

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель Генерального директора
Главный инженер ОАО «СН-МНГ»

А.М. Пятаев

20__ г.



Задание на проектирование №
«Обустройство Ново-Покурского месторождения. Кусты скважин №75,76,77»

1.	Наименование объекта
	Обустройство Ново-Покурского месторождения. Кусты скважин №75,76,77
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Нижневартовский район, Ново-Покурское месторождение.
3.	Основание для проектирования
	План капитального строительства ОАО «СН-МНГ».
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 ИСО 9001-2011.
7.	Вид строительства
	Капитальное строительство.
8.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию
	2016 год.
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 расширения технологической площадки согласно СП 47.13330.2012, СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, с размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтесборных сетей, высоконапорных водоводов, ВЛ-6кВ, автодорог.</p> <p>Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемой трассы коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф.</p> <p>Обязательно согласовать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»; - полноту снятых коммуникаций и демонтируемые трубопроводы с эксплуатирующей службой; - представить в электронном виде и на бумажном носителе градостроительный план в соответствии с законодательством Российской Федерации в системе координат ИВР и Балтийской системе высот в формате Mapinfo.

12.	Требования по вариантной проработке и формированию ОТР																										
	Не требуется.																										
13.	Требования к выделению пусковых комплексов																										
	Предусмотреть независимые этапы строительства.																										
14.	Основные технико-экономические показатели и состав объекта проектирования																										
	<u>Куст скважин № 75:</u>																										
	всего скважин	- 12 скв.																									
	добывающих	- 6 скв.																									
	нагнетательных (с отработкой)	- 4 скв.																									
	нагнетательных (без отработки)	- 2 скв.																									
	Коммуникации																										
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога на куст скважин № 75</td><td>0,4</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №75 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>0,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №75 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>0,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.75 - т.вр.к.35 (Приложение № 1)</td><td>1,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.к.35 - т.вр.к.71,76 (Приложение № 1)</td><td>1,7</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр.к.71,76 - т.вр.к.35 (Приложение № 1)</td><td>1,7</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр.к.35 — к.75 (Приложение № 1)</td><td>1,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>			Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога на куст скважин № 75	0,4	Возможна корректировка	ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №75 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,3	Возможна корректировка	ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №75 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,3	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.75 - т.вр.к.35 (Приложение № 1)	1,3	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.к.35 - т.вр.к.71,76 (Приложение № 1)	1,7	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр.к.71,76 - т.вр.к.35 (Приложение № 1)	1,7	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр.к.35 — к.75 (Приложение № 1)	1,3	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																									
Дорога на куст скважин № 75	0,4	Возможна корректировка																									
ВЛ-6кВ №1 на куст скважин №75 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,3	Возможна корректировка																									
ВЛ-6кВ №2 на куст скважин №75 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,3	Возможна корректировка																									
Нефтегазопровод к.75 - т.вр.к.35 (Приложение № 1)	1,3	Возможна корректировка																									
Нефтегазопровод т.вр.к.35 - т.вр.к.71,76 (Приложение № 1)	1,7	Возможна корректировка																									
Высоконапорный водовод т.вр.к.71,76 - т.вр.к.35 (Приложение № 1)	1,7	Возможна корректировка																									
Высоконапорный водовод т.вр.к.35 — к.75 (Приложение № 1)	1,3	Возможна корректировка																									
	<u>Куст скважин № 76</u>																										
	всего скважин	- 12 скв.																									
	добывающих	- 6 скв.																									
	нагнетательных (с отработкой)	- 4 скв.																									
	нагнетательных (без отработки)	- 2 скв.																									
	Коммуникации:																										
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога на куст скважин № 76</td><td>0,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ- 6кВ №1 на куст скважин №76 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>0,7</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ- 6кВ №2 на куст скважин №76 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>0,7</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.76 - т.вр.к.71,76 (Приложение № 1)</td><td>0,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>			Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога на куст скважин № 76	0,3	Возможна корректировка	ВЛ- 6кВ №1 на куст скважин №76 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,7	Возможна корректировка	ВЛ- 6кВ №2 на куст скважин №76 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,7	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.76 - т.вр.к.71,76 (Приложение № 1)	0,6	Возможна корректировка									
Наименование участка	Длина, км	Примечание																									
Дорога на куст скважин № 76	0,3	Возможна корректировка																									
ВЛ- 6кВ №1 на куст скважин №76 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,7	Возможна корректировка																									
ВЛ- 6кВ №2 на куст скважин №76 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,7	Возможна корректировка																									
Нефтегазопровод к.76 - т.вр.к.71,76 (Приложение № 1)	0,6	Возможна корректировка																									

Нефтегазопровод т.вр.к.71,76 — т.вр.к.78,73 (Приложение № 1)	2,8	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.78,73 — т.вр.к.45 (Приложение № 1)	3,2	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.45 — т.вр.к.77,1 (Приложение № 1)	1,5	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.77,1 - т.вр.к.45 (Приложением» 1)	1,5	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.45 - т.вр.к.78,73 (Приложение № 1)	3,2	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.78,73 — т.вр.к.71,76 (Приложением 1)	2,8	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.71,76- к.76 (Приложение № 1)	0,6	Возможна корректировка

Куст скважин № 77

всего скважин	- 12 скв.
добывающих	- 6 скв.
нагнетательных (с отработкой)	- 4 скв.
нагнетательных (без отработки)	- 2 скв.

Коммуникации:

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 77	1,8	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №77 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	4,1	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №77 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2}	2,1	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.77 - т.вр.к.77,1 (Приложение № 1)	2,2	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.77,1 -т.вр.к.22 (Приложение № 1)	1,1	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.22 — т.вр.к.3 (Приложение № 1)	1,1	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.3 - т.вр.к. 18 (Приложение № 1)	1,4	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к. 18 - т.вр.к.42,13 (Приложение № 1)	0,7	Возможна корректировка

	Нефтегазопровод т.вр.к.42,13 - т.вр.к. 12 (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод т.вр.к. 12 — УДР ЦППН-1 (Приложение №1)	1,2	Возможна корректировка
	Высоконапорный водовод КНС-2 - т.вр.к.77,1 (Приложение № 1)	0,4	Возможна корректировка
	Высоконапорный водовод т.вр.к.77,1 — к.77 (Приложение № 1)	2,2	Возможна корректировка
15.	Требования к техническим решениям		
	<p>15.1. Проект должен соответствовать достижениям науки, новой технике и технологии и обеспечивать эффективность капитальных вложений, экономного расходования материально-технических ресурсов.</p> <p>15.2. При проектировании размещение ограждения выполнить с учётом существующих коммуникаций.</p> <p>15.3. Расположение объектов на генеральном плане предварительно согласовать с Заказчиком.</p> <p>15.4. Рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства.</p> <p>15.5. При проектировании руководствоваться техническими условиями на разработку проектно-сметной документации.</p> <p>15.6 При нахождении кустовой площадки в водоохранной зоне и на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком.</p> <p>15.7 При проектировании руководствоваться требованиями технических условий. Приложение №1</p> <p>15.8 В проектной документации и на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;</p>		
16.	Особые условия.		
	<ul style="list-style-type: none"> – 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. – Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком. – Оформить схему расположения объектов и согласовать её с представителями коренных малочисленных народов т.к. кустовые площадки №75,76,77 расположены в пределах границ территорий традиционного природопользования. – Запросить справку об отсутствии мест историко-культурного наследия в границах проектируемого объекта. – Предусмотреть строительство шламового амбара, как объекта накопления (временного складирования) с последующей переработкой отходов бурения (бурового шлама) на месте производства работ. Срок накопления отходов бурения не должен превышать 6 месяцев с момента образования. – Новое строительство. – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком. – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №8 к ТУ. – Максимально использовать материалы и оборудование при проектировании, исходя из наличия их в ОАО «СН-МНГ». 		

	<ul style="list-style-type: none"> – При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижеобьрыбвод». - Получение экспертного заключения 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»; - 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»; - согласовать в Управление Роспотребнадзора «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»; - передать в Департамент ЭБ и ООС согласованный «Проект предельно допустимых выбросов ПДВ загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей» с приложением всех необходимых согласований непосредственно после завершения согласования и в срок до начала строительства объекта. - 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). - Для размещения пожарной техники на въезде на кустовую площадку следует предусмотреть площадку размером 20х20м. <ul style="list-style-type: none"> - 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, P-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, P- 02, М-07 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); - перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09 P-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001).
17.	Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям
	Не требуется.
18.	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

	<p>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 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).</p>
19.	<p>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</p> <p>Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».</p>
20.	<p>Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов</p> <p>Не требуется.</p>
21.	<p>Требования к составу и оформлению рабочей документации</p> <p>21.1. Комплектность и вид – в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48, с учетом части 11 предусматривающей ППТ и ПМТ), требованиями ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ.</p> <p>21.2. Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2009.</p> <p>21.3. Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации.</p> <p>21.4. В составе Рабочей документации разработать «Технологическую последовательность работ при возведении объекта», данные для разработки запросить у Заказчика.</p> <p>21.5.</p>
22.	<p>Состав демонстрационных материалов</p> <p>Не требуется.</p>
23.	<p>Материалы, представляемые Заказчиком</p> <p>Приложение №1 – Технические условия для разработки рабочей документации по объекту.</p> <p>Приложение №2 – Требования к сметной документации УКСиРО ОАО «СН-МНГ».</p>
24.	<p>Срок выдачи проекта</p> <p>Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.</p>
25.	<p>Срок выдачи тендерной документации</p> <p>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.</p>
26.	<p>Количество экземпляров РД/ПД</p> <p>Документацию предоставить:</p> <ul style="list-style-type: none"> - на бумажном носителе в 4-х экземплярах; - в электронном виде в формате «Adobe Acrobat» - 1 экземпляр, AutoCAD- 1 экземпляр.
27.	<p>Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов</p> <p>При составлении ведомостей и спецификаций материалов и оборудования применять кодировку по номенклатурным справочникам Заказчика.</p> <p>В составе рабочей документации дополнительно отдельной книгой выпускаются заказные спецификации с полным по объектным перечнем ТМЦ (в том числе объектная ведомость металлопроката), с разделением оборудования и материалов на поставку заказчика/подрядчика и предоставлением данных спецификаций заказчику в формате Microsoft XL (предоставлять Заказчику на начальном этапе проектирования).</p>
28.	<p>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</p> <p>Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации, дополнительно руководствуясь требованиями к сметной документации УКСиРО ОАО «СН-МНГ» (Приложение №2).</p>

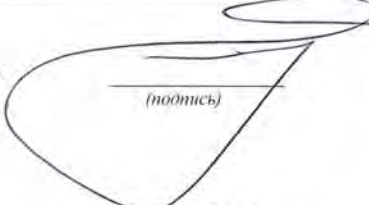


	Сметную документацию выполнить в электронном виде в формате «Гранд-смета» (расширение *.agr, *.xml и *.xls). Исходные данные запросить отдельно.
29.	Правила представления, рассмотрения и принятия РД/ПД Согласовать проектные решения с Заказчиком. Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ». Рабочая документация на бумажном носителе предоставляется только после согласования со службами ОАО «СН-МНГ» и эксплуатирующими организациями и предоставления подписанного акта преднадзора.
30.	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.
31.	Перечень согласований с федеральными надзорными органами Получение всех согласований (в т.ч. со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией) и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, с подписанием акта преднадзора. Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ». Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ.
32.	Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ Не требуется.
33.	Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР Расчет сметной стоимости строительства объекта выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации. Расчет стоимости работ согласно приложению (в формате ОАО «НК «Роснефть»») включить в состав пояснительной записки. Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации. Сметную документацию выполнить в электронном виде в форматах: Гранд-смета, *.agr, *.xml, *.xls.

Исполнитель: инженер I кат. ООПИР УКСиРО



Н.Н. Мошин

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к заданию на проектирование
«Обустройство Ново-Покурского месторождения нефти. Кусты скважин №75,76,77».

Заместитель Генерального директора-Директор по капитальному строительству  (подпись) Д.А. Николаев " " 2015г.	Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений  (подпись) И.Г. Тухфатуллин « » 2015г.
Главный инженер АНГДУ  (подпись) В.В.Евдокимов " " 2015г.	Начальник департамента производственного контроля, охраны труда, пожарной безопасности, гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций  (подпись) А.В. Финк " " 2015г.
Начальник УКСиРО  (подпись) Е.В. Лешенко « » 2015г.	Начальник НГП-3  (подпись) В.М. Трубин " " 2015г.
Зам. начальника ООПИР УКСиРО  (подпись) С.В. Игнатов « » 2015г.	 (подпись) « » 2015г.
 (подпись) « » 2015г	 (подпись) « » 2015г.

Открытое акционерное общество

"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ДЕПАРТАМЕНТ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ
ПРОИЗВОДСТВА И ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

ул. Кузьмина, дом 51, город Мегион, ХМАО-Югра, 628684

тел. (34643) 4-66-88, факс (34643) 4-67-99

23 03 2015 г.
На № _____

№ МБ-194
от _____ 2015г.

**Начальнику УКСиРО
Е.В. Лещенко**

*О направлении
технических условий.*

Уважаемый Евгений Владимирович!

Направляю Вам технические условия на выполнение проектно-сметной документации по кустовым площадкам, включенным в расширенный перечень производственной программы эксплуатационного бурения 2016г.:

1. «Обустройство Ново-Покурского месторождения нефти. Кусты скважин №75, 76, 77». УПКС № 14-21452015.
2. «Обустройство Аганского месторождения нефти. Куст скважин №190». УПКС № 14-21462015.
3. «Обустройство Аганского месторождения нефти. Куст скважин №191». УПКС №14-21472015.
4. «Обустройство Мегионского месторождения нефти. Кусты скважин №61, 62, 63». УПКС № 14-21482015.
5. «Обустройство Мегионского месторождения нефти. Кусты скважин №66, 67, 68». УПКС № 14-21492015.
6. «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Кусты скважин №107,111». УПКС № 14-21502015.
7. «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Кусты скважин №108,109,110». УПКС № 14-21512015.

С уважением,
Начальник



М.Н. Бессонов

Сравнение кустовых площадок 2016г версий 2014/2015гг.

№ п/п	месторождение	КП	кол-во скважин в КП	кол-во скв. по ИД	год реализац ии	дата начала забурки
1	Аганское	34	7	12	2016	январь 16
2	Аганское	176	8	12	2016	январь 16
3	Западно-Усть-Балыкское	16	7	24	2016-2017	январь 16
4	Западно-Усть-Балыкское	21	11	24	2016-2017	январь 16
5	Западно-Усть-Балыкское	27	8	24	2016-2017	январь 16
6	Кетовское	38	3	12	2016	май 16
7	Кетовское	46	10	15	2016	июнь 15
8	Покамасовское	55	10	12	2016	январь 16
9	Покамасовское	57	11	10	2016	январь 16
10	Покамасовское	103	7	16	2016	январь 16
11	Северо-Островное	28	перех на 2017	24	2016-2017	ноябрь 16
12	Северо-Покурское	72	2	12	2016	июнь 16
13	Северо-Покурское	117	8	12	2016	январь 16
14	Тайлаковское	21	3	24	2016	июнь 16
15	Тайлаковское	46	7	24	2016-2017	март 16
16	Тайлаковское	63	1	12	2016	июнь 16
17	Тайлаковское	118	1	12	2016	февраль 15
18	Ачимовское	10	3	24	2016	апрель 15
19	Ачимовское	29	6	24	2016-2017	январь 16
20	Ватинское	97	1	8	2016	май 15
21	Ватинское	230	3	12	2016	январь 16
22	Ватинское	253	7	24	2016	январь 16
23	Ватинское	280	8	12	2016	январь 16
24	Западно-Асомкинское	39	7	12	2016-2017	сентябрь 15
25	Западно-Усть-Балыкское	9	18	24	2016-2017	август 15
26	Западно-Усть-Балыкское	24	11	24	2016-2017	октябрь 15
27	Кетовское	18	3	12	2016	сентябрь 15
28	Ново-Покурское	35	7	13	2016	январь 15
29	Ново-Покурское	73	2	12	2016	март 15
30	Ново-Покурское	80	3	12	2016	март 15
31	Тайлаковское	17	4	7	2016	август 15
32	Тайлаковское	53	9	24	2016-2017	январь 16
33	Тайлаковское	80	5	24	2016	июнь 16
34	Тайлаковское	122	1	20	2016	июнь 15
35	Южно-Островное	3	8	24	2016-2017	январь 16
36	Северо-Покурское	62		6		

№ п/п	месторождение	КП	кол-во скважин в КП	кол-во скв. по ИД	год реализац ии	дата начала забурки
37	Аганское	225		12		
38	Аганское	226		12		
39	Аганское	227		12		
40	Аганское	184		11		
41	Ачимовское	30		24		
42	Ачимовское	18		12		
43	Ватинское	260		8		
44	Ватинское	58		12		
45	Ватинское	203		8		
46	Ватинское	185		12		
47	Западно-Асомкинское	26		12		
48	Западно-Усть-Балыкское	10		16		
49	Кетовское	8		12		
50	Локосовское	106		9		
51	Локосовское	120		17		
52	Мегионское	68		12		
53	Мыхпайское	52		12		
54	Ново-Покурское	75		12		
55	Ново-Покурское	76		12		
56	Ново-Покурское	77		12		
57	Ново-Покурское	71		11		
58	Островное	17		12		
59	Островное	13		18		
60	Северо-Островное	25		18		
61	Северо-Островное	119		24		
62	Северо-Островное	27		12		
63	Северо-Островное	17		12		
64	Северо-Островное	114		-		
65	Северо-Покурское	107		12		
66	Северо-Покурское	100		8		
67	Северо-Покурское	104		6		
68	Северо-Покурское	102		8		
69	Северо-Покурское	106		7		
70	Тайлаковское	93		24		
71	Тайлаковское	115		12		
72	Тайлаковское	86		12		
73	Тайлаковское	296		3		
74	Тайлаковское	306		4		
75	Тайлаковское	426		12		
76	Тайлаковское	566		24		
77	Тайлаковское	41		12		
78	Тайлаковское	169		12		
79	Тайлаковское	86		-		
80	Тайлаковское	20		12		
81	Тайлаковское	162		12		
82	Тайлаковское	165		12		
83	Тайлаковское	168		12		
84	Тайлаковское	99		12		
85	Тайлаковское	155		12		
86	Тайлаковское	163		12		
87	Тайлаковское	136		12		
88	Тайлаковское	95		15		
89	Чистинное	8				
90	Чистинное	11		12		
91	Южно-Аганское	10	перех на 2017	12	2016-2017	
92	Северо-Островное	20				

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 Ново-Покурского месторождения нефти.
Кусты скважин № 75, 76, 77»

1.	Наименование объекта																								
	Обустройство Ново-Покурского месторождения нефти. Кусты скважин № 75, 76, 77.																								
2.	Географическое положение объекта																								
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Ново-Покурский лицензионный участок.																								
3.	Основание для проектирования																								
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».																								
4.	Заказчик																								
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).																								
5.	Вид строительства																								
	Капитальное строительство.																								
6.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию																								
	2016г.																								
7.	Условия ввода в эксплуатацию																								
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.																								
8.	Состав проектируемого объекта:																								
	<u>Куст скважин № 75 – 12 скважин:</u>																								
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 75</td><td>0,4</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №75 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>0,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №75 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>0,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.75 – т.вр.к.35 (Приложение № 1)</td><td>1,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.к.35 – т.вр.к.71,76 (Приложение № 1)</td><td>1,7</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр.к.71,76 – т.вр.к.35 (Приложение № 1)</td><td>1,7</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр.к.35 – к.75 (Приложение № 1)</td><td>1,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 75	0,4	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №75 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,3	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №75 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,3	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.75 – т.вр.к.35 (Приложение № 1)	1,3	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.к.35 – т.вр.к.71,76 (Приложение № 1)	1,7	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр.к.71,76 – т.вр.к.35 (Приложение № 1)	1,7	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр.к.35 – к.75 (Приложение № 1)	1,3	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																							
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 75	0,4	Возможна корректировка																							
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №75 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,3	Возможна корректировка																							
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №75 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,3	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод к.75 – т.вр.к.35 (Приложение № 1)	1,3	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод т.вр.к.35 – т.вр.к.71,76 (Приложение № 1)	1,7	Возможна корректировка																							
Высоконапорный водовод т.вр.к.71,76 – т.вр.к.35 (Приложение № 1)	1,7	Возможна корректировка																							
Высоконапорный водовод т.вр.к.35 – к.75 (Приложение № 1)	1,3	Возможна корректировка																							
	– 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 № 75:

месторождение	куст	Назнач. Нагп, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Ново-Покурское	75	гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД отр	ЮВ1(2)	80	40	40
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД отр	ЮВ1(2)	80	40	40
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД отр	ЮВ1(2)	60	30	40
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД отр	ЮВ1(2)	60	30	40
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД	ЮВ1(2)			
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД	ЮВ1(2)			
Сумма				760	380	
Ср. Q				76	38	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 75 представлено в Приложении № 4.

