

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
ОАО «СН-МНГ»



А.М. Пятаев
20__ г.

Задание на проектирование № 05-15
«Обустройство Кетовского месторождения. Куст скважин №38»

1.	Наименование объекта
	Обустройство Кетовского месторождения. Куст скважин №38
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский район, Кетовское 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
	2017 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»; - подлоту 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 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																																																																																																																																			
	<p>Куст скважин № 38 – 12 скважин:</p> <table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 38</td><td>0,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 38 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)</td><td>1,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №38 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)</td><td>3,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод К.38 - т.вр.К.41 (Приложение №1 к ТУ)</td><td>2,1</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр. К.41 – к.38 (Приложение №1 к ТУ)</td><td>2,1</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table> <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 № 38: <p style="text-align: center;">Перечень скважин с обозначением пусковых дебитов по КД № 38 Кустовского месторождения</p> <table><tr><th>Скважина</th><th>глубина, м</th><th>Плотность, Па/м³</th><th>Плотность, Па/м³</th><th>Плотность, Па/м³</th><th>Плотность, Па/м³</th><th>Плотность, Па/м³</th></tr><tr><td>КД-38-1</td><td>38</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td></tr><tr><td>КД-38-2</td><td>38</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td></tr><tr><td>КД-38-3</td><td>38</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td></tr><tr><td>КД-38-4</td><td>38</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td></tr><tr><td>КД-38-5</td><td>38</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td></tr><tr><td>КД-38-6</td><td>38</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td></tr><tr><td>КД-38-7</td><td>38</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td></tr><tr><td>КД-38-8</td><td>38</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td></tr><tr><td>КД-38-9</td><td>38</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td></tr><tr><td>КД-38-10</td><td>38</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td></tr><tr><td>КД-38-11</td><td>38</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td></tr><tr><td>КД-38-12</td><td>38</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td></tr><tr><td colspan="3">Итого</td><td>1200</td><td>1200</td><td>1200</td><td>1200</td></tr><tr><td colspan="3">Ср. Q</td><td>50</td><td>50</td><td>50</td><td>50</td></tr></table> <ul style="list-style-type: none">– Основные показатели разработки представлены в Приложении № 7 к ТУ. <p>Планируемое погружное оборудование куста скважин № 38 представлено в Приложении № 8 к ТУ.</p> <p>Количество скважин:</p> <table><tr><td>всего</td><td>- 12 скважин</td></tr><tr><td>добывающих</td><td>- 6 скважин</td></tr><tr><td>с отработкой</td><td>- 5 скважин</td></tr><tr><td>водозаборная</td><td>- 1 скважина</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 38	0,6	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 38 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	1,5	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №38 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	3,5	Возможна корректировка	Нефтегазопровод К.38 - т.вр.К.41 (Приложение №1 к ТУ)	2,1	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр. К.41 – к.38 (Приложение №1 к ТУ)	2,1	Возможна корректировка	Скважина	глубина, м	Плотность, Па/м ³	Плотность, Па/м ³	Плотность, Па/м ³	Плотность, Па/м ³	Плотность, Па/м ³	КД-38-1	38	100	100	100	100	100	КД-38-2	38	100	100	100	100	100	КД-38-3	38	100	100	100	100	100	КД-38-4	38	100	100	100	100	100	КД-38-5	38	100	100	100	100	100	КД-38-6	38	100	100	100	100	100	КД-38-7	38	100	100	100	100	100	КД-38-8	38	100	100	100	100	100	КД-38-9	38	100	100	100	100	100	КД-38-10	38	100	100	100	100	100	КД-38-11	38	100	100	100	100	100	КД-38-12	38	100	100	100	100	100	Итого			1200	1200	1200	1200	Ср. Q			50	50	50	50	всего	- 12 скважин	добывающих	- 6 скважин	с отработкой	- 5 скважин	водозаборная	- 1 скважина
Наименование участка	Длина, км	Примечание																																																																																																																																		
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 38	0,6	Возможна корректировка																																																																																																																																		
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 38 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	1,5	Возможна корректировка																																																																																																																																		
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №38 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	3,5	Возможна корректировка																																																																																																																																		
Нефтегазопровод К.38 - т.вр.К.41 (Приложение №1 к ТУ)	2,1	Возможна корректировка																																																																																																																																		
Высоконапорный водовод т.вр. К.41 – к.38 (Приложение №1 к ТУ)	2,1	Возможна корректировка																																																																																																																																		
Скважина	глубина, м	Плотность, Па/м ³	Плотность, Па/м ³	Плотность, Па/м ³	Плотность, Па/м ³	Плотность, Па/м ³																																																																																																																														
КД-38-1	38	100	100	100	100	100																																																																																																																														
КД-38-2	38	100	100	100	100	100																																																																																																																														
КД-38-3	38	100	100	100	100	100																																																																																																																														
КД-38-4	38	100	100	100	100	100																																																																																																																														
КД-38-5	38	100	100	100	100	100																																																																																																																														
КД-38-6	38	100	100	100	100	100																																																																																																																														
КД-38-7	38	100	100	100	100	100																																																																																																																														
КД-38-8	38	100	100	100	100	100																																																																																																																														
КД-38-9	38	100	100	100	100	100																																																																																																																														
КД-38-10	38	100	100	100	100	100																																																																																																																														
КД-38-11	38	100	100	100	100	100																																																																																																																														
КД-38-12	38	100	100	100	100	100																																																																																																																														
Итого			1200	1200	1200	1200																																																																																																																														
Ср. Q			50	50	50	50																																																																																																																														
всего	- 12 скважин																																																																																																																																			
добывающих	- 6 скважин																																																																																																																																			
с отработкой	- 5 скважин																																																																																																																																			
водозаборная	- 1 скважина																																																																																																																																			
5.	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.																																																																																																																																			

	<p>15.2. При проектировании размещение ограждения выполнить с учётом существующих коммуникаций.</p> <p>15.3. Расположение объектов на генеральном плане 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 применением труб отечественного производства.</p> <p>15.5. При проектировании руководствоваться техническими условиями на разработку проектно-сметной документации.</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. – Кустовая площадка № 38 расположена за пределами 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. <i>Приложение №9 к ТУ.</i> – Максимально использовать материалы и оборудование при проектировании, исходя из наличия их в ОАО «СН-МНГ».
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 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).
19.	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
	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».
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 *.arg, .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 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, *.arp, *.xml, *.xls

Исполнитель: инженер I кат. ООПИР УКСиРО



Н.Н. Мошин

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к заданию на проектирование
«Обустройство Кетовского месторождения нефти. Куст скважин №38».

