

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер

ОАО «СН-МНГ»

А.М. Пятаев

20\_\_ г.

Задание на проектирование № 29-15

«Обустройство Ачимовского месторождения. Кусты скважин №29, 30, 31»

1.	<b>Наименование объекта</b>
	Обустройство Ачимовского месторождения. Куст скважин №29, 30, 31
2.	<b>Географическое положение объекта</b>
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Нижневартовский район, Ачимовское месторождение нефти.
3.	<b>Основание для проектирования</b>
	План капитального строительства ОАО «СН-МНГ».
4.	<b>Заказчик</b>
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	<b>Разработчик проектной документации</b>
	Определяется в результате тендера.
6.	<b>Требования к проектной организации</b>
	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.	<b>Вид строительства</b>
	Капитальное строительство.
8.	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>
	2016 -2017гг.
9.	<b>Стадия проектирования</b>
	Проектная документация. Рабочая документация.
10.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
11.	<b>Потребность в инженерных изысканиях</b>
	<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"><li>- задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»;</li><li>- полноту снятых коммуникаций и демонтируемые трубопроводы с эксплуатирующей службой;</li><li>- представить в электронном виде и на бумажном носителе документацию по планировке территории в соответствии с законодательством Российской Федерации в системе координат НВР и Балтийской системе высот в формате Mapinfo.</li></ul>

12. **Требования по вариантной проработке и формированию ОТР**  
Не требуется.
13. **Требования к выделению пусковых комплексов**  
Предусмотреть независимые этапы строительства.
14. **Основные технико-экономические показатели и состав объекта проектирования**

**Куст скважин № 29 – 24 скважины:**

Всего скважин - 24 скважины  
Добывающих - 13 скважин  
Нагнетательных - 9 скважин  
Водозаборных - 2 скважины

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 29	2,1	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №29 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	7,0	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №29 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	7,0	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.29 - т.вр.к.29,30 (первая нитка) (Приложение №1 к ТУ)	0,35	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.29 - т.вр.к.29,30 (вторая нитка) (Приложение №1 к ТУ)	0,35	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.К.29,30 – т.вр.к.9 (первая нитка) (Приложение №1 к ТУ)	1,4	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.К.29,30 – т.вр.к.9 (вторая нитка) (Приложение №1 к ТУ)	1,4	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.9 – т.вр.к.5 (Приложение №1 к ТУ)	2,7	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.5 – т.вр.к.4 (Приложение №1 к ТУ)	2,5	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.4 – т.вр.к.15 (Приложение №1 к ТУ)	1,3	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.15 – т.вр.к.3 (Приложение №1 к ТУ)	0,85	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.3 – УДР ДНС-1 (Приложение №1 к ТУ)	1,7	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод КНС-1 - т.вр.к.4 (Приложение №1 к ТУ)	4,1	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.4 - т.вр.к.9 (Приложение №1 к ТУ)	5,0	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.9 - т.вр.к.29,30 (Приложение №1 к ТУ)	1,4	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.9 - т.вр.к.29,30 (Приложение №1 к ТУ)	0,35	Возможна корректировка

- 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 №29:
- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3 к ТУ;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 29 представлено в Приложении № 4 к ТУ.

**Куст скважин № 30 – 24 скважины:**

Всего скважин	- 24 скважины
Добывающих	- 13 скважин
Нагнетательных с отработкой	- 8 скважин
Нагнетательных без отработки	- 1 скважина
Водозаборных	- 2 скважины

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 30	0,45	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №30 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	0,5	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №30 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	0,5	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.30 - т.вр.к.29,30 (первая нитка) (Приложение №1 к ТУ)	0,45	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.30 - т.вр.к.29,30 (вторая нитка) (Приложение №1 к ТУ)	0,45	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.29,30 - к.30 (Приложение №1 к ТУ)	0,45	Возможна корректировка

- 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 №30:
- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3 к ТУ;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 30 представлено в Приложении № 4 к ТУ.

**Куст скважин № 31 – 24 скважин:**

Всего скважин	- 24 скважины
Добывающих	- 4 скважины
Нагнетательных с отработкой	- 9 скважин
Нагнетательных без отработки	- 9 скважин
Водозаборные	- 2 скважины

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 31	1,4	Возможна корректировка

	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №31 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	4,7	Возможна корректировка
	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №31 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	4,7	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод к.31 - т.вр.к.10 (первая нитка) (Приложение №1 к ТУ)	1,4	Возможна корректировка
	Нефтегазопровод к.31 - т.вр.к.10 (вторая нитка) (Приложение №1 к ТУ)	1,4	Возможна корректировка
	Высоконапорный водовод т.вр.к.10 - к.31 (Приложение №1 к ТУ)	1,4	Возможна корректировка
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении №5 к ТУ;</li> <li>– Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в Приложении №6 к ТУ;</li> <li>– Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин №30;</li> <li>– Основные показатели разработки представлены в Приложении №3 к ТУ;</li> <li>– Планируемое погружное оборудование куста скважин № 30 представлено в Приложении №4 к ТУ.</li> </ul>		
15.	<b>Требования к техническим решениям</b>		
	<p>15.1. Проект должен соответствовать достижениям науки, новой технике и технологии и обеспечивать эффективность капитальных вложений, экономного расходования материально-технических ресурсов.</p> <p>15.2. При проектировании размещение ограждения выполнить с учётом существующих коммуникаций.</p> <p>15.3. Расположение объектов на генеральном плане предварительно согласовать с Заказчиком.</p> <p>15.4. Рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применением труб отечественного производства.</p> <p>15.5. При проектировании руководствоваться техническими условиями на разработку проектно-сметной документации.</p>		
16.	<b>Особые условия.</b>		
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– 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.</li> <li>– Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</li> <li>– Оформить схему расположения объекта и согласовать её с представителями коренных малочисленных народов т.к. кустовая площадка №86 расположена в пределах границ территорий традиционного природопользования.</li> <li>– Запросить справку об отсутствии мест историко-культурного наследия в границах проектируемого объекта.</li> <li>– 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.</li> <li>– Новое строительство.</li> <li>– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком.</li> <li>– Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с</li> </ul>		

	<p>Законодательством Российской Федерации. Приложение №8 к ТУ.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Максимально использовать материалы и оборудование при проектировании, исходя из наличия их в ОАО «СН-МНГ».</li> <li>– При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижеобьрыбвод».</li> <li>- Получение экспертного заключения по результатам санитарно-эпидемиологической экспертизы в территориальном Управлении Роспотребнадзора на «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»;</li> <li>- На основании раздела 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», оформлять отдельной книгой с титульным листом «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»;</li> <li>- Согласовать в Управление Роспотребнадзора «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»;</li> <li>- Передать в Департамент ЭБ и ООС согласованный «Проект предельно допустимых выбросов ПДВ загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей» с приложением всех необходимых согласований непосредственно после завершения согласования и в срок до начала строительства объекта.</li> <li>- Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленицы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра.</li> <li>- Полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50метров от скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе – в радиусе 25 метров).</li> <li>- Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м.</li> <li>- Перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом провентилировать в течение 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-06,М-01, W-09,Р-02,М-04, Р 06,М-02,М-05,М- 07,W-09,W-01,W-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);</li> <li>- перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09,Р- 02, М-07(№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);</li> <li>- перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08,W-09 Р-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001).</li> </ul>
17.	<b>Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям</b>
	Не требуется.
18.	<b>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– 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.</li> <li>– 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 .</li> </ul>



	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.	<b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b>
	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.	<b>Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов</b>
	Не требуется.
21.	<b>Требования к составу и оформлению рабочей документации</b>
	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.	<b>Состав демонстрационных материалов</b>
	Не требуется.
23.	<b>Материалы, представляемые Заказчиком</b>
	Приложение №1 – технические условия для разработки рабочей документации по объекту. Приложение №2 – Требования к сметной документации УКСиРО ОАО «СН-МНГ».
24.	<b>Срок выдачи проекта</b>
	Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.
25.	<b>Срок выдачи тендерной документации</b>
	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.	<b>Количество экземпляров РД/ПД</b>
	Документацию предоставить: - на бумажном носителе в 4-х экземплярах; - в электронном виде в формате «Adobe Acrobat» - 1 экземпляр, AutoCAD- 1 экземпляр.
27.	<b>Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов</b>
	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.	<b>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</b>
	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). 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 формате «Гранд-смета» (расширение *.arp, .xml и .xls). Исходные данные запросить отдельно.

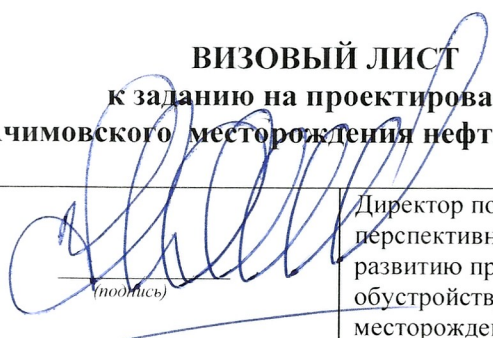
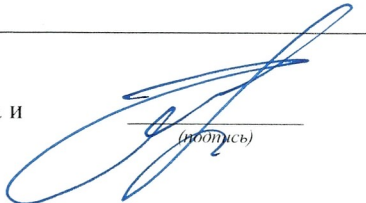
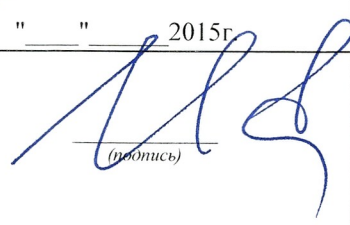
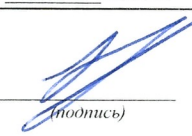
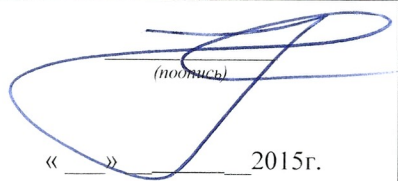
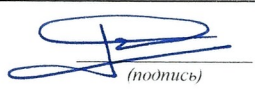
29.	<b>Правила представления, рассмотрения и принятия РД/ПД</b> Согласовать проектные решения с Заказчиком. Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ». Рабочая документация на бумажном носителе предоставляется только после согласования со службами ОАО «СН-МНГ» и эксплуатирующими организациями и предоставления подписанного акта преднадзора.
30.	<b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b> В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
31.	<b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b> 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.	<b>Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ</b> Не требуется.

Исполнитель: инженер I кат. ООПИР УКСиРО



Н.Н.Мошин

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к заданию на проектирование**  
**«Обустройство Ачимовского месторождения нефти. Куст скважин №29,30,31».**

Директор по капитальному строительству  (подпись)	Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений  (подпись)
Д.А. Николаев      "    "    2015г. Главный инженер АНГДУ  (подпись)	И.Г. Тухфатуллин      « 18 » 02 2015г. Начальник департамента производственного контроля, охраны труда, пожарной безопасности, гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций  (подпись)
В.В.Евдокимов      "    "    2015г. Начальник УКСиРО  (подпись)	А.В. Финк      "    "    2015г. Начальник ООПИР УКСиРО  (подпись)
Е.В. Лещенко      «    »    2015г.  (подпись)	С.Н. Бабкин      " 18 " 02 2015г.  (подпись)
 (подпись)	 (подпись)
«    »    2015г.	«    »    2015г.