Куст скважин № 76 – 12 скважин:

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 76	0,3	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №76 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,7	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №76 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,7	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.76 – т.вр.к.71,76 (Приложение № 1)	0,6	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.71,76 – т.вр.к.78,73 (Приложение № 1)	2,8	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.78,73– т.вр.к.45 (Приложение № 1)	3,2	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.45 – т.вр.к.77,1 (Приложение № 1)	1,5	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.77,1 – т.вр.к.45 (Приложение № 1)	1,5	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.45 – т.вр.к.78,73 (Приложение № 1)	3,2	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.78,73 – т.вр.к.71,76 (Приложение № 1)	2,8	Возможна корректировка

Высоконапорный водовод т.вр.к.71,76– к.76 (Приложение № 1)	0,6	Возможна корректировка
---	-----	---------------------------

- 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 № 76:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жил	Qпуск. т/сут по нефти	%
Ново-Покурское	76	гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД отр	ЮВ1(2)	80	40	40
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД отр	ЮВ1(2)	80	40	40
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД отр	ЮВ1(2)	60	30	40
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД отр	ЮВ1(2)	60	30	40
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД	ЮВ1(2)			
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД	ЮВ1(2)			
Сумма				760	380	
Ср. Q				76	38	

- Основные показатели разработки представлены в **Приложении № 3**;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 76 представлено в
Приложении № 4.

Куст скважин № 77 – 12 скважин:

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 77	1,8	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №77 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	4,1	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №77 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	2,1	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.77 – т.вр.к.77,1 (Приложение № 1)	2,2	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.77,1 – т.вр.к.22 (Приложение № 1)	1,1	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.22 – т.вр.к.3 (Приложение № 1)	1,1	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.3 – т.вр.к.18 (Приложение № 1)	1,4	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.18 – т.вр.к.42,13 (Приложение № 1)	0,7	Возможна корректировка

Нефтегазопровод т.вр.к.42,13 – т.вр.к.12 (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.12 – УДР ЦППН-1 (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод КНС-2 – т.вр.к.77,1 (Приложение № 1)	0,4	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.77,1 – к.77 (Приложение № 1)	2,2	Возможна корректировка

- 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 № 77:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жил	Qпуск. т/сут по нефти	%
Ново-Покурское	77	гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД отр	ЮВ1(2)	80	40	40
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД отр	ЮВ1(2)	80	40	40
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД отр	ЮВ1(2)	60	30	40
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД отр	ЮВ1(2)	60	30	40
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД	ЮВ1(2)			
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД	ЮВ1(2)			
Сумма				760	380	
Ср. Q				76	38	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 77 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 нефтесборов. 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 нефтесбора;
- 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 № 75:
централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки, далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 180 атм;
- Требования к организации системы ППД куста № 76:
централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки, далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 180 кг/см²;
- Требования к организации системы ППД куста № 77:
централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки, далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 180 кг/см²;
- 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 водоохраной 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 аншлаги с указанием наименования объекта и др. информации согласно принятым локальным актам заказчика;
- 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, P-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, P-02, М-07 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09, P-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, 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

	<p>логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями.</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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) <p>Параметры здания блока ГЗУ:</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> <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. – Кустовые площадки № 75, 76, 77 расположены 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 поленьицы 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 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 . 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)
12.	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»
	<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.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций
	<ul style="list-style-type: none"> – Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
14.	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
	<ul style="list-style-type: none"> – Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ №390 от 25.12.2012 года и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
15.	Материалы, представляемые Заказчиком
	Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промысловых

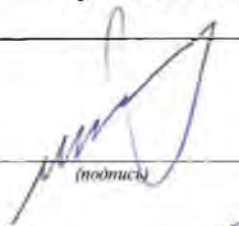
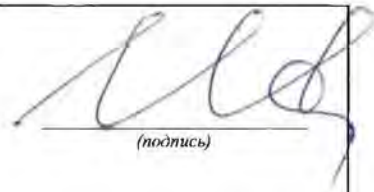
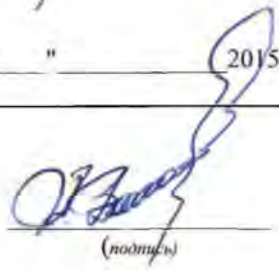

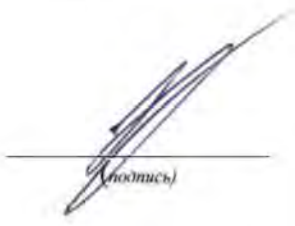
	трубопроводов» Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение» Приложение № 3 «Основные показатели разработки» Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование» Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС» Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем отходов бурения с одной скважины» 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 ОПМ ДПП и ОМ



О.В. Журавель

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту
«Обустройство Ново-Покурского месторождения нефти.
Кусты скважин № 75, 76, 77»

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

Открытое Акционерное Общество
"Славнефть – Мегионнефтегаз"
**ДЕПАРТАМЕНТ ТРУБОПРОВОДНОГО
ТРАНСПОРТА**

ул. Кузьмина 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел.: (34643) 46-902 факс: (34643) 4-62-53

" 11 " 03 2015 г.
На № _____

№ MP-93
от «__» _____ 2015г.

**Начальнику ДПРП и ОМ
М.Н. Бессонову**

О направлении ТУ

Уважаемый Михаил Николаевич!

Направляю Вам технические условия для разработки проектно-сметной документации по объектам:

«Обустройство Аганского месторождения нефти. Куст скважин № 191»;
«Обустройство Аганского месторождения нефти. Куст скважин № 190»;
«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин № 198»;
«Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин № 156»;
«Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Куст скважин №№ 107,111»;
«Обустройство Мегионского месторождения нефти. Куст скважин №66,67,68»;
«Обустройство Ново-Покурского месторождения нефти. Куст скважин №№ 75,76,77»;

Приложение: ТУ – 54 л., 1э.

**С уважением,
Начальник**



М.Г. Разин

К.В. Кондратьева
тел. 46-762

15 - 375
6х. 11.03.2015г.

УТВЕРЖДАЮ:
Начальник департамента
трубопроводного транспорта
ОАО «СН-МНГ»

М.Г. Разин
«—» ————— 2015 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для разработки проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Ново-Покурского месторождения нефти.
Кусты скважин №№ 75,76,77»

1. Месторождение, район строительства	Ново-Покурское месторождение нефти, Сургутский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство.
3. Состав проектируемого объекта	<p>Нефтегазопровод «к.75 -т.вр.к.35»</p> <p>Нефтегазопровод «т.вр.к.35-т.вр.к.71,76»</p> <p>Нефтегазопровод «к.76-т.вр.к.71,76»</p> <p>Нефтегазопровод «т.вр.к.71,76-т.вр.к.78,73»</p> <p>Нефтегазопровод «т.вр.к.78,73-т.вр.к.45»</p> <p>Нефтегазопровод «т.вр.к.45-т.вр.к.77,1»</p> <p>Нефтегазопровод «к.77-т.вр.к.77,1»</p> <p>Нефтегазопровод «т.вр.к.77,1-т.вр.к.22»</p> <p>Нефтегазопровод «т.вр.к.22-т.вр.к.3»</p> <p>Нефтегазопровод «т.вр.к.3-т.вр.к.18»</p> <p>Нефтегазопровод «т.вр.к.18-т.вр.к.42,13»</p> <p>Нефтегазопровод «т.вр.к.42,13-т.вр.к.12»</p> <p>Нефтегазопровод «т.вр.к.12-УДР ЦППН-1»</p> <p>Высоконапорный водовод «КНС-2-т.вр.к.77,1»</p> <p>Высоконапорный водовод «т.вр.к.77,1-к.77»</p> <p>Высоконапорный водовод «т.вр.к.77,1-т.вр.к.45»</p> <p>Высоконапорный водовод «т.вр.к.45-т.вр.к.78,73»</p> <p>Высоконапорный водовод «т.вр.к.78,73-т.вр.к.71,76»</p> <p>Высоконапорный водовод «т.вр.к.71,76-к.76»</p> <p>Высоконапорный водовод «т.вр.к.71,76-т.вр.к.35»</p> <p>Высоконапорный водовод «т.вр.к.35-к.75»</p>
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p>1 этап. Нефтегазопровод «к.75 -т.вр.к.35»</p> <p>От к.75 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ЦППН-1 Ново-Покурского месторождения нефти.</p> <p>Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т}/\text{сут} - 760/380$</p> <p>Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p>Диаметр в точке подключения – 219мм.</p> <p>2 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.35-т.вр.к.71,76»</p> <p>От т.вр.к.35 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ЦППН-1 Ново-Покурского месторождения нефти.</p> <p>Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.</p> <p>Диаметр в точке подключения – 219мм.</p> <p>3 этап. Нефтегазопровод «к.76-т.вр.к.71,76»</p> <p>От к.76 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ЦППН-1 Ново-Покурского месторождения нефти.</p>

Объем жидкости $Q_{ж}$ м³/сут/ $Q_{н}$ т/сут - 760/380

Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.

Диаметр в точке подключения – 219мм.

4 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.71,76-т.вр.к.78,73»

От т.вр.к.71,76 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ЦППН-1 Ново-Покурского месторождения нефти.

Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.

Диаметр в точке подключения – 219мм.

5 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.78,73-т.вр.к.45»

От т.вр.к.78,73 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ЦППН-1 Ново-Покурского месторождения нефти.

Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.

Диаметр в точке подключения – 219мм.

6 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.45-т.вр.к.77,1»

От т.вр.к.45 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ЦППН-1 Ново-Покурского месторождения нефти.

Давление в точке подключения – 16 кгс/см² дополнительно определить гидравлическим расчетом.

Диаметр в точке подключения – 273,219мм.

7 этап. Нефтегазопровод «к.77-т.вр.к.77,1»

От к.77 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ЦППН-1 Ново-Покурского месторождения нефти.

Объем жидкости $Q_{ж}$ м³/сут/ $Q_{н}$ т/сут - 760/380

Давление в точке подключения – 16 кгс/см² дополнительно определить гидравлическим расчетом.

Диаметр в точке подключения – 273,219мм.

8 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.77,1-т.вр.к.22»

От т.вр.к.77,1 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ЦППН-1 Ново-Покурского месторождения нефти.

Давление в точке подключения – 15 кгс/см².

Диаметр в точке подключения – 273, 219мм.

9 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.22-т.вр.к.3»

От т.вр.к.22 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ЦППН-1 Ново-Покурского месторождения нефти.

Давление в точке подключения – 13 кгс/см².

Диаметр в точке подключения – 273, 219мм.

10 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.3-т.вр.к.18»

От т.вр.к.3 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ЦППН-1 Ново-Покурского месторождения нефти.

Давление в точке подключения – 15,7 кгс/см².

Диаметр в точке подключения – 273, 219мм.

11 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.18-т.вр.к.42,13»

От т.вр.к.18 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ЦППН-1 Ново-Покурского месторождения нефти.

Давление в точке подключения – 13 кгс/см².

Диаметр в точке подключения – 273, 219мм.

12 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.42,13-т.вр.к.12»

От т.вр.к.42,13 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ЦППН-1 Ново-Покурского месторождения нефти.

Давление в точке подключения – 12 кгс/см^2 .

Диаметр в точке подключения – 273, 219мм.

13 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.12-УДР ЦППН-1»

От т.вр.к.12 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ЦППН-1 Ново-Покурского месторождения нефти.

Давление в точке подключения – 5 кгс/см^2 .

Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.

14 этап. Высоконапорный водовод «КНС-2-т.вр.к.77,1»

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-2 на группу кустов №№ 75,76,77

Давление в точке подключения – 194 кгс/см^2

Диаметр в точке подключения – 168мм.

15 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.77,1-к.77»

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-2 на к.77

Объем жидкости $Q_{\text{ж}} \text{ м}^3/\text{сут}$ – 836.

Давление в точке подключения – 194 кгс/см^2

Диаметр в точке подключения – 168мм.

16 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.77,1-т.вр.к.45»

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-2 на группу кустов №№ 75,76

Давление в точке подключения – 205 кгс/см^2

Диаметр в точке подключения – 168мм.

17 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.45-т.вр.к.78,73»

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-2 на группу кустов №№ 75,76

Давление в точке подключения – 188 кгс/см^2

Диаметр в точке подключения – 168мм.

18 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.78,73-т.вр.к.71,76»

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-2 на группу кустов №№ 75,76

Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.

Диаметр в точке подключения – 168мм.

19 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.71,76-к.76»

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-2 на к.76

Объем жидкости $Q_{\text{ж}} \text{ м}^3/\text{сут}$ – 836.

Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.

Диаметр в точке подключения – 168мм.

20 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.71,76-т.вр.к.35»

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-2 на к. 75

Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом.

Диаметр в точке подключения – 168мм.

	<p>21 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.35-к.75» Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-2 на к.75 Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 836$. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения – 168мм. Объем жидкости и закачки рабочего агента с существующих и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования.</p>
5. Требования к техническим решениям	<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; – 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 (Приложение № 1); – На нефтесборах предусмотреть задвижки для подключения существующих кустов скважин. – 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. Исходные данные для

гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;

– Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см²;

– Максимальное рабочее давление не должно превышать 25 кг/см². В случае превышения указанного рабочего давления предусмотреть мероприятия по строительству дополнительных трубопроводов с выделением их в отдельные этапы;

– Максимально допустимое давление проектируемых высоконапорных водоводов принять 210 кг/см²;

– Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см²;

– 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°, 30°, 45°, 60°, 90°. (расстояние между отводами не менее 1,5м);

– 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 съёмными 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

	<p>футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается.</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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 трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса; – 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.
6. 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. <p>По защите окружающей среды</p> <ul style="list-style-type: none"> - Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду; - Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.
7. Особые условия	<ul style="list-style-type: none"> - Провести изыскания под проектируемый объект; - Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТО АНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы трубопроводов. - Результаты изысканий согласовать с ПТО АНГДУ, 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.

8. Выделение очередей и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению предприятия	Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности. Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.
--	---

Технические условия составил:
Ведущий инженер группы ИиНТ ДТТ



Е.А. Войтович

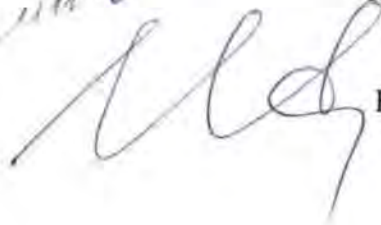
СОГЛАСОВАНО:

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



М.Н. Бессонов

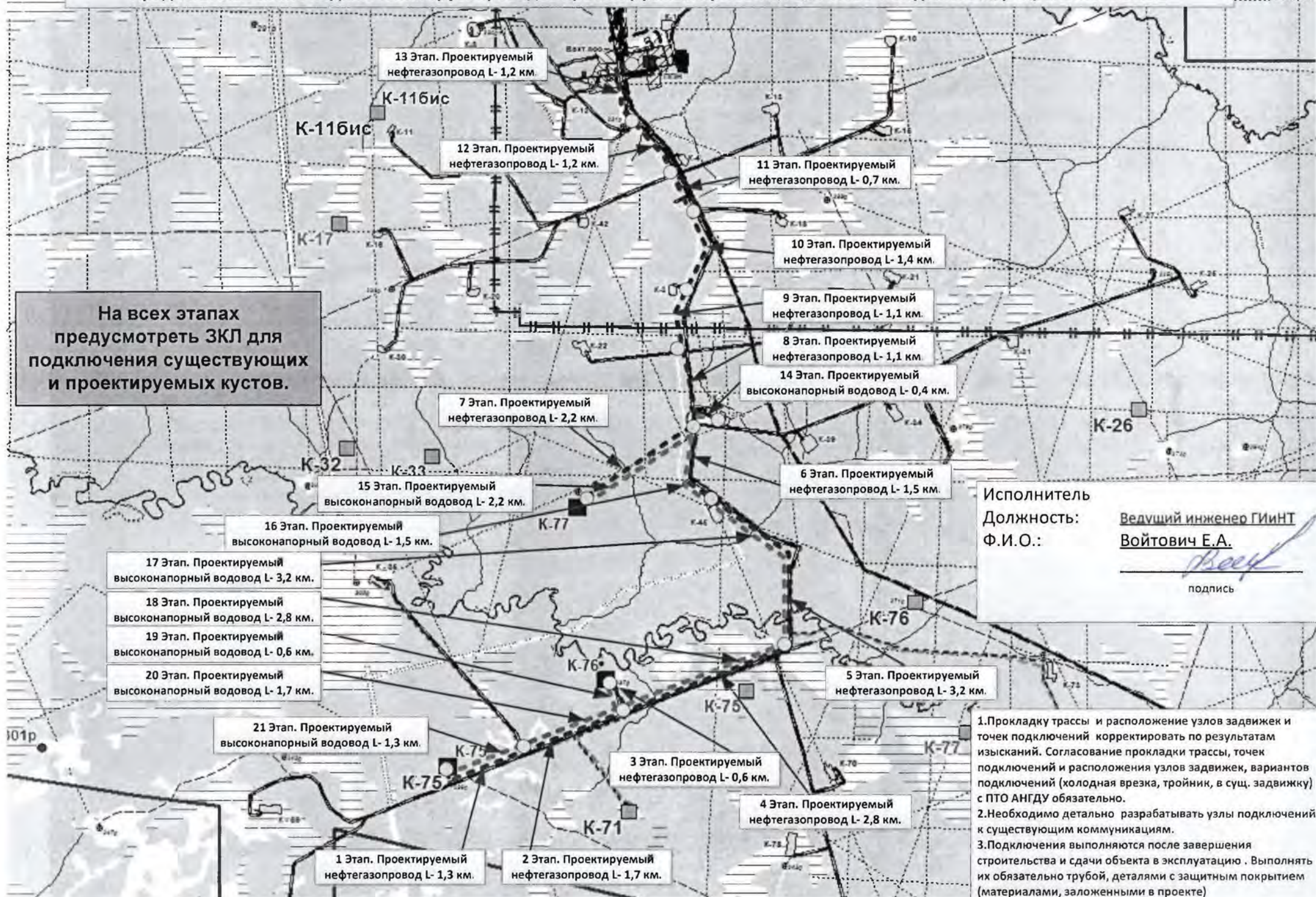
Главный инженер АНГДУ ОАО СН-МНГ



В.В. Евдокимов



Предлагаемая схема подключения трубопроводов проектируемых кустов 75,76,77 Ново-Покурского м/р. Приложение № 1



Исполнитель

Должность:

Ведущий инженер ГИИНТ

Ф.И.О.:

Войтович Е.А.

