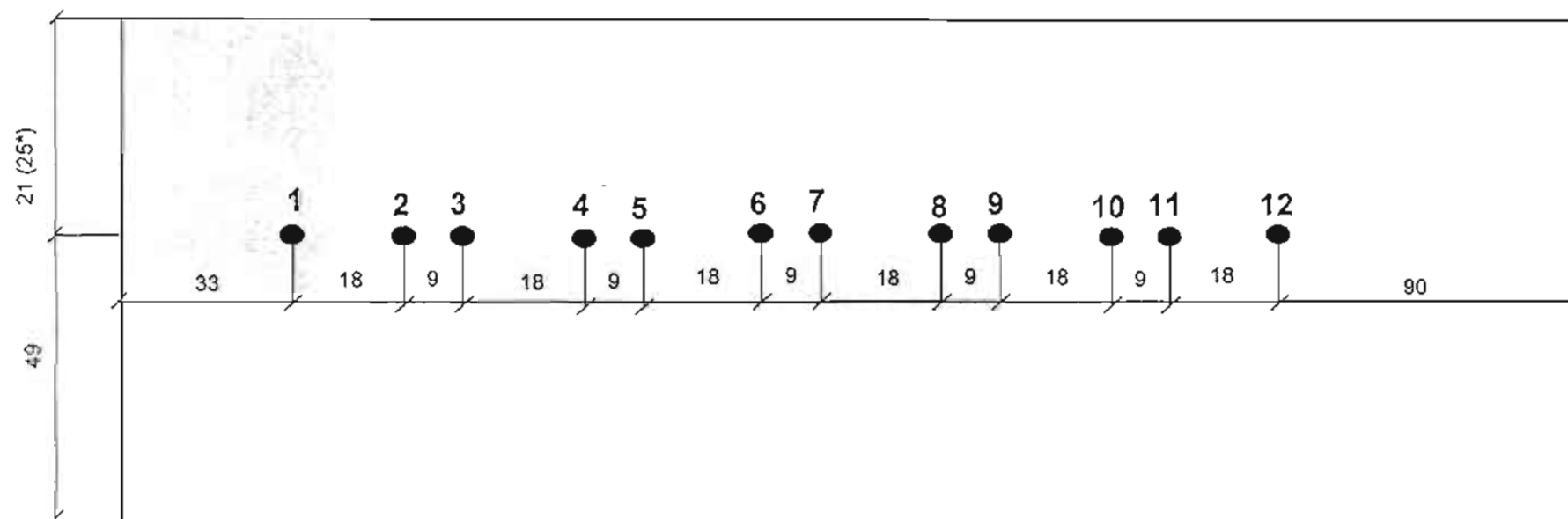
С уважением,
Начальник ПТО по СС

А.Н. Терешун

СХЕМА РАЗБУРИВАНИЯ КУСТА № 6 ЮЖНО-ПОКАМАСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (на 21.09.15 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.

Уразаев 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 - 371

от 12 октября 2015 г.

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

«О предоставлении ТУ»

На исх. № МБ-796 от 24.09.2015г., №МБ-799 от 28.09.2015г. направляю
технические условия на АСУ ТП для разработки ПСД по обустройству:

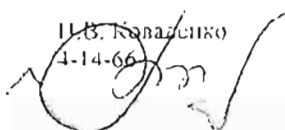
1. КП 4 Южно-Островного месторождения – 14 листов;
2. КП 6 Южно-Покамасовского месторождения – 14 листов;
3. КП 20 Северо-Островного месторождения – 14 листов;
4. КП 188 Аганского месторождения - 20 листов;
5. КП 31 Северо-Островного месторождения- 14 листов;
6. КП 32 Северо-Островного месторождения- 14 листов;

Начальника ДАМниТ

С.В. Наливайко



И.В. Коваленко
4-14-66



МБ-454
12.10.15

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА
«ОБУСТРОЙСТВО ЮЖНО-ПОКАМАСОВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 6».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Южно-Покамасовского месторождения нефти. Куст скважин 6», 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 № 6 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 Южно-Покамасовского месторождения нефти. Куст скважин 6» с использованием станции телемеханики СТК-ЗК181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗК91, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ,

установленный АБК НГП - 3 Южно-Покамасовского месторождения Аганского НГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «ПКБ АСУ-Нефть» г.Тюмень.

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

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

1. Нижний уровень системы управления в составе:

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

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

2. Верхний уровень системы управления:

Верхний уровень - это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП - 3 Ново-Покурского месторождения нефти Аганского НГДУ.