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 Ачимовского месторождения нефти.  
Куст скважин № 29, 30, 31».

1.	<b>Наименование объекта</b>																					
	Обустройство Ачимовского месторождения нефти. Кусты скважин № 29, 30, 31.																					
2.	<b>Географическое положение объекта</b>																					
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район. Ачимовский лицензионный участок.																					
3.	<b>Основание для проектирования</b>																					
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегиионефтегаз».																					
4.	<b>Заказчик</b>																					
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегиионефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).																					
5.	<b>Вид строительства</b>																					
	Капитальное строительство.																					
6.	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>																					
	2016г.																					
7.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>																					
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.																					
8.	<b>Состав проектируемого объекта:</b>																					
	<b><u>Автономный энергоцентр</u></b> На I этапе строительства до ввода ПС35/6 Ачимовского месторождения предусмотреть строительство автономного энергоцентра (с площадкой) в районе КП № 4 ( <b>Приложение №3</b> ).																					
	<b><u>Куст скважин № 29 – 24 скважины:</u></b>																					
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 29</td><td>2,1</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №29 в соответствии с ТУ энергопоставляющей организации (Приложение №2)</td><td>7,0</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №29 в соответствии с ТУ энергопоставляющей организации (Приложение №2)</td><td>7,0</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.29 - т.вр.к.29,30 (Приложение №1)</td><td>6,35</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.29 - т.вр.к.29,30 (вторая нитка) (Приложение №1)</td><td>6,35</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к. т.вр.к.29,30 - т.вр.к.9 (Приложение № 1)</td><td>1,4</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 29	2,1	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №29 в соответствии с ТУ энергопоставляющей организации (Приложение №2)	7,0	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №29 в соответствии с ТУ энергопоставляющей организации (Приложение №2)	7,0	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.29 - т.вр.к.29,30 (Приложение №1)	6,35	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.29 - т.вр.к.29,30 (вторая нитка) (Приложение №1)	6,35	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к. т.вр.к.29,30 - т.вр.к.9 (Приложение № 1)	1,4	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																				
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 29	2,1	Возможна корректировка																				
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №29 в соответствии с ТУ энергопоставляющей организации (Приложение №2)	7,0	Возможна корректировка																				
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №29 в соответствии с ТУ энергопоставляющей организации (Приложение №2)	7,0	Возможна корректировка																				
Нефтегазопровод к.29 - т.вр.к.29,30 (Приложение №1)	6,35	Возможна корректировка																				
Нефтегазопровод к.29 - т.вр.к.29,30 (вторая нитка) (Приложение №1)	6,35	Возможна корректировка																				
Нефтегазопровод к. т.вр.к.29,30 - т.вр.к.9 (Приложение № 1)	1,4	Возможна корректировка																				

Нефтегазопровод к. т.вр.к.29,30 - т.вр.к.9 (вторая нитка) (Приложение № 1)	1.4	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.9 - т.вр.к.5 (Приложение № 1)	2.7	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.5 - т.вр.к.4 (Приложение № 1)	2.5	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.4 - т.вр.к.15 (Приложение № 1)	1.3	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.15 - т.вр.к.3 (Приложение № 1)	0.85	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.3 - УДР ДНС-1 (Приложение № 1)	1.7	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод КНС-1 - т.вр.к.4 (Приложение № 1)	4.1	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.4 - т.вр.к.9 (Приложение № 1)	5.0	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр. к.9 - т.вр.к.29,30 (Приложение № 1)	1.4	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр. к.29,30 - к.29 (Приложение №1)	0.35	Возможна корректировка

- 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 №29:

месторождение	куст	Наимеч. Нагн. ГЭС	Плот	Qпуск. м³/сут по жид.	Qпуск. т/сут по нефти	%	
Ачимовское	79	гор	АЧ <sub>2</sub>	153	78	40	
		гор	АЧ <sub>2</sub>	151	77	40	
		нагн. в пзд	АЧ <sub>3</sub>				
		гор	АЧ <sub>2</sub>	117	60	40	
		нагн. в пзд	АЧ <sub>2</sub>				
		гор	АЧ <sub>2</sub>	136	69	40	
		водоз	ПЧ				
		гор	АЧ <sub>2</sub>	87	44	40	
		нагн. в пзд	АЧ <sub>3</sub>				
		гор	АЧ <sub>2</sub>	90	46	40	
		нагн. в пзд	АЧ <sub>3</sub>				
		гор	АЧ <sub>2</sub>	89	45	40	
		нагн. в пзд	АЧ <sub>2</sub>				
		гор	АЧ <sub>2</sub>	92	47	40	
		водоз	ПЧ				
		гор	АЧ <sub>2</sub>	68	35	40	
		нагн. в пзд	АЧ <sub>3</sub>				
		гор	АЧ <sub>2</sub>	39	45	40	
		нагн. в пзд	АЧ <sub>3</sub>				
		гор	АЧ <sub>2</sub>	90	45	40	
		нагн. в пзд	АЧ <sub>3</sub>				
		гор	АЧ <sub>2</sub>	93	47	40	
		нагн. в пзд	АЧ <sub>3</sub>				
		гор	АЧ <sub>2</sub>	89	45	40	
Средн				1313	682		
Ср. к				102	53		

Основные показатели разработки представлены в **Приложении № 3**;  
Планируемое погружное оборудование куста скважин № 29 представлено в **Приложении № 4**.

**Куст скважин № 30 – 24 скважины:**

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 30	0,45	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №30 в соответствии с ТУ энергопоставляющей организации (Приложение №2)	0,5	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №30 в соответствии с ТУ энергопоставляющей организации (Приложение №2)	0,5	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.30 - т.вр.к.29,30 (Приложение №1)	0,45	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.30 - т.вр.к.29,30 (вторая нитка) (Приложение №1)	0,45	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр. к.29,30 - к.30 (Приложение №1)	0,45	Возможна корректировка

- Координаты первой скважины и НДС представлены в **Приложении № 5**;
- Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в **Приложении №6**;
- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин №30:

месторождение	куст	Назнач. Нагн. / С	Пласт	Опуск, м/сут по жил	Опуск, т/сут по нефти	%	
Ачимовское	30	гор	$ЮВ_1^1 + ЮВ_1^2$	126	76	30	
		гор	$ЮВ_1^1 + ЮВ_1^2$	121	73	30	
		нагн	$ЮВ_1^1 + ЮВ_1^2$	58	35	30	
		гор	$ЮВ_1^1 + ЮВ_1^2$	119	72	30	
		нагн	$ЮВ_1^1 + ЮВ_1^2$	36	22	30	
		гор	$ЮВ_1^1 + ЮВ_1^2$	130	78	30	
		водов	ПК				
		гор	$ЮВ_1^1 + ЮВ_1^2$	135	81	30	
		нагн	$ЮВ_1^1 + ЮВ_1^2$	50	30	30	
		гор	$ЮВ_1^1 + ЮВ_1^2$	119	72	30	
		нагн	$ЮВ_1^1 + ЮВ_1^2$	32	19	30	
		гор	$ЮВ_1^1 + ЮВ_1^2$	121	73	30	
		нагн. в нагн	$B_{10}$	59	30	40	
		гор	$B_{10}$	92	47	40	
		водов	ПК				
		гор	$B_{10}$	68	35	40	
		нагн	$B_{10}$	32	17	40	
		гор	$B_{10}$	89	46	40	
		нагн	$B_{10}$	30	15	40	
		гор	$B_{10}$	90	46	40	
		нагн	$B_{10}$	32	17	40	
		гор	$B_{10}$	92	47	40	
		нагн	$B_{10}$	32	17	40	
		гор	$B_{10}$	89	46	40	
Σ устья				1752	994		
Ср. О				80	45		

- Основные показатели разработки представлены в **Приложении № 3**;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 30 представлено в **Приложении № 4**.

### Куст скважин № 31 – 24 скважины:

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 31	1,4	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №31 в соответствии с ТУ энергопоставляющей организации (Приложение №2)	4,7	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №31 в соответствии с ТУ энергопоставляющей организации (Приложение №2)	4,7	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.31 - т.вр.к.10 (Приложение № 1)	1,4	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.31 - т.вр.к.10 (вторая нитка) (Приложение № 1)	1,4	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод г.вр. к.10 – к.31 (Приложение № 1)	1,4	Возможна корректировка

- Координаты первой скважины и ЦДС представлены в **Приложении № 5**;
- Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в **Приложении №6**;
- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 31:

месторождение	куст	Наимен. Платн. ГС	Цент	Опуск, м3/сут по нефти	Опуск, т/сут по нефти	%
Ачимовское	31	гор	КОВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> - КОВ <sub>2</sub> <sup>2</sup>	176	76	30
		гор	КОВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> - КОВ <sub>2</sub> <sup>2</sup>	121	73	30
		паш	КОВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> - КОВ <sub>2</sub> <sup>2</sup>	58	35	30
		гор	КОВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> - КОВ <sub>2</sub> <sup>2</sup>	119	72	30
		паш	КОВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> - КОВ <sub>2</sub> <sup>2</sup>	36	22	30
		гор	КОВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> - КОВ <sub>2</sub> <sup>2</sup>	130	78	30
		водоз	ЦКС			
		гор	КОВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> - КОВ <sub>2</sub> <sup>2</sup>	155	81	30
		паш	КОВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> - КОВ <sub>2</sub> <sup>2</sup>	50	30	30
		гор	КОВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> - КОВ <sub>2</sub> <sup>2</sup>	119	72	30
		паш	КОВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> - КОВ <sub>2</sub> <sup>2</sup>	32	19	30
		гор	КОВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> - КОВ <sub>2</sub> <sup>2</sup>	121	73	30
		паш	В <sub>10</sub>	89	30	30
		гор	В <sub>10</sub>	92	47	30
		водоз	ЦКС			
		гор	В <sub>10</sub>	68	35	30
		паш	В <sub>10</sub>	32	17	30
		гор	В <sub>10</sub>	89	46	30
		паш	В <sub>10</sub>	30	15	30
		гор	В <sub>10</sub>	90	46	30
		паш	В <sub>10</sub>	32	17	30
		гор	В <sub>10</sub>	92	47	30
		паш	В <sub>10</sub>	32	17	30
		гор	В <sub>10</sub>	89	46	30
		Сумма		1752	904	
		Ср. Q		80	45	

- Основные показатели разработки представлены в **Приложении № 3**
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 31 представлено в **Приложении № 4**.