подпись

- 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 пролеты ограждения.

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

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

Высоту ограждения принять 2200 мм.

Цветовая раскраска:

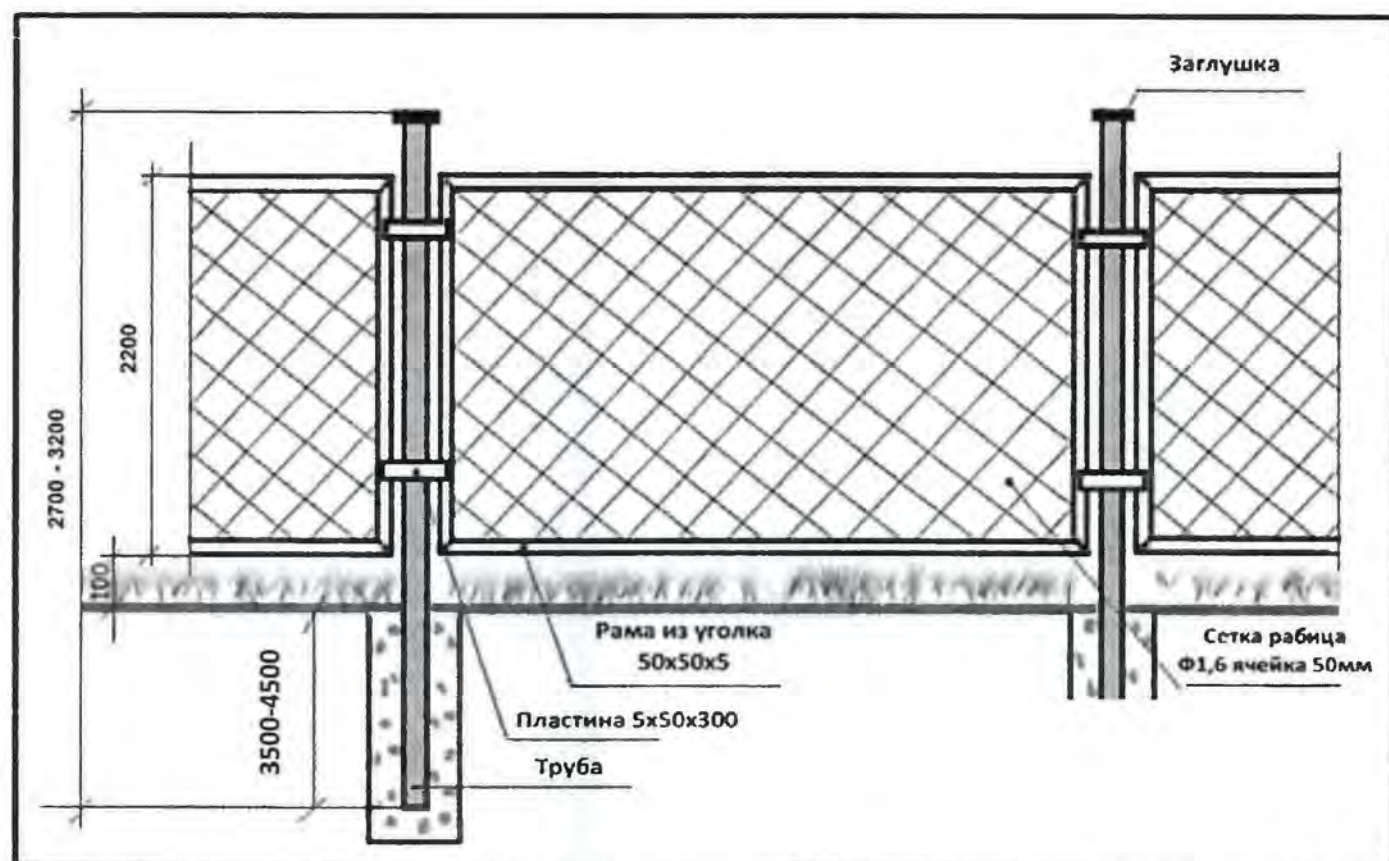
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное (кгс/см²)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК – пикетаж

Телефон:

ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий



«О выдаче ТУ»

Технические условия № 74-2015 от 13.03.2015 г.
на электроснабжение КП-75 Ново-Покурского м/р

Запрашиваемая мощность – 594 кВт.

1. Со стороны подрядной организации:

1.1. Разработать проект электроснабжения КП-75 Ново-Покурского месторождения нефти. Проектом предусмотреть:

- 1.1.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-75 Ново-Покурского м/р. Трассу прохождения ВЛ-6кВ предварительно согласовать с ООО «МЭИ».
- 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-7, 16 ПС-35/6кВ «Куст-78». Номера опор определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опор в точке врезки.
- 1.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Куст-78» 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-75 – в соответствии с ГОСТ Р54149-2010.
- 1.1.7. Пункт АВР-6кВ на КП-75 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-75.
- 1.1.12. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.

- 1.1.13. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-75 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, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.
- 1.1.17. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока. При необходимости предусмотреть замену провода на существующих ВЛ-6кВ.
- 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 от 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».
- 1.2.1. 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-75 Ново-Покурского 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 12 месяцев.

Приложение: Поопорная схема Ф-7, 16 ПС-35/6кВ «Куст-78» - на 2 листах в 1 экземпляре.

Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»

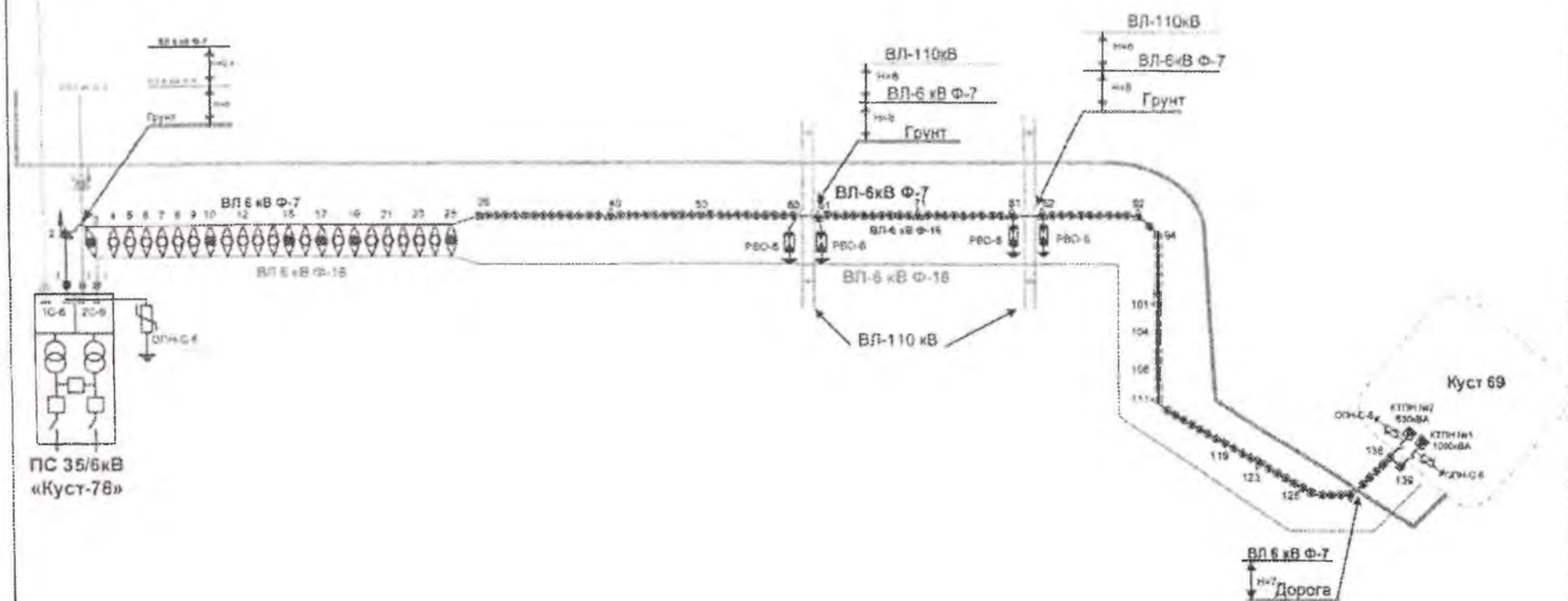


В.В. Долгушин

Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»



В.Е. Сыровежкин

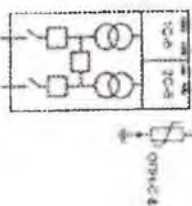


Условные графические обозначения:

- металлические «повышенные» опоры
- металлические «повышенные» опоры другого типа
- металлические «повышенные» опоры с укосом
- ВЛ 6 кВ
- тротуарная дорога
- «анкерная» опора ВЛ-35 кВ
- промежуточная опора ВЛ-10 кВ
- ВЛ-110 кВ

№ п/п	объект	Тип опоры	Кол. опор, шт	Протяж. (тип, длина)
7	ВЛ 6 кВ оп 3-25	«в лаборатории ВЛ-35 кВ П-35-2 У-35-2»	17 6	АС-120 3,2 км
	ВЛ 6 кВ	«в лаборатории ВЛ-6 кВ»	115	А-95 6,3 км
	итого	Все опоры ВЛ-6 кВ	132	9,5 км

Изм.	ФИО	Дата	Подпись	07А-008-ВЛ-024		
Гл. инженер	Долгушин В.В.	25.01.14		ВЛ-6кВ Ф-7 ПС 35/6кВ «Куст-78»	Литер	
Зам. гл. инж.	Петров А.Ю.	25.01.14			Лист	
И. о. н.ч. ЦУС	Мушкароев А.В.	25.01.14		ООО «МегасЭнергоСервис»	СР-7	
Нач. ПТО	Марченко А.Н.	25.01.14				
Зам. н.ч. СР-7	Хайруллин Р.Ф.	25.01.14				
Исполнитель	Спейник С.В.	25.01.14				



International Telecommunications Union
International Catalogue of Circuits and Components
International Catalogue of Circuits and Components
International Catalogue of Circuits and Components





1. The cell is a eukaryotic cell.
 2. The cell is a plant cell.
 3. The cell is an animal cell.
 4. The cell is a prokaryotic cell.

[illegible]

№ п/п	Ф.И.О.	Дата	Подпись	Итого
1	Попов В.В.	10.07.14		100
2	Петров А.О.	10.07.14		100
3	Мухомов А.В.	10.07.14		100
4	Морозов А.Н.	10.07.14		100
5	Колосов Р.В.	10.07.14		100
6	Овчинник Д.В.	10.07.14		100
7	Овчинник Д.В.	10.07.14		100



«О выдаче ТУ»

Технические условия № 51-2015 от 25.12.2015 г.
на электроснабжение КП-76 Ново-Покурское м/р

Запрашиваемая мощность – 594 кВт.

1. Разработать проект электроснабжения КП-76 Ново-Покурское месторождения нефти. Проектом предусмотреть:

- 1.1. строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-76 Ново-Покурского м/р.
 - 1.1.1. точки подключения: существующие ВЛ-6кВ Ф-7,16 от ПС 35/6кВ «Куст-78». Номера опор в точках врезки определить проектом. При необходимости, произвести замену существующих опор.
- 1.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
- 1.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
- 1.4. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Куст-78» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
- 1.5. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-76 – в соответствии с ГОСТ 13109-97.
- 1.6. Пункты АВР-6кВ на КП-76 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
- 1.7. Расположение оборудования пунктов 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».
- 1.8. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однострановых подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
- 1.9. Калитку с механическим затвором на входах площадок обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пунктов АВР-6кВ.
- 1.10. Линейные разъединители на первых отпасах и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-76.
- 1.11. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 1.12. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-76 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 1.13. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 1.14. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 1.15. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.
- 1.16. Технические характеристики проектируемых и реконструируемых ВЛ-6кВ определить проектом.
- 1.17. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
- 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».
- 1.19. 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».
- 1.20. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.

- 1.21. 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.
- 1.22. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 1.23. 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».
- 1.24. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 1.25. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 1.26. На планах трасс ВЛ-6кВ указывать линию вырубki леса, поросли, кустарников.
2. Проект, выполненный в соответствии с п.1. настоящих технических условий, согласовать с ООО «МЭН» и энергетическим отделом ОАО «СН-МНГ».
 - 2.1. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
3. Строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и профилактические испытания оборудования и защит на основании согласованной в соответствии с п.2. настоящих технических условий проектной документации.
4. Порядок выполнения мероприятий по электроснабжению КП-76 Ново-Покурского месторождения нефти:
 - 4.1. Выполнить мероприятия, предусмотренные настоящими техническими условиями.
 - 4.2. Провести осмотр (обследование) объекта капитального строительства должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора при участии представителей ОАО «СН-МНГ», ООО «МЭН».
 - 4.3. Получить разрешение на допуск в эксплуатацию энергоустановки.
5. Срок действия технических условий 12 месяцев.
6. Ранее выданные технические условия исх.№02-14/194 от 28.01.2015г. считать не действительными.

Приложение:

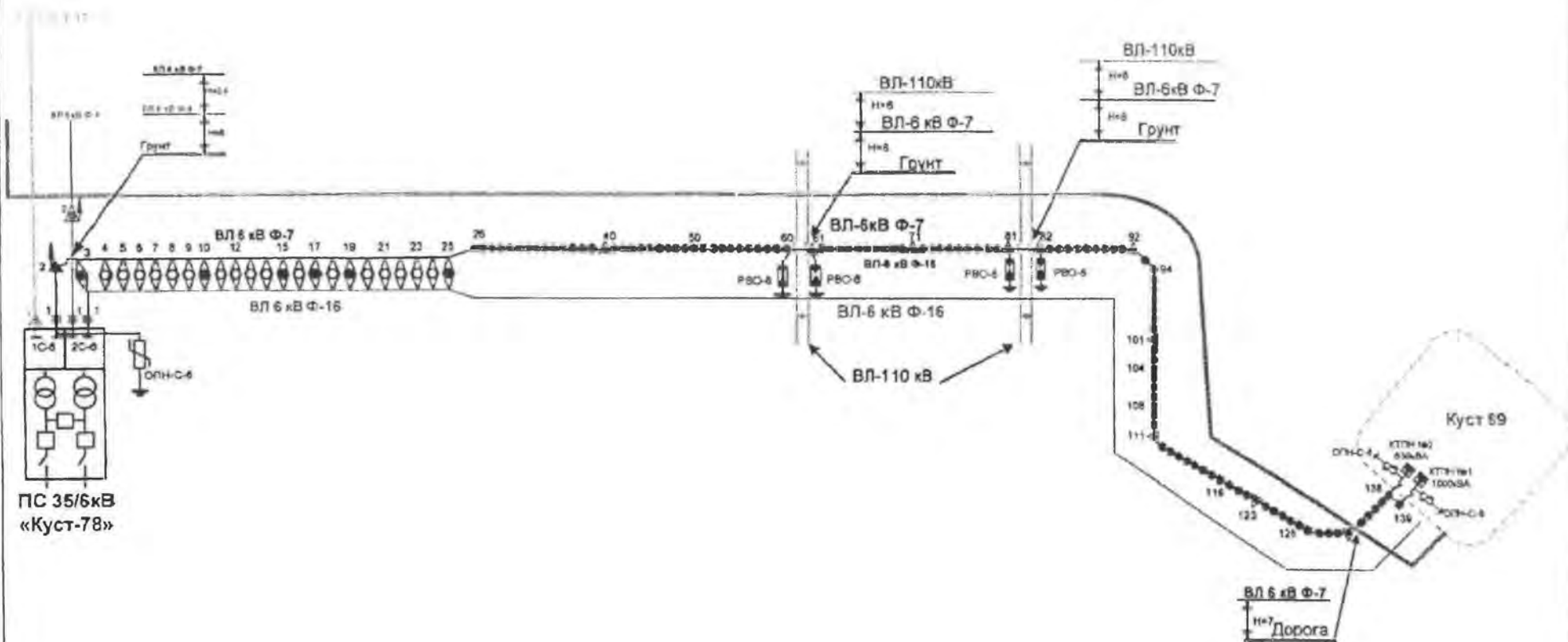
- 1) Поопорные схемы ВЛ-6кВ ф-7,16 ПС 35/6кВ «Куст-1» - на 2 листах в 1 экземпляре.

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

В.В. Долгушин

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

В.Е. Сыровежкин



ПС 35/6кВ
«Куст-78»

Условные графические обозначения:

- металлические, повышающие свайные опоры
- металлические свайные опоры внутреннего типа
- металлические свайные опоры с укосом
- ВЛ 6кВ
- грунтовая дорога
- опоры ВЛ-6кВ
- промежуточные опоры ВЛ-35кВ
- ВЛ-110кВ

№ дч.	объект	Тип опоры	Кол. опор, шт	Провод (тип, длина)
	ВЛ-6кВ оп. 3-25	- в габаритах ВЛ-35кВ П-35-2 у-35-2	17	АС-120 3,2км
	ВЛ-6кВ	- в габаритах ВЛ-6кВ	116	А-95 0,3км
	итого	Все опоры ВЛ-6 кВ	133	9,5 км

Изм	ФИО	Дата	Подпись	07А-006-ВЛ-024	
Гл. инженер	Долгушин В.В.	25.01.14		ВЛ-6кВ Ф-7 ПС 35/6кВ «Куст-78»	Литер
Зам. гл. инж.	Петров А.Ю.	25.01.14			Лист
и.о. Нач. ЦДС	Мушаров А.В.	25.01.14		ООО «Мегас ЭнергоНефть»	СП-7
Нач. ПТО	Марченко А.Н.	25.01.14			
Зам. нач. СР-7	Хайруллин Р.Ф.	25.01.14			
Исполнитель	Олейник Д.В.	25.01.14			

«О выдаче ТУ»

Технические условия № 50-2015 от 25.02.2015г.
на электроснабжение КП-77 Ново-Покурское м/р

Запрашиваемая мощность – 594 кВт.

