

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
ОАО «СН-МНГ»

А.М. Нятаев

20__ г.



Задание на проектирование № 04-15

«Обустройство Западно-Асомкинского месторождения. Куст скважин №39»

1.	Наименование объекта
	Обустройство Западно-Асомкинского месторождения. Куст скважин №39
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Западно-Асомкинское месторождение нефти.
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-6 кВ, автодорог.</p> <p>Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемой трассы коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте.</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 документацию по планировке территории в соответствии с законодательством Российской Федерации в системе координат НВР 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																																																																																																															
	Куст скважин № 39 – 12 скважин:																																																																																																															
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 39</td><td>0,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 39 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)</td><td>0,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №39 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)</td><td>2,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.39 - т.вр.к.39 (Приложение № 1 к ТУ)</td><td>0,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.к.39 - т.вр.к.2,3,39 (Приложение № 1 к ТУ)</td><td>1,65</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр. к.2 – к.39 (Приложение № 1 к ТУ)</td><td>1,7</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>							Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 39	0,3	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 39 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	0,5	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №39 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	2,2	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.39 - т.вр.к.39 (Приложение № 1 к ТУ)	0,2	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.к.39 - т.вр.к.2,3,39 (Приложение № 1 к ТУ)	1,65	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр. к.2 – к.39 (Приложение № 1 к ТУ)	1,7	Возможна корректировка																																																																																				
Наименование участка	Длина, км	Примечание																																																																																																														
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 39	0,3	Возможна корректировка																																																																																																														
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 39 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	0,5	Возможна корректировка																																																																																																														
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №39 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	2,2	Возможна корректировка																																																																																																														
Нефтегазопровод к.39 - т.вр.к.39 (Приложение № 1 к ТУ)	0,2	Возможна корректировка																																																																																																														
Нефтегазопровод т.вр.к.39 - т.вр.к.2,3,39 (Приложение № 1 к ТУ)	1,65	Возможна корректировка																																																																																																														
Высоконапорный водовод т.вр. к.2 – к.39 (Приложение № 1 к ТУ)	1,7	Возможна корректировка																																																																																																														
	<ul style="list-style-type: none">– Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5 к ТУ;– Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в Приложении №6 к ТУ;– Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 39:																																																																																																															
	<table><tr><th>месторождение</th><th>куст</th><th>Назнач. Нагн, ГС</th><th>Пласт</th><th>Опуск. м3/сут по жид</th><th>Опуск. т/сут по нефти</th><th>%</th></tr><tr><td>З-Асомкинское</td><td>39</td><td>гор МГРП</td><td>Ю2</td><td>135</td><td>58</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн</td><td>Ю2</td><td>25</td><td>11</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор МГРП</td><td>Ю2</td><td>128</td><td>55</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн</td><td>Ю2</td><td>25</td><td>11</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор МГРП</td><td>Ю2</td><td>135</td><td>58</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн</td><td>Ю2</td><td>25</td><td>11</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор МГРП</td><td>Ю2</td><td>121</td><td>52</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн</td><td>Ю2</td><td>25</td><td>11</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор МГРП</td><td>Ю2</td><td>118</td><td>51</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>нагн</td><td>Ю2</td><td>25</td><td>11</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор МГРП</td><td>Ю2</td><td>128</td><td>55</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td>гор МГРП</td><td>Ю2</td><td>112</td><td>48</td><td>50</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td>Сумма</td><td>1002</td><td>429</td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td>Ср. Q</td><td>84</td><td>36</td><td></td></tr></table>							месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Опуск. м3/сут по жид	Опуск. т/сут по нефти	%	З-Асомкинское	39	гор МГРП	Ю2	135	58	50			нагн	Ю2	25	11	50			гор МГРП	Ю2	128	55	50			нагн	Ю2	25	11	50			гор МГРП	Ю2	135	58	50			нагн	Ю2	25	11	50			гор МГРП	Ю2	121	52	50			нагн	Ю2	25	11	50			гор МГРП	Ю2	118	51	50			нагн	Ю2	25	11	50			гор МГРП	Ю2	128	55	50			гор МГРП	Ю2	112	48	50				Сумма	1002	429					Ср. Q	84	36	
месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Опуск. м3/сут по жид	Опуск. т/сут по нефти	%																																																																																																										
З-Асомкинское	39	гор МГРП	Ю2	135	58	50																																																																																																										
		нагн	Ю2	25	11	50																																																																																																										
		гор МГРП	Ю2	128	55	50																																																																																																										
		нагн	Ю2	25	11	50																																																																																																										
		гор МГРП	Ю2	135	58	50																																																																																																										
		нагн	Ю2	25	11	50																																																																																																										
		гор МГРП	Ю2	121	52	50																																																																																																										
		нагн	Ю2	25	11	50																																																																																																										
		гор МГРП	Ю2	118	51	50																																																																																																										
		нагн	Ю2	25	11	50																																																																																																										
		гор МГРП	Ю2	128	55	50																																																																																																										
		гор МГРП	Ю2	112	48	50																																																																																																										
			Сумма	1002	429																																																																																																											
			Ср. Q	84	36																																																																																																											
	<ul style="list-style-type: none">– Основные показатели разработки представлены в Приложении №8 к ТУ. Планируемое погружное оборудование куста скважин № 39 представлено в Приложении №9 к ТУ.																																																																																																															
15.	Требования к техническим решениям																																																																																																															
	15.1. Проект должен соответствовать достижениям науки, новой технике и технологии и обеспечивать эффективность капитальных вложений, экономного расходования материально-технических ресурсов.																																																																																																															
	15.2. При проектировании размещение ограждения выполнить с учётом существующих коммуникаций.																																																																																																															
	15.3. Расположение объектов на генеральном плане предварительно согласовать с Заказчиком.																																																																																																															
	15.4. Рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных																																																																																																															