### 9. Требования к техническим решениям

- Проектную и рабочую документацию выполнять в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применением грубо стечественного производства;
- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнять в соответствии с

- техническими условиями в **приложении №7**:
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более  $40 \text{ кгс/см}^2$ , 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 (нефтеоборных 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 нефтеобор;
  - Требования к организации системы ПИД кустов № 29, 30, 31:  
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  $160 \text{ кгс/см}^2$ . Проектом проработать вопрос по достижению требуемого давления закачки рабочего агента в пласт.
  - 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 кустовых площадок;
  - При нахождении кустовых площадок 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);
  - 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 кустовых площадок 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-МН»;
  - 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, выполнять запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций;
  - По пожарно-охранной сигнализации: и звонителем АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во

	<p>взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть аннотат с указанием наименования объекта и др. информации согласно принятым локальным актам заказчика;</li> <li>– В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи;</li> <li>– 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;</li> <li>– Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1 м с шириной бровки по верху вала 0,5 м (ВНПН 3-85);</li> <li>– При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНПН 3-85)</li> </ul> <p>По блокам ГЗУ и БМА:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150 мм, в дверных проёмах – пороги не менее 0,15 м, с пандусами (ВНПН 03/170/567-87 п.4.6.);</li> <li>– 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;</li> <li>– Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СПиП 23-05-95*: МУ 2.2.4.706-98).</li> </ul> <p>Параметры здания блока ГЗУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ;</li> <li>– Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ;</li> <li>– Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ.</li> </ul> <p>Параметры здания блока БМА:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ;</li> <li>– Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ;</li> <li>– Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ.</li> </ul>
10.	<p><b>Особые условия строительства</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– 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.</li> <li>– Кустовые площадки № 29, 30, 31 расположены в пределах границ территорий традиционного природопользования.</li> <li>– Предусмотреть строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки.</li> <li>– Этапы строительства дополнительно согласовывать с Заказчиком.</li> <li>– Новое строительство.</li> <li>– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовываются с Заказчиком.</li> <li>– Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №8.</li> </ul>



11.	<p><b>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– 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, СПиП, СанПиП, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</li> <li>– 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, СанПиП 2.2.3.1384-03, СПиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность)</li> </ul>
12.	<p><b>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»</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– 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.</li> <li>– При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод».</li> </ul>
13.	<p><b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b></p> <p>Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СПиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.</p>
14.	<p><b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b></p> <p>Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».</p>
15.	<p><b>Материалы, предоставляемые Заказчиком</b></p> <p>Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промышленных трубопроводов»          Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение»          Приложение № 3 «Основные показатели разработки»          Приложение № 4 «Планируемое погрузочное оборудование»          Приложение № 5 «Координаты первой скважины и ПДС»          Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и</p>

	<p>планируемый объем цылама 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 Ачимовского месторождения».</p>
16.	<p><b>Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласовать проектные решения с Заказчиком.</li> <li>– Заказные спецификации и опростые листы согласовать со службами ОАО «СН-МНП».</li> </ul>
17.	<p><b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b></p> <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.	<p><b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора.</li> <li>– Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ.</li> <li>– Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНП».</li> </ul>

Исполнитель:  
Ведущий инженер ОПИОМ ДПРНПОМ

  
М.Н. Смирнов



Приложение №1

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

ул. Кузьмина 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684  
тел.: (34643) 4-60-70 факс: (34643) 4-62-53

" 18 " 06 2014 г.  
Па № \_\_\_\_\_

№ МР - 294  
от «\_\_» \_\_\_\_\_ 2014г.

Начальнику ДПП и ОМ  
М.Н. Бессонову

*О направлении ТУ*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

Направляю Вам технические условия для разработки проектно-сметной документации по объектам: «Обустройство Аганского месторождения нефти. Куст скважин №186», «Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти. Куст скважин № 18», «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин № 55», «Обустройство Ачимовского месторождения нефти. Кусты скважин №№ 29,30,31»

Приложение: ТУ – 46 л., 1э.

С уважением,  
Начальник

М.Г.Разин

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник департамента  
трубопроводного транспорта  
ОАО «СН-МНГ»

 М.Г. Разин  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**  
для разработки проектно-сметной документации по объектам  
«Обустройство Ачимовского месторождения нефти.  
Куст скважин №29,30»

1. Месторождение, район строительства	Ачимовское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство.
3. Состав проектируемого объекта	<p>Нефтегазопровод «к.30 - т.вр.к.29,30»  Нефтегазопровод «к.30 - т.вр.к.29,30»(вторая нитка)  Нефтегазопровод «к.29 - т.вр.к.29,30»  Нефтегазопровод «к.29 - т.вр.к.29,30»(вторая нитка)  Нефтегазопровод «к. т.вр.к.29,30 - т.вр.к.9»  Нефтегазопровод «к. т.вр.к.29,30 - т.вр.к.9»(вторая нитка)  Нефтегазопровод «т.вр.к.9 - т.вр.к.5»  Нефтегазопровод «т.вр.к.5 - т.вр.к.4»  Нефтегазопровод «т.вр.к.4 - т.вр.к.15»  Нефтегазопровод «т.вр.к.15 - т.вр.к.3»  Нефтегазопровод «т.вр.к.3 - УДР ДНС-1»  Высоконапорный водовод «КНС-1 - т.вр.к.4»  Высоконапорный водовод «т.вр.к.4 - т.вр.к.9»  Высоконапорный водовод «т.вр.к.9 - т.вр.к.29,30»  Высоконапорный водовод «т.вр.к.29,30 - к.30»  Высоконапорный водовод «т.вр.к.29,30 - к.29»</p>
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p><b>1 этап. Нефтегазопровод «к.30 - т.вр.к.29,30»</b>  От к.30 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора - ДНС Ачимовского месторождения нефти.  Объем жидкости Qж м3/сут/Qн т/сут - 1752/994  Давление в точке подключения - определить по результатам гидравлического расчета.  Диаметр в точке подключения - определить по результатам изысканий.</p> <p><b>2 этап. Нефтегазопровод «к.30 - т.вр.к.29,30»(вторая нитка)</b>  От к.30 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора - ДНС Ачимовского месторождения нефти.  Объем жидкости Qж м3/сут/Qн т/сут - 1752/994  Давление в точке подключения - определить по результатам гидравлического расчета.  Диаметр в точке подключения - определить по результатам изысканий.</p>

**3 этап. Нефтегазопровод «к.29 - т.вр.к.29,30»**

От к.29 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС Ачимовского месторождения нефти.

Объем жидкости  $Q_{ж}$  м<sup>3</sup>/сут/ $Q_{н}$  т/сут - 1343/684

Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета.

Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.

**4 этап. Нефтегазопровод «к.29 - т.вр.к.29,30» (вторая нитка)**

От к.29 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС Ачимовского месторождения нефти.

Объем жидкости  $Q_{ж}$  м<sup>3</sup>/сут/ $Q_{н}$  т/сут - 1343/684

Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета.

Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.

**5 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.29,30 - т.вр.к.9»**

От к.29,30 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС Ачимовского месторождения нефти.

Объем жидкости  $Q_{ж}$  м<sup>3</sup>/сут/ $Q_{н}$  т/сут - 3095/1678

Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета.

Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.

**6 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.29,30 - т.вр.к.9» (вторая нитка)**

От к.29,30 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС Ачимовского месторождения нефти.

Объем жидкости  $Q_{ж}$  м<sup>3</sup>/сут/ $Q_{н}$  т/сут - 3095/1678

Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета.

Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.

**7 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.9- т.вр.к.5»**

От к.29,30 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС Ачимовского месторождения нефти.

Объем жидкости  $Q_{ж}$  м<sup>3</sup>/сут/ $Q_{н}$  т/сут - 3095/1678

Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета.

Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.

**8 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.5- т.вр.к.4»**

От к.29,30 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС Ачимовского месторождения нефти.

Объем жидкости  $Q_{ж}$  м<sup>3</sup>/сут/ $Q_{н}$  т/сут - 3095/1678

Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета.

Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.

**9 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.4- т.вр.к.15»**

От к.29,30 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС Ачимовского месторождения нефти.

Объем жидкости  $Q_{ж}$  м<sup>3</sup>/сут/ $Q_n$  т/сут - 3095/1678

Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета.

Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.

**10 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.15- т.вр.к.3»**

От к.29,30 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС Ачимовского месторождения нефти.

Объем жидкости  $Q_{ж}$  м<sup>3</sup>/сут/ $Q_n$  т/сут - 3095/1678

Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета.

Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.

**11 этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.3- УДР ДНС-1»**

От к.29,30 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС Ачимовского месторождения нефти.

Объем жидкости  $Q_{ж}$  м<sup>3</sup>/сут/ $Q_n$  т/сут - 3095/1678

Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета.

Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.

**12 этап. Высоконапорный водовод «КНС-1 – т.вр.к.4»**

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС на к.29,30

Объем жидкости  $Q_{ж}$  м<sup>3</sup>/сут - 3150

Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета.

Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.

**13 этап. Высоконапорный водовод « т.вр.к.4 – т.вр.к.9»**

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС на к.29,30

Объем жидкости  $Q_{ж}$  м<sup>3</sup>/сут - 3150

Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета.

Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.

**14 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.9 – т.вр.к.29,30»**

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС на к.29,30

Объем жидкости  $Q_{ж}$  м<sup>3</sup>/сут - 3150

Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета.

Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.

**15 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.29,30- к.30»**

Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС на к.30

Объем жидкости  $Q_{ж}$  м<sup>3</sup>/сут - 1800

Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета.



	<p>Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.</p> <p><b>16 этап. Высоконапорный водовод «г.вр.к.29,30– к.29»</b></p> <p>Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС на к.29</p> <p>Объем жидкости <math>Q_{ж}</math> м<sup>3</sup>/сут – 1350</p> <p>Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета.</p> <p>Диаметр в точке подключения – определить по результатам изысканий.</p>
5. Требования к техническим решениям	<ul style="list-style-type: none"> <li>–Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства;</li> <li>–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.</li> <li>–Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного водовода предусмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ.</li> <li>–Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающимися защитными муфтами.</li> <li>–Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;</li> <li>–Проектом предусмотреть установку УДХ на кустовой площадке для ввода химреагентов в выкидной коллектор согласно утвержденного в ОАО «СН-МНГ» типового проекта обустройства кустов скважин. Подбор типа УДХ производить по объему жидкости с куста скважин. Использовать блоки заводского изготовления;</li> <li>–На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ;</li> <li>–Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов. Выполнить периметральное обвалование узлов задвижек высотой не менее 1 м.</li> <li>–Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет, высоконапорного водовода не менее 14 лет;</li> <li>–Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Приложение № 1);</li> <li>–На нефтесборах предусмотреть задвижки для подключения существующих кустов скважин.</li> <li>–В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;</li> <li>–Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых</li> </ul>

- трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
- Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см<sup>2</sup>;
- Максимальное рабочее давление не должно превышать 25 кг/см<sup>2</sup>. 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/см<sup>2</sup>;
- Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см<sup>2</sup>;
- 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