4. Функции АСУ ТП

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

Нижний уровень:

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

Верхний уровень:

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

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

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

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

5. Объем автоматизации и АСУ ТП

Объемы автоматизации и АСУ ТП для технологических установок, размещаемых на кустовой площадке № 6:

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

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

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

Объемы автоматизации, предусматриваемые дополнительно:

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

3. Блок гребенок БГ

Проектом предусмотреть:

- блок гребенок без использования: электрообогрева, принудительной вытяжной вентиляции и сигнализаторов загазованности;
- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков типа Эмис-ЭМ-200-Т15-ППД в комплекте с регистратором Тура ТД0004,
- контроль давления рабочего агента с применением преобразователя давления 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 – 6.

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 SH 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 линии с блок-контактов магнитных пускателей проектируемого шкафа управления электрообогревом «ШСАУЭ-УМ».
- расположение шкафа управления электрообогревом на площадке обслуживания КТПН.
- использование шкафа управления в климатическом исполнении от -50 до +50 С со степенью защиты IP 65.
- точку подключения для питания системы электрообогрева в КТПН.

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

Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

6. Технические средства АСУ ТП

Куст скважин 6.

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 Сапору 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".

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. 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»;
- ИПБО-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 № 6:

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

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

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

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

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

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

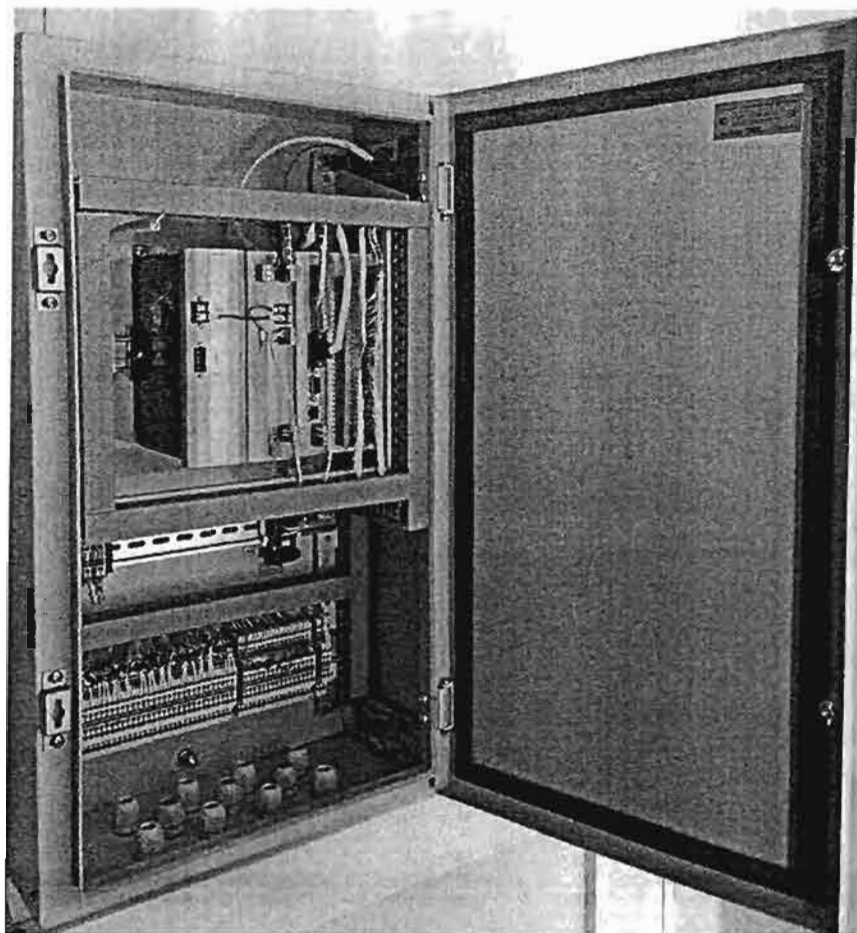
Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее посредством СТМ-ЗК передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-3 Южно-Покамасовского месторождения нефти. Аганского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Южно-Покамасовского м/р. Куст скважин № 6.» до 05.10.2016г.