1. Разработать проект электроснабжения КП-77 Ново-Покурское месторождении нефти. Проектом предусмотреть:
 - 1.1. строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-77 Ново-Покурского м/р.
 - 1.1.1. Точки подключения:
 - резервная яч.-6кВ №15 ПС-35/6кВ «Куст-1» до КП-77 с заходом ВЛ-6кВ на КП-45.
 - существующая опора №30 ВЛ-6кВ Ф-4 от ПС 35/6кВ «Куст-1». Точный номер опоры в точке врезки определить проектом. При необходимости, произвести замену существующей опоры.
 - 1.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
 - 1.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
 - 1.4. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Куст-1» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
 - 1.5. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-77 – в соответствии с ГОСТ 13109-97.
 - 1.6. Пункты АВР-6кВ на КП №№45, 77 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
 - 1.7. Расположение оборудования пунктов АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом степ-болтов для подъема к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
 - 1.8. 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.
 - 1.9. Калитку с механическим затвором на входах площадок обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пунктов АВР-6кВ.
 - 1.10. Линейные разъединители на первых отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП №№45, 77.
 - 1.11. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
 - 1.12. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-77 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
 - 1.13. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
 - 1.14. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
 - 1.15. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.
 - 1.16. Технические характеристики проектируемых и реконструируемых ВЛ-6кВ определить проектом.
 - 1.17. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
 - 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».
 - 1.19. 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».

- 1.20. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
- 1.21. 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.
- 1.22. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 1.23. 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».
- 1.24. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 1.25. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 1.26. На планах трасс ВЛ-6кВ указывать линию вырубki леса, поросли, кустарников.
2. Проект, выполненный в соответствии с п.1. настоящих технических условий, согласовать с ООО «МЭН» и энергетическим отделом ОАО «СН-МНГ».
 - 2.1. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
3. Строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и профилактические испытания оборудования и защит на основании согласованной в соответствии с п.2. настоящих технических условий проектной документации.
4. Порядок выполнения мероприятий по электроснабжению КП-77 Ново-Покурского месторождения нефти:
 - 4.1. Выполнить мероприятия, предусмотренные настоящими техническими условиями.
 - 4.2. Провести осмотр (обследование) объекта капитального строительства должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора при участии представителей ОАО «СН-МНГ», ООО «МЭН».
 - 4.3. Получить разрешение на допуск в эксплуатацию энергоустановки.
5. Срок действия технических условий 12 месяцев.
6. Ранее выданные технические условия исх.№02-14/194 от 28.01.2015г. считать не действительными.

Приложение:

- 1) Однолинейная схема ПС-35/6кВ «Куст-1» - на 1 листе в 1 экземпляре.
- 2) Поопорная схема ВЛ-6кВ ф-4 ПС 35/6кВ «Куст-1» - на 1 листе в 1 экземпляре.

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

В.В. Долгушин

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

В.Е. Сыровежкин

Ф-1 35 кВ от ПС 110/35/6 кВ "Ново-Покурская"

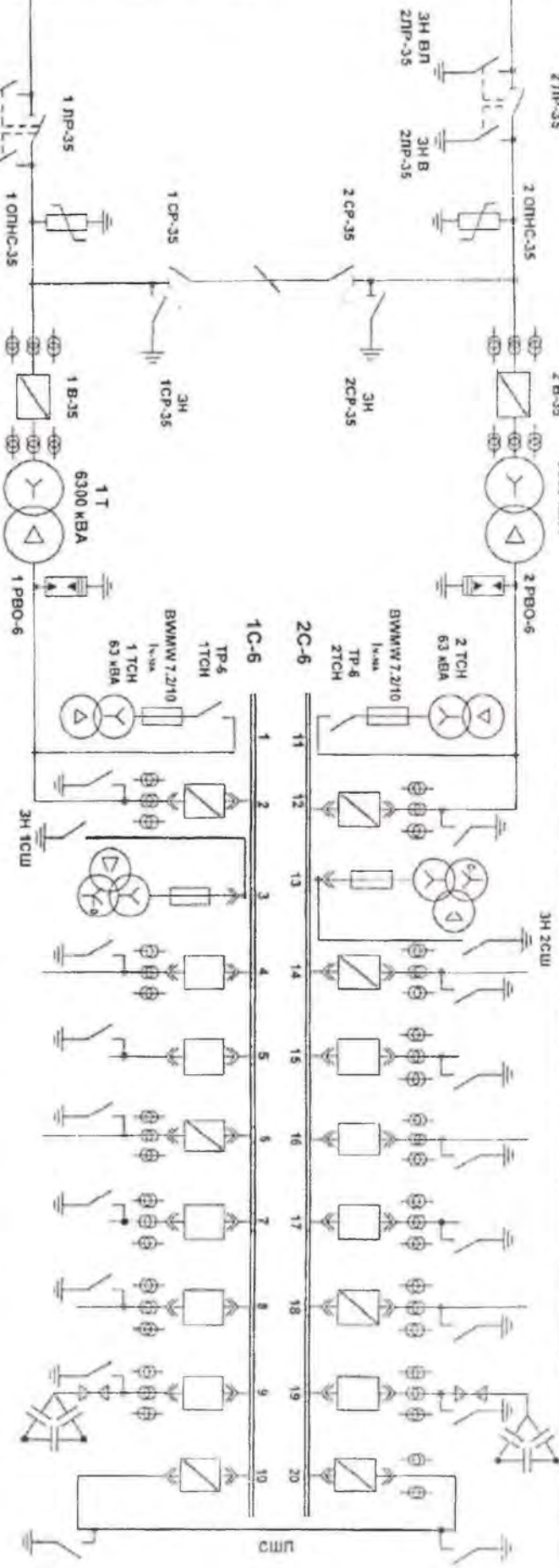
Ф-3 35 кВ от ПС 110/35/6 кВ "Ново-Покурская"

РД3-2-35/1000
ОПНС-35
РД-1-35/1000
ТВ-150/5
С-35М-630-10
Привод ПП-67
ТВ-150/5
ТОб - 6300/35 U _{ном} =35000+2х2,5% U _{изм} =6000В; Защ №36670 I=103,9/577,3А U _{кз} =6,82% х/Δ-11 GZSB 7,5

РД3-2-35/1000
ОПНС-35
РД-1-35/1000
ТВ-150/5
С-35М-630-10
Привод ПП-67
ТВ-150/5
ТОб - 6300/35 U _{ном} =35000+2х2,5% U _{изм} =6000В; Защ №36670 I=103,9/577,3А U _{кз} =6,82% х/Δ-11 GZSB 7,5

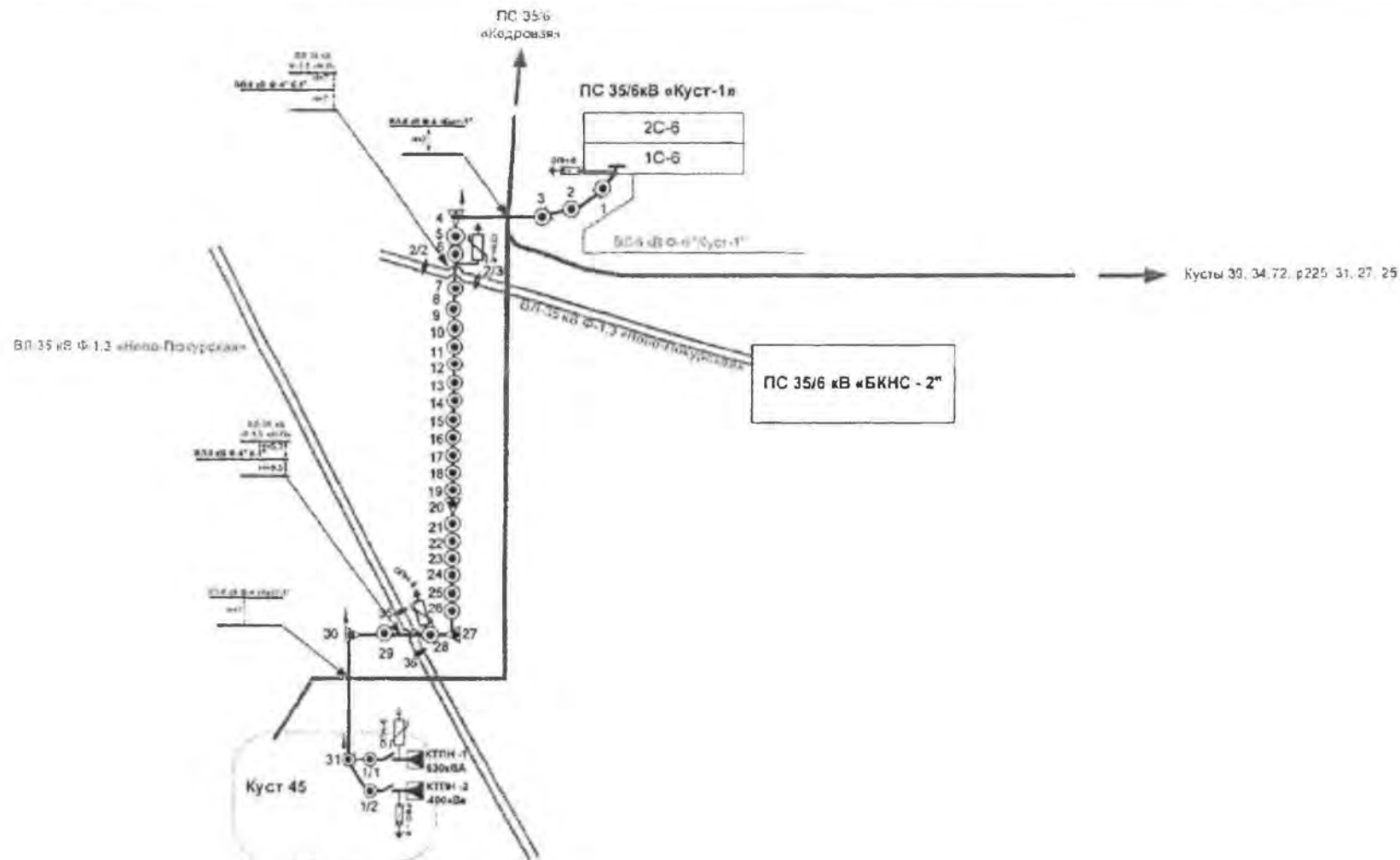
Ячейки серии ST-7									
Яч-11	Яч-12	Яч-13	Ф-14	Яч-15	Ф-16	Яч-17	Ф-18	Яч-19	Яч-20
СВ III 10/6 12 кВ 630 А ТНОСВ 63/10 Защ №3661861	600А 600А 600/5	Присоединение ВВР 47,20/8 6000/100/ 100/15	600А 600А 300/5 ВН	600А 600А 150/5 200/5 ВН	600А 600А 200/5 200/5 ВН	600А 600А 200/5 200/5 ВН	600А 600А 100/5 300/5 ВН	600А 600А 100/5 600/5 ВН	Присоединение ВВР 47,20/8 250КВ 6 500 кВВР СВВ Потребитель

Ячейки серии ST-7									
Яч-1	Яч-2	Яч-3	Ф-4	Яч-5	Ф-6	Яч-7	Ф-8	Ф-9	Яч-10
СВ III 10/6 12 кВ 630 А ТНОСВ 63/10 Защ №3661861	600А 600А 600/5	Присоединение ВВР 47,20/8 6000/100/ 100/15	600А 600А 300/5 200/5 ВН	600А 600А 150/5 200/5 ВН	600А 600А 200/5 200/5 ВН	600А 600А 200/5 200/5 ВН	600А 600А 100/5 300/5 ВН	600А 600А 100/5 600/5 ВН	Присоединение ВВР 47,20/8 250КВ 6 500 кВВР СВВ Потребитель



Тип выключателя ВМ-12/2000-Н 800А
Тип привода МСД-Е 220В
Производство Польша
Тип трансформатора ТН- АВК-10
Тип трансформатора ТН- ВСК-10В

Изм.	Лист	Фамилия И.О.	Подпись	Дата
Гл. инженер		Долгушин В.В.		07.03.2001
М.О. Нач. ЦДС		Мухомов А.В.		
Нач. ЦТО		Морозов А.Н.		
Нач. СР-7		Петров М.А.		
Исполнитель		Гонимов И.В.		
ООО «Металл-Энерго-Сервис»				
СР-7				



Условные графические обозначения

«Ф» - промежуточная металлическая опора ВЛ-35кВ

«В» - анкерная (затяжная-угловая) металлическая опора ВЛ-35кВ

⊗ - железобет. свайные опоры

⊙ - металлические свайные опоры

⊕ - металлические свайные опоры с угловой

⊖ - железобет. свайные опоры с угловой

⊗ - железобет. свайные анкерные опоры

⊗ - металлические свайные анкерные опоры

⊙ - железобет. повышенные свайные опоры

— - ВЛ 5кВ

— - дорога

— - грунтовая дорога

№ п/п	объект	Кол-во опор	Протяженность
		шт	км
1	ВЛ 5кВ	33	А-95
2	Металлических опор		2,4
3	Итого	33	2,4

Изм	Ф.И.О.	Дата	Подпись	07-006-ВЛ-005
Гл. инженер	Долгушин В.В.			
Зам.гл.инж. ОУ	Петров А.Ю.	27.02.14		ВЛ-6 кВ Ф-4
И.о. н.ч. ЦДС				ПС 35/6кВ «Куст-1»
Начальник ПТО	Марченко А.И.			Литер
Изм. П.ч. С/Р №1	Хайруллин Р.Ф.	25.02.14		Лист
Исполнитель	Пономарева И.В.	25.02.14		ООО «Мегон ЭнергоНефть»
				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

23 января 2015г.
На № _____

№ МС-29
от _____ 2015г.

**Начальнику департамента по
новым проектам, технике и
технологии
ОАО «СН-МНГ»
М.Н. Бессонову**

О предоставлении информации

Уважаемый Михаил Николаевич!

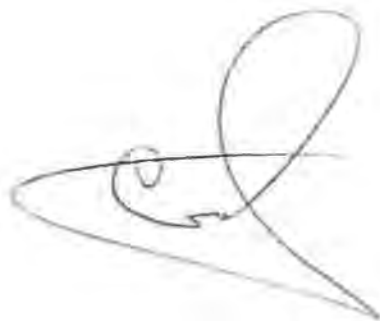
Направляю Вам для проектирования актуализированные проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №№ 58 Ватинского месторождения, КП №№ 136, 15, 95 Тайлаковского месторождения. Направляю Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП № 1856 Ватинского месторождения, КП № 23, 266 Западно-Асомкинского месторождения, КП №№ 225, 226, 227 Аганского месторождения, КП № 26 Южно-Аганского месторождения, КП №№ 91, 99, 115, 152, 155, 162, 163, 165, 168 Тайлаковского месторождения, КП № 75 Ново-Покурского месторождения.

Приложение:

1. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 58 Ватинского месторождения.
2. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 136 Тайлаковского месторождения
3. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 15 Тайлаковского месторождения
4. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 95 Тайлаковского месторождения.

5. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 23 Западно-Асомкинского месторождения.
6. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 1856 Ватинского месторождения.
7. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП 266 Западно-Асомкинского месторождения.
8. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 225 Аганского месторождения.
9. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 226 Аганского месторождения.
10. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 227 Аганского месторождения.
11. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 26 Южно-Аганского месторождения.
12. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 91 Тайлаковского месторождения.
13. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 99 Тайлаковского месторождения.
14. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 115 Тайлаковского месторождения.
15. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 152 Тайлаковского месторождения.
16. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 155 Тайлаковского месторождения.
17. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 162 Тайлаковского месторождения.
18. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 163 Тайлаковского месторождения.
19. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 165 Тайлаковского месторождения.
20. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 168 Тайлаковского месторождения.
21. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 75 Ново-Покурского месторождения.

С уважением,



М.Ф. Старицын

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 75 Ново-Покурского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Ново-Покурское	75	гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД отр	ЮВ1(2)	80	40	40
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД отр	ЮВ1(2)	80	40	40
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД отр	ЮВ1(2)	60	30	40
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД отр	ЮВ1(2)	60	30	40
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД	ЮВ1(2)			
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД	ЮВ1(2)			
Сумма				760	380	
Ср. Q				76	38	

Динамика основных показателей разработки КП № 75 Ново-Покурского месторождения

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	КП № 75										
1.1	Общий фонд скважин, шт	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- нагнетательных	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс.т	32	40	34	33	33	32	32	31	31	30
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	106	274	278	278	278	278	278	278	278	278
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	203	305	305	305	305	305	305	305	305	305
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	1,6	2,0	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5

Начальник отдела ОПиМНР



А.М. Горбань

Проектные данные по КП № 75 Ново-Покурского месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин					объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление наги атм	Газо- содерж-е м3/т	Пл. темпера град	Тип насосов
				всего	добыв	наги		водозаб	жидк м3/сут	нефти т/сут					
						с отработ	без отработ								
Ватинское НГДУ															
1	Ново-Покурское	75	ЮВ1(2)	12	6	4	2	0	760	380	836	ЮВ1(2) - 180	ЮВ1(2) - 50	ЮВ1(2) - 92	ЭЦН
1	Итого по месторождению			12	6										

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

Начальник геологического отдела ДГИН ОАО "СН-МНГ"

Начальник ОПМПП ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"



Юрков И.С.

Горбань А.М.

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 76 Ново-Покурского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Ново-Покурское	76	гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД отр	ЮВ1(2)	80	40	40
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД отр	ЮВ1(2)	80	40	40
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД отр	ЮВ1(2)	60	30	40
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД отр	ЮВ1(2)	60	30	40
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД	ЮВ1(2)			
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД	ЮВ1(2)			
Сумма				760	380	
Ср. Q				76	38	

Динамика основных показателей разработки КП № 76 Ново-Покурского месторождения

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	КП № 76										
1.1	Общий фонд скважин, шт	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- нагнетательных	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс.т	32	40	34	33	33	32	32	31	31	30
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	106	274	278	278	278	278	278	278	278	278
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	203	305	305	305	305	305	305	305	305	305
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	1,6	2,0	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5

Начальник отдела ОПиМНР



А.М. Горбань

Проектные данные по КП № 76 Ново-Покурского месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин				объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление наги атм	Газо- содерж-е м3/т	Пл. темпера град	Тип насосов	
				всего	добыв	наги		водозаб	жидк м3/сут						нефти т/сут
						с отработ	без отработ								
Ватинское НГДУ															
1	Ново-Покурское	76	ЮВ1(2)	12	6	4	2	0	760	380	836	ЮВ1(2) - 180	ЮВ1(2) - 50	ЮВ1(2) - 92	ЭЦН
1	Итого по месторождению			12	6										

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.