	<p>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.</p> <p>Приложение №1</p>
16.	<p>Особые условия.</p> <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. – Кустовая площадка № 39 расположена 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. – Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком. – 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».
17.	<p>Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям</p> <p>Не требуется.</p>
18.	<p>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</p> <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 (перел ссылок на нормативные документы необходимо проверить их актуальность).
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.	Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов Не требуется.
21.	Требования к составу и оформлению рабочей документации 23.1. Комплектность и вид – в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48), требованиями ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ. 23.2. Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2009. 23.3. Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации.
22.	Состав демонстрационных материалов Не требуется.
23.	Материалы, представляемые Заказчиком Приложение №1 – технические условия для разработки рабочей документации по объекту. Приложение №2 – Требования к сметной документации УКСиРО ОАО «СН-МНГ».
24.	Срок выдачи проекта Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.
25.	Срок выдачи тендерной документации В течении 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз.
26.	Количество экземпляров РД/ПД Документацию предоставить: - на бумажном носителе в 4-х экземплярах; - в электронном виде в формате «Adobe Acrobat» - 1 экземпляр, AutoCAD- 1 экземпляр.
27.	Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов При составлении ведомостей и спецификаций материалов и оборудования применять кодировку по номенклатурным справочникам Заказчика. 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).
28.	Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации, дополнительно руководствуясь требованиями к сметной документации УКСиРО ОАО «СН-МНГ» (Приложение №2). Сметную документацию выполнить в электронном виде в формате «Гранд-смета» (расширение *.arp, .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 Западно-Асомкинского месторождения нефти. Куст скважин №39».

<p>Директор по капитальному строительству</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Д.А. Николаев " " 2014г.</p>	<p>Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>И.Г. Тухфатуллин « » 2014г.</p>
<p>Главный геолог</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>М.А. Кузнецов " " 2014г.</p>	<p>Начальник департамента производственного контроля, охраны труда, пожарной безопасности, гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>А.В. Финк " " 2014г.</p>
<p>Главный инженер АНГДУ</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>В.В.Евдокимов « » 2014г.</p>	<p>Главный маркшейдер</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>А.А. Новичков " " 2014г.</p>
<p>Начальник УКСиРО</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Е.В. Лещенко « » 2014г.</p>	<p>Начальник департамента экологической безопасности и охраны окружающей среды</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>А.А. Гортников « » 2014г.</p>
	<p>Начальник ООПИР УКСиРО</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>С.Н. Бабкин « » 2014г.</p>

61p.

УТВЕРЖДАЮ:

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

И.Г. Тухфатуллин

2014 г.

Технические условия
на выполнение ПСД по объекту:
«Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти.
Куст скважин № 39».

1.	Наименование объекта		
	Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти. Куст скважин № 39.		
2.	Географическое положение объекта		
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Западно-Асомкинский лицензионный участок.		
3.	Основание для проектирования		
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегийнефтегаз».		
4.	Заказчик		
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегийнефтегаз» (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 № 39 – 12 скважин:</u>		
	Наименование участка	Длина, км	Примечание
	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 39	0,3	Возможна корректировка
	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 39 в соответствии с ТУ энергопоставляющей организации (Приложение №1)	0,5	Возможна корректировка
	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №39 в соответствии с ТУ энергопоставляющей организации (Приложение №2)	2,2	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод к.39 - т.вр.к.39 (Приложение №3)	0,2	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод т.вр.к.39 - т.вр.к.2,3,39 (Приложение №4)	1,65	Возможна корректировка
	Высоконапорный водовод т.вр. к.2 – к.39 (Приложение №5)	1,7	Возможна корректировка
	<ul style="list-style-type: none"> – Координаты первой скважины и ПДС представлены в Приложении № 5; – Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем пласта с одной скважины представлены в Приложении №6; 		

Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 39:

месторождение	куст	Наим., Пити, ГС	Пласт	Q _{пуск.} м ³ /сут по воде	Q _{пуск.} т/сут по нефти	%
У-Асважинское	39	гор МГРН	Ю2	135	58	50
		пачи	Ю2	25	11	50
		гор МГРН	Ю2	128	55	50
		пачи	Ю2	25	11	50
		гор МГРН	Ю2	135	58	50
		пачи	Ю2	25	11	50
		гор МГРН	Ю2	121	52	50
		пачи	Ю2	25	11	50
		гор МГРН	Ю2	118	51	50
		пачи	Ю2	25	11	50
		гор МГРН	Ю2	128	55	50
		гор МГРН	Ю2	112	48	50
			Сумма	1002	429	
			Ср. Q	84	36	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 39 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 применением 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 нефтьгазоводяной эмульсии;
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтеборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении №1;
- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтеборов;
- Требования к организации системы ПИД куста № 39:
Централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 190 кг/см², при необходимости проработать проектное решение по достижению проектного давления нагнетания;
- 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 на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар);
- Безамбарное бурение предусматривается при нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ), в границах водоохранных зон, а также при наличии других обоснованных факторов. Место вывоза бурового

плана согласовать с Заказчиком;

- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями для осуществления работ по переработке (обезвреживанию) 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 40 м 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 трассе) 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 аншлаг с указанием наименования объекта и др. информации согласно принятым локальным актам заказчика;
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи;
- 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;
- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1 м с шириной бровки по верху вала 0,5 м (ВНТП 3-85);
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85);

По блокам ГЗУ и БМА:

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

Параметры здания блока ГЗУ:

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

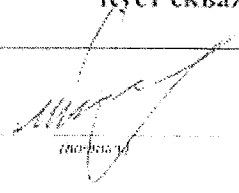
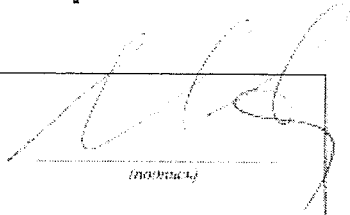
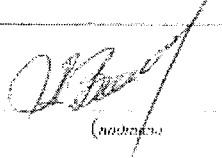
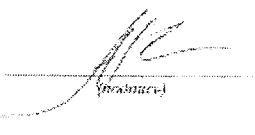
	<ul style="list-style-type: none"> – Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ; – Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ. <p>Параметры здания блока БМА:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ; – Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ; – 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"> – Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности. – Кустовая площадка № 39 расположена в пределах границ территорий традиционного природопользования. – Предусмотреть строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки. – Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком. – Новое строительство. – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком. – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №8.
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, СН 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 объектов, а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»