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

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 Кетовского месторождения нефти.
Куст скважин № 38».

1.	Наименование объекта																		
	Обустройство Кетовского месторождения нефти. Куст скважин № 38.																		
2.	Географическое положение объекта																		
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский район, Кетовский 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																		
	2017г.																		
7.	Условия ввода в эксплуатацию																		
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.																		
8.	Состав проектируемого объекта:																		
	<u>Куст скважин № 38 – 12 скважин:</u>																		
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 38</td><td>0,6</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №38 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>1,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №38 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>3,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.38 - т.вр.к.41 (Приложение №3)</td><td>2,1</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр. к.41 – к.38 (Приложение №4)</td><td>2,1</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 38	0,6	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №38 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,5	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №38 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	3,5	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.38 - т.вр.к.41 (Приложение №3)	2,1	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр. к.41 – к.38 (Приложение №4)	2,1	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																	
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 38	0,6	Возможна корректировка																	
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №38 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,5	Возможна корректировка																	
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №38 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	3,5	Возможна корректировка																	
Нефтегазопровод к.38 - т.вр.к.41 (Приложение №3)	2,1	Возможна корректировка																	
Высоконапорный водовод т.вр. к.41 – к.38 (Приложение №4)	2,1	Возможна корректировка																	
	<ul style="list-style-type: none">– Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении №5;– Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем пласта с одной скважины представлены в Приложении №6;– Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 38;																		

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Q _{пуск.} м ³ /сут по жид	Q _{пуск.} т/сут по нефти	%
Кеговское	38	гор	Ю1	94	49	40
		нагн	Ю1	28	14	40
		гор	Ю1	94	49	40
		нагн	Ю1	28	14	40
		гор	Ю1	88	46	40
		водоз	ПК			
		гор	Ю1	82	42	40
		нагн	Ю1	22	12	40
		гор	Ю1	75	39	40
		нагн	Ю1	25	13	40
		гор	Ю1	63	33	40
		нагн	Ю1	22	11	40
Сумма				621	321	
Ср. Q				56	29	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении №3;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин №38 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;
- 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 ППД куста №38:
Централизованно-локальная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовых площадок, так же сеноманская вода от водозаборных скважин, по внутрикустовым трубопроводам поступает к проектируемому блоку гребенок (БГ) и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 160 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 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 шлама 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 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 аншлаг с указанием наименования объекта и другой 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 проёмах -- 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 освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кд% (СПиП 23-05-95*; МУ 2.2.4.706-98);

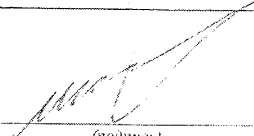
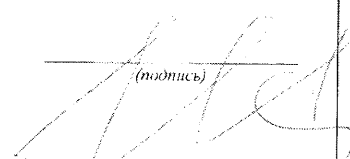
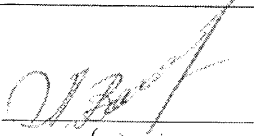
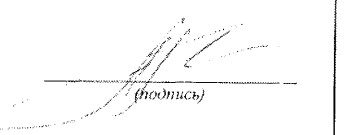
	<p>Параметры здания блока ГЗУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ; – Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ; – Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ. <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 № 38 расположена за пределами 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 <u>СП 12-136-2002</u>, <u>СП 2.2.1.1312-03</u>, <u>СП 2.2.2.1327-03</u>, <u>СанПиН 2.2.3.1384-03</u>, <u>СНиП 12-03-2001</u>, <u>СНиП 12-04-2002</u> (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность).
12.	<p>Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных 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»</p>

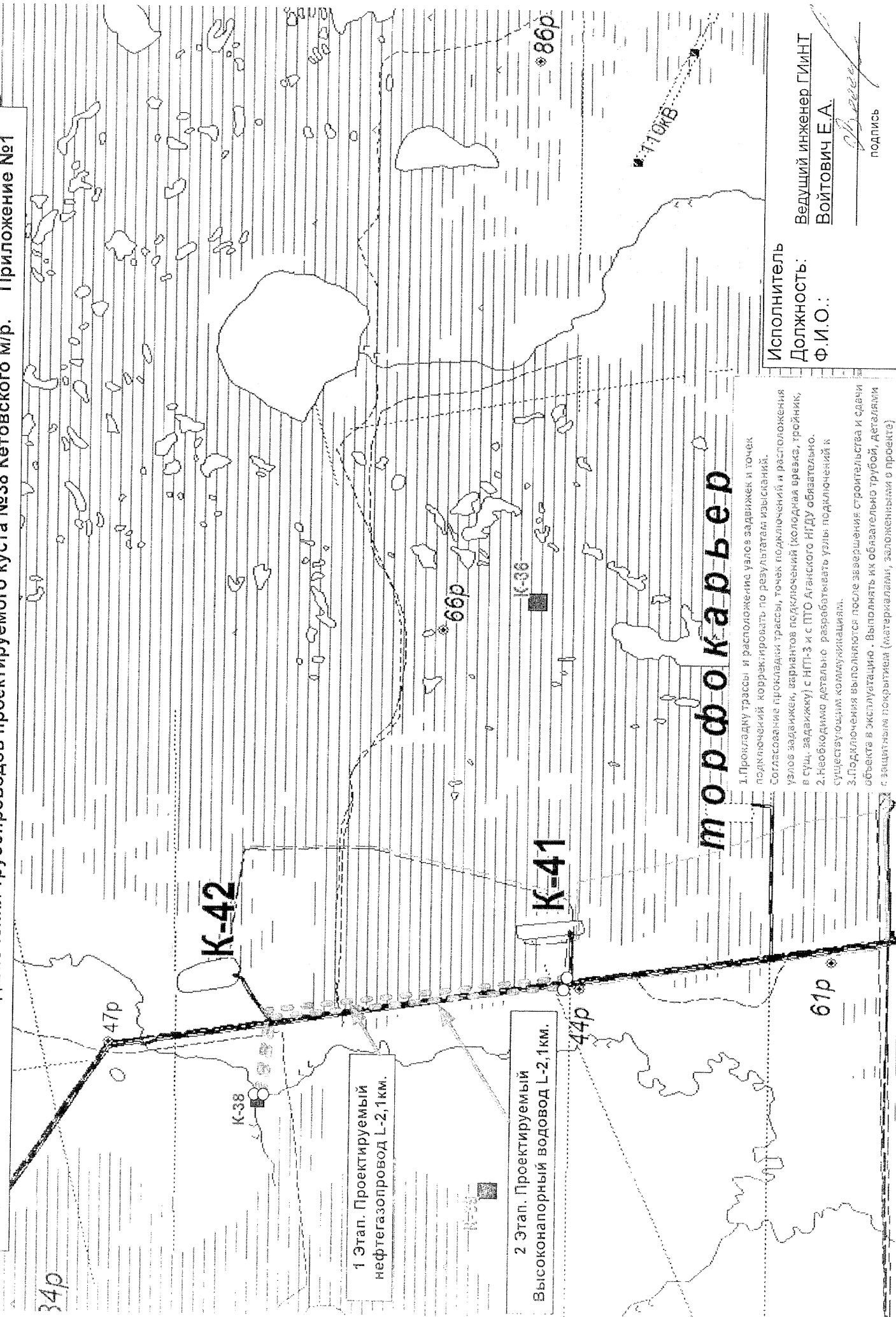
	<ul style="list-style-type: none"> – Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод».
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 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 промысловых 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 Кетовского месторождения».</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
	<p>Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора.</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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 I категории ОПИОМ ДПРНПОМ