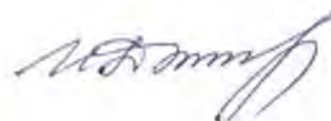
Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 77 Ново-Покурского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Ново-Покурское	77	гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД отр	ЮВ1(2)	80	40	40
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД отр	ЮВ1(2)	80	40	40
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД отр	ЮВ1(2)	60	30	40
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД отр	ЮВ1(2)	60	30	40
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД	ЮВ1(2)			
		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40
		ППД	ЮВ1(2)			
Сумма				760	380	
Ср. Q				76	38	

Динамика основных показателей разработки КП № 77 Ново-Покурского месторождения

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	КП № 77										
1.1	Общий фонд скважин, шт	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- нагнетательных	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс.т	32	40	34	33	33	32	32	31	31	30
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	106	274	278	278	278	278	278	278	278	278
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	203	305	305	305	305	305	305	305	305	305
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	1,6	2,0	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5

Начальник отдела ОПиМНР



А.М. Горбань

Проектные данные по КП № 77 Ново-Покурского месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин				объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление наги атм	Газо- содерж-е м3/т	Пл. темпера град	Тип насосов	
				всего	добыв	наги		водозаб	жидк м3/сут						нефти т/сут
						с отработ	без отработ								
Ватинское НГДУ															
1	Ново-Покурское	77	ЮВ1(2)	12	6	4	2	0	760	380	836	ЮВ1(2) - 180	ЮВ1(2) - 50	ЮВ1(2) - 92	ЭЦН
1	Итого по месторождению			12	6										

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.



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

27 01 2015 г.
На № МБ-30

№ 44-34
от 26 01 2015 г.

Начальнику ДпоНП ТИТ
М.Н.Бессонову

О предоставлении информации

В ответ на исх.№МБ-30 от 26.01.2015г. направляю перечень скважин КП № 1856 Ватинского месторождения, КП №№ 91, 99, 115, 152, 155, 162, 163, 165, 168 Тайлаковского месторождения, КП №№ 23, 266 Западно-Асомкинского месторождения, КП №№ 225, 226, 227 Аганского месторождения, КП №26 Южно-Аганского месторождения, КП № 75 Ново-Покурского месторождения с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 17 л., 1 экз.

Начальник ТО ДНГ ДДНГ

Н.Р. Шамсутдинов

Перечень скважин КП №75 Ново-Покурского 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
Ново-Покурское	***	75	гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40	5-80-2500	63
	***		ППД отр	ЮВ1(2)	80	40	40	5-80-2500	63
	***		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40	5-80-2500	63
	***		ППД отр	ЮВ1(2)	80	40	40	5-80-2500	63
	***		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40	5-80-2500	63
	***		ППД отр	ЮВ1(2)	60	30	40	5-60-2500	45
	***		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40	5-80-2500	63
	***		ППД отр	ЮВ1(2)	60	30	40	5-60-2500	45
	***		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40	5-80-2500	63
	***		ППД	ЮВ1(2)					
	***		гор с МГРП	ЮВ1(2)	80	40	40	5-80-2500	63
	***		ППД	ЮВ1(2)					
				Сумма	760	380			594
				Ср.Q	76	38			

Перечень скважин КП №76Ново-Покурского 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
Ново-Покурское	***	76	гор с МГРП	ЮВ1 (2)	80	40	40	5-80-2500	63
	***		ППД, отр	ЮВ1 (2)	80	40	40	5-80-2500	63
	***		гор с МГРП	ЮВ1 (2)	80	40	40	5-80-2500	63
	***		ППД, отр	ЮВ1 (2)	80	40	40	5-80-2500	63
	***		гор с МГРП	ЮВ1 (2)	80	40	40	5-80-2500	63
	***		ППД, отр	ЮВ1 (2)	60	30	40	5-60-2500	45
	***		гор с МГРП	ЮВ1 (2)	80	40	40	5-80-2500	63
	***		ППД, отр	ЮВ1 (2)	60	30	40	5-60-2500	45
	***		гор с МГРП	ЮВ1 (2)	80	40	40	5-80-2500	63
	***		ППД	ЮВ1 (2)					
	***		гор с МГРП	ЮВ1 (2)	80	40	40	5-80-2500	63
	***		ППД	ЮВ1 (2)					
				Сумма	760	380			594
				Ср.Q	76	38			

Перечень скважин КП №77 Ново-Покурского 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
Ново-Покурское	***	77	гор с МГРП	ЮВ1 (2)	80	40	40	5-80-2500	63
	***		ППД, отр	ЮВ1 (2)	80	40	40	5-80-2500	63
	***		гор с МГРП	ЮВ1 (2)	80	40	40	5-80-2500	63
	***		ППД, отр	ЮВ1 (2)	80	40	40	5-80-2500	63
	***		гор с МГРП	ЮВ1 (2)	80	40	40	5-80-2500	63
	***		ППД, отр	ЮВ1 (2)	60	30	40	5-60-2500	45
	***		гор с МГРП	ЮВ1 (2)	80	40	40	5-80-2500	63
	***		ППД, отр	ЮВ1 (2)	60	30	40	5-60-2500	45
	***		гор с МГРП	ЮВ1 (2)	80	40	40	5-80-2500	63
	***		ППД	ЮВ1 (2)					
	***		гор с МГРП	ЮВ1 (2)	80	40	40	5-80-2500	63
	***		ППД	ЮВ1 (2)					
				Сумма	760	380			594
				Ср.Q	76	38			

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

23 января 2015 г.
На № _____

№ СМ-91
от _____ 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	Месторождение	Координаты		НДС
			Х	У	
1.	75	Ново-Покурское	717932	633900	315°.

Примечание: ТТП- 12уг.

Главный маркшейдер

Начальник департамента
геологии и недропользования

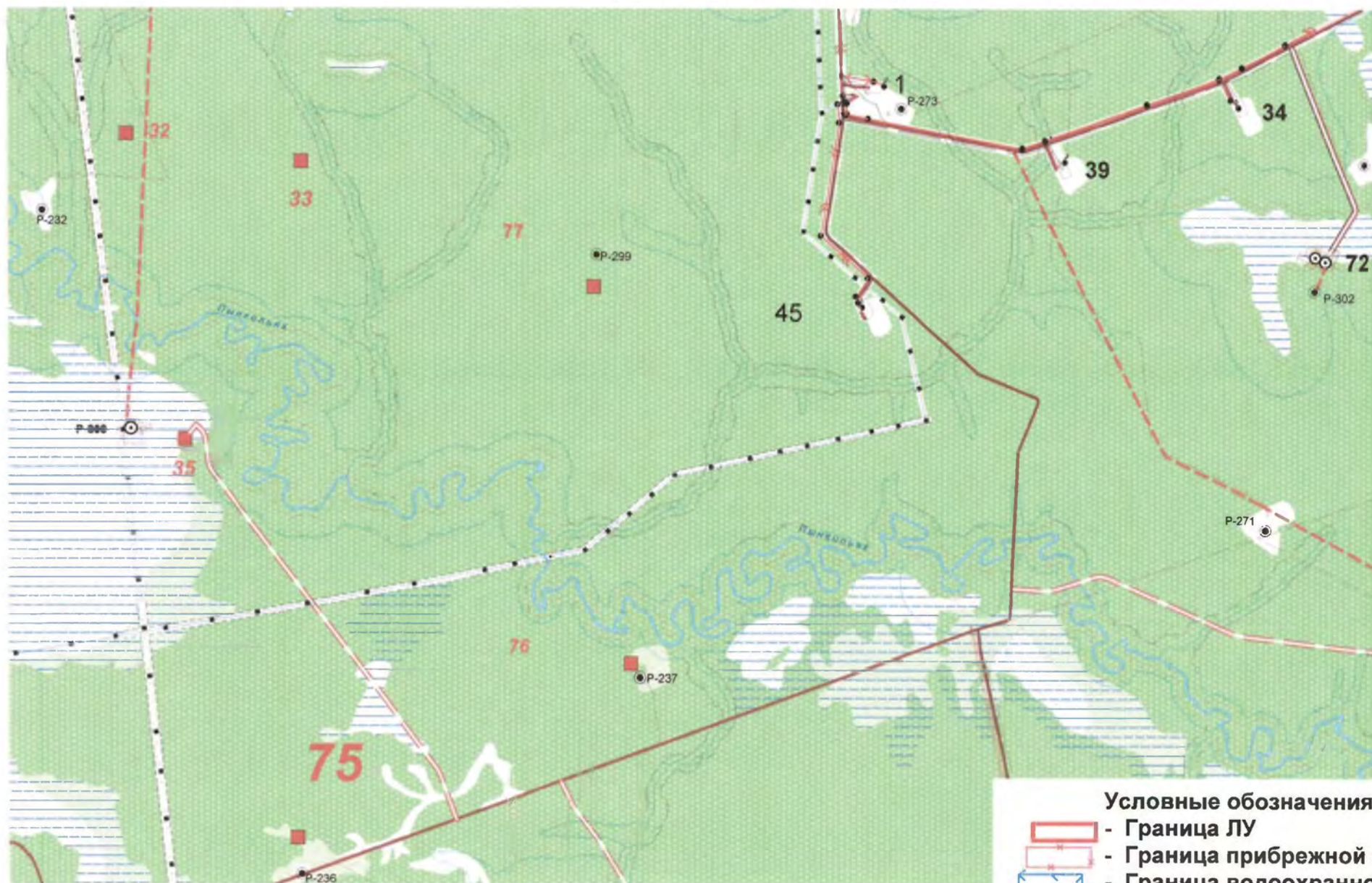
Начальник отдела
земельных отводов

А.А.Новичков

М.Ф.Старицын

Д.В.Соловей

Ново-Покурское месторождение



М 1 : 40 000

Условные обозначения :

- ▬ - Граница ЛУ
- ▬ - Граница прибрежной зоны
- ▬ - Граница водоохранной зоны
- - - - граница родовых угодий
- - - - административная граница населенных пунктов



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

тел. (34643) 46-880, факс (34643) 46-975

23 января 2015 г.
На № _____

№ МН-92
от _____ 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.	76	Ново-Покурское	719415	636210	230°.

Примечание: ТТП- 12уг.

Справку за № АН-79а от 5.12.2014г считать недействительной.

Главный маркшейдер

А.А.Новичков

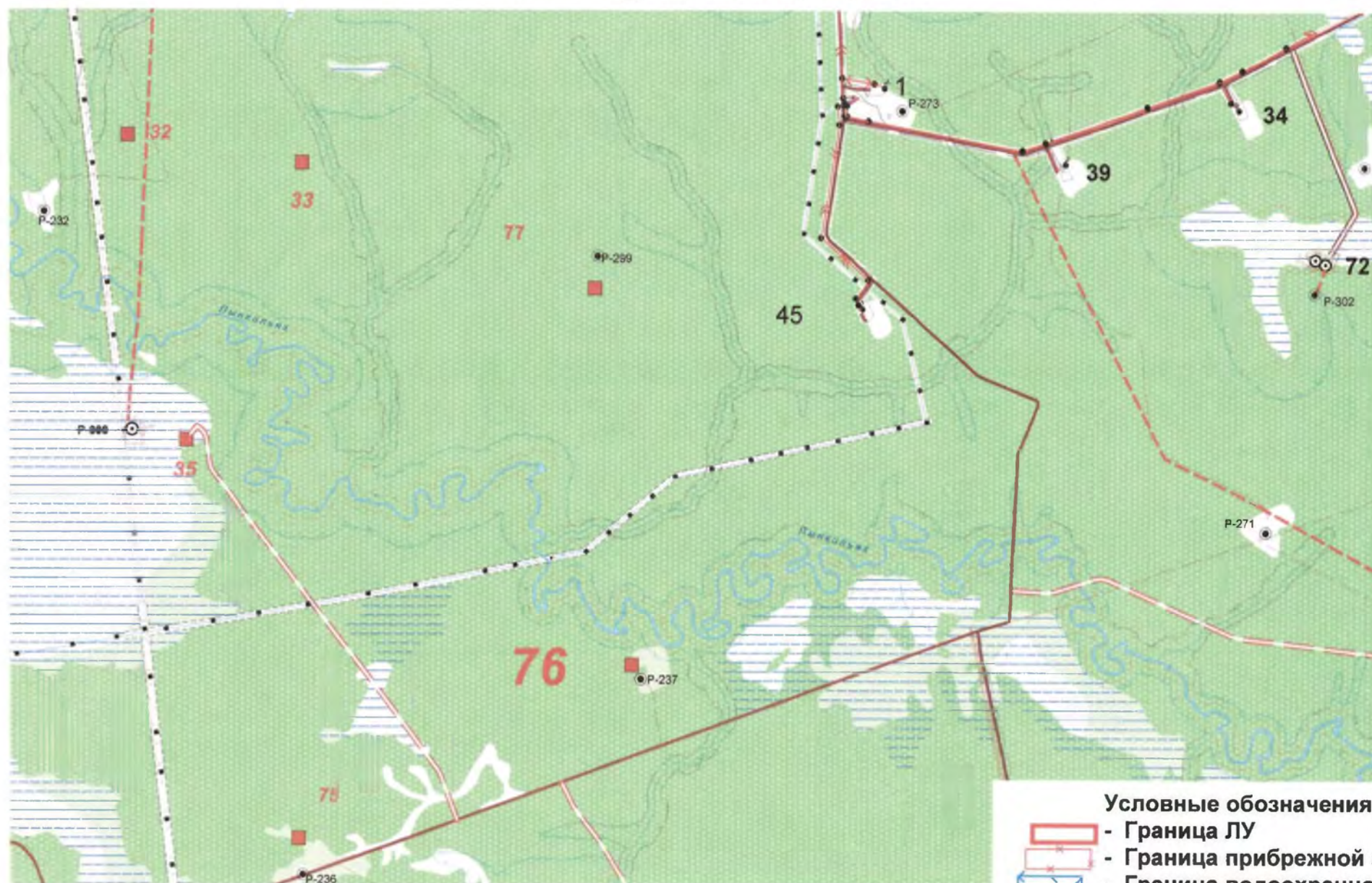
Начальник департамента
геологии и недропользования

М.Ф.Старицын

Начальник отдела
земельных отводов

Д.В.Соловей

Ново-Покурское месторождение



М 1 : 40 000

Условные обозначения :

- ▬ - Граница ЛУ
- ▬ - Граница прибрежной зоны
- - - - Граница водоохранной зоны
- ▬ - граница родовых угодий
- - - - административная граница населенных пунктов



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

тел. (34643) 46-880, факс (34643) 46-975

23 января 2015 г.
На № _____

№ АН-23#
от _____ 2015 г.

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

*Об исходных данных по кустовым
площадкам*

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

Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторож- дение	Координаты		НДС
			Х	У	
1.	77	Ново-Покурское	722142	635682	315°.

Примечание: ТТП- 12уг.

Справку за № АН-80а от 5.12.2014г считать недействительной.

Главный маркшейдер

Начальник департамента
геологии и недропользования

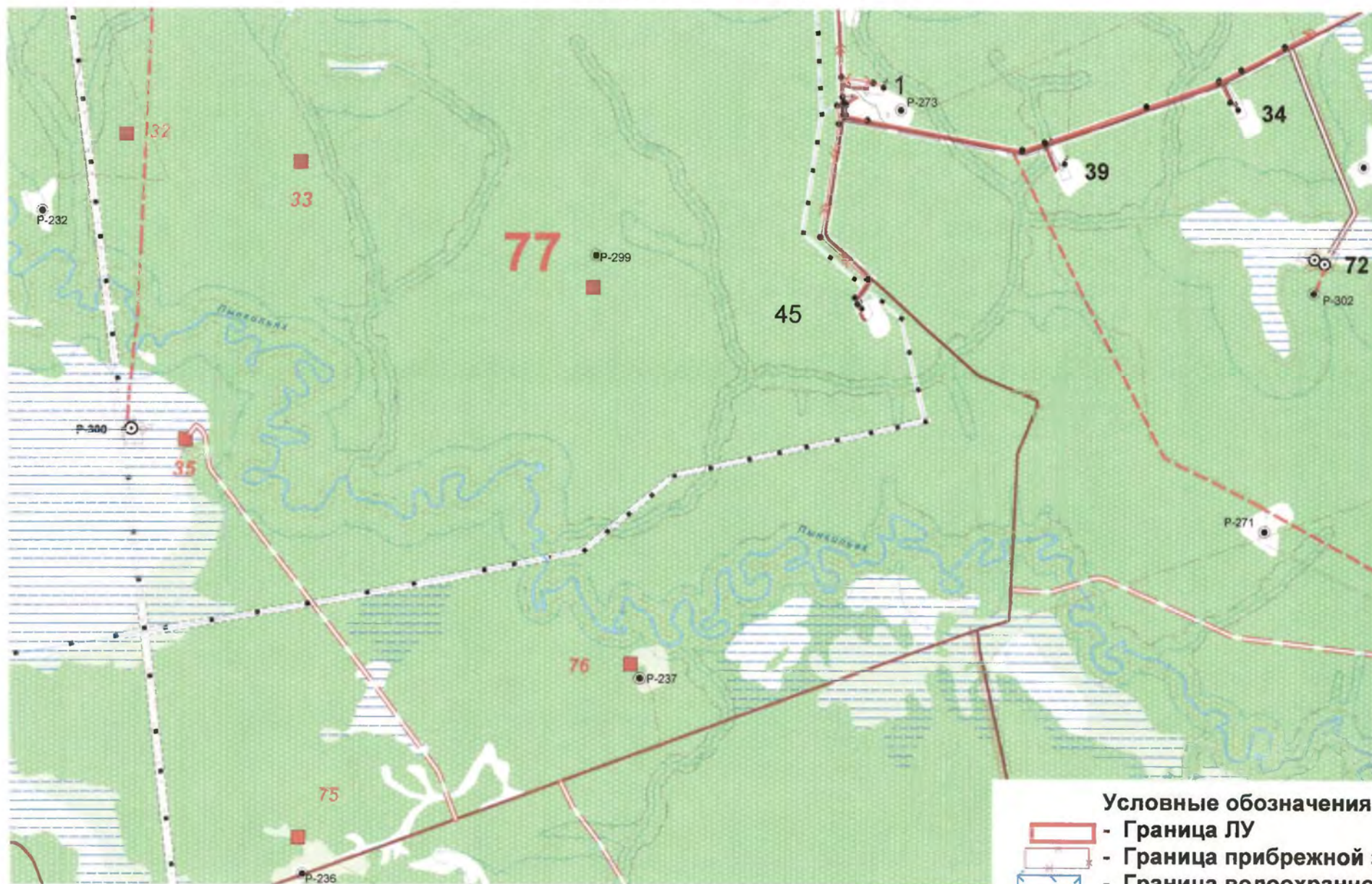
Начальник отдела
земельных отводов

А.А.Новичков

М.Ф.Старицын

Д.В.Соловей

Ново-Покурское месторождение



М 1 : 40 000

Условные обозначения :

- Граница ЛУ
- Граница прибрежной зоны
- Граница водоохранной зоны
- граница родовых угодий
- административная граница населенных пунктов

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 47-393, факс (34643) 47-393

6 сентября 2015г.
На № _____

№ САТ-46/96
от _____ 2015г.

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

О проектировании

Уважаемый Михаил Николаевич!

На основании Регламента взаимоотношений между службами ОАО «СН-МНГ» о разработке проектной документации сообщая Вам, что к нижеперечисленным кустовым площадкам необходимо применить типовую схему разбуривания, и количество отходов бурения с одной скважины:

1. КП № 185 бис Ватинского м/р – 1200м³;
2. КП № 91, 99, 115, 152, 155, 162, 163, 165, 168 Тайлаковского м/р – 1500м³;
3. КП № 23, 26 бис Западно-Асомкинского м/р – 1500м³;
4. КП № 225, 226, 227 Аганского м/р – 1500м³;
5. КП № 26 Южно – Аганского м/р – 1500м³;
6. КП № 75 Ново – Покурского м/р – 1500м³.