	<ul style="list-style-type: none"> – Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобърыбвод».
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), СПиП 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 и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
15.	Материалы, представляемые Заказчиком
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промышленных трубопроводов».</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение».</p> <p>Приложение № 3 «Основные показатели разработки».</p> <p>Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование».</p> <p>Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС».</p> <p>Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем шлама с одной скважины».</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП»</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений».</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов».</p>
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
	<p>В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.</p>
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. энергообеспечивающей организации с подписанием акта преднадзора. – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ. <p>Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</p>

Начальник
Начальник ОПИОМ ДИРПОМ

Д.В. Волков

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту
«Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти.
Куст скважин № 39»

<p>Начальник департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений</p> <p style="text-align: center;"> (подпись)</p> <p>Бессонов М.Н. " " 2014г.</p>	<p>Главный инженер Аганского НГДУ</p> <p style="text-align: center;"> (подпись)</p> <p>Евдокимов В.В. " " 2014г.</p>
<p>Главный маркшейдер</p> <p style="text-align: center;"> (подпись)</p> <p>Новичков А.А. " " 2014г.</p>	<p>Начальник департамента экологической безопасности и охраны окружающей среды</p> <p style="text-align: center;"> (подпись)</p> <p>Гортиков А.А. " " 2014г.</p>

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

 М.Г. Разин
2014 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для разработки проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти.
Куест скважины №39»

1. Месторождение, район строительства	Западно-Асомкинское месторождение нефти, Сургутский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство
3. Состав проектируемого объекта	Нефтегазопровод «к.39-т.вр.к.39» Нефтегазопровод «т.вр.к. 39- т.вр.к.2,3,39» Высоконапорный водовод «т.вр.к.2- к.39»
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p>1 этап. Нефтегазопровод «к.39-т.вр.к.39» От к.39 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора - ДНС-1 Западно-Асомкинского месторождения нефти. Объем жидкости – $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 1002/429$. Давление в точке подключения - определить гидравлическим расчетом Диаметр трубопровода - определить гидравлическим расчетом</p> <p>2 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к. 39 – т.вр.к.2,3,39» От к.39 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора - ДНС-1 Западно-Асомкинского месторождения нефти. Объем жидкости – $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 1002/429$. Давление в точке подключения - 4.8 кгс/см² Диаметр в точке подключения – 219мм.</p> <p>3 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.2 – к.39» Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от ДНС-1 на к.39 Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 1250$ Давление в точке подключения 145 кгс/см² Диаметр в точке подключения 219мм.</p>
5. Требования к техническим решениям	<p>–Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства</p> <p>При проектировании системы трубопроводов предложить</p>

варианты необходимости применения оборудования и материалов (задвижки с электро-приводом, обратные клапаны и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ОХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности.

— Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного водовода предусмотреть применение трубы из стали 13ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали. Выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТГ.

— Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.

— Проектом предусмотреть установку УДХ на кустовой площадке для ввода химреагентов в выкидной коллектор согласно утвержденного в ОАО «СП-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 ДТГ;

— Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов. Выполнить периметральное обвалование узлов задвижек высотой не менее 1 м.

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

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

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

— Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;

— При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов;

— 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; Максимальное 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 подземно, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на бочоте 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 съемными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2.

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

а) «холодная» врезка,

б) врезка тройником,

в) подключение в существующую задвижку;

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

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

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

–При пересечении проектируемых трубопроводов с коридорами коммуникаций плавно углублять трубопровод без применения дополнительных трубных деталей;

–При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти при 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 трассе) указывать границы земельных отводов и границы

	<p>рубки леса;</p> <ul style="list-style-type: none"> - При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать 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. - Технические решения, принимаемые в проектах должны выбираться из условий экономической обоснованности с учетом расчетных минимальных параметров материалоемкости и трудоёмкости объектов строительства; - 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, протяженность трассы трубопроводов откорректировать по результатам изысканий. - Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТО АНГДУ и с НГП-5 АНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода. - Результаты изысканий согласовать с ПТО АНГДУ, ДГТ 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	<p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждой подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого</p>

перспективному расширению
предприятия

этапа по отдельности.

Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.

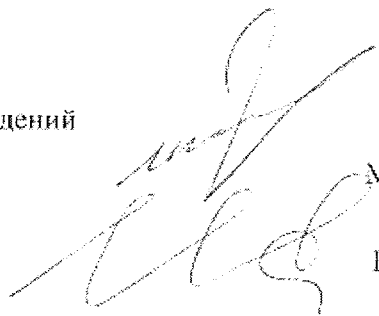
Технические условия составил:
Руководитель ГИиНТ ДТТ



С.П.Захаров

СОГЛАСОВАНО:

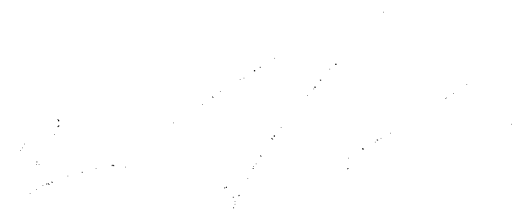
Начальник департамента перспективного
развития производства и обустройства месторождений
ОАО «СН-МНГ»



М.Н. Бессонов

Главный инженер АНГДУ ОАО «СН-МНГ»

В.В.Евдокимов



Предполагаемая схема подключения



35 KB

0000

ст. перекач.

丁巳

3-й этап. Проектируемый
ввод, L-1,7 км.

4-39

1 year.

Проектируемый
нефтебаз, L-0,20 км

2 этаж. Проектируемый
петесбор, L-1,65 км.

1. Договор

Г. 69 в Н'СБСР ф219

Исполнитель
Должность:
Ф.И.О.:

Руководитель ГИИТ
Захаров С.П.