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

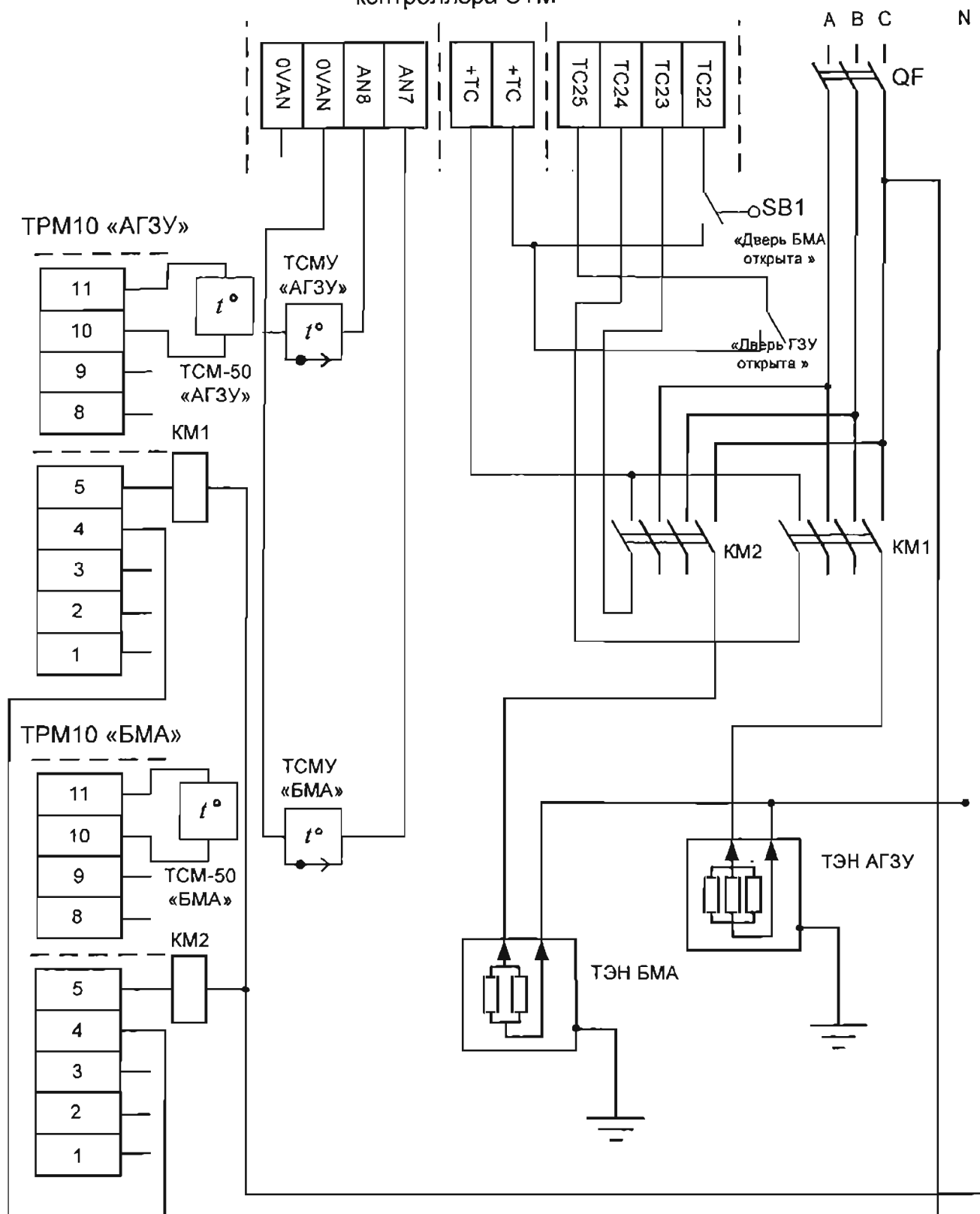
Масса, кг, не более: 40

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

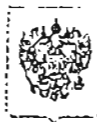
Потребляемая мощность, ВА: 80

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
№ 686-рчс-14-0117**

21.10.2014

(дата начала действия)

20.10.2024

(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:

есть беспроводного доступа

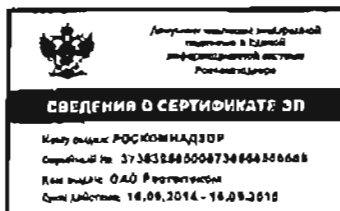
Район установки РЭС:

Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление № 1954/03, 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 05.09.2014 № 14-3-014142 и приказ Роскомнадзора от 21.10.2014 № 686-рчс.

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

Заместитель руководителя



О.А. Иланов

Приложение
к разрешению на использование
радиочастот или радиочастотных каналов
от 21.10.2014 № 686-рчс-14-0117

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 или 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)

№ 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 Кэф-фициент усиления антенны	Мощность передатчика ЭИИМ	Частоты Поляризация		Максимальная мощность передатчика АС Максимальная ЭИИМ АС
						Принем	Передача	
			град км	м дБ	Вт дБВт	МГц	МГц	Вт дБВт
БС	2400AP 20M0F1DET	Нижневартковский рн, 65 км юго-западнее г. Лангепас, Ново-Покурское м/р 60N4455 74E3226	30-90 16,0	75 7,0	0,1 -3,0	<u>2435</u> Н	<u>2435</u> Н	0,1 6,0
			90-150 16,0	75 7,0	0,1 -3,0	<u>2455</u> Н	<u>2455</u> Н	0,1 6,0
			150-210 16,0	75 7,0	0,1 -3,0	<u>2415</u> Н	<u>2415</u> Н	0,1 6,0
			210-270 16,0	75 7,0	0,1 -3,0	<u>2435</u> Н	<u>2435</u> Н	0,1 6,0
			270-330 16,0	75 7,0	0,1 -3,0	<u>2455</u> Н	<u>2455</u> Н	0,1 6,0
			330-0-30 16,0	75 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.Нюхчевартовск
Западный промышленный узел,
Панель 4, ул. Индустриальная, д.85, строение 17
телефон (34643) 4-14-44
факс (34643) 4-14-04
E-mail: ais-s@mail.ru