Е.П. Кечин

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту
«Обустройство Кетовского месторождения нефти.
Кусты скважин № 38»

<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 НПДУ</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>



1 Этап. Проектируемый
нефтегазопровод L-2, 1 км.

2 Этап. Проектируемый
Высоконапорный водовод L-2, 1 км.

торфокарьер

- 1.Прокладку трассы и расположение узлов задвижек и точек подключения корректировать по результатам изысканий. Согласование прокладки трассы, точек подключения и расположения узлов задвижек, вариантов подключения (холодная врезка, тройник, в сущ. задвижку) с НТИ-3 и СПО Аганского НГДУ обязательно.
- 2.Необходимо детально разработать узлы подключения к существующим коммуникациям.
- 3.Подключения выполняются после завершения строительства и сдачи объекта в эксплуатацию. Выполнять их обязательно трубой, деталями с защитным покрытием (материалом, заложенным в проекте)

Исполнитель

Должность:

Ф.И.О.:

Ведущий инженер ГИИИТ

Войтович Е.А.

Е.А. Войтович
подпись

Технические условия № 192-607 от 28.10.14г.
на электроснабжение КП-38 Кетовского м/р.

Запрашиваемая мощность — 824 кВт.

1. Разработать проект электроснабжения КП-38 Кетовского м/р.
2. Проект согласовать с ООО «МЭН».
3. Проект согласовать с ЭО ОАО «СН-МНГ».
4. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
5. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.
6. Срок действия ТУ — 6 месяцев.
7. **Проектом предусмотреть:**
 - 7.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-38.
 - 7.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
 - 7.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
 - 7.4. Точки подключения (точные номера опор определить в процессе проектирования):
 - Существующая оп. №186 Ф-2 ВЛ-6кВ РУ-6кВ «Кетовское». При необходимости выполнить замену опор в месте подключения;
 - Существующая оп. №128 ВЛ-6кВ Ф-36 РУ-6кВ «Кетовское». При необходимости выполнить замену опор в месте подключения.
 - 7.5. Проверочный расчёт электрооборудования РУ-6кВ «Кетовское» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
 - 7.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-38 — в соответствии с ГОСТ 13109-97.
 - 7.7. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
 - 7.8. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
 - 7.9. Пункт АВР-6кВ на КП-38 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
 - 7.10. 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».
 - 7.11. КТПН-6/0,4кВ с БСК-0,4кВ производства Невского завода «Электроцит», ГК «Электроцит»-ТМ Самара или аналог. Технические характеристики КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
 - 7.12. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
 - 7.13. Защиту трансформаторов КТПН-6/0,4кВ от перенапряжений (ОПН-6кВ на приёмных порталах КТПН-6/0,4кВ).
 - 7.14. Узлы учёта электроэнергии на стороне 0,4кВ в КТПН-6/0,4кВ.
 - 7.15. Требования к узлам учёта:
 - 7.15.1. Разделение токовых цепей учёта электрической энергии от цепей измерения и защиты;
 - 7.15.2. Выполнение токовых цепей учёта цельным кабелем от трансформаторов тока 0,4кВ до испытательной коробки (КИ-1) — без промежуточных клеммников;
 - 7.15.3. Защиту от несанкционированного доступа к цепям напряжения и тока;
 - 7.15.4. Трансформаторы тока класса точности 0,2S с возможностью пломбирования цепи 0,2S для учёта электрической энергии;
 - 7.15.5. Счётчики учёта электрической энергии с фиксацией почасового профиля активной и реактивной нагрузки с передачей данных в существующую систему АСТУЭ по GSM каналу;
 - 7.15.6. Обогрев узла учёта в холодное время года.
 - 7.16. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с дорогами и зданиями. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-

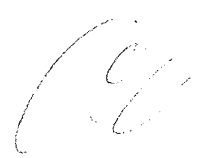
- 6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
- 7.17. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
- 7.18. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
- 7.19. 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.
- 7.20. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 7.21. 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».
- 7.22. Выполнение расчёта вырубки просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 7.23. Линейные разъединители на первых отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-38.
- 7.24. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН6/0,4кВ при помощи пласечных зажимов.
- 7.25. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 7.26. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-38 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 7.27. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 7.28. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 7.29. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.