		<p>по обводненным участкам болот 1+3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавящийся трубопровод не допускается.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;</li> <li>- 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;</li> <li>- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;</li> <li>- В проектной документации на рабочих чертежах (план трассе) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;</li> <li>- При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций.</li> <li>- 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.</li> <li>- При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</li> </ul>
6.	ОГ, ПБ и ООС	<p><b>Охрана и безопасность труда.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда;</li> <li>- Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов.</li> </ul> <p><b>По защите окружающей среды</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду;</li> <li>- Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.</li> </ul>
7.	Особые условия	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Провести изыскания под проектируемый объект, протяженность трассы трубопроводов откорректировать по результатам изысканий.</li> <li>- Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ИГО АНГДУ и с ИПП-4 АНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы трубопроводов.</li> <li>- Результаты изысканий согласовать с ИГО АНГДУ, ДГТ ОАО «СН-МНГ».</li> <li>- Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному</li> </ul>

	<p>контролю качества подготовительных работ.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов.</li> <li>- Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.</li> </ul>
<p>8. Выделение очередей и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению предприятия</p>	<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>

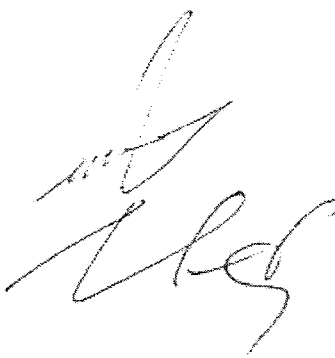
Технические условия составил:  
Ведущий инженер группы ИнТ ДТТ



Е.А.Войтович

## СОГЛАСОВАНО:

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

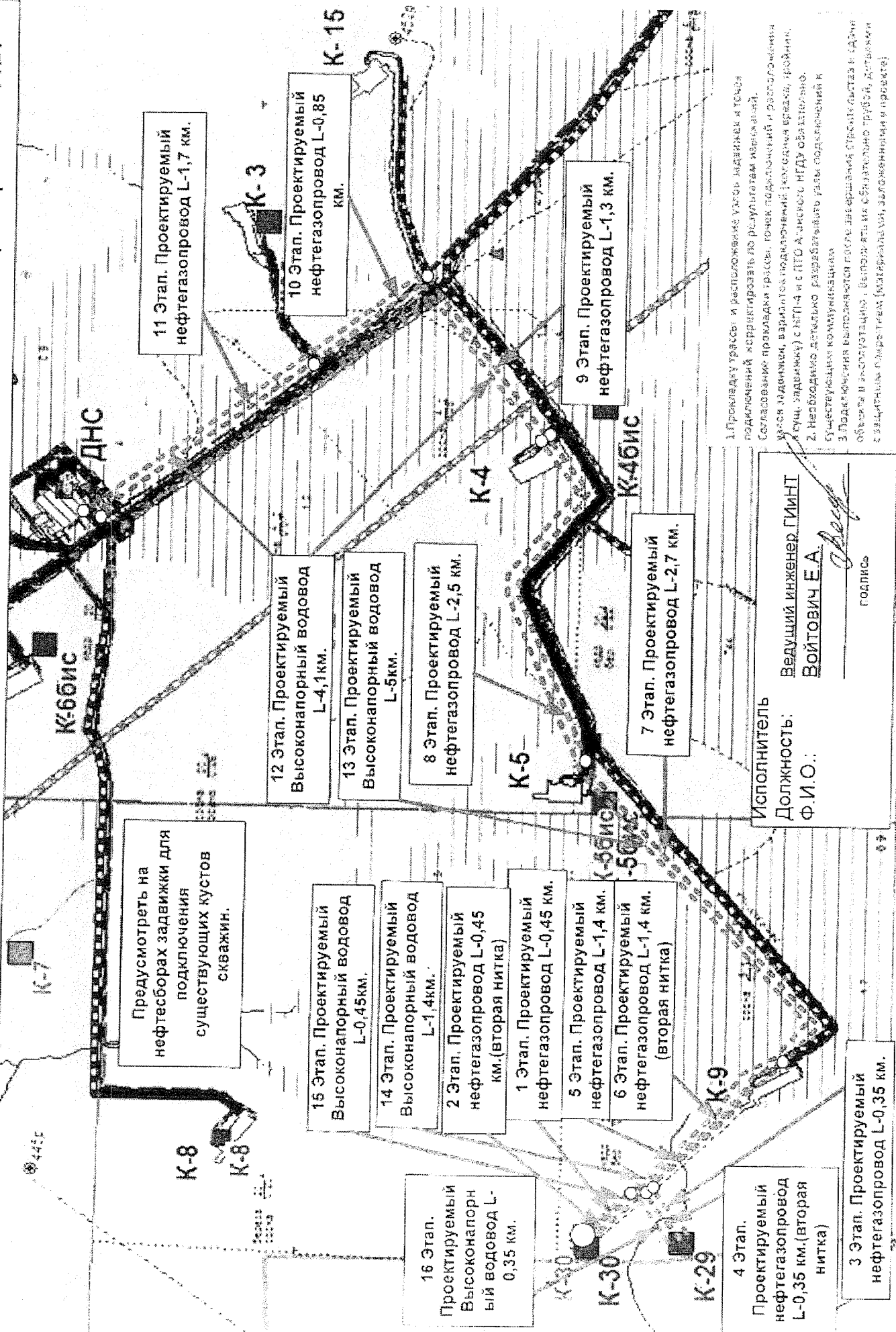


М.Н.Бессонов

Главный инженер АНГДУ ОАО «СН-МНГ»

В.В.Евдокимов

Предлагаемая схема подключения трубопроводов проектируемых кустов №29,30 Ачимовского м/р. Приложение №1



1. Предлагаемая трасса и расположение узлов, задвижек и точек подключения, корректируются по результатам изысканий. Составление проектной трассы, точек подключения и расположения узлов, задвижек, в соответствии с проектом (техническим заданием) с КП-4 и с ПП-4 Ачимовского м/р. Необходимо детально разработать узлы подключения к существующим коммуникациям.
2. Подключения выполняются после завершения строительства в соответствии с эксплуатацией. Выполнять на объекте трубопровод, задвижки и защитные мероприятия (защитный канал, заземление и т.д.).

Исполнитель: Ведущий инженер ГИИТ  
 Ф.И.О.: Войтович Е.А.  
 Подпись: Войтович Е.А.  
 год: \_\_\_\_\_

## Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

На вбитые стальные сваи изготовить трубное основание, на которое монтировать пролеты ограждения.

Обеспечить возможность производить быстрый монтаж, съем пролетов для проведения плановых и аварийных работ.

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

Высоту ограждения принять 1500 мм.

Цветовая раскраска:

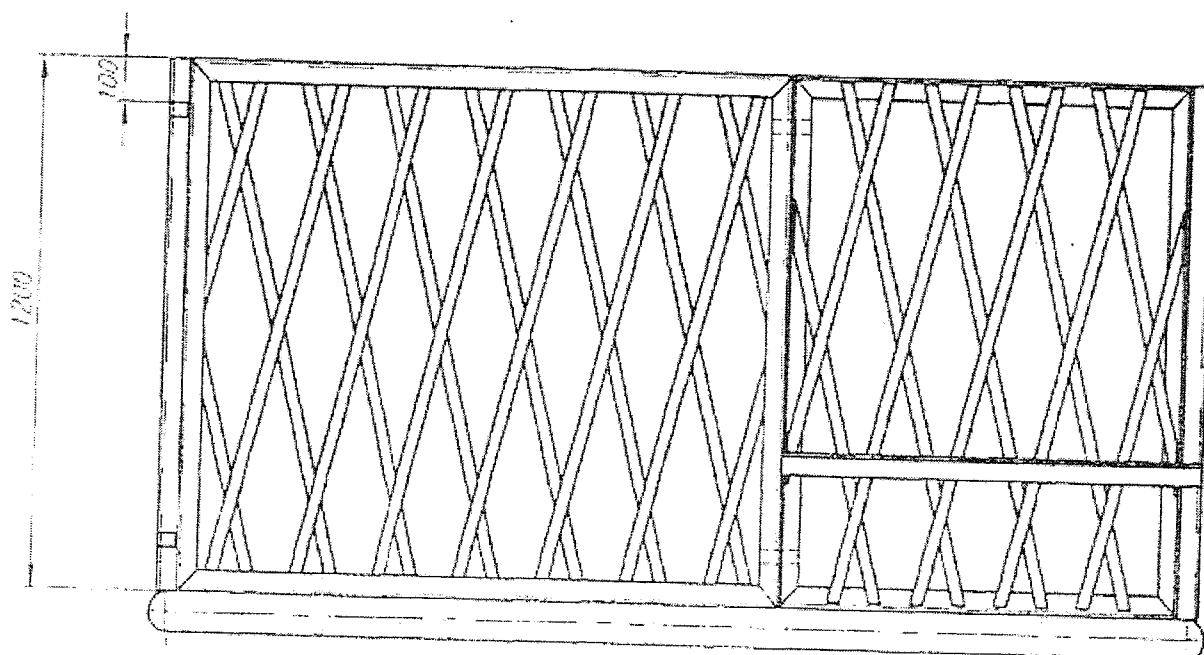
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

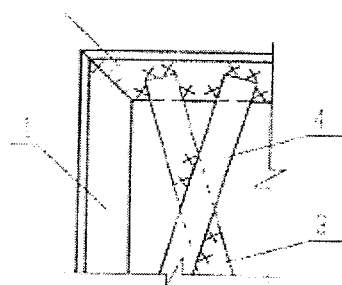
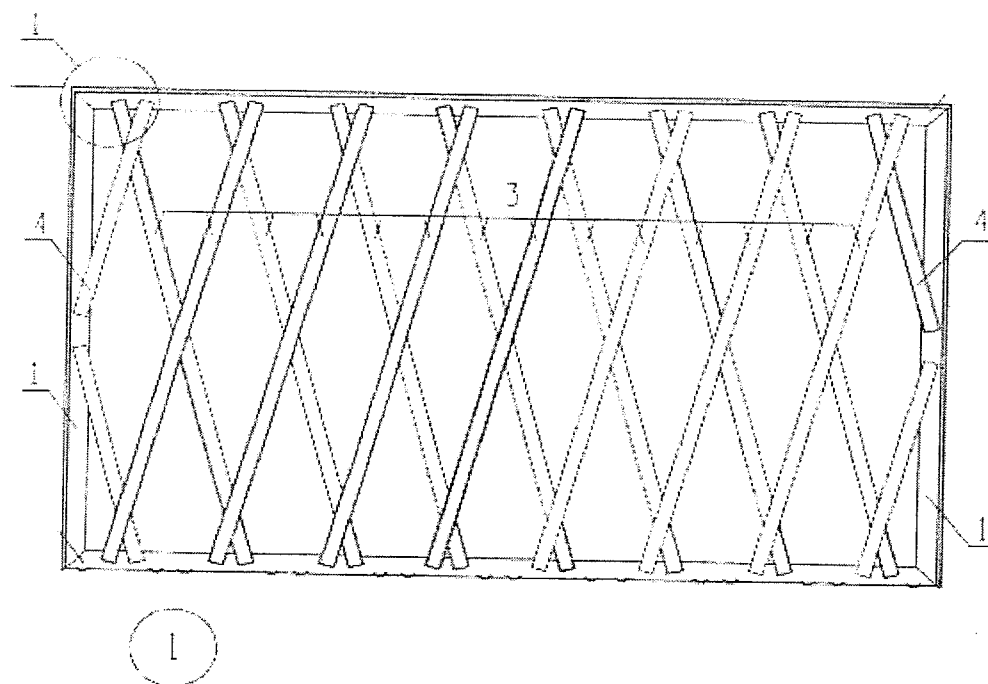
Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.