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

Исх. № АК - 1973/03

« 08 » 10 2015г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО ЮЖНО-ПОКАМАСОВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 6.**

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НПП-3 Ново-Покурского месторождения нефти. Аганского 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 аппаратурном - 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 Ново-Покурского м.р. в соответствии с разрешением на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 686-рчс-14-0117 от 21.10.2014г. со следующими показателями:

1. Отметка земли существующей радиомачты 75м, высота 75 м, координаты 60N4455/74E3226;
2. Высота подвеса и азимуты точек доступа технологической связи в соответствии с разрешением № 686-рчс-14-0117;
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 № 686-рчс-14-0117 от 21.10.2014 срок действия до 20.10.2024г.

1 экз. 4 листа.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Южно-Покамасовского м/р. Куст скважин № 6.» до «31» марта 2016г.

Генеральный директор



А.В. Курчук

«Обустройство Южно-Покамасовского месторождения нефти.**Куст скважин № 6»**

(полное наименование объекта)

**Российская Федерация, Тюменская область, Ханты – Мансийский автономный округ
Югры, Нижневартовский район, Южно-Покамасовский лицензионный участок.**

(адрес расположения объекта)

<i>№ п/п</i>	<i>Признаки</i>	<i>Идентификация по признакам</i>	<i>Примечание</i>
Куст скважин № 6 (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	
Нефтебзор от куста скважин № 6 до точки врезки в существующую систему			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта	

		продукции скважин до точек врезок в существующую систему сбора продукции скважин	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	В соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
ВЛ-6кВ на куст скважин № 6			
1	Назначение	Электроснабжение проектируемых объектов куста скважин.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ

6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	Проложены в одном коридоре с нефтегазосборным трубопроводом (опасными производственными объектами).
Автомобильная дорога на куст скважин № 6			
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	

Инженер 1-ой категории ОПОМ ДПРПиОМ



О.В. Журавель

Покамасовское месторождение
Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта ЮВ₁

Наименование	ЮВ ₁
Средняя глубина залегания, м	2951
Тип залежи	пластово-сводовый
Тип коллектора	поровый
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	150347
Средняя общая толщина, м	15,4
Средняя эффективная толщина, м	8,4
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	7,8
Пористость, %	19.0-20.0
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,66
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0,62
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	49,4
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,53
Коэффициент расчлененности, доли ед.	2,5
Начальная пластовая температура, °С	92
Начальное пластовое давление, МПа	28
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа с	0,83
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,729
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,843
Абсолютная отметка ВНК, м	- 2685 - 2690
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,246
Содержание серы в нефти, %	1
Содержание парафина, %	2,6
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,1
Газосодержание, м ³ /т	84
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа с	0,34
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,991
Средняя продуктивность, м ³ /сут. МПа	14,25