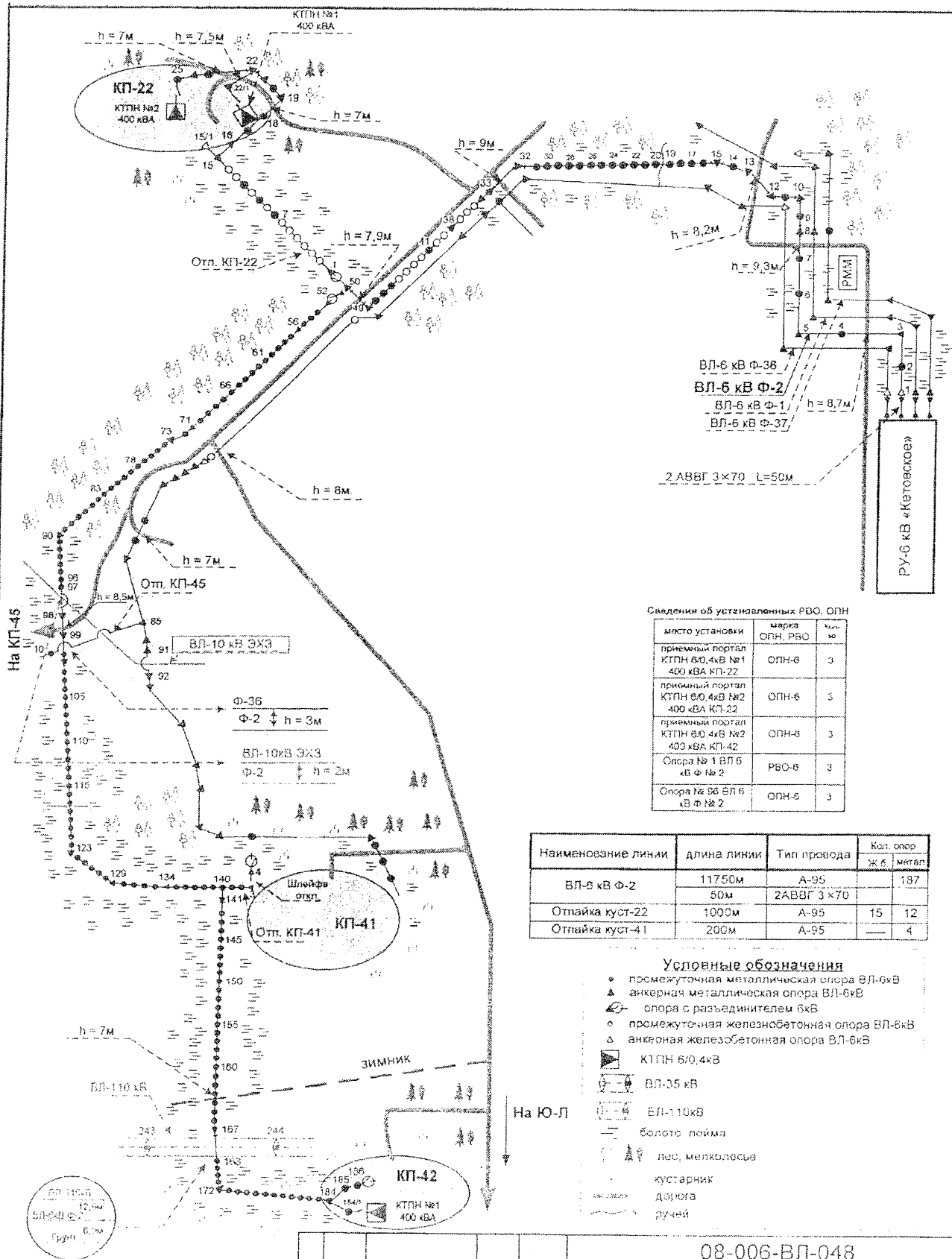
Приложение: 1. Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-2 РУ-6кВ «Кетовское» - на одном листе в одном экземпляре.
2. Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-36 РУ-6кВ «Кетовское» - на одном листе в одном экземпляре.

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


В.В. Долгушин

**Согласовано:
И.о. главного энергетика
ОАО «СН-МНГ»**


Н.И. Сайфулин



Сведения об установленных РВО, ОПН

место установки	марка ОПН, РВО	кол-во
приемный портал КТПН 6/0,4кВ №1 400 кВА КТП-22	ОПН-6	3
приемный портал КТПН 6/0,4кВ №2 400 кВА КТП-22	ОПН-6	3
приемный портал КТПН 6/0,4кВ №2 400 кВА КТП-42	ОПН-6	3
Опора № 1 ВЛ 6 кВ Ф № 2	РВО-6	3
Опора № 98 ВЛ 6 кВ Ф № 2	ОПН-6	3

Наименование линии	длина линии	Тип провода	Кол. опор
ВЛ-6 кВ Ф-2	11750м	А-95	187
	50м	2ABBF 3 × 70	
Оттайка куст-22	1000м	А-95	15
Оттайка куст-41	200м	А-95	4

Условные обозначения

- промежуточная металлическая опора ВЛ-6кВ
- ▲ анкерная металлическая опора ВЛ-6кВ
- ⊕ опора с разъединителем 6кВ
- промежуточная железобетонная опора ВЛ-6кВ
- △ анкерная железобетонная опора ВЛ-6кВ
- КТПН 6/0,4кВ
- ВЛ-35 кВ
- ВЛ-110кВ
- болото, лойма
- лес, мелколесье
- кустарник
- дорога
- ручей

08-006-ВЛ-048

им.	пост.	М. документ	экз.	дата	Схема поопорная ВЛ-6 кВ Ф-2 от РУ-6кВ «Кетовское»	лист	масса	масса б.
Гл. инженер	Долгушин Ю. П.			12.01.14				
Зам. по ОУ	Петров А. А.			12.01.14				
Нач. Ц.С.	Мушаров А. В.			12.01.14				
Нач. ПТО	Маринин А. С.			12.01.14				
Нач. СР №3	Шабалин А. Н.			12.01.14				
Выполнил	Остерин Н. А.			12.01.14				
ООО «МОН»						СР-8		

Проектные данные по КП № 38 Кетовского месторождения

№ п.п.	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин			объем добычи			объем закачки	Давление нагн	Газовый фактор	Пл. темп-ра	Тип насосов
				всего	добыв	с отработ	с отработ	нагн	водозаб	жидк				
										м³/сут	атм	м³/т	град	
Аганское НГДУ														
1	Кетовское	38	Ю1	12	6	5	0	1	1	621	321	600	Ю1 - 84	Ю1 - 91
1	Итого по месторождению			12	6		0	1	1					ЭЦН

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

Начальник геологического отдела ОАО "СН-МНГ"



Юрков И.С.