# Секция ограждения



## СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Поз.	СБОРОЧНИК	Наименование
1		Уголок 50x50x5 ГОСТ 8509-93 (L=1000) 0235 ГОСТ 27772-88*
3		Лист 2x30x1000 ГОСТ 19903-74* 0235 ГОСТ 27772-88*
4		Лист 2x30x400 ГОСТ 19903-74* 0235 ГОСТ 27772-88*

### Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное (кгс/см<sup>2</sup>)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК – пикетаж

Телефон:

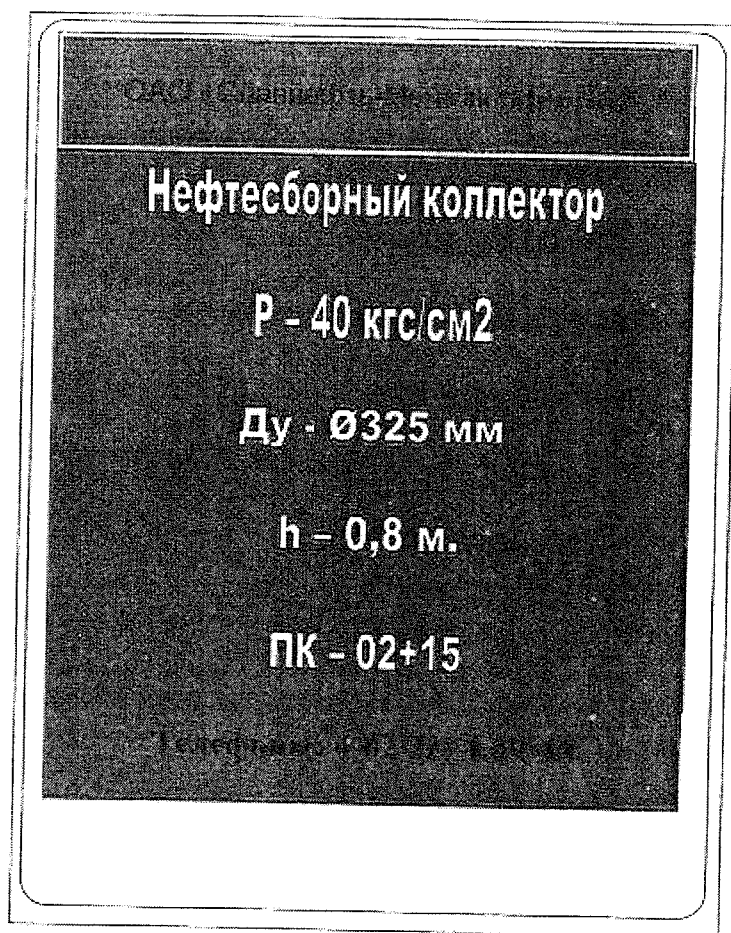
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтеборный коллектор – красный;

Водовод – синий





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

ул. Кузьмина 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684  
тел.: (34643) 4 60-70 факс: (34643) 4-62-53

" 18 " 06 2014 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ МР-294  
от «\_\_» \_\_\_\_\_ 2014г.

*Ромову Д.В.*  
*Дир. производств. Т.У.*  
*и инженеру И.Ф. из КР*  
*М.Г. Разин*  
О направлении ТУ

Начальнику ДПРП и ОМ  
М.Н. Бессонову

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

Направляю Вам технические условия для разработки проектно-сметной документации по объектам: « Обустройство Аганского месторождения нефти. Куст скважин №186», «Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти. Куст скважин № 18», «Обустройство Тайлаковского месторождения нефти. Куст скважин № 55», «Обустройство Ачимовского месторождения нефти. Кусты скважин №№ 29,30,31»

Приложение: ТУ - 46 л., 1э.

С уважением,  
Начальник

М.Г.Разин

*М.Г. Разин*  
*М.Н. Бессонов*

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник департамента  
трубопроводного транспорта  
ОАО «СН-МНГ»

М.Г. Разин  
« / » 2014 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**  
для разработки проектно-сметной документации по объектам  
«Обустройство Ачимовского месторождения нефти.  
Кусть скважин №31»

1. Месторождение, район строительства	Ачимовское месторождение нефти, Пискаревский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство.
3. Состав проектируемого объекта	Нефтегазопровод «к.31 - т.вр.к.10» Нефтегазопровод «к.31 - т.вр.к.10»(вторая нитка) Высоконапорный водовод «т.вр. к.10 – к.31»
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p><b>1 этап. Нефтегазопровод «к.31 - т.вр.к.10»</b> От к.31 по системе трубопроводов нефтегазоводящая жидкость поступает на пункт сбора – ДНС Ачимовского месторождения нефти. Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т}/\text{сут} - 1752/994</math> Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета. Подключение произвести к проектируемым нефтесборам с к.10 Диаметр в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета проектируемого к.10.</p> <p><b>2 этап. Нефтегазопровод «к.31 - т.вр.к.10»(вторая нитка)</b> От к.31 по системе трубопроводов нефтегазоводящая жидкость поступает на пункт сбора – ДНС Ачимовского месторождения нефти. Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т}/\text{сут} - 1752/994</math> Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета. Подключение произвести к проектируемым нефтесборам с к.10 Диаметр в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета проектируемого к.10.</p> <p><b>3 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.10 – к.31»</b> Подогреваемая вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от ДНС на к.31 Объем жидкости <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 1800</math> Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета. Подключение произвести к проектируемому высоконапорному водоводу на к.10 Диаметр в точке подключения – определить по результатам</p>

	гидравлического расчета проектируемого к.10.
5. Требования к техническим решениям	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства;</li> <li>-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.</li> <li>-Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного водовода предусмотреть применение трубы из стали 13ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТГ.</li> <li>-Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.</li> <li>-Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;</li> <li>-Проектом предусмотреть установку УДХ на кустовой площадке для ввода химреагентов в выкидной коллектор согласно утвержденного в ОАО «СН-МНГ» типового проекта обустройства кустов скважин. Подбор типа УДХ производить по объему жидкости с куста скважин. Использовать блоки заводского изготовления;</li> <li>-На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТГ;</li> <li>-Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов. Выполнить периметральное обвалование узлов задвижек высотой не менее 1 м.</li> <li>-Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет, высоконапорного водовода не менее 14 лет;</li> <li>-Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Приложение № 1);</li> <li>-В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;</li> <li>-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;</li> <li>-Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см<sup>2</sup>;</li> <li>-Максимальное рабочее давление не должно превышать 25 кг/см<sup>2</sup>. В случае превышения указанного рабочего давления предусмотреть мероприятия по строительству дополнительных трубопроводов с выделением их в отдельные линии;</li> </ul>

- Максимально допустимое давление проектируемых высоконапорных водоводов принять 210 кг/см<sup>2</sup>;
- Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см<sup>2</sup>;
- 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 съёмными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2.
- Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:
  - а) «холодная» врезка,
  - б) врезка тройником,
  - в) подключение в существующую задвижку
- В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки уточнить во время изыскательских работ и согласовать с Заказчиком);
- Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот 1-3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать 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 водн. лесо- и землепользования, родных угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте

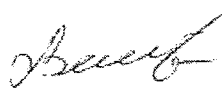


	<p>продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Названия объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;</li> <li>- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;</li> <li>- При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций.</li> <li>- 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.</li> <li>- При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнять с учетом существующих.</li> </ul>
6. ОТ, ПБ и ООС	<p><b>Охрана и безопасность труда.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда;</li> <li>- Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов.</li> </ul> <p><b>По защите окружающей среды</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду;</li> <li>- Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.</li> </ul>
7. Особые условия	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Провести изыскания под проектируемый объект, протяженность трассы трубопроводов откорректировать по результатам изысканий.</li> <li>- Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТО АНГДУ и с ШТИ-4 АНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы трубопроводов.</li> <li>- Результаты изысканий согласовать с ПТО АНГДУ, ДТТ ОАО «СН-МНГ»</li> <li>- Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ.</li> <li>- Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов.</li> <li>- Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.</li> </ul>
8. Выделение очередей и пусковых комплексов	<p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта.</p>

требования по  
перспективному расширению  
предприятия

позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого  
этапа по отдельности.  
Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.


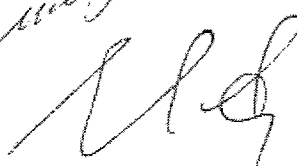
Технические условия составил:  
Ведущий инженер группы ИиПГ ДГТ