С уважением,
Начальник ПТО по СС



А.Н. Терешун



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

26 11 2014г.
На № _____

№ ДБ-46/1346
от _____ 2014г.

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

О проектировании

Уважаемый Михаил Николаевич!

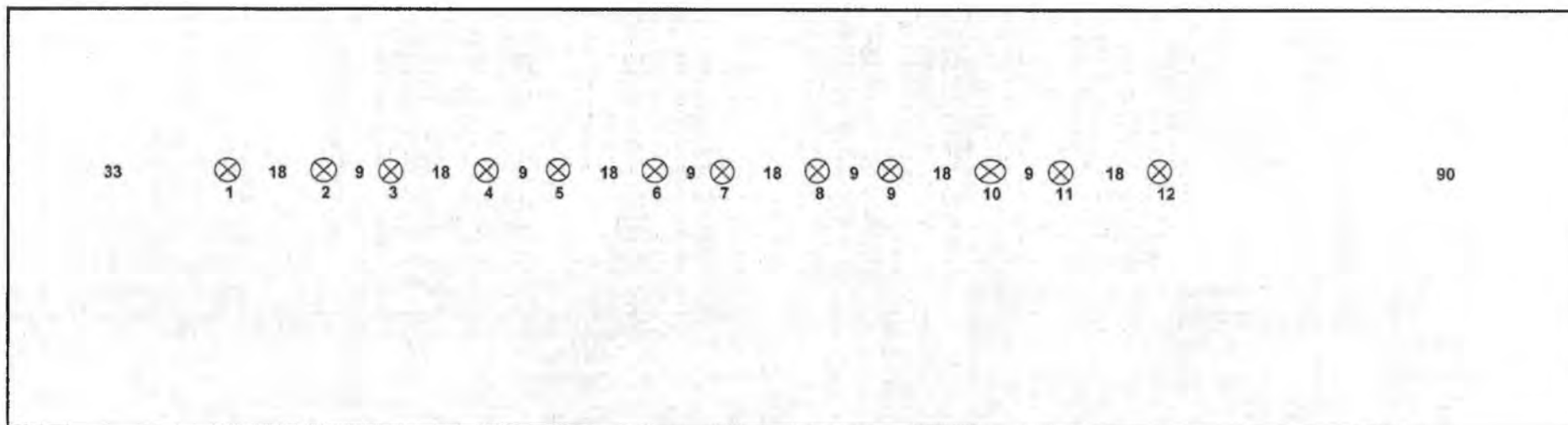
На основании Регламента взаимоотношений между службами ОАО «СН-МНГ» о разработке проектной документации, направляю Вам схемы разбуривания кустовых площадок и количество отходов бурения с одной скважины:

1. КП № 261 Ватинское м/р – гор - 1300м^3 , н/н - 1800м^3 .
2. КП № 190, 191 Аганское м/р – гор - 1500м^3 , н/н - 2000м^3 .
3. КП № 118, 116, 115, 113, 112, 111, 110, 109, 108, 107 Северо-Покурского м/р – гор - 1500м^3 , н/н - 2000м^3 .
4. КП № 76, 77 Ново-Покурское м/р – гор - 1500м^3 , н/н - 2000м^3 .
5. КП № 61, 62, 63, 66, 67, 68 Мегионское м/р – гор- 1300м^3 , н/н - 1800м^3 .
6. КП № 52 Мыхпайское м/р – гор- 1300м^3 , н/н - 1800м^3 .
7. КП № 15 Южно-Аганское м/р – гор- 1500м^3 , н/н - 2000м^3 .
8. КП № 21 Северо-Ореховское м/р – гор- 1300м^3 , н/н - 1800м^3 .

С уважением,
Начальник

Д.А. Брюхов

ТИПОВАЯ СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН КУСТА
при бурении одной буровой установкой



Начальник ПТО по СС ДСС

Гл. специалист ПТО по СС ДСС

А.Н. Терешун

Д.И. Уразаев

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА
«ОБУСТРОЙСТВО НОВО-ПОКУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 75».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотрено комплексную автоматизацию «Обустройство Ново-Покурского месторождения нефти. Куст скважин 75», 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 № 75 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 Ново-Покурского месторождения нефти. Куст скважин 75» с использованием станции телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НГП -

3 Ново-Покурского месторождения Аганского НГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «ПКБ АСУ-Нефть» г.Тюмень.

Передача данных осуществляется по радиоканалу с применением радиостанции Motorola Canopy, 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 № 75:

1. Станция управления нефтяной скважиной

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

2. Замерная установка «АГЗУ»

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

В состав автоматизированной замерной установки входит:

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

В состав блока аппаратурного входят:

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

Станция телемеханики СТК-ZK181.80 включает в себя:

- микроконтроллер «СТМ-ZK91»;
- блоки питания контроллера и радиостанции;
- разъемы интерфейсные.

Приложение № 1,1:

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

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

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

1) Аварийные сигналы:

- выход рабочего давления установки за предельные значения;

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

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

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

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

Объемы автоматизации, предусматриваемые дополнительно:

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

3. Блок гребенок БГ

Проектом предусмотреть:

- блок гребенок без использования: электрообогрева, принудительной вытяжной вентиляции и сигнализаторов загазованности;
- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков типа Эмис-ЭМ-200-Т15-ППД в комплекте с регистратором Тура ТД0004,
- контроль давления рабочего агента с применением преобразователя давления с вых. (4-20 мА);
- вывод на ТМ показаний давления на общем коллекторе и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно.
- расход по скважинам выводить с импульсных выходов регистратора ТУРА ТД0004;
- вторичное оборудование - регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 75.

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

5. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин

Проектом предусмотреть:

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

6. Технические средства АСУ ТП

Куст скважин 75.

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

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

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

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

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

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

Контроль давления

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

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

Контроль уровня

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

Контроль загазованности в БТ, БРХ и на территории КП

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

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

Контроль доступа в БТ и БА

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

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

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

Контроль за состоянием обогрева воздуха БТ и БА

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

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

Приложение №1,2:

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

Обеспечение взрывозащищенности

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

Электропитание технических средств АСУ ТП

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

Кабельная продукция для средств АСУ ТП

Для электропитания и в качестве соединительных линий средств автоматизации применить универсальный кабель типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда». Для предохранения и защиты кабеля, проводов, гибких шлангов и др., от химического и механического повреждения, воздействия влаги и солнечного излучения применить герметичный металлоулав типа ГЕРДА-МГ.

7. Пожарная сигнализация

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:

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

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

8. Объем пожарной сигнализации

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 75:

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

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

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

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

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

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

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

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Ново-Покурского м/р. Куст скважин № 75.» до 10.02.2016г.

Начальник ОА



С.В. Наливайко



Станция СТК-ZK181 реализует:

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

Станция СТК-ZK181 содержит:

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

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

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

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

Технические характеристики:

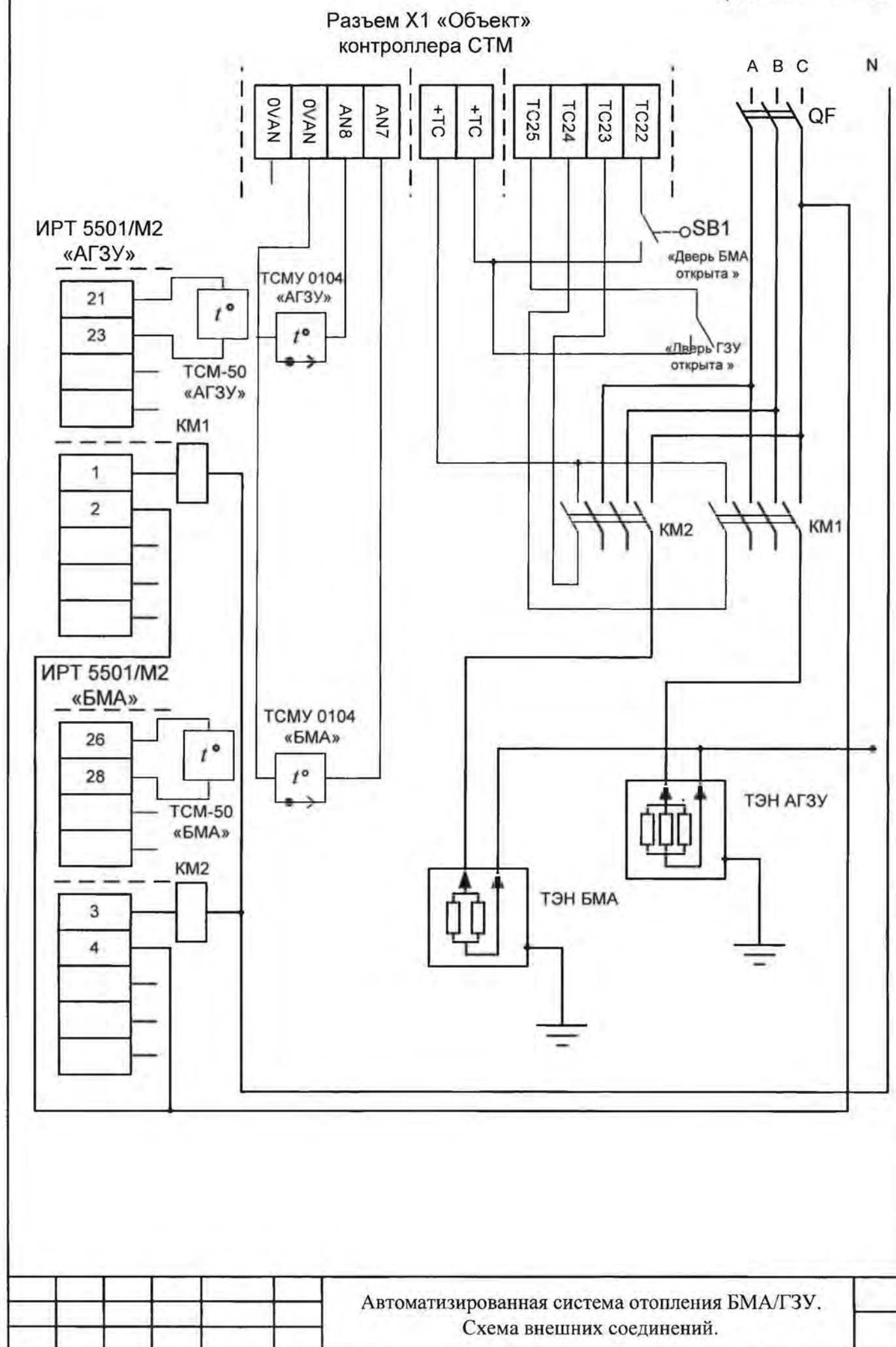
Габариты станции, мм, не более: 750 x 650 x 200

Масса, кг, не более: 40

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

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5





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

628600, Российская Федерация
Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Нижневартовск
Западный промышленный узел,
Панель 4, ул. Индустриальная, д.85, строение 17
телефон (34643) 4-14-44
факс (34643) 4-14-04
E-mail: ais-s@mail.ru

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

Исх. № Ак - 385/03/6

«24» 02 2015г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО НОВО-ПОКУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 75.**

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-3 Ново-Покурского месторождения нефти. Аганского НГДУ и кустовыми контроллерами реализовать по радиоканалу при помощи радиостанции Motorola Санору. На кустовой площадке радиостанция Motorola Санору устанавливается в блоке аппаратурном - в станцию телемеханики СТК-ZK181 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91 и силовой частью.

Предусмотреть размещение АФУ на прожекторной мачте.

Прожекторную мачту расположить не далее 5м. от площадки с установленным БА.

При невозможности расположения прожекторной мачты в соответствие с вышеуказанным, АФУ разместить на антенной мачте, входящей в комплект БА.

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

В качестве радиостанции на БС применить Motorola Санору. Рабочая частота 2400 МГц.

Радиостанция установлена в АБК НГП-3 Ново-Покурского месторождения нефти. Аганского НГДУ. АФУ БС расположена снаружи здания на высоте 75 метров. Коэффициент усиления антенны 7 дБ. Существующая базовая станция БС обеспечивает передачу данных к существующему АРМ оператора АСУ ТП по существующему кабелю Ethernet.

При размещении антенн необходимо учитывать следующие факторы:

- антенну необходимо располагать в стороне от отражающих объектов;
 - от больших по размерам препятствий антенная мачта должна быть удалена на расстояние, превышающее три-пять её высот;
 - расстояние от антенны до металлических предметов должно быть не менее двух длин волн.
- Высоту подвеса оборудования АФУ предусмотреть расчетом профиля от диспетчерского пункта телемеханики до кустовой площадки с учетом качественных показателей предложенного оборудования.

Монтаж и установку радиостанций, антенных устройств необходимо производить согласно технической документации фирмы-изготовителя с соблюдением соответствующих норм и правил техники безопасности.

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

Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 686-РЧ-14-0117 от 21.10.2014 срок действия до 20.10.2024г.

1 экз. 3 листа.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Ново-Покурского м/р. Куст скважин № 75.» до «24» 02 2016г.

Генеральный директор



А.В. Курчук

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
						Прием	Передачи	
			град км	м дБ	Вт дБВт	МГц	МГц	Вт дБВт
БС	2400AP 20M0F1DET	Нижневартковский рн, 65 км юго-западнее г. Лангсдас, 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

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА
«ОБУСТРОЙСТВО НОВО-ПОКУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 76».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Ново-Покурского месторождения нефти. Куст скважин 76», 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 № 76 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 Ново-Покурского месторождения нефти. Куст скважин 76» с использованием станции телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НГП -

3 Ново-Покурского месторождения Аганского НГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «ПКБ АСУ-Нефть» г.Тюмень.

Передача данных осуществляется по радиоканалу с применением радиостанции Motorola GM-340, с установкой в шкафу управления блока автоматики. Принятая степень автоматизации обуславливается рассредоточенностью объектов на территории месторождения и наличием необходимых средств контроля и управления.

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

1. Нижний уровень системы управления в составе:

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

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

2. Верхний уровень системы управления:

Верхний уровень - это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП - 3 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 № 76:

1. Станция управления нефтяной скважиной

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

2. Замерная установка «АГЗУ»

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

В состав автоматизированной замерной установки входит:

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

В состав блока аппаратного входят:

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

Станция телемеханики СТК-ZK181.80 включает в себя:

- микроконтроллер «СТМ-ZK91»;
- блоки питания контроллера и радиостанции;
- разъемы интерфейсные.

Приложение № 1,1:

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

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

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

1) Аварийные сигналы:

- выход рабочего давления установки за предельные значения;

- загазованность 20% в БТ;
- предельная загазованность 40% в БТ;
- отказ в исполнении команд на переключение ПСМ;
- низкое газосодержание в смеси (отсутствие полного вытеснения жидкости из ИК за лимитированный промежуток времени);
- отказ любого из датчиков (только для датчиков с токовыми выходными сигналами);
- выход расхода жидкости за пределы диапазона измерений;
- выход температуры в БА за пределы лимитированного диапазона;
- выход температуры в БТ за пределы лимитированного диапазона.

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

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

Объемы автоматизации, предусматриваемые дополнительно:

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

3. Блок гребенок БГ

Проектом предусмотреть:

- блок гребенок без использования: электрообогрева, принудительной вытяжной вентиляции и сигнализаторов загазованности;
- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков типа Эмис-ЭМ-200-T15-ППД в комплекте с регистратором Тура ТД0004,
- контроль давления рабочего агента с применением преобразователя давления с вых. (4-20 мА);
- вывод на ТМ показаний давления на общем коллекторе и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно.
- расход по скважинам выводить с импульсных выходов регистратора ТУРА ТД0004;
- вторичное оборудование - регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 76.

4. Установка дозирования химреагентов УДХ

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

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

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

5. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин

Проектом предусмотреть:

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

6. Технические средства АСУ ТП

Куст скважин 76.

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

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

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

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

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

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

Контроль давления

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

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

Контроль уровня

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

Контроль загазованности в БТ, БРХ и на территории КП

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

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

Контроль доступа в БТ и БА

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

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

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

Контроль за состоянием обогрева воздуха БТ и БА

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

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

Приложение №1,2:

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

Обеспечение взрывозащищенности

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

Электропитание технических средств АСУ ТП

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

Кабельная продукция для средств АСУ ТП

Для электропитания и в качестве соединительных линий средств автоматизации применить универсальный кабель типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда». Для предохранения и защиты кабеля, проводов, гибких шлангов и др., от химического и механического повреждения, воздействия влаги и солнечного излучения применить герметичный металлорукав типа ГЕРДА-МГ.

7. Пожарная сигнализация

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:

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

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

8. Объем пожарной сигнализации

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 76:

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

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

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

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

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

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

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

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Ново-Покурского м/р. Куст скважин № 76.» до 19.12.2015г.

Начальник ОА



С.В. Наливайко



Станция СТК-ZK181 реализует:

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

Станция СТК-ZK181 содержит:

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

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

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

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

Технические характеристики:

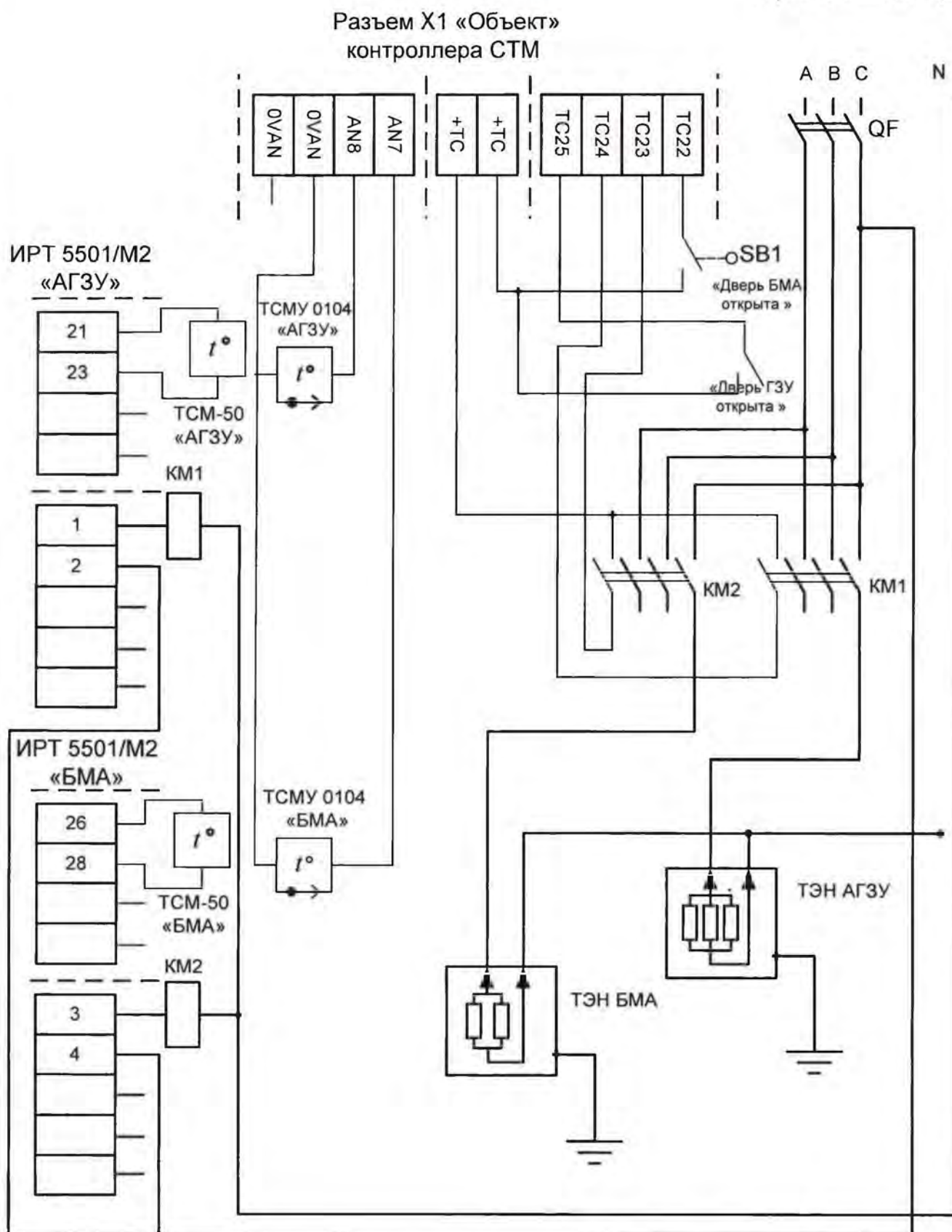
Габариты станции, мм, не более: 750 x 650 x 200

Масса, кг, не более: 40

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

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5





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

628600, Российская Федерация
Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г.Нижневартовск
Западный промышленный узел,
Панель 4, ул. Индустриальная, д.85, строение 17
телефон (34643) 4-14-44
факс (34643) 4-14-04
E-mail: ais-s@mail.ru

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

Исх.№ 1К. 2653/03/3

«19» 12 2014г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО НОВО-ПОКУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 76.**

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-3 Ново-Покурского месторождения нефти. Аганского НГДУ и кустовыми контроллерами реализовать по радиоканалу при помощи радиостанции Motorola GM 340. На кустовой площадке радиостанция Motorola GM - 340 устанавливается в блоке аппаратурном - в станцию телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗКМ и силовой частью.