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

1.	Код региона РФ, зона строительства: - 1.2 зона ХМАО
2.	<p>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</p> <ul style="list-style-type: none"> Выполнять, сметную документацию в соответствии с МДС 81-35.2004 в программном комплексе «ГРАНД-СМЕТА» версия не ниже 5.5.4 (база 2001г. редакция 2010г.) Прямые затраты формируются по составу работ единичных расценок базы ТЕР-2001, ТЕРм-2001, ТЕРп-2001 ХМАО; Сметную стоимость строительства в сводном сметном расчете определить в двух уровнях цен: в базисном уровне – ценах 2001 года, и, в текущем уровне цен на момент выпуска сметной документации, путем применения региональных индексов пересчета базовой стоимости 2001 года Расчет стоимости произвести на каждый объект строительства (подготовительные работы к бурению (устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно), обустройство кустовой площадки, строительство высоковольтных линий (на каждую линию ВЛ отдельно), строительство нефтесборных сетей и высоконапорных водоводов (отдельно на каждый трубопровод), согласно приложенного формата (Приложение №2.1). В составе сметной документации предоставить сводный ресурсный расчет. А также сформировать ведомость ресурсов на каждый локальный сметных расчет и по объектам в целом (подготовительные работы к бурению (устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно), обустройство кустовой площадки, строительство высоковольтных линий (на каждую линию ВЛ отдельно), строительство нефтесборных сетей и высоконапорных водоводов (отдельно на каждый трубопровод), с предоставлением на бумажном носителе и в электронном виде таблицы Excel. Предоставить дополнительно сводную ведомость стоимости оборудования, изделий и материалов по объектам в электронном виде таблицы Excel, с разделением на материалы поставки Подрядчика, поставки Заказчика, на основании «Перечня МТР по номенклатуре ДК ОКС УКС и РО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК», с указанием массы оборудования, изделий и материалов, согласно приложенного формата (Приложение №2.2). <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). 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"> 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 *.exe).
3.	Фактические затраты по 9 главе (в ценах 2001г.) - Перевозка рабочих свыше 3км-1,5%;
4.	Затраты на строительство временных зданий и сооружений при производстве строительно-монтажных работ для ССР Согласно ГСН 81-05-01-2001
5.	Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ - средства на производство работ в зимнее время согласно ГСН 81-05-2007, п.9 таб.4 п. (для стадии ПД и РД); - борьба с гнусом: МДС-81-35.2004 Приложение 8, п.913 в размере 0,1% (для стадии ПД).
6.	Затраты на осуществление авторского надзора МДС-81-35.2004 Приложение 8, п.12.3 в размере -0,2% от итога по главам 1-9 сводного сметного расчета стоимости строительства.
7.	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты для ССР Резерв средств на непредвиденные работы и затраты определить в соответствии с МДС 81-35.2004 в размере: • до 2 % для объектов социальной сферы; • до 3% для объектов производственного назначения; • до 10% для уникальных и особо сложных объектов строительства.
8.	Карьеры грунта. Стоимость грунта, торфа Грунт (песок)- карьер уточнить во время проведения изысканий; Стоимость 1м3 грунта (в ценах 2001г.) - согласно ТСЦ-408-0122; Стоимость 1м3 торфа (в ценах 2001г.) – согласно ТСЦ-407-0021;
9.	Доставка на строительную площадку материалов, конструкций, оборудования от базы УМТС ОАО «СН-МНГ», пос. Высокий
10.	Место вывоза строительного мусора и непригодных материалов полученных от разборки конструкций. - полигон ТБО г. Мегион
11.	Особые условия выполнения сметной документации - Предусмотреть выделение объемов работы в соответствии с согласованными Заказчиком этапами строительства. - Предусмотреть в отдельном локальном сметном расчете работы по вырубке леса, захоронке лесопорубочных остатков с выделением подразделов по объектам (нефтеборные сети, высоконапорные водоводы, высоковольтные линии, автомобильная дорога, устройство площадки) - Разработать локальные сметные расчеты на пусконаладочные работы КИП и А, сетей электрических. - Разработать локальные сметные расчеты на устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно. - По каждому разделу ЛСР и в каждой строке(расценке) должны быть выделены размеры и суммы накладных расходов и сметной прибыли и итоги с учетом этих затрат; - При ссылках на техническую часть или вводные указания сборников расценок или другие нормативные документы (коэффициенты учитывающие условия применения ТЕР) в графе «шифр» после номера сборника и расценки указаны ТЧ ВУ и номер соответствующего пункта или таблицы, а при применении коэффициентов, учитывающие условия производства работ (должны быть обоснованы ПОС и указаны в пояснительной записке к сметной документации) в графе «наименование работ и затрат»

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

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

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

Составил:

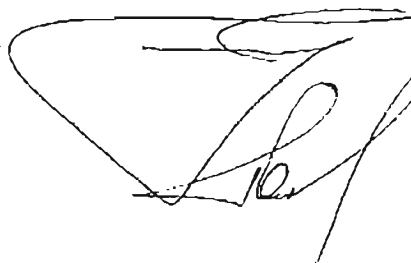
Главный специалист ОЦиПТДпоКСиРО



Е.А.Баландина

СОГЛАСОВАНО:

Начальник УКС и РО ОАО «СН-МНГ»