Е.А.Войтович

### СОГЛАСОВАНО:

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

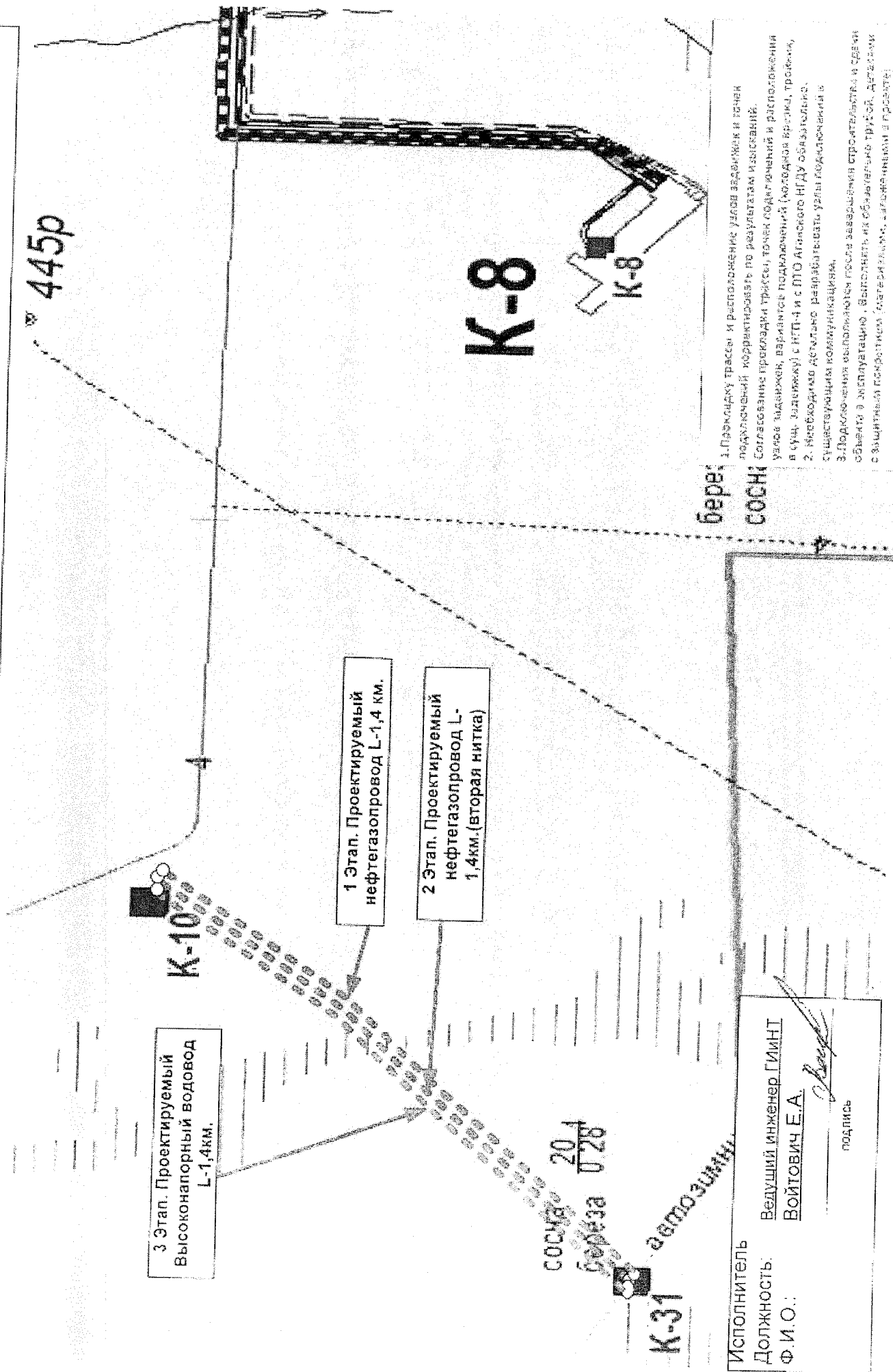
  


М.Н.Бессонов

Главный инженер АНГДУ ОАО «СН-МНГ»

В.В.Евдокимов

Предлагаемая схема подключения трубопроводов проектируемого куста №31 Ачимовского м/р. Приложение №1



- 1.Прокладку трассы и расположение узлов задвижек и точек подключения корректировать по результатам изысканий.
2. Согласование проектной трассы, точек подключения и расположения узлов задвижек, вариантов подключения (подводная врезка, троебор, в сущ. задвижку) с НТН-ч и с ПТО Ачимовского НГДУ обязателен.
3. Необходимо детально разработать узлы подключения в существующих коммуникациях.
4. Подключенная выработка после завершения строительства и сдачи объекта в эксплуатацию, высылать из объекта трассой, деталями защитной конструкции (материалом, армированием и прочее)

Исполнитель  
Должность: Ведущий инженер ГИИНТ  
Ф.И.О.: Войтович Е.А.  
подпись

## Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

На вбитые стальные сваи изготовить трубное основание, на которое монтировать пролеты ограждения.

Обеспечить возможность производить быстрый монтаж, съем пролетов для проведения плановых и аварийных работ.

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

Высоту ограждения принять 1500 мм.

Цветовая раскраска:

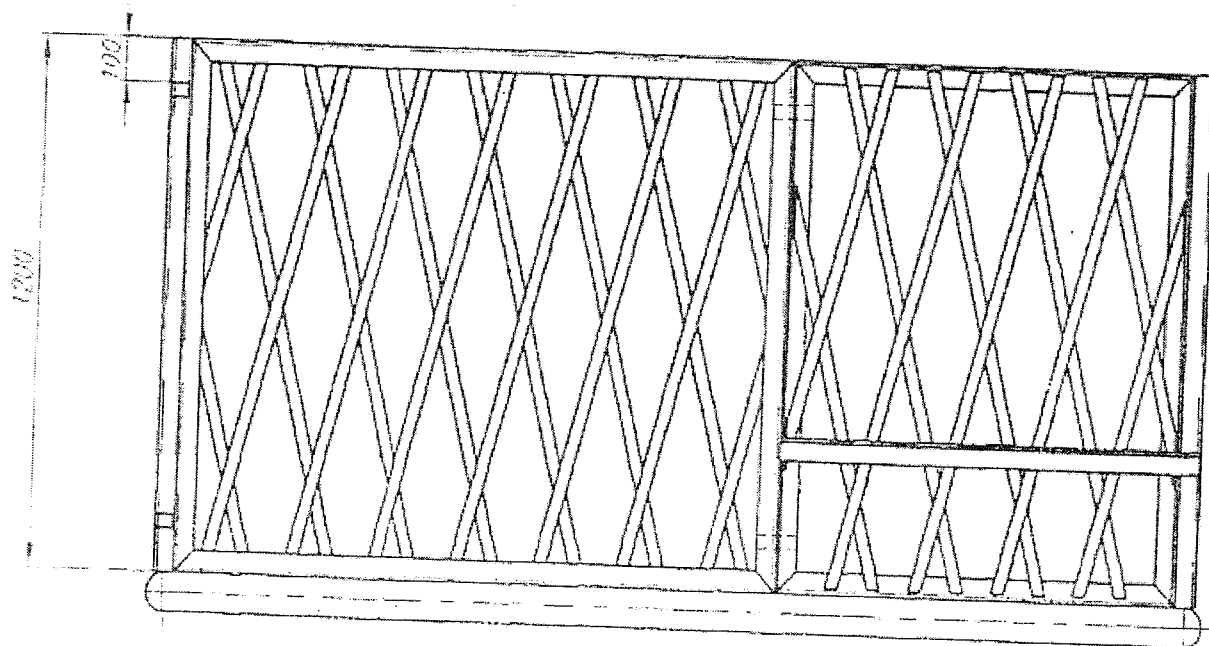
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

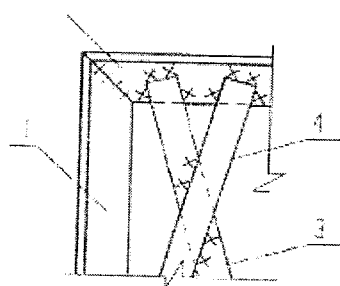
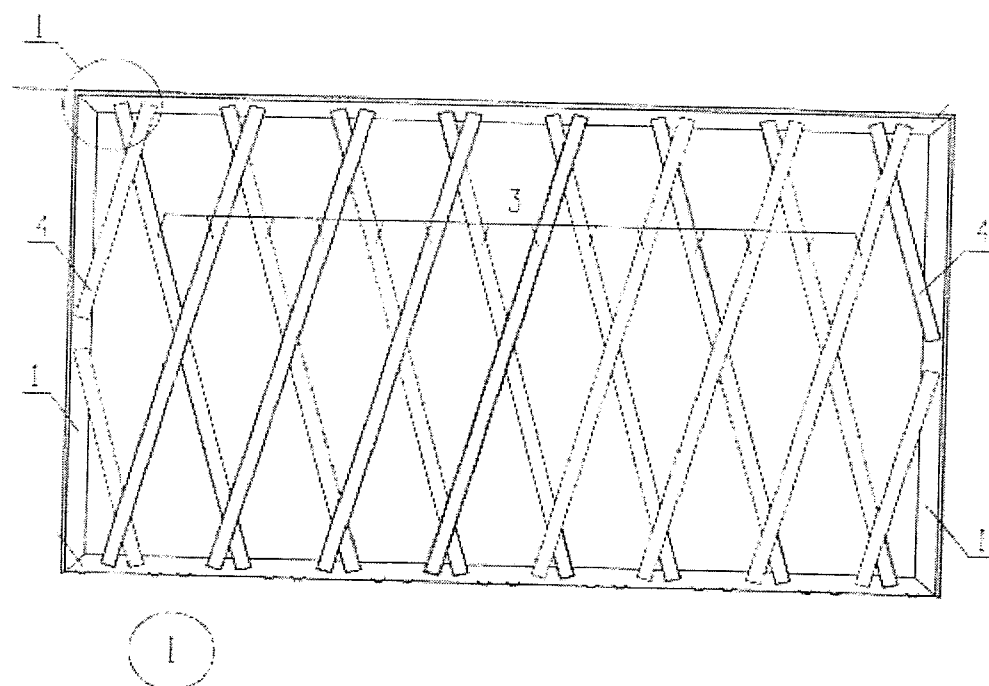
Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



# Секция ограждения



## СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Поз.	Знаменение	Наименование
1		Угловой 50x50x5 ГОСТ 8509-93 L=1000 Ø255 ГОСТ 27772-88*
3		А/ст 2x30x1000 ГОСТ 19003-74* Ø255 ГОСТ 27772-88*
4		А/ст 2x32x440 ГОСТ 19003-74* Ø255 ГОСТ 27772-88*

## Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное (кгс/см<sup>2</sup>)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК – пикетаж

Телефон:

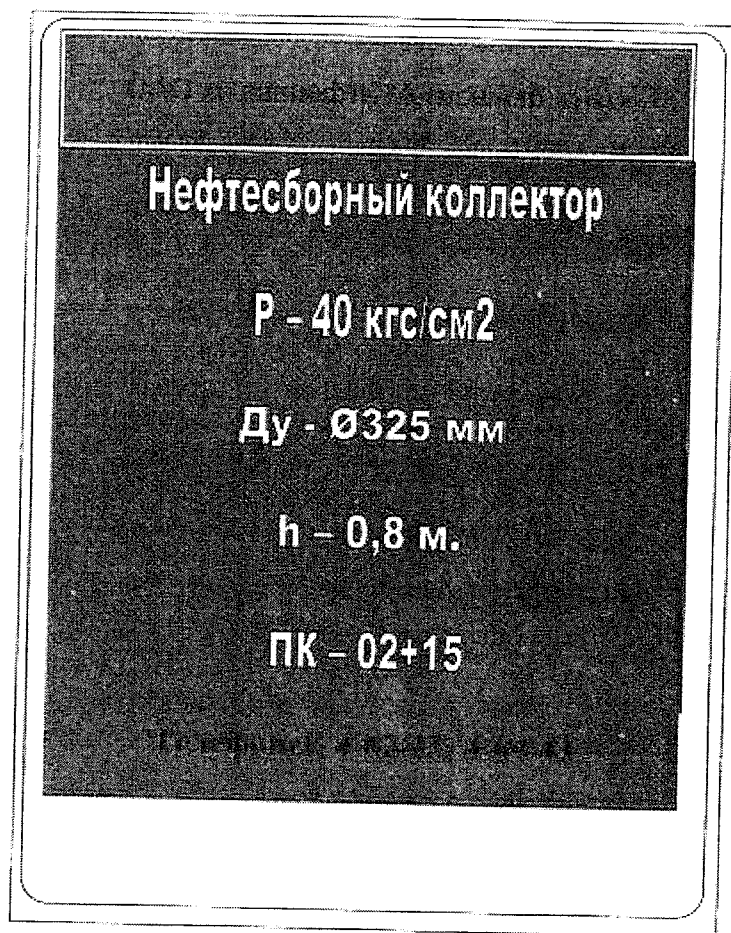
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий





Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК**

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684  
тсч. (34643) 4-19-05, факс (34643) 4-11-57

*01 сентября* 2014 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ ВКС- *2160*  
от \_\_\_\_\_ 2014г.