Предусмотреть размещение АФУ на прожекторной мачте.

Прожекторную мачту расположить не далее 5м. от площадки с установленным БА.

При невозможности расположения прожекторной мачты в соответствии с вышеуказанным, АФУ разместить на антенной мачте, входящей в комплект БА.

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

В качестве радиостанции на БС применить Motorola «GM-340». Рабочая частота 158,7500 МГц. Радиостанция установлена в АБК НГП-3 Ново-Покурского месторождения нефти. Аганского НГДУ. АФУ БС расположена снаружи здания на высоте 75 метров. Коэффициент усиления антенны 7 дБ. Существующая базовая станция БС обеспечивает передачу данных к существующему АРМ оператора АСУ ТП по существующему кабелю RS-232.

При размещении антенн необходимо учитывать следующие факторы:

- антенну необходимо располагать в стороне от отражающих объектов;
- от больших по размерам препятствий антенная мачта должна быть удалена на расстояние, превышающее три-пять её высот;
- расстояние от антенны до металлических предметов должно быть не менее двух длин волн.

Высоту подвеса оборудования АФУ предусмотреть расчетом профиля от диспетчерского пункта телемеханики до кустовой площадки с учетом качественных показателей предложенного оборудования.

Монтаж и установку радиостанций, антенных устройств необходимо производить согласно технической документации фирмы-изготовителя с соблюдением соответствующих норм и правил техники безопасности.

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

Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 101-08-0876 от 04.03.2008 срок действия до 01.01.2016г.

1 экз. 4 листа.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Ново-Покурского м/р. Куст скважин № 76.» до « » 2014г.

Генеральный директор



А.В. Курчук



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

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

200 г. №

На № от

РАЗРЕШЕНИЕ

на использование радиочастот или радиочастотных каналов
№ 101-08-0876

От 04.03.2008
(дата выдачи)

Срок действия до: 01.01.2016
(дата)

В соответствии со статьей 24 Федерального закона от 07.07.2003 № 126-ФЗ «О связи» общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация и Связь-Сервис" (далее - пользователь) имеет право на использование радиочастот или радиочастотных каналов при соблюдении необходимых условий использования радиочастот или радиочастотных каналов для радиоэлектронных средств гражданского назначения, установленных в настоящем разрешении.

Место нахождения (жительства) пользователя: Завенная ул. № 8, город Мегион, Ханты-Мэнсийский автономный округ - Югра, 628684

ИНН: 8605016748

Служба радиосвязи: сухопутная подвижная

Назначение РЭС: выделенная сеть связи

Район установки РЭС: Ханты-Мэнсийский автономный округ - Югра

Основание: заявление от 05.10.2007 № АК-2063/03, решения ГКРЧ от 01.03.1994 № 18/5, от 01.04.2002 № 17/3, заключение экспертизы о возможности использования радиоэлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами от 12.09.2007 № 07-3-021184 и приказ Россвязьохранкультуры от 04.03.2008 № 101

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

Начальник Управления
разрешительной работы в сфере связи

А.А. Пайков

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

Приложение
к разрешению на использование
радиочастот или радиочастотных каналов
от 04.03.2008 № 101-08-0876

Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

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

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

1.2. Ввод РЭС в эксплуатацию должен быть осуществлен пользователем радиочастотным спектром в течение одного года с момента присвоения (назначения) радиочастот или радиочастотных каналов. Продление данного срока не допускается, за исключением РЭС, вводимых в эксплуатацию в районах Крайнего Севера и в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, для которых допускается продление срока ввода в эксплуатацию до двух лет.

1.3. РЭС, используемые в соответствии с настоящим разрешением, подлежат регистрации. Использование РЭС без регистрации не допускается.

1.4. Предоставленное право на использование радиочастот или радиочастотных каналов в соответствии с настоящим разрешением не может быть передано одним пользователем радиочастотным спектром другому пользователю без решения Федеральной службы по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия.

1.5. Присвоение (назначение) радиочастот или радиочастотных каналов может быть изменено в интересах обеспечения нужд государственного управления, обороны страны, безопасности государства и обеспечения правопорядка, с возмещением владельцем РЭС убытков, причиненных изменением радиочастоты или радиочастотного канала.

Принудительное изменение радиочастот или радиочастотных каналов пользователя радиочастотным спектром допускается только в целях предотвращения угрозы жизни или здоровью человека и обеспечения безопасности государства, а также в целях выполнения обязательств, вытекающих из международных договоров Российской Федерации.

1.6. Пользователь радиочастотным спектром должен прекратить использование радиочастот или радиочастотных каналов при введении временных ограничений (этикетов) на использование радиочастот или радиочастотных каналов, а также работу РЭС на передачу при проведении специальных мероприятий и в чрезвычайных ситуациях.

1.7. Пользователь обязан вносить плату за использование радиочастотного спектра.

1.8. Продление срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов осуществляется на основании заявления пользователя радиочастотным спектром, которое представляется в Федеральную службу по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия не менее чем за 30 дней до истечения срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

1.9. В случае выявления нарушения условий использования радиочастот или радиочастотных каналов, действие разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов может быть приостановлено Федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия на срок, необходимый для устранения этого нарушения, но не более чем на девяносто дней.

1.10. Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов прекращается или срок действия такого разрешения не продлевается в случае невыполнения пользователем радиочастотным спектром условий, установленных в разрешении на использование радиочастот или радиочастотных каналов, а также по другим основаниям, установленным п. 11 ст. 24 Федерального закона от 07.07.2003 № 126-ФЗ «О связи».

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

2

2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС.

Действие разрешения от 06.04.2006 № 06-000304, в части касающейся базовой станции БС-1, прекращается с момента перерегистрации РЭС.

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

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

Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня земли	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лепестка антенны/поляризация	Мощность излучения на выходе передатчика (на кабель)	На-име-ния	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передачи АС)
		м	дБ	град	Вт		МГц	МГц
БС	Нижневартовский рп, Ново-Покурское месторождение 60N45 74E33	75,0	7,0	0-360/0/порти-кальная	25,0		158,7500	158,7500
АС	В зоне уверенного приема БС	до 100,0	7,0	0-360/0/верти-кальная	10,0		158,7500	158,7500

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



А.А. Папков

18 ИЮН 2013 1:54

ФАКС HP LASERJET

6767766

C.5



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

1. Основные технические решения

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

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

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

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

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

2. Объекты АСУ ТП

В число технологических объектов охватываемых АСУ ТП входят:

Куст скважин № 77 в составе:

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

3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Ново-Покурского месторождения нефти. Куст скважин 77» с использованием станции телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НГП -

3 Ново-Покурского месторождения Аганского НГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «ПКБ АСУ-Нефть» г.Тюмень.

Передача данных осуществляется по радиоканалу с применением радиостанции Motorola GM-340, с установкой в шкафу управления блока автоматики. Принятая степень автоматизации обуславливается рассредоточенностью объектов на территории месторождения и наличием необходимых средств контроля и управления.

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

1. Нижний уровень системы управления в составе:

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

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

2. Верхний уровень системы управления:

Верхний уровень - это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП - 3 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 № 77:

1. Станция управления нефтяной скважиной

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

2. Замерная установка «АГЗУ»

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

В состав автоматизированной замерной установки входит:

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

В состав блока аппаратного входят:

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

Станция телемеханики СТК-ZK181.80 включает в себя:

- микроконтроллер «СТМ-ZK91»;
- блоки питания контроллера и радиостанции;
- разъемы интерфейсные.

Приложение № 1,1:

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

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

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

1) Аварийные сигналы:

- выход рабочего давления установки за предельные значения;

- загазованность 20% в БТ;
 - предельная загазованность 40% в БТ;
 - отказ в исполнении команд на переключение ПСМ;
 - низкое газосодержание в смеси (отсутствие полного вытеснения жидкости из ИК за лимитированный промежуток времени);
 - отказ любого из датчиков (только для датчиков с токовыми выходными сигналами);
 - выход расхода жидкости за пределы диапазона измерений;
 - выход температуры в БА за пределы лимитированного диапазона;
 - выход температуры в БТ за пределы лимитированного диапазона.
- 2) Информация о текущем состоянии установки или ее отдельных элементов:
- несанкционированный доступ в установку (БА или БТ);
 - положение КПП («открыт», «закрыт», в промежуточном положении);
 - положение ПСМ;
 - номер скважины на замере;
 - текущий режим работы установки (автоматическое управление, ручное управление, единичное измерение).

Объемы автоматизации, предусматриваемые дополнительно:

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

3. Блок гребенок БГ

Проектом предусмотреть:

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

4. Установка дозирования химреагентов УДХ

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

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

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

5. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин

Проектом предусмотреть:

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

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

Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

6. Технические средства АСУ ТП

Куст скважин 77.

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

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

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

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

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

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

Контроль давления

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

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

Контроль уровня

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

Контроль загазованности в БТ, БРХ и на территории КП

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

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

Контроль доступа в БТ и БА

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

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

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

Контроль за состоянием обогрева воздуха БТ и БА

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

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

Приложение №1,2:

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

Обеспечение взрывозащищенности

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

Электропитание технических средств АСУ ТП

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

Кабельная продукция для средств АСУ ТП

Для электропитания и в качестве соединительных линий средств автоматизации применить универсальный кабель типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда». Для предохранения и защиты кабеля, проводов, гибких шлангов и др., от химического и механического повреждения, воздействия влаги и солнечного излучения применить герметичный металлорукав типа ГЕРДА-МГ.

7. Пожарная сигнализация

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:

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

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

8. Объем пожарной сигнализации

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 77:

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

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

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

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

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

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

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

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Ново-Покурского м/р. Куст скважин № 77.» до 19.12.2015г.

Начальник ОА



С.В. Наливайко



Станция СТК-ZK181 реализует:

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

Станция СТК-ZK181 содержит:

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

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

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

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

Технические характеристики:

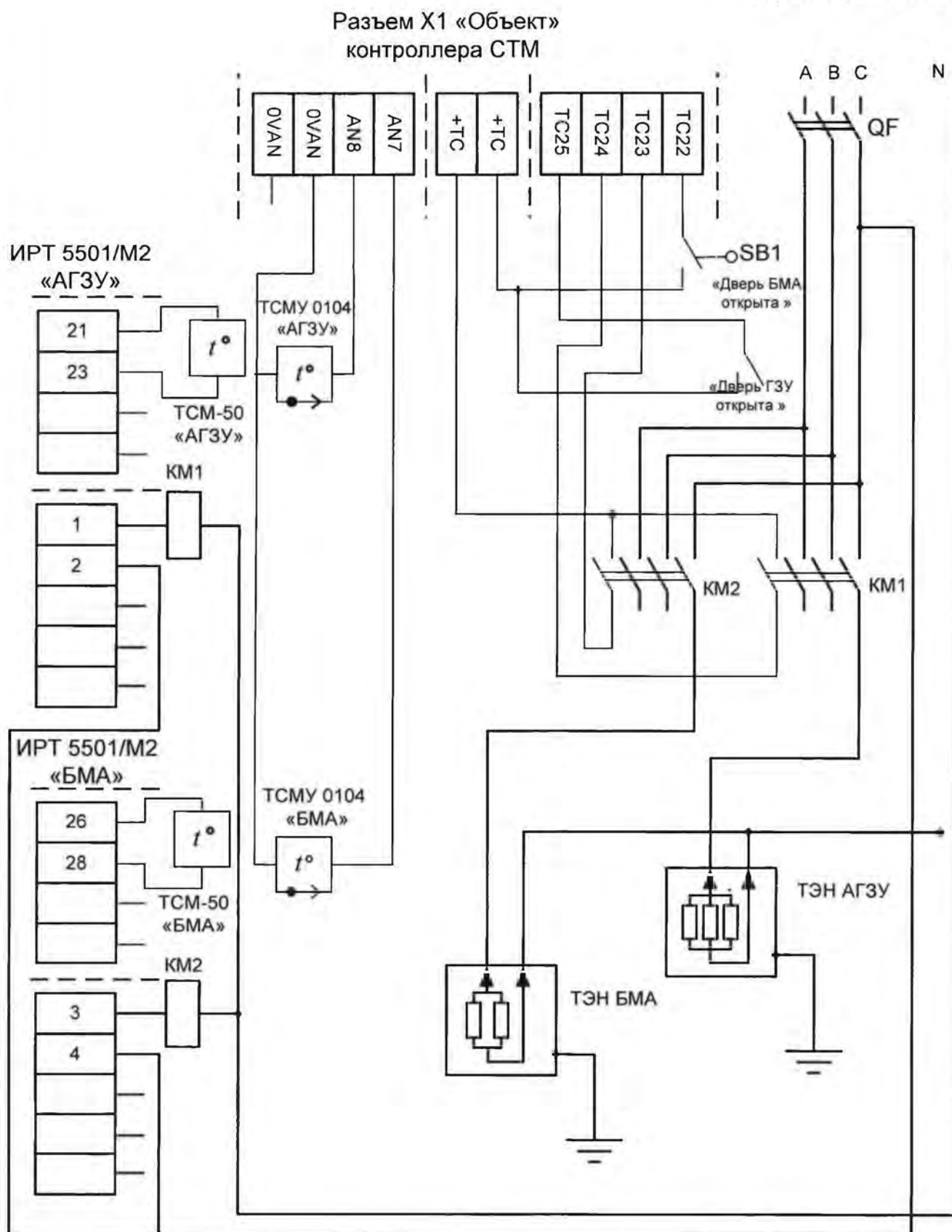
Габариты станции, мм, не более: 750 x 650 x 200

Масса, кг, не более: 40

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

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5





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

628600, Российская Федерация
Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Нижневартовск
Западный промышленный узел,
Панель 4, ул. Индустриальная, д. 85, строение 17
телефон (34643) 4-14-44
факс (34643) 4-14-04
E-mail: ais-s@mail.ru

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

Исх. № МК-2653/63/2

« 19 » 12 2014г.

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

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-3 Ново-Покурского месторождения нефти. Аганского НГДУ и кустовыми контроллерами реализовать по радиоканалу при помощи радиостанции Motorola GM 340. На кустовой площадке радиостанция Motorola GM - 340 устанавливается в блоке аппаратурном - в станцию телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗКМ и силовой частью.

Предусмотреть размещение АФУ на прожекторной мачте.

Прожекторную мачту расположить не далее 5м. от площадки с установленным БА.

При невозможности расположения прожекторной мачты в соответствии с вышеуказанным, АФУ разместить на антенной мачте, входящей в комплект БА.

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

В качестве радиостанции на БС применить Motorola «GM-340». Рабочая частота 158,7500 МГц. Радиостанция установлена в АБК НГП-3 Ново-Покурского месторождения нефти. Аганского НГДУ. АФУ БС расположена снаружи здания на высоте 75 метров. Коэффициент усиления антенны 7 дБ. Существующая базовая станция БС обеспечивает передачу данных к существующему АРМ оператора АСУ ТП по существующему кабелю RS-232.

При размещении антенн необходимо учитывать следующие факторы:

- антенну необходимо располагать в стороне от отражающих объектов;
- от больших по размерам препятствий антенная мачта должна быть удалена на расстояние, превышающее три-пять её высот;
- расстояние от антенны до металлических предметов должно быть не менее двух длин волн.

Высоту подвеса оборудования АФУ предусмотреть расчетом профиля от диспетчерского пункта телемеханики до кустовой площадки с учетом качественных показателей предложенного оборудования.

Монтаж и установку радиостанций, антенных устройств необходимо производить согласно технической документации фирмы-изготовителя с соблюдением соответствующих норм и правил техники безопасности.

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

Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 101-08-0876 от 04.03.2008 срок действия до 01.01.2016г.

1 экз. 4 листа.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Ново-Покурского м/р. Куст скважин № 77.» до « » 2014г.

Генеральный директор

А.В. Курчук





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

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

200 г. №
Ил № от

РАЗРЕШЕНИЕ
на использование радиочастот или радиочастотных каналов
№ 101-08-0876

От 04.03.2008
(дата выдачи)

Срок действия до: 01.01.2016
(дата)

В соответствии со статьей 24 Федерального закона от 07.07.2003 № 126-ФЗ «О связи» общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация и Связь-Сервис" (далее - пользователь) имеет право на использование радиочастот или радиочастотных каналов при соблюдении необходимых условий использования радиочастот или радиочастотных каналов для радиоэлектронных средств гражданского назначения, установленных в приложении к настоящему разрешению.

Место нахождения (жительства) пользователя: Завальная ул. № 8, город Мегион, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, 628684

ИНН: 8605016748

Служба радиосвязи: сухопутная подвижная

Назначение РЭС: выделенная сеть связи

Район установки РЭС: Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление от 05.10.2007 № АК-2063/03, решения ГКРЧ от 01.03.1994 № 18/5, от 01.04.2002 № 17/3, заключение экспертизы о возможности использования радиоэлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами от 12.09.2007 № 07-3-021184 и приказ Росвопхкультуры от 04.03.2008 № 101

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

Начальник Управления

разрешительной работы в сфере связи

А.А. Павлов

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

Приложение
к разрешению на использование
радиочастот или радиочастотных каналов
от 04.03.2008 № 101-08-0876

Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

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

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

1.2. Ввод РЭС в эксплуатацию должен быть осуществлен пользователем радиочастотным спектром в течение одного года с момента присвоения (назначения) радиочастот или радиочастотных каналов. Продление данного срока не допускается, за исключением РЭС, вводимых в эксплуатацию в районах Крайнего Севера и в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, для которых допускается продление срока ввода в эксплуатацию до двух лет.