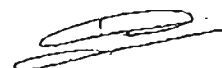
Е.В.Лещенко

Начальник ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



Р.Ю.Галлямов

Начальник ООПИР ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



С.Н.Бабкин

Начальник ОЦ и ПТД по КС и РО



В.А.Дменова

No. case	Name of patient	Age	Sex	Date of admission	Examination										Remarks	
					General	Local	Systemic	Neurological	Psychiatric	Physical	Chemical	Microscopic	Immunological	Genetic		
1	John Doe	45	M	10/10/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
2	Jane Smith	32	F	11/05/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
3	Robert Johnson	58	M	12/01/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
4	Emily White	28	F	13/08/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
5	Michael Brown	41	M	14/03/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
6	Sarah Green	35	F	15/09/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
7	David Lee	52	M	16/02/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
8	Olivia Taylor	25	F	17/07/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
9	James Wilson	48	M	18/04/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
10	Ava Martinez	30	F	19/10/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
11	Benjamin Clark	55	M	20/06/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
12	Mia Evans	22	F	21/01/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
13	Ethan Adams	40	M	22/05/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
14	Charlotte Baker	38	F	23/09/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
15	Lucas Miller	50	M	24/03/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
16	Amelia Hall	27	F	25/07/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
17	Isaac King	43	M	26/02/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
18	Sophia Scott	31	F	27/06/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
19	Henry Turner	57	M	28/01/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
20	Evelyn Phillips	29	F	29/05/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
21	Sebastian Campbell	46	M	30/09/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
22	Madeline Parker	33	F	01/03/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
23	Julian Evans	51	M	02/07/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
24	Grace Mitchell	26	F	03/01/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
25	Christopher Roberts	44	M	04/05/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
26	Isabella Walker	36	F	05/09/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
27	Samuel Young	53	M	06/03/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
28	Victoria Allen	24	F	07/07/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
29	Matthew King	49	M	08/01/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
30	Olivia Scott	37	F	09/05/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
31	Benjamin Taylor	56	M	10/09/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
32	Mia Adams	23	F	11/03/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
33	Ethan Baker	42	M	12/07/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
34	Charlotte Miller	39	F	13/01/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
35	Lucas Hall	54	M	14/05/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
36	Amelia King	28	F	15/09/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
37	Isaac Scott	47	M	16/03/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
38	Sophia Taylor	34	F	17/07/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
39	Henry Adams	59	M	18/01/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
40	Evelyn Baker	31	F	19/05/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
41	Sebastian Miller	48	M	20/09/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
42	Madeline Hall	35	F	21/03/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
43	Julian King	52	M	22/07/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
44	Grace Scott	27	F	23/01/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
45	Christopher Taylor	43	M	24/05/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
46	Isabella Adams	36	F	25/09/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
47	Samuel Baker	53	M	26/03/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
48	Victoria Miller	24	F	27/07/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
49	Matthew Hall	49	M	28/01/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
50	Olivia King	37	F	29/05/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
51	Benjamin Scott	56	M	30/09/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
52	Mia Taylor	23	F	01/03/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
53	Ethan Adams	42	M	02/07/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
54	Charlotte Baker	39	F	03/01/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
55	Lucas Miller	54	M	04/05/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
56	Amelia King	28	F	05/09/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
57	Isaac Scott	47	M	06/03/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
58	Sophia Taylor	34	F	07/07/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
59	Henry Adams	59	M	08/01/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
60	Evelyn Baker	31	F	09/05/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
61	Sebastian Miller	48	M	10/09/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
62	Madeline Hall	35	F	11/03/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
63	Julian King	52	M	12/07/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
64	Grace Scott	27	F	13/01/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
65	Christopher Taylor	43	M	14/05/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
66	Isabella Adams	36	F	15/09/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
67	Samuel Baker	53	M	16/03/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
68	Victoria Miller	24	F	17/07/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
69	Matthew Hall	49	M	18/01/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
70	Olivia King	37	F	19/05/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
71	Benjamin Scott	56	M	20/09/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
72	Mia Taylor	23	F	21/03/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
73	Ethan Adams	42	M	22/07/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
74	Charlotte Baker	39	F	23/01/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
75	Lucas Miller	54	M	24/05/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
76	Amelia King	28	F	25/09/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
77	Isaac Scott	47	M	26/03/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
78	Sophia Taylor	34	F	27/07/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
79	Henry Adams	59	M	28/01/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
80	Evelyn Baker	31	F	29/05/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
81	Sebastian Miller	48	M	30/09/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
82	Madeline Hall	35	F	01/03/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
83	Julian King	52	M	02/07/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
84	Grace Scott	27	F	03/01/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
85	Christopher Taylor	43	M	04/05/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
86	Isabella Adams	36	F	05/09/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
87	Samuel Baker	53	M	06/03/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
88	Victoria Miller	24	F	07/07/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
89	Matthew Hall	49	M	08/01/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
90	Olivia King	37	F	09/05/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
91	Benjamin Scott	56	M	10/09/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
92	Mia Taylor	23	F	11/03/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
93	Ethan Adams	42	M	12/07/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
94	Charlotte Baker	39	F	13/01/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
95	Lucas Miller	54	M	14/05/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
96	Amelia King	28	F	15/09/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
97	Isaac Scott	47	M	16/03/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
98	Sophia Taylor	34	F	17/07/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
99	Henry Adams	59	M	18/01/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
100	Evelyn Baker	31	F	19/05/2023	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal

© 2000 Blackwell Science Ltd

Inventory of the Archives of the Province of Palermo
 1. *Archivio della Provincia di Palermo* (1812-1815)
 2. *Archivio della Provincia di Palermo* (1816-1818)

© 2011 Blackwell Publishing Ltd *Journal of Internal Medicine* 270: 111–121

[illegible]
$$-\frac{F_{\text{ext}} \sin \theta \cos \theta}{\sin \theta} = -F_{\text{ext}} \cos \theta$$

References

Заказчик
 Подрядчик
 Стройка
 Объект

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

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

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

При разработке проектно-сметной документации:

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

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

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

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



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

Генеральным
директорам дочерних обществ
ОАО «НК «Роснефть»

(по списку)

Почтовый адрес: Софийская наб., д. 26/1 г. Москва, 117987
Юридический адрес: Софийская наб., д. 26/1 г. Москва, 115035
Тел: (499) 517-88-88, факс: (499) 517 72 35
e-mail: post@nkrp.rosneft.ru, http://www.rosneft.ru
ОКПО 00044376, ОГРН 1027700043502, ИНН/КПП 7706107510/991150051

от 16.06.2015 № НА - 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

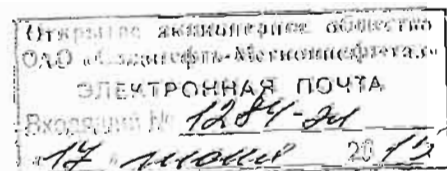
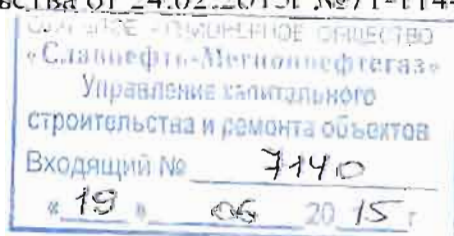
А.В. Пригода

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

О.В. Брижун

Петрова А.С.

Брижун О.В.





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

Почтовый адрес: Сафьянская наб., д. 26/1 г. Москва, 117997
Юридический адрес: Сафьянская наб., д. 26/1 г. Москва, 115035
Тел: (495) 517-09-50, факс: (495) 517-72-35
e-mail: post@mail@rosneft.ru, http://www.rosneft.ru
ОКПО 00340428, ОГРН 1027700012502, ИНН/КПП 7706167510/507150001

от _____ № _____

на № _____ от _____

О ценообразовании объектов 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.М. Натко

Иск. Глуховский Евгений Александрович
8(495)517-8888, mob.6331

**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 энергоснабжения). При этом необходимо рассчитать и указать стоимость работ, выполняемых с использованием ДЭС до введения в эксплуатацию строящейся трансформаторной подстанции, чтобы в расчете стоимости в расчет дополнительных затрат можно было принимать не полную стоимость строительства, а лишь часть этой стоимости.

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

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

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

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

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

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

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

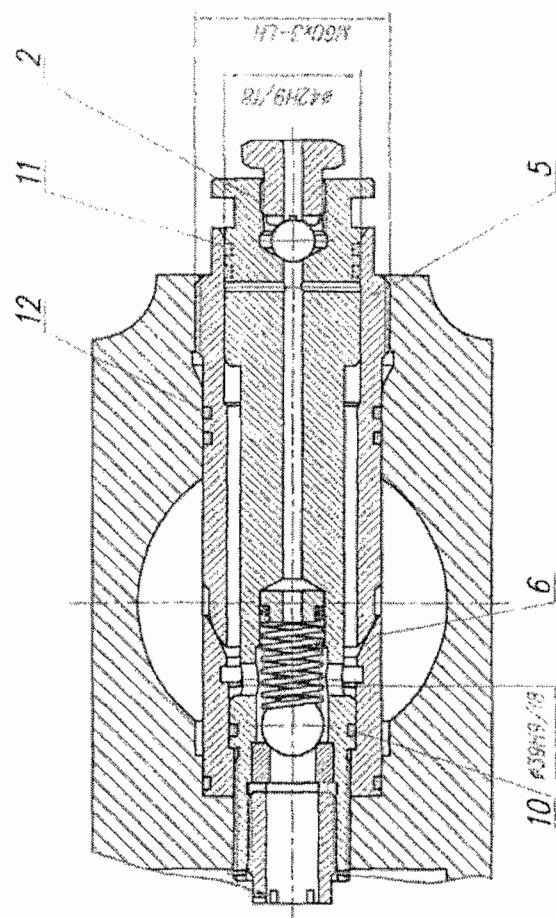
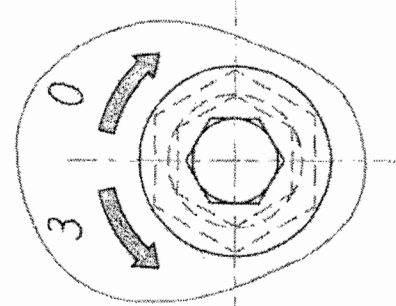
К расчетам Подрядчик должен прикладывать документы, подтверждающие фактические показатели расхода электроэнергии от ДЭС. Оплате подлежат только та часть фактических затрат Подрядчика, которая не превышает расчетный уровень дополнительных затрат.