Начальник ОПИМПР ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"



Горбань А.М.

Динамика основных показателей разработки КП № 38 Кетовского месторождения

№	Показатели	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
КП №38											
1.1	Общий фонд скважин, шт	9	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	- в т. ч. - добывающих	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- нагнетательных	2	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	- водо-заборных	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1.2	Добыча нефти, тыс. т	31	60	37	35	33	32	31	31	30	29
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	88	233	228	229	228	228	228	229	228	228
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м ³	44	192	211	213	214	215	215	217	217	218
1.5	Ресурсы газа, млн м ³	2,6	5,0	3,1	2,9	2,8	2,7	2,6	2,6	2,5	2,4

Начальник отдела ОПНМРР

А.М. Горбань

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 38
Кетовского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Кетовское	38	гор	Ю1	94	49	40
		нагн	Ю1	28	14	40
		гор	Ю1	94	49	40
		нагн	Ю1	28	14	40
		гор	Ю1	88	46	40
		водоз	ПК			
		гор	Ю1	82	42	40
		нагн	Ю1	22	12	40
		гор	Ю1	75	39	40
		нагн	Ю1	25	13	40
		гор	Ю1	63	33	40
		нагн	Ю1	22	11	40
Сумма				621	321	
Ср. Q				56	29	

Перечень скважин КП №38 Кетовского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Опуск. м3/сут по жид-ти	Опуск. т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Кетовское	***	38	гор	Ю1	94	49	40	5-125-2500	90
	***		нагн	Ю1	28	14	40	5-30-2500	32
	***		гор	Ю1	94	49	40	5-125-2500	90
	***		нагн	Ю1	28	14	40	5-30-2500	32
	***		гор	Ю1	88	46	40	5-80-2500	63
	***		водоз	ПК				5a-700-1700	250
	***		гор	Ю1	82	42	40	5-80-2500	63
	***		нагн	Ю1	22	12	40	5-25-2500	32
	***		гор	Ю1	75	39	40	5-80-2500	63
	***		нагн	Ю1	25	13	40	5-25-2500	32
	***		гор	Ю1	63	33	40	5-60-2500	45
	***		нагн	Ю1	22	11	40	5-25-2500	32



Приложение № 5

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

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

И. А. А. А. 2014 г.
На № МБ-502

№ ИИ-3961
от И. А. А. 2014 г.

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

*Об исходных данных по кустовым
площадкам*

Сообщаем измененные 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.	38	Кетовское	749472	342802	345 °

Примечание: ТПН – отсутствует.

Главный маркшейдер

А.А.Новичков

Начальник департамента
геологии и недропользования

М.О.Перегудов

84

Кетовское м-е.

М 1:25 000

47

42

42

К-42

К-39

41

41

К-41

р44

торфокал

61

45

ДНС

К-19



Приложение № 5

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 42-070, факс (34663) 49-050

Об исп. 2014 г.
На № _____

№ 05-46/609
от _____ 2014 г.

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

О проектировании

Уважаемый Михаил Николаевич!

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

1. КП № 30, 31 Ачимовского м/я – 2000м³;
2. КП № 160 Ватинского м/я– 1300м³;
3. КП № 11 Островного м/я– 1500м³;
4. КП № 18 3-Асомкинского м/я– 1500м³;
5. КП № 20 Ю-Аганского м/я 1500м³;
6. КП № 38 Кетовского м/я– 1500м³;
7. КП № 93 Тайлаковского м/я– 1500м³;
8. КП № 126,186 Аганского м/я– 1500м³.

Начальник

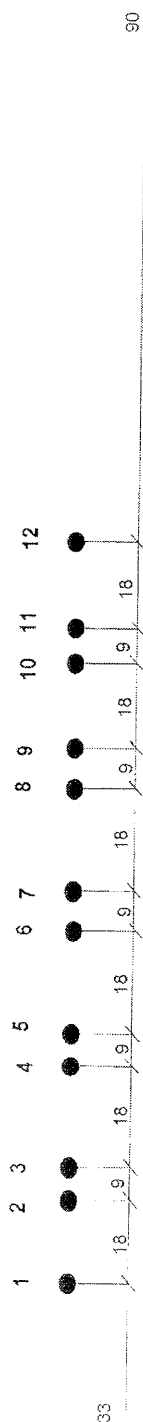
Д.А. Брюхов

Урашев Д.Н.
49-150

1.6-46/609
05-46/609

L - эшелона БУ (от устья скважины до КРНБ) - 65 м

Демонстрация зона - 90 м



Начальник ДСС ОАО "СН-МНГ"

Начальник ДГин ОАО "СН-МНГ"

Гл. специалист ПТО ДСС ОАО "СН - МНГ"

Брюхов Д.А.

Перевод М.О.

Уразаев Д.И.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП
ДЛЯ ОБЪЕКТА**

**«ОБУСТРОЙСТВО КЕТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ.
КУСТ СКВАЖИН № 38».**

1. Основные технические решения

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Кетовского месторождения нефти. Куст скважин 38», 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.

– 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 № 38 в составе:

- замерная установка АГЗУ;
- скважины с насосами ЭЦП;
- 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 Кетовского месторождения нефти. Куст скважин 38» с использованием станции телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ_ЗКМ, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НТП – 3 Кетовского месторождения. Маневрового ПДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000», разработки «НКТБ АСУ-Нефть» г. Тюмень.

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

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

1. Нижний уровень системы управления в составе:

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

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

2. Верхний уровень системы управления:

Верхний уровень – это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП – 3 Кетовского 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;
- 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 № 38:

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 автоматизации заводом-изготовителем.