၇၀၃၇၁၁၁၁

Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное (кгс/см²)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК – пикетаж

Телефон:

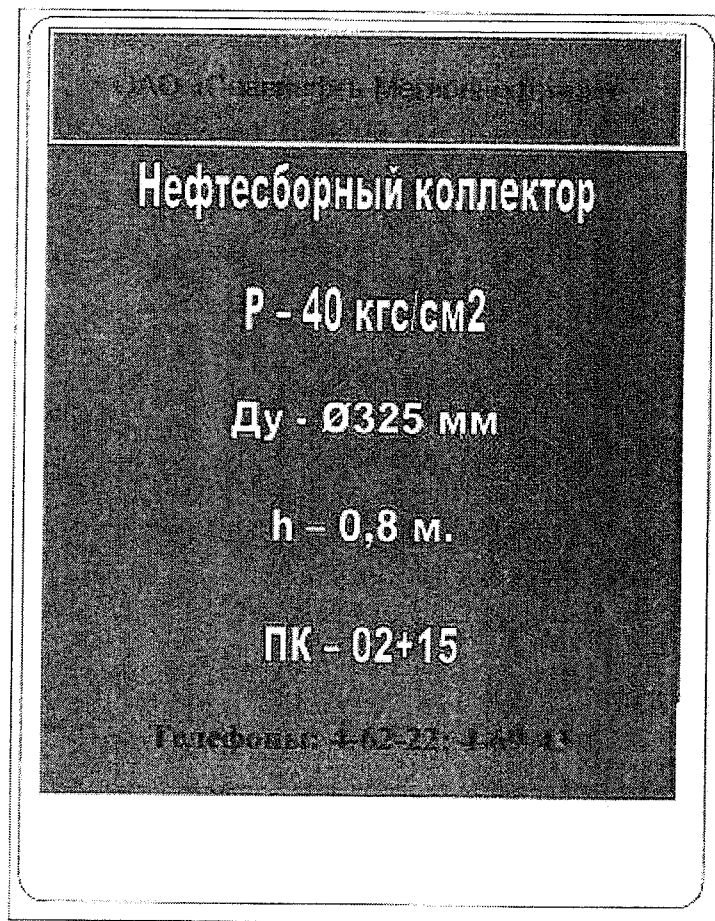
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий



Технические условия № *254 - 20/11 от 22.08.2011г.*
на электроснабжение КП-39 З-Асомкишское м/р.

Запрашиваемая мощность – 790 кВт.

1. Разработать проект электроснабжения КП-39 З-Асомкишское м/р.
2. Проект согласовать с ООО «МЭН» и ОГЭ ОАО «СН-МНГ».
3. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
4. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.
5. Срок действия ТУ – 6 месяцев.
6. **Проектом предусмотреть:**
 - 6.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-39 З-Асомкишское м/р.
 - 6.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
 - 6.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
 - 6.4. Точки подключения:
 - Существующая оп.52 ВЛ-6кВ Ф-18712 ПС-35/6кВ «№187». Более точный номер опоры определить в процессе проектирования. При необходимости произвести замену опоры в точке врезки.
 - Существующая оп.26 ВЛ-6кВ Ф-18708 ПС-35/6кВ «№187». При необходимости произвести замену опоры в точке врезки.
 - 6.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «№187» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
 - 6.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-39 – в соответствии с ГОСТ 13109-97.
 - 6.7. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
 - 6.8. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
 - 6.9. Пункт АВР-6кВ на КП-39 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторах тока 300/5.
 - 6.10. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом стоек-болтов для подъёма к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
 - 6.11. 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.
 - 6.12. Калитку с механическим завором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
 - 6.13. 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».
 - 6.14. 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».
 - 6.15. При попадании опор в зону срабатывания при падении, оборудовать их защитой от льда и корчевала.
 - 6.16. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», предупреждающие 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.

- 6.17. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 6.18. Определение мест пересечения проектируемых 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».
- 6.19. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по посадкам согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 6.20. Линейные разъединители на первых отпаячных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-39.
- 6.21. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи пластичных зажимов.
- 6.22. Установку устройств защиты ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 6.23. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-39 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 6.24. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 6.25. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 6.26. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, проверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.

Приложение: 1. Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-18712 ПС-35/6кВ «№187» - на 1 листе в 1 экземпляре.
2. Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-18708 ПС-35/6кВ «№187» - на 1 листе в 1 экземпляре.

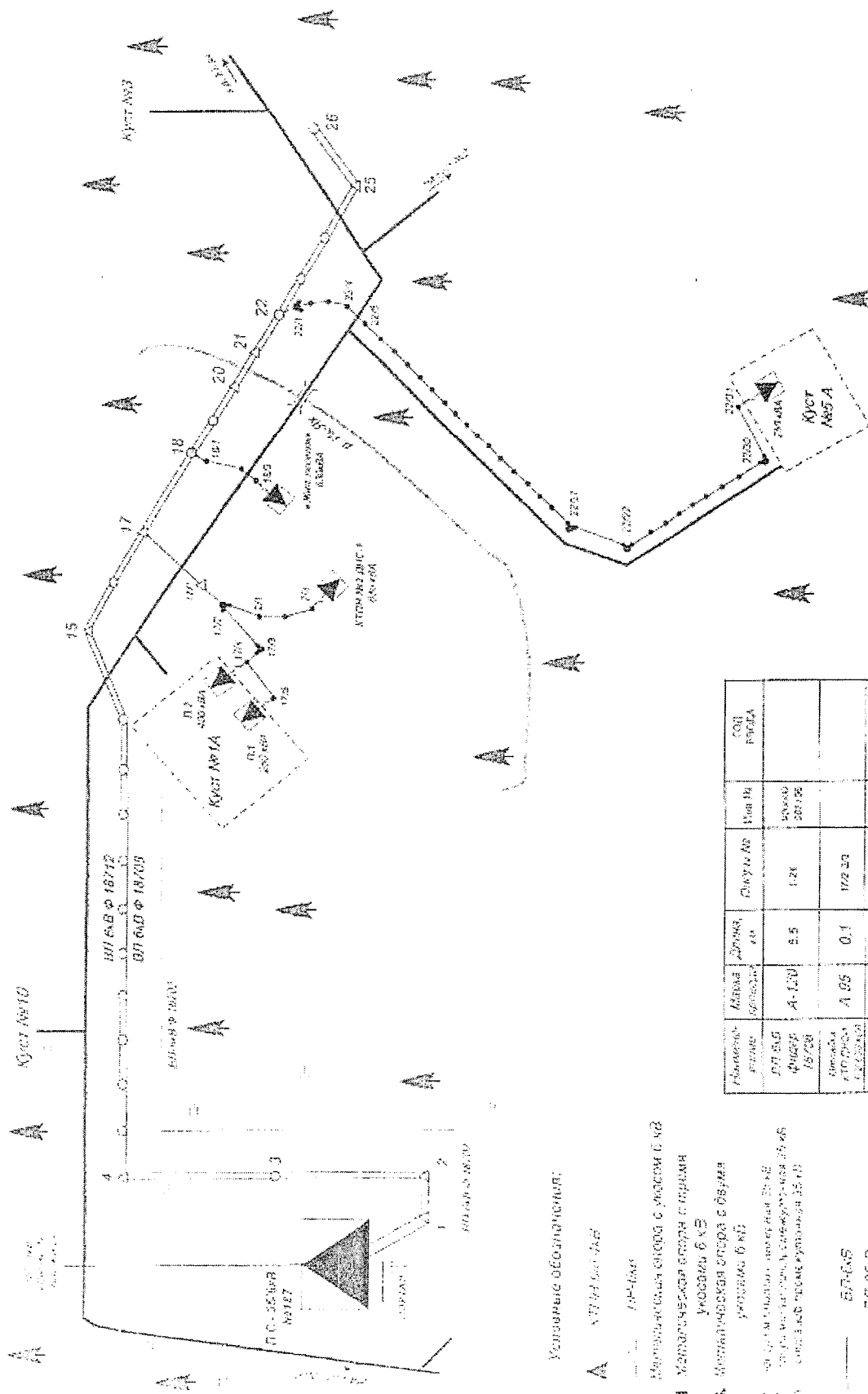
Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»