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

© 2005 Pearson Education, Inc. All rights reserved. This publication is protected by copyright. No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system, or transmitted, in any form or by any means, electronic, mechanical, photocopying, recording, or by any information storage or retrieval system, without permission in writing from Pearson Education, Inc.

Technical drawing of a mechanical component, likely a valve or actuator, showing a side view. The drawing includes the following features and dimensions:

- Dimensions:**
 - Overall width: $\phi 114$
 - Overall height: $\phi 114$
 - Top flange diameter: $\phi 76$
 - Bottom flange diameter: $\phi 76$
 - Central body diameter: $\phi 76$
 - Top flange thickness: 205
 - Bottom flange thickness: 205
 - Central body height: 147
- Labels and Callouts:**
 - A**: Points to the top flange.
 - Б**: Points to the bottom flange.
 - В**: Points to the central body.
 - Г**: Points to the central body.
 - Д**: Points to the central body.
 - Е**: Points to the central body.
 - Ж**: Points to the central body.
 - З**: Points to the central body.
 - И**: Points to the central body.
 - Й**: Points to the central body.
 - К**: Points to the central body.
 - Л**: Points to the central body.
 - М**: Points to the central body.
 - Н**: Points to the central body.
 - О**: Points to the central body.
 - П**: Points to the central body.
 - Р**: Points to the central body.
 - С**: Points to the central body.
 - Т**: Points to the central body.
 - У**: Points to the central body.
 - Ф**: Points to the central body.
 - Х**: Points to the central body.
 - Ц**: Points to the central body.
 - Ч**: Points to the central body.
 - Ш**: Points to the central body.
 - Щ**: Points to the central body.
 - Ъ**: Points to the central body.
 - Ы**: Points to the central body.
 - Ь**: Points to the central body.
 - Э**: Points to the central body.
 - Ю**: Points to the central body.
 - Я**: Points to the central body.
- Other Features:**
 - A central arrow pointing upwards, indicating flow direction.
 - A bolted connection on the top flange.

 $A(1:1)$ 

1. * Размеры для справок
2. Испытано на герметичность под давлением и непроницаемость герметизацией $P=1,5$ атм. $T_{\text{проб}} = 4 \text{ ч}$ и 24 ч. Испытан свариваемый на герметичность сварочным аппаратом $0,5 \times 0,5 \times 0,5 \text{ м}$. После разрушения элементов под давлением воздуха
3. Периодичность трюма соревнований и рекордов победителей: август-сентябрь по ГОСТ 25129-82, зимние чемпионаты мира КИ-868 92312-207-492-492-446-2020 - 4 года. Летние чемпионаты мира зимних
4. Максимальная температура пароводяной смеси по системе предохранения от перегрева (месяц, год - две последние цифры)
5. Нормы расхода топлива, количество масла, расход электричества (кВт, кВт.ч) (при заправке 4х 2х 4х)
6. Нормы расхода электроэнергии, топлива, газа
7. На герметичность под давлением и непроницаемость герметизации трюмом
8. Максимальная температура трюма при $T_{\text{проб}}=24 \text{ ч}$, $P_{\text{проб}}=1,5 \text{ атм}$

[illegible]


**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.

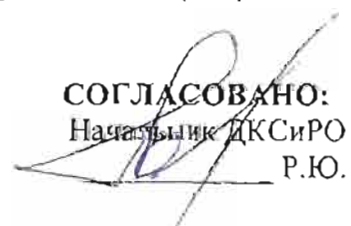
В пояснительной записке и соответствующих разделах указать, что при строительстве и обустройстве скважин №№1-3 молниезащита и наружное освещение будет осуществляться буровой установкой. В графической части показать соответствующие защищаемые зоны.

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

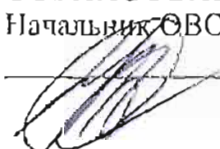
СОГЛАСОВАНО:

Зам. начальника УКСиРО

В.М. Солопов

СОГЛАСОВАНО:

Начальник ДКСиРО

Р.Ю. Галлямов

СОГЛАСОВАНО:

Начальник ОВОЭ ДПИРиВОЭ

С.В. Ильяш

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, 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 11-ой скважины.

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

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