В состав автоматизированной замерной установки входит:

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

В состав блока аппаратного входят:

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

Станция телемеханики СТК-ZK включает в себя:

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

Приложение № 1.1:

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

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

- 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 ИСМ;
- 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.

3. 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;

4. Закачка рабочего агента в пласт

Проектом предусмотреть:

- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков электромагнитных Вэлт ППД 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 – 38.

5. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин

Проектом предусмотреть:

- вывод информации в систему телемеханики АДКУ-2000+ состояния коммутационной аппаратуры управляющей вкл./выкл. 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 КТПН.

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

В БА установить клеммную коробку для подключения ТСС электрообогрева обратных

клапанов к кустовому контроллеру системы телемеханики

- обогрев обратных клапанов добывающих скважин с использованием греющего кабеля.
- расположение 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.

Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

6. Технические средства АСУ ТП

Куст скважин 38.

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 «НМП-052», НПП "СЕНСОР" г. Заречный.

Контроль доступа в БТ и БА

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

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

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

Контроль за состоянием обогрева воздуха БТ и БА

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

Реализовать автоматический режим поддержания температурного режима в БТ и БА, обеспечить вывод показаний температуры в технологическом блоке (для каждого из блоков применить регулятор ОВЕН ТРМ1 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-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.

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 № 38:

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

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

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

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

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

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

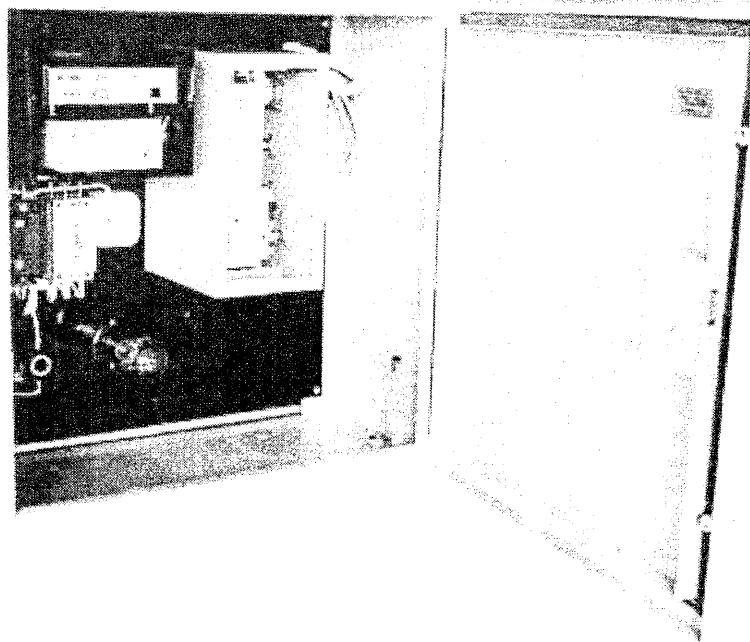
Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее посредством СТМ-ЗКМ передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НПП - 3 Кетовского месторождения Аганского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой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

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Кетовского м/р. Куст скважин № 38.»

до 04.07. 2015г.

Начальник ОА

С.В. Паливайко



Станция СТК-ZK реализует:

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

Станция СТК-ZK содержит:

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

Конструкция станции предусматривает возможность 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 теплоснабжения и для телемеханизации объектов транспортировки нефти, газа и других продуктов.

Технические характеристики:

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

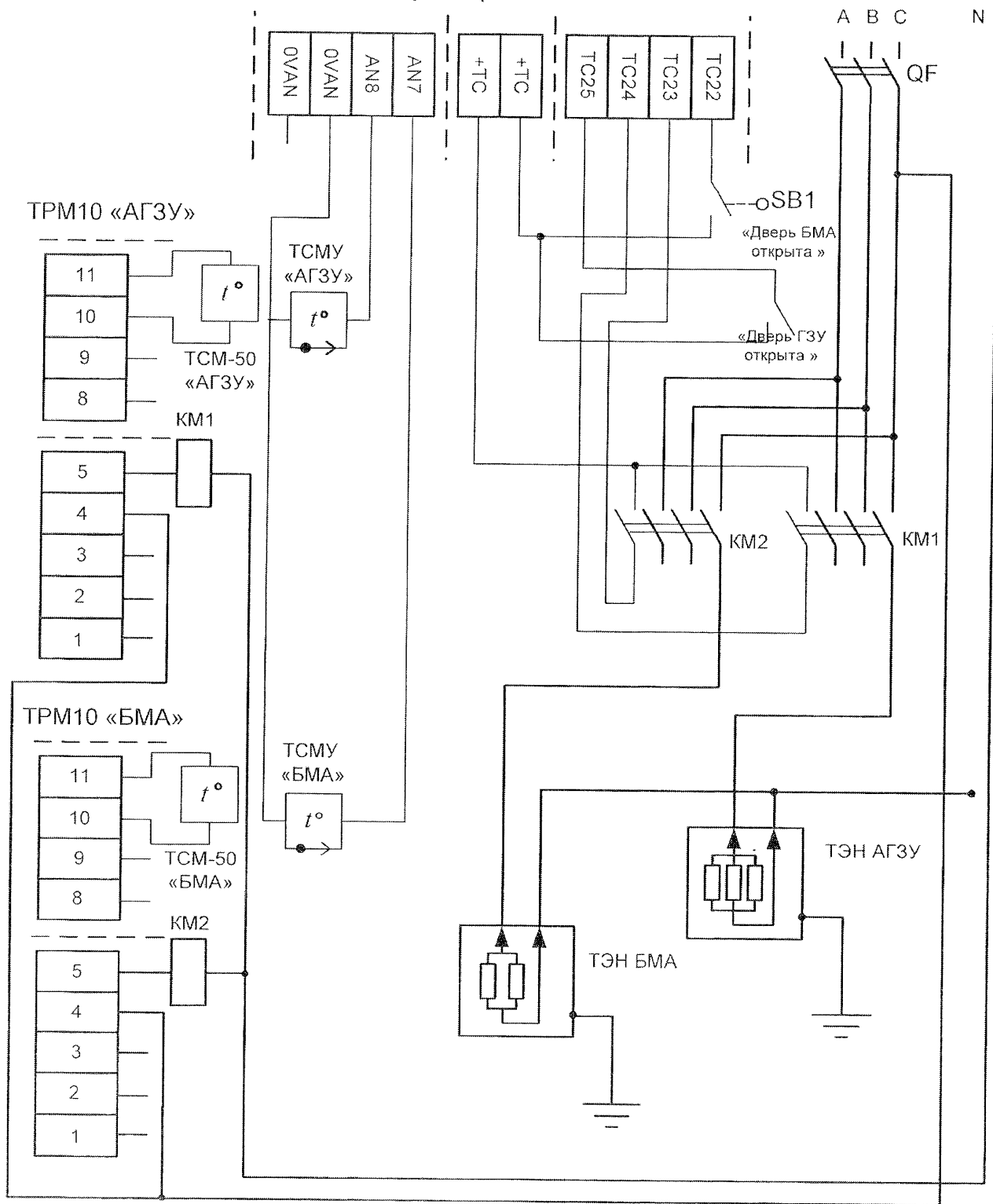
Масса, кг, не более: 40

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

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5

Разъем X1 «Объект» контроллера СТМ



ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ
ДЛЯ ОБЪЕКТА
ОБУСТРОЙСТВО КЕТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ.
КУСТ СКВАЖИН № 38.

I. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП - 3 Кетовского 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 снловой 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 160,4375 МГц.

Радиостанция установлена в АБК НГП - 3 Кетовского месторождения Аганского НГДУ. АФУ БС расположена снаружи здания на высоте 15 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.

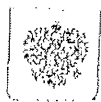
Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 06-000276 от 06.04.2006 срок действия до 05.04.2016г.

1 экз. 4 листа.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Кетовского м/р. Куст скважин № 38.» до 04.07. 2015г.

Начальник ОА

С.В. Паливайко



МИНИСТЕРСТВО
ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
И СВЯЗИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
СВЯЗИ
(РОССВЯЗЬ)

ул. Тьерраса, 7, Москва, 125375
Справочная: 771-82-73
Факс: 771-87-54
E-mail: mail@nilsvuz.ru

№

на №

РАЗРЕШЕНИЕ

на использование радиочастот или радиочастотных каналов
№ 06-000276

От 06.04.2006
(дата выдачи)

Срок действия до: 05.04.2006
(дата)

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

Место нахождения (жительства) пользователя: Западная ул., д. 8, г. Мегион, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, 628684
8605016748

ИНН:

Служба радиосвязи:

сухопутная подвижная

Назначение РЭС:

выделенная сеть связи

Район установки РЭС:

Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление от 12.10.2005 № АК-1742/03, решения ГКРЧ от 01.03.1994 № 18/5, от 01.04.2002 № 17/3 и заключение экспертизы о возможности использования радиоэлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами от 25.08.2005 № 04-3-024545.

Приложение: Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов на 2 л. к 1 эск.

Руководитель:



А.В. Бескороватый

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

Приложение
к разрешению на использование
радиочастот или радиочастотных каналов
от «06» 04. 2006 № 06-000276

Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

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

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

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 Федерального агентства связи.

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

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

1.6. Пользователь радиочастотным спектром должен прекратить использование радиочастот или радиочастотных каналов при введении временных ограничений (запретов) на использование радиочастот или радиочастотных каналов, а также работу РЭС на 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 Федеральное агентство связи 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 Федеральным агентством связи 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, достоверной или некасающейся информации, повлиявшей на принятие решения о присвоении (назначении) радиочастот или радиочастотных каналов, Федеральное агентство связи вправе обратиться в суд с требованием о прекращении или продлении срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

2

2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС.

Работа абонентских станций разрешается только в пределах зоны обслуживания базовой станции.

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

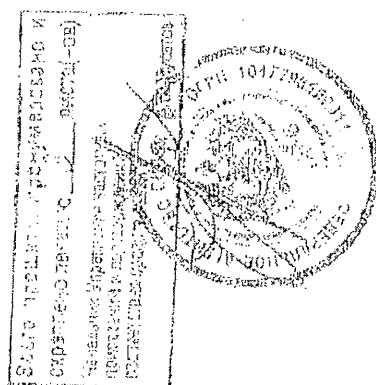
Основные технические характеристики оборудования сети		
Диапазон рабочих частот:	на передачу	146,0-174,0 МГц
	на прием	146,0-174,0 МГц
Класс излучения:	8K50F1D, 8K50F3E	
Мощность излучения АС:	стационарных и возимых - до 10 Вт, носимых - до 2 Вт	

Обозначение в сети	Всести установлен РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота ядвеса антенны от уровня земли	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лепестка / поляризация антенны	Мощность несущей на выходе передатчика (на канал)	Классификация	Частоты	
							передача БС	прием БС (прием АС)
БС	град, мин Нижнепартовский рп, Котовское месторождение 60N53 75E07	м 15	дБ 7,0	град 0-360/ 0/ вертикальная	Вт 25,0		МГц 160,4375	МГц 160,4375
АС стационарные	В зоне уверенного приема БС	до 15	7,0	0-360/ 0/ вертикальная	10,0		160,4375	160,4375

Руководитель
Федерального агентства связи



А.В. Бескоровайный



«Обустройство Кетовского месторождения нефти. Куст скважин №38»
(полное наименование объекта)

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

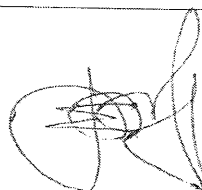
№ п/п	Признаки	Идентификация по признакам	Примечание
Куст скважин №38 (технологическое оборудование, сооружения кустов скважин)			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему ПЖД.	
2	Принадлежность 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 куста скважин №38 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 куста скважин №38			
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	В соответствии с главой 7