 В.В. Долгушин

Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»

 В.Е. Сыровежкин

Поопорная схема ВЛ-6 кВ Ф.18708



Условные обозначения:

- А - Угловая опора
- Б - Прямая опора
- В - Маркировочная опора с указателем 6 кВ
- Г - Маркировочная опора с указателем 6 кВ
- Д - Маркировочная опора с указателем 6 кВ
- Е - Опора с трансформатором 100/10
- Ж - Опора с трансформатором 100/10
- З - Опора с трансформатором 100/10

Наименование	Марка	Длина, м	Секция, м	Изм. №	Сод. работы
ВЛ-6 кВ Ф.18708	А-150	5.5	1.26	10000	10000
ВЛ-6 кВ Ф.18708	А-150	0.1	172.33	10000	10000
ВЛ-6 кВ Ф.18708	А-150	0.017	11.015	10000	10000
ВЛ-6 кВ Ф.18708	А-150	2	2.2237	10000	10000
ВЛ-6 кВ Ф.18708	А-150	0.1	18.123	10000	10000

Лист 1

Листов 1

Лист 1

Лист 1

Выполнил	Григорьев С.В.	11-09-80-015
Сметчик	Петров А.Ю.	11-09-80-015
Утвердил	Иванов И.И.	11-09-80-015

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Лист 1

Проектные данные по КП № 39 Западно-Асомкинского месторождения

№ п/п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин						объем добычи жидк нефти м³/сут	объем закачки м³/сут	Давление плгн атм	Газовый фактор м³/тн	П.с. темп-ра град	Тип ископае	
				всего	добыв	с отрабо		с отрабо	водозаб							
						с отрабо	с отрабо									
Атасское НГДУ																
1	3-Асомкинское	39	ЮВ2	12	7	5	0	0	0	1002	429	1250	190	Ю2 - 61	Ю2 - 97	ЭНП
1	Итого по месторождению			12	7	5	0	0	0	1002	429					

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

Начальник геологического отдела ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

Начальник ОМПР ОАО "СН-МНГ"

Горбань А.М.

Динамика основных показателей разработки КП № 39 Западно-Асомкинского месторождения

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
КП № 39											
1.1	Общий фонд скважин, шт	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - действующих	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7
	- недействующих	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	- ликвидированных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс. т	54	78	51	48	47	45	44	42	41	40
1.3	Добыча газа, тыс. т	245	501	504	504	505	504	504	504	505	504
1.4	Задача рабочего агента, тыс. м3	181	416	445	448	451	451	452	454	456	456
1.5	Резерв газа, млн м3	3,3	4,8	3,1	2,9	2,8	2,7	2,7	2,6	2,5	2,4

Начальник отдела ОПиМНР

А.М. Горбань

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 39
Западно-Асомкинское месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
З-Асомкинское	39	гор МГРП	Ю2	135	58	50
		нагн	Ю2	25	11	50
		гор МГРП	Ю2	128	55	50
		нагн	Ю2	25	11	50
		гор МГРП	Ю2	135	58	50
		нагн	Ю2	25	11	50
		гор МГРП	Ю2	121	52	50
		нагн	Ю2	25	11	50
		гор МГРП	Ю2	118	51	50
		нагн	Ю2	25	11	50
		гор МГРП	Ю2	128	55	50
		гор МГРП	Ю2	112	48	50
			Сумма	1002	429	
			Ср. Q	84	36	

Перечень скважин КП №39 Западно-Асомхинского м-р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	Ас- скважина	Куст	Назначение	Класс	Опущен, м/сут по мгн.-пл	Опущен, м/сут по верев	%	Планируемая насос	Мощность ПЭД, кВт
Западно-Асомхинское	***	39	гор МГРН	Ю2	135	58	50	5-125-2500	90
	***		нагн	Ю2	25	11	50	5-125-2500	32
	***		гор МГРН	Ю2	128	55	50	5-125-2500	90
	***		нагн	Ю2	25	11	50	5-125-2500	32
	***		гор МГРН	Ю2	135	58	50	5-125-2500	90
	***		нагн	Ю2	25	11	50	5-125-2500	32
	***		гор МГРН	Ю2	121	52	50	5-125-2500	90
	***		нагн	Ю2	25	11	50	5-125-2500	32
	***		гор МГРН	Ю2	118	51	50	5-125-2500	90
	***		нагн	Ю2	25	11	50	5-125-2500	32
	***		гор МГРН	Ю2	128	55	50	5-125-2500	90
	***		гор МГРН	Ю2	132	48	50	5-125-2500	90
					1002	432			790



Славнефть-Мегионнефтегаз

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

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

17 мая 2014 г.
На № 76-596

№ ДН-63
от 1 июля 2014 г.