1.3. РЭС, используемые в соответствии с настоящим разрешением, подлежат регистрации. Использование РЭС без регистрации не допускается.

1.4. Предоставленное право на использование радиочастот или радиочастотных каналов в соответствии с настоящим разрешением не может быть передано одним пользователем радиочастотным спектром другому пользователю без решения Федеральной службы по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия.

1.5. Присвоение (назначение) радиочастот или радиочастотных каналов может быть изменено в интересах обеспечения нужд государственного управления, обороны страны, безопасности государства и обеспечения правопорядка, с возмещением владельцем РЭС убытков, причиненных изменением радиочастоты или радиочастотного канала.

Принудительное изменение радиочастот или радиочастотных каналов пользователя радиочастотным спектром допускается только в целях предотвращения угрозы жизни или здоровью человека и обеспечения безопасности государства, а также в целях выполнения обязательств, вытекающих из международных договоров Российской Федерации.

1.6. Пользователь радиочастотным спектром должен прекратить использование радиочастот или радиочастотных каналов при введении временных ограничений (запретов) на использование радиочастот или радиочастотных каналов, а также работу РЭС на передачу при проведении специальных мероприятий и в чрезвычайных ситуациях.

1.7. Пользователь обязан вносить плату за использование радиочастотного спектра.

1.8. Продление срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов осуществляется на основании заявления пользователя радиочастотным спектром, которое представляется в Федеральную службу по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия не менее чем за 30 дней до истечения срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

1.9. В случае выявления нарушения условий использования радиочастот или радиочастотных каналов, действие разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов может быть приостановлено Федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия на срок, необходимый для устранения этого нарушения, но не более чем на девяносто дней.

1.10. Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов прекращается или срок действия такого разрешения не продлевается в случае невыполнения пользователем радиочастотным спектром условий, установленных в разрешении на использование радиочастот или радиочастотных каналов, а также по другим основаниям, установленным п. 11 ст. 24 Федерального закона от 07.07.2003 № 126-ФЗ «О связи».

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

2

2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС.

Действие разрешения от 06.04.2006 № 06-000304, в части касающейся базовой станции БС-1, прекращается с момента перерегистрации РЭС.

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

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

Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвески антенны от уровня земли	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лобового излучения / поляризация	Мощность передающей на выходе передатчика (мВт)	Антенна	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передачи АС)
		м	дБ	град	Вт		МГц	МГц
БС	Нижевартровский рп, Ново-Покурское месторождение 60N45 74E33	75,0	7,0	0-360/0/порти-кальная	25,0		158,7500	158,7500
АС	В зоне уверенного приема БС	до 100,0	7,0	0-360/0/верти-кальная	10,0		158,7500	158,7500

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



А.А. Цайков

18 ИЮН 2013 1:54

ФАКС HP LASERJET

6767766

С.5



«Обустройство Ново-Покурского месторождения нефти. Кусты скважин № 75,76,77»
(полное наименование объекта)

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

<i>№ п/п</i>	<i>Признаки</i>	<i>Идентификация по признакам</i>	<i>Примечание</i>
Кусты скважин № 75,76,77 (технологическое оборудование, сооружения кустов скважин)			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности – АН и А, ВН и В, ДН и Д соответственно.	В соответствии с главами 7 и 8 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
Нефтебор от кустов скважин № 75,76,77 до точки врезки в существующую систему			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции скважин до точек врезок в	

		существующую систему сбора продукции скважин	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	В соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
Высоконапорный водовод от точки врезки существующей системы до кустов скважин № 75,76,77			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции от существующей системы ППД до БГ кустовой площадки и далее до скважин ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и

			газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	В соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
ВЛ-6кВ на кусты скважин № 75,76,77			
1	Назначение	Электроснабжение проектируемых объектов куста скважин.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	Проложены в одном коридоре с нефтегазосборным трубопроводом (опасными производственными объектами).
Автомобильная дорога на кусты скважин № 75,76,77			
1	Назначение	Внутрипромысловые автомобильные дороги – обеспечивают транспортную связь проектируемых сооружений с объектами месторождения	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых,	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	Не входят в перечень, приведенный в п.11 статьи 48.1 Градостроительного кодекса РФ

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

Инженер 1 категории ОПОМ ДПРПиОМ

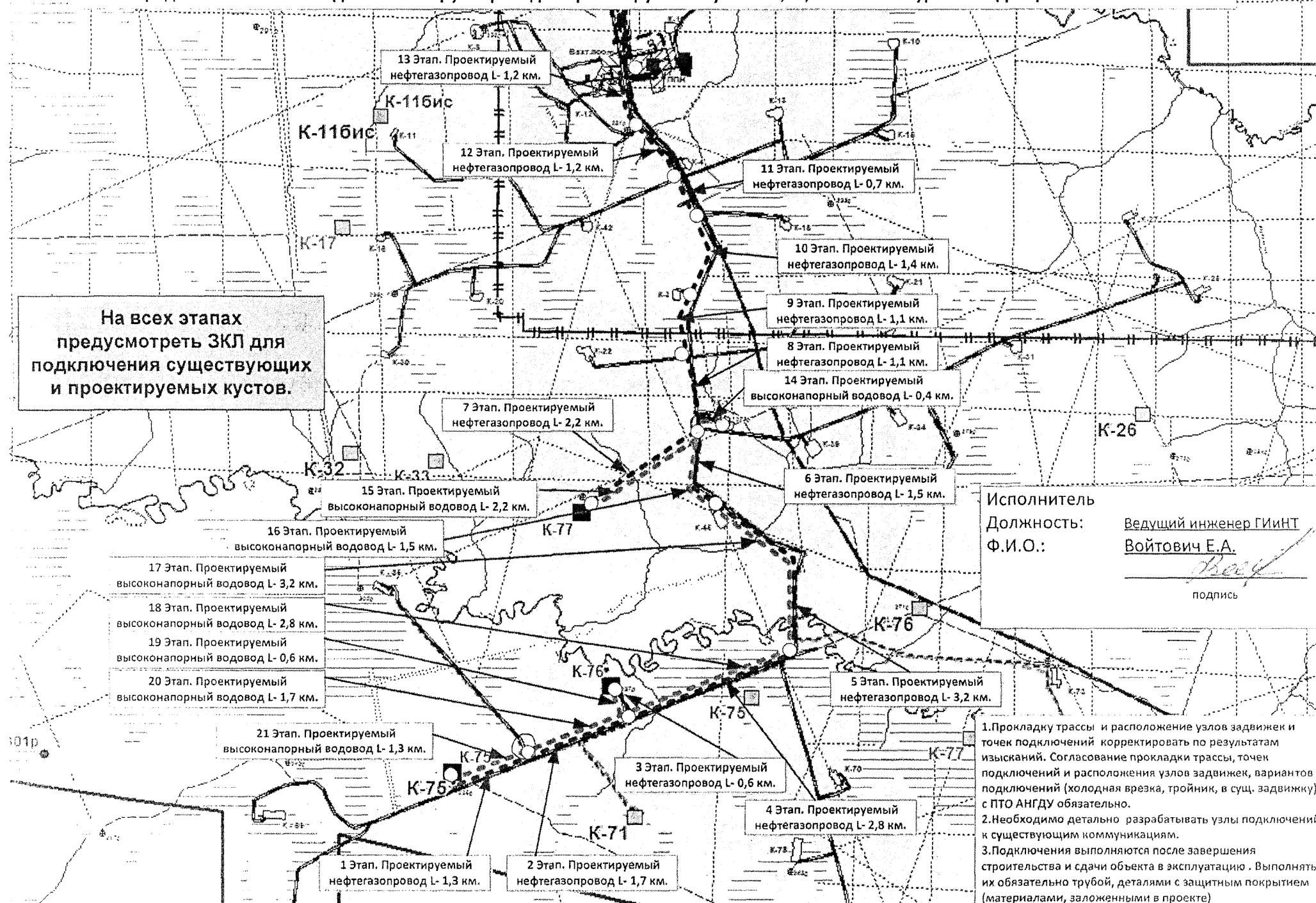


О.В. Журавель

Ново-Покурское месторождение
Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Показатели	БВ ₈ ач	ЮВ ₁ ¹	ЮВ ₁ ²
Средняя глубина залегания, м	2749	2959	2973
Тип залежи	литологически экранированная	пластово-сводовая, литологически экранированная	
Тип коллектора	терригенный	терригенный	терригенный
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	24133	68542	214450
Средняя общая толщина, м	16,3	13,0	18,1
Средняя нефтенасыщенная толщина эффективная, м	5,6	8,0	6,7
Пористость, %	15,4	16,6	15,9
Средняя нефтенасыщенность, ЧНЗ, доли ед.	0,50	0,56	0,68
Средняя нефтенасыщенность, ВНЗ, доли ед.	0,47	0,50	0,62
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	0,4	15,4	8,4
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,35	0,59	0,37
Коэффициент расчлененности, ед.	4,0	3,0	3,0
Начальное пластовое давление, МПа	25,4	27,6	28,2
Коэффициент вытеснения нефти водой, доли ед.	0,42	0,51	0,54
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа×с	4,8	1,2	2,3
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	833	783	809
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	866	846	866
Абсолютная отметка ВНК, м	-2656	-2724	-2765
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,078	1,121	1,096
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,1	12,3	12,1
Газосодержание нефти, м ³ /т	40	58	50
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа с	-	-	-
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	994	991	992
Средняя продуктивность, 10* м ³ /сут. МПа	-	0,2	0,12

Предлагаемая схема подключения трубопроводов проектируемых кустов 75,76,77 Ново-Покурского м/р. Приложение № 10



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

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

	<ul style="list-style-type: none"> Заказчик оставляет за собой право в случае изменений требований в расчетах текущей стоимости строительства объектов направить дополнительные условия формирования стоимости. Сметную документацию предоставить на электронном носителе в программе «Гранд-смета» (расширение *.arp, xml и exel).
3.	Фактические затраты по 9 главе (в ценах 2001г.)
	<ul style="list-style-type: none"> Северная надбавка – 70%; Перевозка рабочих свыше 3км - 1,5 %;
4.	Затраты на строительство временных зданий и сооружений при производстве строительно-монтажных работ для ССР
	Согласно ГСН 81-05-01-2001
5.	Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ
	<ul style="list-style-type: none"> средства на производство работ в зимнее время согласно ГСН 81-05-02-2007, п.9 таб.4 п. (для стадии ПД и РД); средства на покрытие затрат строительных организаций по добровольному страхованию: МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.9.9 в размере 1% (для стадии ПД); борьба с гнусом: МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.9.13 в размере 0,1% (для стадии ПД).
6.	Затраты на осуществление авторского надзора
	МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.12.3 в размере -0,2% от итога по главам 1-9 сводного сметного расчета стоимости строительства.
7.	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты для ССР
	<p>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты определить в соответствии с МДС 81-35.2004 в размере:</p> <ul style="list-style-type: none"> до 2 % для объектов социальной сферы; до 3% для объектов производственного назначения; до 10% для уникальных и особо сложных объектов строительства.
8.	Карьеры грунта. Стоимость грунта, торфа
	<p>Грунт (песок) - карьер уточнить во время проведения изысканий;</p> <p>Стоимость 1м3 грунта (в ценах 2001г.) – согласно ТСЦ-408-0122;</p> <p>Стоимость 1м3 торфа (в ценах 2001г.)- согласно ТСЦ-407-0021;</p>
9.	Доставка на строительную площадку материалов, конструкций, оборудования
	– от базы УМТС ОАО «СН-МНГ», пос.Высокий
10.	Место вывоза строительного мусора и непригодных материалов полученных от разборки конструкций.
	– полигон ТБО г.Мегион
11.	Особые условия выполнения сметной документации
	<ul style="list-style-type: none"> Предусмотреть выделение объемов работ в соответствии с согласованными Заказчиком этапами строительства. Предусмотреть в отдельном локальном сметном расчете работы по вырубке леса, захоронке лесопорубочных остатков с выделением подразделов по объектам (нефтеборные сети, высоконапорные водоводы, высоковольтные линии, автомобильная дорога, устройство площадки) Разработать локальные сметные расчеты на пусконаладочные работы КИП и А, сетей электрических. Разработать локальные сметные расчеты на устройство площадки и строительство

автомобильной дороги отдельно.

- По каждому разделу ЛСР должны быть выделены размеры и суммы накладных расходов и сметной прибыли и итоги с учетом этих затрат;
- При ссылках на техническую часть или вводные указания сборников расценок или другие нормативные документы (коэффициенты учитывающие условия применения ТЕР) в графе «шифр» после номера сборника и расценки указаны ТЧ ВУ и номер соответствующего пункта или таблицы, а при применении коэффициентов, учитывающих условия производства работ (должны быть обоснованы ПОС и указаны в пояснительной записке к сметной документации) в графе «наименование работ и затрат» дополнительно указана величина этого коэффициента, а также сокращенное наименование и пункт нормативного документа;
- В случае исключения или замены ресурсов в единичных расценках, должны быть указаны коды, количественные и стоимостные показатели.

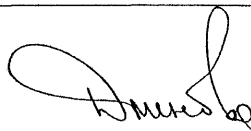
При составлении сметной документации, необходимо руководствоваться следующими требованиями:

- Монтаж металлоконструкций в локальных сметах расценивать следующим образом: монтаж м/к по ТЕР09, стоимость металлопроката и труб по ТСЦ часть I, изготовление м/к по ТЕРм38.;
- при определении стоимости работ по погружению свай из металлической трубы не допускается определять стоимость материалов по расценкам «готовые строительные конструкции». Необходимо использовать расценки на изготовление ТЕР5-01-117, погружение по ТЕР5-01-011 (исключить стоимость шпунта) и отдельной строкой учитывать стоимость труб по ТСЦ часть I.
- При монтаже технологических трубопроводов ТЕРм12 применять расценки «из труб и готовых деталей», с включением развернутой длины этих деталей (фасонных частей) в длину трубопровода, при этом дополнительно расценку на установку фасонных частей не учитывать. Кроме того, не учитывать гидравлическое и пневматическое испытание, т.к. данный вид работ учтен в расценках на укладку (см. тех.часть);
- при составлении смет на монтаж узлов трубопроводов необходимо использовать 19 раздел сборника ТЕРм12, применение расценок на стоимость готовых узлов не допускается!
- при составлении смет на строительство трубопроводов (водоводы, нефтесборы за пределами кустовой площадки) необходимо использовать сборник ТЕР25, узлы на данных трубопроводах расценивать по сборнику ТЕРм12 раздела 19;
- расценку на выдержку под давлением при пневматическом или гидравлическом испытаниях необходимо корректировать понижающими коэффициентами в зависимости от часов выдержки по проекту;
- при составлении смет на строительство опор ВЛ принимать изготовление всех металлических конструкций по сборнику ТЕРм38 и стоимость всех материалов с нормой расхода согласно технической части данного сборника. Применение расценок на стоимость готовых стальных опор не допускается!
- При применении расценок на тепловую изоляцию, необходимо исключать основной ресурс маты или плиты теплоизоляционные и включать отдельной строкой в соответствии с коэффициентом уплотнения к объему теплоизоляции по проекту.

	<ul style="list-style-type: none"> – При покрытии тепловой изоляции не применять расценки с листовым алюминием, так как используется листовая оцинкованная сталь. – Не включать в сметы визуальный контроль стыков, так как эти затраты учтены накладными расходами. – Из расценки на установку манжет по ТЕР25-07-22 необходимо 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.
12.	Затраты связанные с уплатой налога на добавленную стоимость
	ФЗ №117 от 07.07.03 г. в размере - 18%

Составил:

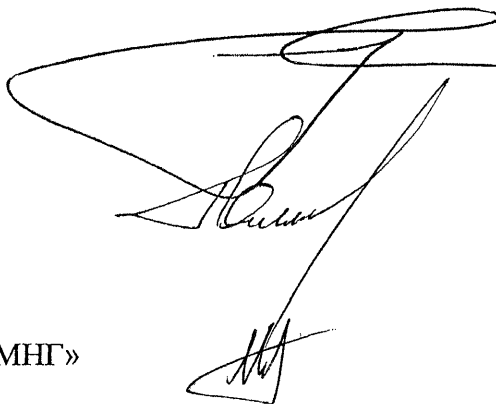
Главный специалист ОЦиПТД по КСиРО/



Е.А. Баландина

СОГЛАСОВАНО:

Начальник УКСиРО ОАО «СН-МНГ»



Е.В. Лещенко

Начальник ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



Р.Ю. Галлямов

Начальник ООПИР ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



С.В. Игнатов

Начальник ОЦиПТДпоКСиРО



В.А. Дменова



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

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

от 16.06.2015 № НА - 39615

Генеральным
директорам дочерних обществ
ОАО «НК «Роснефть»

(по списку)

на № _____ от _____

О ценообразовании объектов строительства

Уважаемые коллеги!

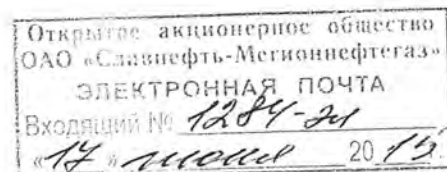
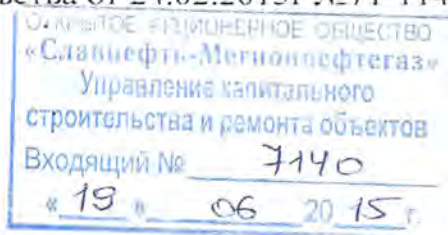
В дополнение к письму ОАО «НК «Роснефть» о ценообразовании объектов строительства от 24.02.2015г №71-11446 (пункт 1) и в целях установления единого подхода применения расценок Сборника №5 ТЭР-2001 «Свайные работы. Опускные колодцы. Закрепление грунтов» необходимо в обязательном порядке применять понижающий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





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

Почтовый адрес: Софийская наб., д. 26/1 г. Москва, 117997
Юридический адрес: Софийская наб., д. 26/1 г. Москва, 115035
Тел: (499) 517-89-99, факс: (499) 517-72-35
e-mail: postman@rosneft.ru, <http://www.rosneft.ru>
ОКПО 06944428, ОГРН 1027700043592, ИНН/КПП 7706107510/897150001

от _____ № _____

на № _____ от _____

О ценообразовании объектов строительства

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

Уважаемые коллеги!

В целях повышения достоверности формирования стоимости объектов строительства сообщаем следующее:

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

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

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

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

С уважением,

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

Д.И. Натхо

Иск. Глуховед Виталий Александрович
8(499)517-8888, доб.6731

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

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

1.1 При разработке проектно-сметной документации:

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

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

1.1.2 По площадочным объектам, объектам обустройства кустов скважин:

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

В ПОС необходимо:

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

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

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

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

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

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

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

-Договора заключаются в соответствии с условиями проведенных закупок;

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

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

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

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