		- АН (узлы установки арматуры)	Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
ВЛ-6кВ на куст скважин №38			
1	Назначение	Электроснабжение проектируемых объектов куста скважин.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	Проложены в одном коридоре с нефтегазосборными трубопроводами (опасными производственными объектами).
Автомобильная дорога на куст скважин №38			
1	Назначение	Внутрипромысловые автомобильные дороги -- обеспечивают транспортную связь проектируемых сооружений с объектами месторождения	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся	Не входят в перечень, приведенный в п.11 статьи 48.1 Градостроительного кодекса РФ
3	Возможность опасных природных процессов и	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства	

	явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	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 ОПМ ДПРПОМ



Е.П. Кечин

Таблица 1 - Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Кетовского месторождения

Параметры	Пластины									
	БВ ₁ (Бпр)	БВ ₂ (Бпр)	БВ ₃	БВ ₄	БВ ₅	БВ ₆	БВ ₇	БВ ₈	БВ ₉	БВ ₁₀
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	2013	2030	2076	2104	2370	2454	2476	2483	2512	2586
Тип залежи	массивная	пластовая	пластовая	пластовая	пластовая	пластовая	пластовая	пластовая	пластовая	пластовая
Тип коллектора	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	6843	4487	38733	52194	2100	44666	21323	42131	39760	158322
Средняя общая толщина, м	18,7	13,5	10,6	22,5	12,7	5,7	7,8	14,2	7,0	8,9
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,5	2,8	2,6	5,1	1,25	2,7	2,2	3,4	2,7	3,1
Средняя эффективная водопроницаемая толщина, м	6,38	6,7	7,6	9,25	3,25	6,5	2,94	4,37	1,09	1,42
Коэффициент пористости, доли ед.	0,212	0,19	0,22	0,22	0,2	0,18	0,17	0,16	0,16	0,15
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	-	-	0,58	0,61	-	0,58	0,54	0,52	0,53	0,58
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,48	0,56	0,49	0,49	0,58	0,44	0,49	0,46	0,48	0,45
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,51	0,53	0,5	0,49	0,58	0,55	0,52	0,52	0,53	0,57
Давление, 10 ³ МПа	233	150	150	231	5,8	6,3	6,7	2,9	2,6	9,1
Коэффициент проницаемости, доли ед.	0,527	0,698	0,702	0,585	0,57	0,775	0,773	0,649	0,741	0,537
Коэффициент	8	6	6	7	5	2	3	4	2	3
Начальная пластовая температура, °С	79	79	79	79	72	87	87	87	87	91
Начальное пластовое давление, МПа	20,15	20,3	20,8	21	23,6	24,3	24,8	24,9	25,1	26,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	1,86	1,86	1,64	1,64	1,62	3,9	3,9	3,9	3,9	6,65
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,791	0,791	0,791	0,814	0,817	0,77	0,77	0,743	0,743	0,739
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,861	0,861	0,861	0,862	0,891	0,85	0,85	0,83	0,83	0,827
Абсолютная отметка ВНК, м	2023	2047	2082	2113	2299	отдельные линии				
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,086	1,086	1,086	1,075	1,036	1,162	1,162	1,197	1,197	1,203
Средняя вязкость нефти, %	1,25	1,25	1,25	1,26	1,38	0,75	0,71	0,71	0,71	0,14
Содержание парафина в нефти, %	1,98	1,88	1,88	2,07	1,86	1,47	1,28	1,61	1,61	2
Давление насыщения нефти газом, МПа	7,4	7,4	7,4	7,2	7,2	8	-	-	10,7	12,7
Газовый фактор, м ³ /т	34	34	34	32	34	57	57	82	82	84
Содержание сероводорода, %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа·с	0,354	0,354	0,4	0,4	0,4	1	1	1	1	0,33
Плотность воды в пластовых условиях, г/см ³	1	1	1,016	1,016	1,016	1	1	1	1	1,014
Связанность, 1 МПа × 10 ⁴	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Нефть	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вода	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Газ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Коэффициент извлечения, доли ед.	0,451	0,407	0,407	0,431	0,431	0,407	0,407	0,407	0,407	0,460

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник департамента
трубопроводного транспорта
ОАО «СН-МНГ»

 М.Г. Разин
«___» _____ 2014 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для разработки проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Кетовского месторождения нефти.
Куст скважин № 38».

1. Месторождение, район строительства	Кетовское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство.
3. Состав проектируемого объекта	Нефтегазопровод «к.38 - т.вр.к.41» Высоконапорный водовод «т.вр.к.41 – к.38»
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p>1 Этап. Нефтегазопровод «к.38 - т.вр.к.41» От к. 38 по проектируемому трубопроводу нефтегазовая жидкость поступает по системе нефтесборов на пункт сбора – ДНС Кетовского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 621/321$. Давление в точке подключения – $13,2 \text{ кг/см}^2$. Диаметр в точке подключения – 219 мм.</p> <p>2 Этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.41 – к.38» Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-1 на к.38 Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 600$. Давление в точке подключения – 104 кг/см^2. Диаметр в точке подключения – 114мм.</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 варианты необходимости применения оборудования и материалов, а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (задвижки с электроприводом, внутреннее покрытие, ЭХЗ и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности.</p> <p>–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 ДГТ.</p> <p>–Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.</p> <p>–Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;</p> <p>–Проектом предусмотреть установку УДХ на кустовой площадке для ввода химвагентов в выкидной коллектор согласно утвержденного в ОАО «СН-МНГ» типового проекта обустройства кустов скважин. Подбор типа УДХ</p>

- 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. 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 (Приложение № 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 учесть жидкость с к.41,42, объем жидкости запросить у заказчика на дату фактического проектирования, также 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;
 - 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 подземно, 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 съемными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2.

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

а) «холодная» врезка,

б) врезка тройником,

в) подключение в существующую задвижку

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

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

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

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

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

—В проектной документации на рабочих чертежах (план 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 выполнять с учетом существующих.

Охрана и безопасность труда.

	<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-3 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	<p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</p> <p>Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</p>

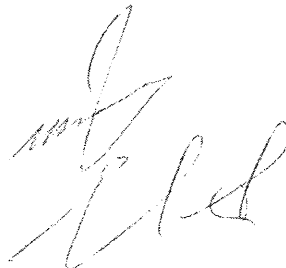
Технические условия составил:
Ведущий инженер группы ИиНТ ДТТ



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