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

*Об исходных данных по кустовым
площадкам*

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

Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторож- дение	Координаты		НДС
			X	Y	
1.	39	Зап-Асомкинское	744679	581410	315°

Примечание: ГПН - 46

Главный маркшейдер

А.А.Новичков

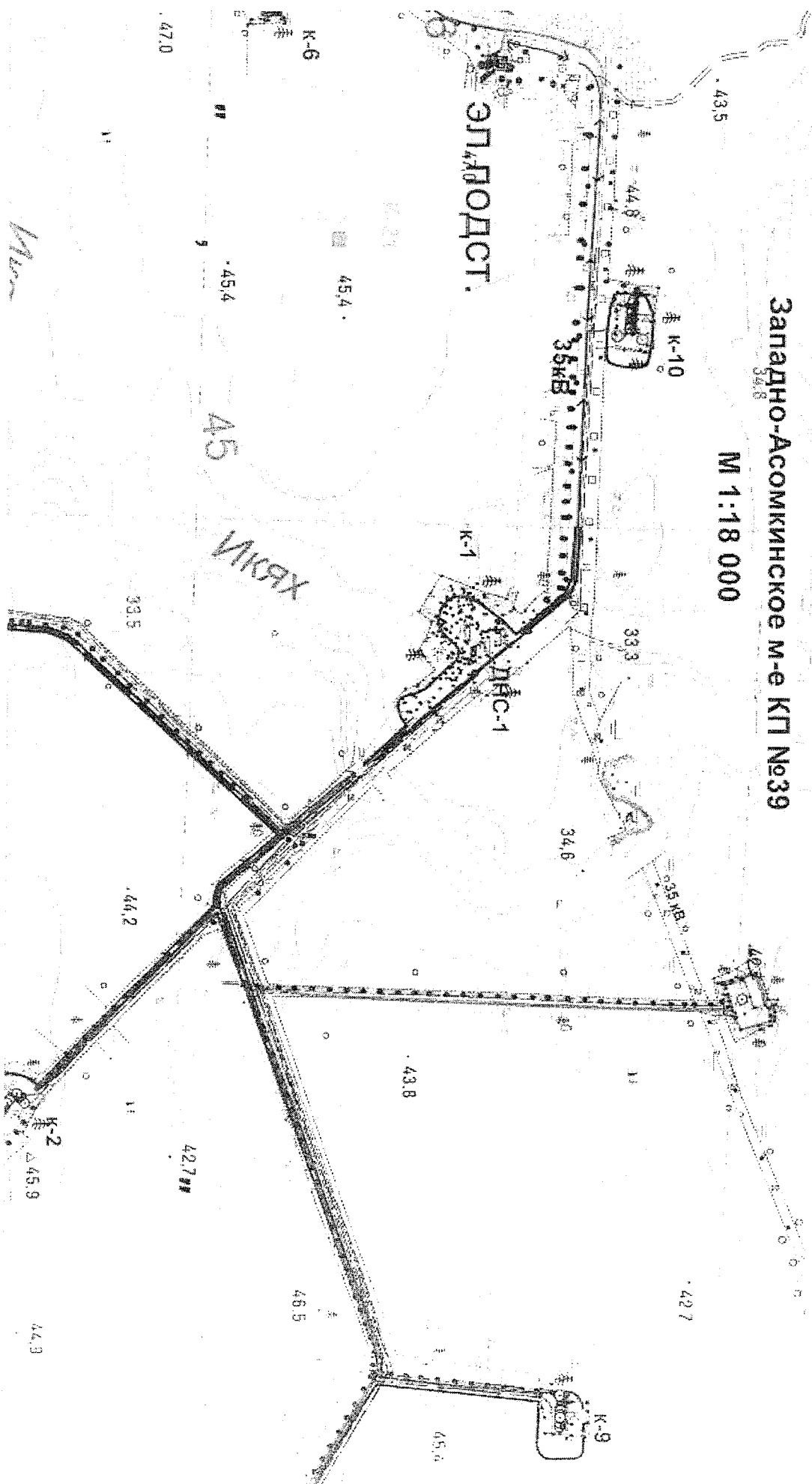
Начальник департамента
геологии и недропользования

М.О.Перегудов

Дир. Департамента А.В.
С.В.Борисов

53

11-18000





Предложение №6

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегнионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН

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

25 июля 2014г.
На № _____

№ 47-46/904
от _____ 2014г.

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

О проектировании

Уважаемый Михаил Николаевич!

На основании Регламента взаимоотношений между службами ОАО «СН-МНГ» о разработке проектной документации, сообщая Вам, что по кустовым площадкам №№ 20,120 Северо-Островного м/р, № 46 Тайлаковского м/р, № 1,2 Северо-Асомкинского м/р, № 39 Западно-Асомкинского м/р необходимо применить типовые схемы разбуривания.

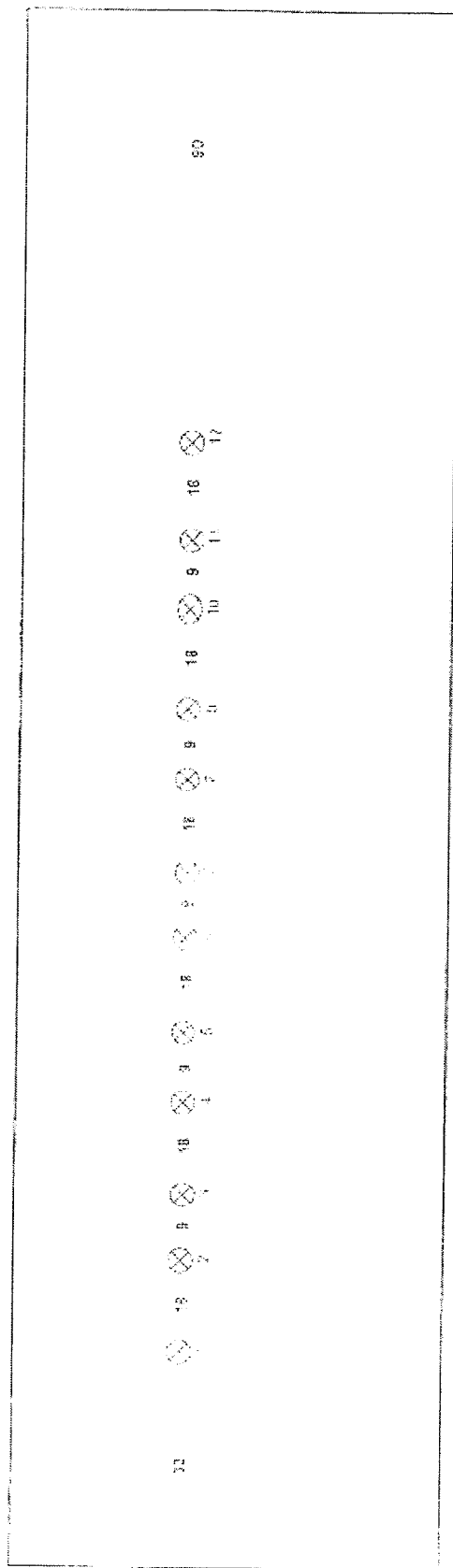
1. КП № 2 Северо-Асомкинского м/р – н/н скв.-1200м³, гор.скв-1500 м³;
2. № 39 Западно-Асомкинского м/р – н/н скв.-1200м³, гор.скв-1500 м³;
3. № 46 Тайлаковского м/р – н/н скв.-1200м³, гор.скв-1500 м³;
4. КП № 20,120 Северо-Островного м/р – н/н скв.-1200м³, гор.скв-1500 м³.

С уважением,
Начальник ИТО

А.Н. Терешун

И.И. Хрущев
ИТО

ТИПОВАЯ СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН КУСТА при бурении скважин буровой установкой



Начертано ДСС

Д.А. Брюхан

Проверено ПТО ДСС

Д.И. Уразова

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП
ДЛЯ ОБЪЕКТА
«ОБУСТРОЙСТВО ЗАПАДНО-АСОМКИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 39».

1. Основные технические решения

Проектом предусматривать комплексную автоматизацию «Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти. Куст скважин 39», 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:

– ВИТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта. Подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений.

– Приказ № 101 от 12.03.2013г. об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной 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 № 39 в составе:

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

3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти. Куст скважин 39» с использованием станций телемеханики СТК-ЗК с встроеным мастер-контроллером СТМ-ЗКД, вывоз информации осуществлять в существующий дистанционный пункт на АРМ оператора ТУ, установленный МКУПП-5 Западно-Асомкинского месторождения Аганского НПЗ с использованием станции телемеханики «АДЗУ-2000», разработчик «ПКБ АСУ-Нефть» г.Тюмень.

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

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

1. Нижний уровень системы управления в составе:

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

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

2. Верхний уровень системы управления:

Верхний уровень – это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГН - 5 Западно-Асомкинского месторождения Аганского НГДУ.

4. Функции АСУ ТП

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

Нижний уровень:

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

Верхний уровень:

- сбор и концентрация информации о ходе технологического процесса, поступающей от контроллеров нижнего уровня управления;
- внешняя обработка и хранение информации, формирование базы данных;
- индикация и регистрация информации, реализация диалога со специалистами нефтедобывающего предприятия (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.

Объекты технологических объектов, охватываемых АСУ ТП (список этих объектов приведен в табл. 1), датчики, измерительные преобразователи, станции управления, исполнительными механизмами и другой аппаратурой предусматривается в объеме, позволяющем осуществлять следующие основные функции АСУ ТП по контролю и управлению этими объектами:

- автоматическое регулирование режимных технологических параметров;
- автоматическое и дистанционное управление приводом основных механизмов, запитым и обмоточкой при запитывании аварийных ситуаций;
- индикацию и регистрацию режимных и учетных технологических параметров;
- индикацию аварийных состояний и их значений 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 № 39:

1. Скважины с ЭЦН

- местный и телемеханический контроль состояния насоса «работает», «не работает» по двум линиям связи: типа «сухой контакт» и интерфейс «RS 485»;

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 входит:

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

Станция телемеханики СТК-ЗК включает в себя:

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

Приложение № 1.1:

Станция СТК-ЗК и лабораторно 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;

неизменные первичные данные (константы) для расчетов замера (параметры установки, диаметры 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;
- аварийность 20% в БТ;
- предельная жидкость 40% в БТ;
- выход за допустимые пределы на перепадах в ИК/М;
- нарушение поддержания в смеси фазового состава вытеснения – фазовости из ИК за минимальный промежуток времени;

- отключение любого из датчиков (только для датчиков с токовыми выходными сигналами);
 - выход расхода жидкости за пределы диапазона измерений;
 - выход температуры в БА за пределы лимитированного диапазона;
 - выход температуры в БТ за пределы лимитированного диапазона;
- 2) Информация о текущем состоянии установки или ее отдельных элементов:
- несанкционированный доступ в установку (БА или БТ);
 - положение КПО («открыт», «закрыт», в промежуточном положении);
 - положение РСМ;
 - номер скважины на замере;
 - текущий режим работы установки (автоматическое управление, ручное управление, единичное измерение).

Объемы автоматизации, предусматриваемые дополнительно:

- контроль давления на выходном коллекторе;
- контроль температуры воздуха в БТ;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БТ;
- контроль температуры воздуха в БА;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БА.

3. Установка дозирования химреагентов УДХ

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

В составе установки предусмотреть шкаф управления ПКС.548-010.000 разработки ЗАО «ПКБ АСУ-нефть» г. Тюмень, который обеспечивает измерение параметров и выполнение следующих функций контролируемых сигналов передаваемых по интерфейсу RS-485 (стандартный протокол MODBUS) на диспетчерский пункт:

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

4. Закачка рабочего агента в пласт

Проектом предусмотреть:

- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков электромагнитных Вилет ПИД 113 в комплекте с регистратором Тура ТД0004;
- контроль давления рабочего агента с применением датчика давления с вых. (4-20 мА);
- вывод на ТМ показаний давления и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно;
- вторичное оборудование регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП - 39.

5. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин

Проектом предусмотреть:

- вывод информации в систему телемеханики АДКУ-7000 о состоянии коммутационной аппаратуры управляющей клапаны, обогревателей обратных клапанов;
- вывод информации о состоянии обогревателей вывести на систему ТМ посредством кабельной линии с блок-контактов магнитных пускателей проектируемого шкафа управления электрообогревом.

Шкафы управления электрообогревом расположить на площадке обслуживания КТНП.

Предусмотреть несомкновение шкафов управления в климатическом исполнении от -50 до +50⁰С со степенью защиты IP 65.

В БА установить клеммную коробку для подключения ТЭО электрообогрева оборудования.

клапанов к кустовому контроллеру системы телемеханики

- обогрев обратных клапанов добывающих скважин с использованием греющего кабеля;
- размещение шкафов управления электрообогревом на площадке обслуживания КТПН;
- использование шкафов управления в климатическом исполнении от -50 до +50 С со степенью защиты IP 65;
- точку подключения для питания системы обогрева в КТПН.

Электропитание системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

6. Технические средства АСУ ТП

Куст скважин 39.

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 поплавокный «ПМП-052», ПНП "СЕНСОР" г. Заречный.

Контроль доступа в БТ и БА

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

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

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

Контроль за состоянием обогрева воздуха БТ и БА

Для дистанционного контроля за состоянием обогрева воздуха в блоке технологическом и блоке автоматики, предусмотреть вывод значений температуры блока нагрева ЦМУ (-50...+100 С) и состояния обогревателя (наличие воздуха/отсутствие воздуха) с пункта наблюдения на верхний уровень, в режиме реального времени, посредством СТМ-ЗКМ.

Реализовать автоматический режим поддержания температурного режима в БГ и БА, обеспечить вывод показаний температуры в технологическом блоке (для каждого из блоков применить регулятор OVEN PRM1 производства фирмы «ОВЕН»).

Приложение №1.2:

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

Обеспечение взрывозащищенности

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

Электроснабжение технических средств АСУ ТП

Для электроснабжения 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 электроснабжения предусмотрен электротехнической частью проекта.

7. Пожарная сигнализация

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:

- НПБ 88-2001*. Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования.
- НПБ 110-03. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией.
- НПБ 104-03. Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях.

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

8. Объем пожарной сигнализации

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 39:

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

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

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

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

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

Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем КСВВ 2х0,5 и КВВГнг-LS 4х1,5, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водонепроводящих трубах.

Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее посредством СЧМ-ЗКМ передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК ИТП - 5 Заданно-Асомкинского месторождения Аганского НПДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выполняться с расшифровкой и адресацией (шлейфа).

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Заданно-Асомкинского м/р. Куст скважин № 39.» до 18.07. 2015г.

Начальник ОА



С.В. Наливайко

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ ОБЪЕКТА

ОБУСТРОЙСТВО ЗАПАДНО-АСОМКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 39.

1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НТП - 5 Западно-Асомкинского месторождения 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, входящая в комплект БА.

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

В качестве радиостанции на БС применяется Motorola «GM-340». Рабочая частота 402,975 МГц.

Радиостанция установлена в АБК НТП - 5 Западно-Асомкинского месторождения Аганского НГДУ. АФУ БС-3 расположена снаружи здания на высоте 23 метров. Коэффициент усиления антенны 9 дБ. Существующая базовая станция БС-3 обеспечивает передачу данных к существующему АРМ оператора АСУ ТП по существующему кабелю RS-232.

При размещении антенны необходимо учитывать следующие факторы:

- антенну необходимо располагать в стороне от ограждающих 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 по 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 № 06-000274 от 06.04.2006 срок действия до 05.04.2016г.

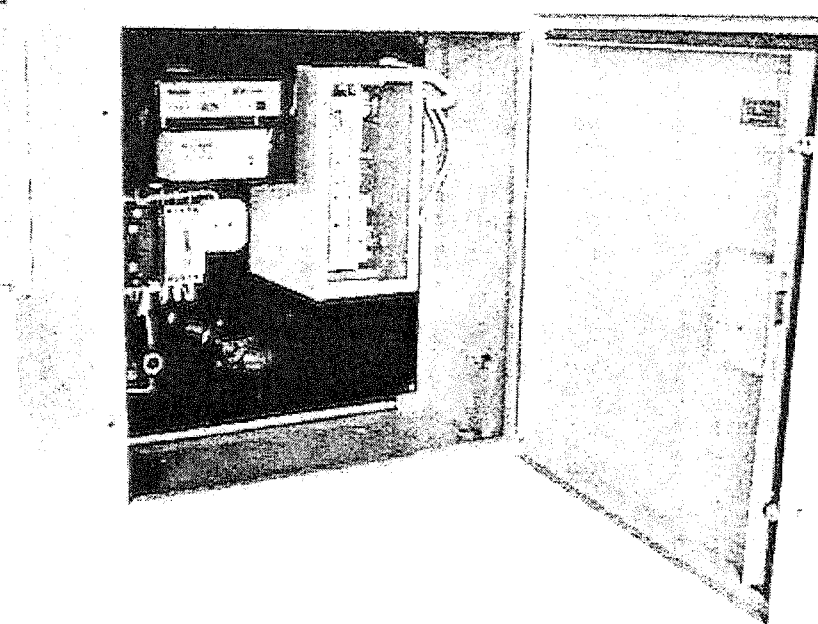
1 экз. 4 листа.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Западно-Асомкинского м/р. Куст скважин № 39.» до 18.07. 2015г.

Начальник ОА



С.В. Наливайко



Станция СТК-ZK реализует:

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

Станция СТК-ZK содержит:

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

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

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

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

Технические характеристики:

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

Масса, кг. не более, 40

Рабочая температура, °С от -40 до +70

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВтА: 5