Директору по перспективному  
развитию производства и  
обустройству месторождений  
И.Г. Тухфатуллину

*О предоставлении ТУ*

Уважаемый Ильдар Гарифуллович!

Направляю вам технические условия на отбор мощности с ПС-35/6кВ  
«Ачимовская-1» до строительства и запуска в работу ПС-35/6кВ в районе КП-4.

Приложение: 1. ТУ №279-2014 от 01.09.2014г. - 2 листа в 1 экз.

В.Е. Сыровежкин



Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК**

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684  
тел. (34643) 4-19-05, факс (34643) 4-11-57

01.09.2014г.

№ 279-2014

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**

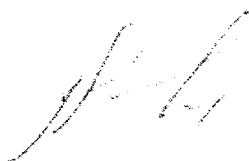
на отбор мощности с ПС-35/6кВ «Ачимовская-1» до строительства и запуска в работу ПС-35/6кВ в районе КП-4.

Установленная мощность – 6500 кВт

1. Разработать проект электроснабжения Ачимовского месторождения нефти от автономного дизельного энергоцентра. Месторасположение энергоцентра определить в районе КП-4 Ачимовского месторождения.
2. Проект согласовать с ЭО ОАО «СН-МНГ».
3. Проект предоставить на бумажном и электронном носителях.
4. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП (после получения разрешения на допуск в эксплуатацию электроустановок в Отделе энергетического надзора по ХМАО Северо-Уральского управления по экологическому, технологическому и атомному надзору).
5. Срок действия ТУ – 6 месяцев
6. **Проектом предусмотреть:**
  - 6.1. Категорию надёжности электроснабжения – определить проектом.
  - 6.2. Точки подключения:
    - Ближайшие опоры ВЛ-6кВ Ф№14 от ПС-35/6кВ «Ачимовская» с учетом разделения нагрузки КП-5,9, КП-4, КП-3, 15.
    - ближайшие опоры проектируемых ВЛ-6кВ на КП-12, КП-29, 30 КП-34.
  - 6.3. ОПН-6кВ на опорах в точках подключения.
  - 6.4. Энергоцентр в районе КП-4 с учетом требований:
    - 6.4.1. Выходное напряжение энергоцентра – 6кВ.
    - 6.4.2. ДГУ на базе ДВС «Cummins» единичной мощностью не менее 1МВт.
    - 6.4.3. Установку резервных ДГУ. Режим работы ДГУ – п±2.
    - 6.4.4. РУ-6кВ на площадке обслуживания. Тип, технические характеристики определить проектом.
    - 6.4.5. Внешние коммуникации выполнить в соответствии с действующей НТД.
    - 6.4.6. Площадку для размещения ДГУ.
    - 6.4.7. Расходную емкость дизельного топлива с учетом трехсуточного запаса.
    - 6.4.8. Обеспечить проезд вокруг площадки энергоцентра (грунтовая отсыпка шириной не менее 3 метров) для технологических нужд при эксплуатации.
    - 6.4.9. Наличие отстойника и фильтра очистки от механических примесей на основном топливопроводе.



- 6.4.10. Выполнить технологические переходы через топливопроводы.
- 6.4.11. Автоматический электрообогрев топливопроводов.
- 6.4.12. Наличие насосного блока перекачки дизельного топлива.
- 6.4.13. Учет расхода дизельного топлива на общем топливопроводе и для каждой единицы ДГУ с применением специализированных средств учета и измерения с выводом на верхний уровень АРМ Заказчика.
- 6.4.14. Байпасные линии на топливопроводе подачи топлива на ДГУ на время вывода в ремонт запорной арматуры узла учета и фильтра очистки от механических примесей.
- 6.4.15. Пломбировку всех резьбовых соединений топливопровода и запорной арматуры.
- 6.4.16. Узлы учета электроэнергии в ячейках РУ-6кВ.
- 6.4.17. Хранение необходимого объема дизельного топлива для работы ДГУ на период отсутствия автотранспортного обеспечения.
- 6.5. Место расположения энергоцентра, трассы кабельных линий согласовать со всеми заинтересованными организациями.
- 6.6. КЛ-6 по кабельным эстакадам от РУ-6кВ до точек подключения. Технические характеристики, способ прокладки КЛ определить проектом.
- 6.7. Молниезащиту, освещение энергоцентра светодиодными светильниками.
- 6.8. Заземление оборудования выполнить в соответствии с главами 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 6.9. Первый этап строительства на три ДГУ, далее, ввод каждой следующей ДГУ выделить в отдельный этап.



В.Е. Сыровецкин



Приложение №3

Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**НАЧАЛЬНИК ДЕПАРТАМЕНТА ГЕОЛОГИИ И  
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**

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

22 \_\_\_\_\_ мая \_\_\_\_\_ 2014г.

На № \_\_\_\_\_

№ \_\_\_\_\_ 05-206  
от \_\_\_\_\_ 2014г.

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

*О предоставлении проектных данных*

Уважаемый Михаил Николаевич!

В ответ на Ваше исходящее письмо № МБ-372 направляю Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП № 29 Ачимовского месторождения, КП № 58 Тайлаковского месторождения, актуализированные проектные данные по КП № 113 Локосовского месторождения.

Так же, в связи с невозможностью реализации запланированных объемов бурения с существующих КП № 4, КП № 6 Ачимовского месторождения, направляю Вам взамен проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП № № 34 и 36 Ачимовского месторождения соответственно.

С уважением,

М.О. Персгудов

115-1102  
05.06.14

Динамика основных показателей разработки КП № 29 Ачимовского месторождения

№	Показатели	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1		5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	КП №29										
1.1	Объём фонтанной, шт	9	21	24	24	24	24	24	24	24	24
	в т.ч. - добывающих	5	11	13	13	13	13	13	13	13	13
	- неагглюляционных	3	8	9	9	9	9	9	9	9	9
	- подготовленных	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
1.2	Добыча нефти, тонн	109	118	101	95	92	89	87	84	82	79
1.3	Добыча агглюст. рас. г	335	474	484	484	486	484	484	484	486	484
1.4	Заказка рабочего агента, тыс. м³	309	460	486	493	496	498	501	503	507	508
1.5	Ресурсы газа, млн м³	6,0	6,5	5,6	5,2	5,1	4,9	4,8	4,6	4,5	4,3

Почтовый отдел ОПШМР

А.М. Горбачь

Проектные данные по КП № 29 Ачимовского месторождения

№ п/п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин					объем добычи нефти т/сут	объем закачки воды м³/сут	Давление нагн отст	Газосод-е м³/м³	Пл. темп-ра град	Тип насосов	
				всего	добыв	Кол-во скважин		волозоб							
						пзгн	с отрабо								
															с отрабо
Ачимовское НГДУ															
1	Ачимовское	29	Ач <sub>2</sub>	24	13	0	9	2	1343	684	1350	160	Ач <sub>2</sub> - 55	Ач <sub>2</sub> - 86	ЭПН
1	Итого по месторождению			24	13	0	9	2							

Начальник геологического отдела ОАО "СН-МНГ"

Начальник ОМППР ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

Горбань А.М.

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов  
по КП № 29 Ачимовского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн. ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Ачимовское	29	гор	Ач <sub>2</sub>	153	78	40
		гор	Ач <sub>2</sub>	151	77	40
		нагн, в пнд	Ач <sub>2</sub>			
		гор	Ач <sub>2</sub>	117	60	40
		нагн, в пнд	Ач <sub>2</sub>			
		гор	Ач <sub>2</sub>	136	69	40
		водоз	ПК			
		гор	Ач <sub>2</sub>	87	44	40
		нагн, в пнд	Ач <sub>2</sub>			
		гор	Ач <sub>2</sub>	90	46	40
		нагн, в пнд	Ач <sub>2</sub>			
		гор	Ач <sub>2</sub>	89	45	40
		нагн, в пнд	Ач <sub>2</sub>			
		гор	Ач <sub>2</sub>	92	47	40
		водоз	ПК			
		гор	Ач <sub>2</sub>	68	35	40
		нагн, в пнд	Ач <sub>2</sub>			
		гор	Ач <sub>2</sub>	89	45	40
		нагн, в пнд	Ач <sub>2</sub>			
		гор	Ач <sub>2</sub>	90	46	40
		нагн, в пнд	Ач <sub>2</sub>			
		гор	Ач <sub>2</sub>	92	47	40
		нагн, в пнд	Ач <sub>2</sub>			
		гор	Ач <sub>2</sub>	89	45	40
Сумма				1343	684	
Ср. Q				103	53	

Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**НАЧАЛЬНИК ДЕПАРТАМЕНТА ГЕОЛОГИИ И  
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**

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

27 мая 2014г.  
На № \_\_\_\_\_

№ 05-15  
от \_\_\_\_\_ 2014г.

*Валиев В.В.*  
*Дир. производств ТЗ*  
*[Подпись]*

Начальнику департамента  
перспективного развития  
производства и обустройства  
месторождений  
М.П. Бессонову

*О предоставлении проектных данных*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

В ответ на Ваше письмо № МБ-390 от 30.04.2014г. направляю Вам для проектирования актуализированные проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №11 Островного месторождения, КП №9 Западно-Асомкинского месторождения.

В связи с невозможностью добуривания ряда КП направляю для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП № 18 Западно-Асомкинского месторождения, КП № 20 Южно-Аганского месторождения, взамен КП № 2бис Западно-Асомкинского месторождения, КП №11 Южно-Аганского месторождения, соответственно.

Так же направляю Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП № 38 Кетовского месторождения, КП №№ 30, 31 Ачимовского месторождения.

Приложение:

1. Перечень проектных данных и динамика основных показателей разработки по КП №11 Островного месторождения.
2. Перечень проектных данных и динамика основных показателей разработки по КП №9 Западно-Асомкинского месторождения.

*В.В. Валиев*  
*27.05.14*

3. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 18 Западно-Асомкинского месторождения;
4. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № КП № 20 Южно-Аганского месторождения;
5. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № № 38 Кетовского месторождения;
6. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 30 Ачимовского месторождения;
7. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 31 Ачимовского месторождения.

С уважением,  
Начальник ДГиН



М.О. Перегудов

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов  
по КП № 30 Ачимовского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск м <sup>3</sup> /сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Ачимовское	30	гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	126	76	30
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	121	73	30
		нагн	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	58	35	30
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	119	72	30
		нагн	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	36	22	30
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	130	78	30
		водоз	ПК			
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	135	81	30
		нагн	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	50	30	30
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	119	72	30
		нагн	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	32	19	30
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	121	73	30
		нагн, в ппд	Б <sub>10</sub>	59	30	40
		гор	Б <sub>10</sub>	92	47	40
		водоз	ПК			
		гор	Б <sub>10</sub>	68	35	40
		нагн	Б <sub>10</sub>	32	17	40
		гор	Б <sub>10</sub>	89	46	40
		нагн	Б <sub>10</sub>	30	15	40
		гор	Б <sub>10</sub>	90	46	40
		нагн	Б <sub>10</sub>	32	17	40
		гор	Б <sub>10</sub>	92	47	40
		нагн	Б <sub>10</sub>	32	17	40
		гор	Б <sub>10</sub>	89	46	40
Сумма				1752	994	
Ср. Q				80	45	



Проектные данные по КП № 30 Ачимовского месторождения

№ п/п	Месторождение	Куст	Пласс	Кол-во скважин						объем добычи		Давление нагн	Газосод-е адмн	Кл. тем-ра град	Тип насосов
				всего	добыв	нагн		водозаб	жизак м³/сут	нефти м³/сут					
						с отрабо	без отрабо								
											Ачимовское НГДУ				
1	Ачимовское	30	Б <sub>10</sub> <sup>1</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	24	13	8	1	2	1752	994	1800	Б <sub>10</sub> <sup>1</sup> - 150 Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> - 160	Б <sub>10</sub> <sup>1</sup> - 52 Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> - 61.3, Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> - 62.75	Б <sub>10</sub> <sup>1</sup> - 83 Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> - 96, Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> - 98	ЭЦН
Г	Итого по месторождению			24	13	8	1	2							

Начальник геологического отдела ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

Начальник ОМГППР ОАО "СН-МНГ"

Горбань А.М.



Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов  
по КП № 31 Ачимовского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Ачимовское	31	гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	126	76	30
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	121	73	30
		нагн	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>3</sup>	58	35	30
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	119	72	30
		нагн	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	36	22	30
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	130	78	30
		водоз	ПК			
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	135	81	30
		нагн	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	50	30	30
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	119	72	30
		нагн	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	32	19	30
		гор	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> + ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	121	73	30
		нагн	Б <sub>10</sub>	59	30	40
		гор	Б <sub>10</sub>	92	47	40
		водоз	ПК			
		гор	Б <sub>10</sub>	68	35	40
		нагн	Б <sub>10</sub>	32	17	40
		гор	Б <sub>10</sub>	89	46	40
		нагн	Б <sub>10</sub>	30	15	40
		гор	Б <sub>10</sub>	90	46	40
		нагн	Б <sub>10</sub>	32	17	40
		гор	Б <sub>10</sub>	92	47	40
		нагн	Б <sub>10</sub>	32	17	40
		гор	Б <sub>10</sub>	89	46	40
Сумма				1752	994	
Ср. Q				80	45	

Проектные данные по КП № 31 Ачимовского месторождения

№	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин			объем добычи		объем закачки	Давление нагн	Газосод-е	Пл. темп-ра	Тип насосов
				всего	добыч	с отрабо	шлн	бестрабо					
Аганское НГДУ													
1	Ачимовское	31	Б <sub>10</sub> <sup>1</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	24	4	9	9	9	1800	Б <sub>10</sub> - 150 Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> - 160	Б <sub>10</sub> - 52 Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> - 61.3, Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> - 62.75	Б <sub>10</sub> - 83 Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> - 96, Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> - 98	ЭЦН
2	Итого по месторождению			24	4	9	9	9	1752				

Начальник геологического отдела ОАО "СН-МНГ"

Начальник ОМППР ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

Горбань А.М.

Динамика основных показателей разработки КП №31 Ачинковского месторождения

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
		5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	КП №31										
1.1	Общий фонд скважин, шт	9	21	24	24	24	24	24	24	24	24
	в т.ч. - добывающих	6	13	13	13	13	13	13	13	13	13
	- нагнетательных	2	6	9	9	9	9	9	9	9	9
	- поделовых	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
1.2	Добыча нефти, тыс.т	58	145	139	116	110	106	103	100	97	94
1.3	Добыча газа, тыс. т	152	482	632	637	639	637	637	637	639	637
1.4	Захоронка рабочего агента, тыс. м³	64	447	632	658	667	668	671	674	679	680
1.5	Ресурсы газа, млн.м³	3,4	8,5	8,1	6,8	6,4	6,2	6,0	5,9	5,7	5,5

Начальник отдела ОПНМР

А.М. Горбань



Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ДЕПАРТАМЕНТ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА**

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

№ 124 2014 г.  
На № МБ-592

№ 14-92  
от 14 07 2014 г.

Начальнику ДПРП и ОМ  
М.Н.Бессонову

*О предоставлении информации*

В ответ на исх. № МБ-592 от 01.07.2014 г. направляю перечень скважин: КП № 29  
Ачимовского месторождения, с планируемым погружным оборудованием, согласно  
предоставленным проектным данным.

Приложение: на 1 л., 1 экз.

И.о. начальника ТООДНГ ДДНГ

А.А.Осипов

Перечень скважин-КП №29 Ачимовского м/р с планируемым газовым оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Питает	Опуск. м/сут. по скв. 1-12	Опуск. по скв. по нефти	%	Планируемый насос	Мощность, кВт
Ачимовское	ААА	29	гор	Ач2	153	78	40	5а-160-2300	90
	ААА		гор	Ач2	153	77	40	5а-160-2300	90
	ААА		воды, в ППД	Ач2					
	ААА		гор	Ач2	117	60	40	5-125-2300	60
	ААА		воды, в ППД	Ач2					
	ААА		гор	Ач2	135	69	40	5-125-2300	90
	ААА		воды	ПК				5а-200-1800	250
	ААА		гор	Ач2	87	44	40	5-80-2300	63
	ААА		воды, в ППД	Ач2					
	ААА		гор	Ач2	90	46	40	5-80-2300	63
	ААА		воды, в ППД	Ач2					
	ААА		гор	Ач2	99	45	40	5-80-2300	63
	ААА		воды, в ППД	Ач2					
	ААА		гор	Ач2	92	47	40	5-125-2300	90
	ААА		воды	ПК				5а-200-1800	250
	ААА		гор	Ач2	68	35	40	5-60-2300	45
	ААА		воды, в ППД	Ач2					
	ААА		гор	Ач2	99	48	40	5-80-2300	63
	ААА		воды, в ППД	Ач2					
	ААА		гор	Ач2	90	46	40	5-125-2300	90
	ААА		гор	Ач2	92	47	40	5-125-2300	90
	ААА		воды, в ППД	Ач2					
	ААА		гор	Ач2	89	45	40	5-80-2300	63
					1343	684			1490



Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ДЕПАРТАМЕНТ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА**

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

ЗС 06 2014 г.  
На № МБ-469

№ 141-81  
от 28 06 2014 г.

Начальнику ДПРП и ОМ  
М.Н.Бессонову

*О предоставлении информации*

В ответ на исх. № МБ-469 от 28.05.2014 г. направляю перечень скважин: КП №11 Островного месторождения, КП №18 Западно-Асомкинского месторождения, КП №20 Южно-Аганского месторождения, КП №38 Кетовского месторождения, КП №30, 31 Ачимовского месторождения с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 6 л., 1 экз.

Начальник ТОподНГ ДНГ

Н.Р. Шамсутдинов



Перечень скважин КП №30 Ачимовского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Отпуск, м3/сут по нефти	Отпуск, м3/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Ачимовское	ААА	30	гор	ЮВ1(1)+ЮВ1(2)	126	76	30	5-125-2500	90
	ААА		гор	ЮВ1(1)+ЮВ1(2)	121	73	30	5-125-2500	90
	ААА		нагн	ЮВ1(1)+ЮВ1(2)	58	35	30	5-60-2500	45
	ААА		гор	ЮВ1(1)+ЮВ1(2)	119	72	30	5-125-2500	90
	ААА		нагн	ЮВ1(1)+ЮВ1(2)	36	22	30	5-30-2500	32
	ААА		гор	ЮВ1(1)+ЮВ1(2)	130	78	30	5-125-2500	90
	ААА		водоп	ПК				5а-800-1800	300
	ААА		гор	ЮВ1(1)+ЮВ1(2)	135	81	30	5-125-2500	90
	ААА		нагн	ЮВ1(1)+ЮВ1(2)	50	30	30	5-50-2500	45
	ААА		гор	ЮВ1(1)+ЮВ1(2)	119	72	30	5-125-2500	90
	ААА		нагн	ЮВ1(1)+ЮВ1(2)	32	19	30	5-30-2500	32
	ААА		гор	ЮВ1(1)+ЮВ1(2)	121	73	30	5-125-2500	90
	ААА		нагн	Б10	59	30	40	5-60-2200	45
	ААА		гор	Б10	92	47	40	5-125-2200	90
	ААА		водоп	ПК				5а-800-1700	300
	ААА		гор	Б10	63	35	40	5-60-2200	45
	ААА		нагн	Б10	32	17	40	5-30-2200	32
	ААА		гор	Б10	89	46	40	5-80-2200	63
	ААА		нагн	Б10	30	15	40	5-30-2200	32
	ААА		гор	Б10	90	46	40	5-80-2200	63
	ААА		нагн	Б10	32	17	40	5-30-2200	32
	ААА		гор	Б10	92	47	40	5-125-2500	90
	ААА		нагн	Б10	32	17	40	5-30-2200	32
	ААА		гор	Б10	89	46	40	5-80-2200	63

Перечень скважин КП №31 Ачимовского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Опуск. м3/сут по жид-ти	Опуск. м3/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Ачимовское	ААА	31	гор	ЮВ1(1)-ЮВ1(2)	125	76	30	5-125-2500	90
	ААА		гор	ЮВ1(1)-ЮВ1(2)	121	73	30	5-125-2500	90
	ААА		нагн	ЮВ1(1)-ЮВ1(2)	88	35	30	5-60-2500	45
	ААА		гор	ЮВ1(1)-ЮВ1(2)	119	72	30	5-125-2500	90
	ААА		нагн	ЮВ1(1)-ЮВ1(2)	36	22	30	5-30-2500	32
	ААА		гор	ЮВ1(1)-ЮВ1(2)	130	78	30	5-125-2500	90
	ААА		всплв	ПК				5а-800-1800	300
	ААА		гор	ЮВ1(1)-ЮВ1(2)	135	81	30	5-125-2500	90
	ААА		нагн	ЮВ1(1)-ЮВ1(2)	50	30	30	5-50-2500	45
	ААА		гор	ЮВ1(1)-ЮВ1(2)	119	72	30	5-125-2500	90
	ААА		нагн	ЮВ1(1)-ЮВ1(2)	32	19	30	5-30-2500	32
	ААА		гор	ЮВ1(1)-ЮВ1(2)	121	73	30	5-125-2500	90
	ААА		нагн	Б10	59	30	40	5-60-2200	45
	ААА		гор	Б10	92	47	40	5-125-2200	90
	ААА		всплв	ПК				5а-800-1700	300
	ААА		гор	Б10	68	35	40	5-60-2200	45
	ААА		нагн	Б10	32	17	40	5-30-2200	32
	ААА		гор	Б10	89	46	40	5-80-2200	63
	ААА		нагн	Б10	30	15	40	5-30-2200	32
	ААА		гор	Б10	90	46	40	5-80-2200	63
	ААА		нагн	Б10	32	17	40	5-30-2200	32
	ААА		гор	Б10	92	47	40	5-125-2500	90
	ААА		нагн	Б10	32	17	40	5-30-2200	32
	ААА		гор	Б10	89	46	40	5-80-2200	63



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

14 мая 2014 г.  
На № 116-302

№ 244-624  
от 14 мая 2014 г.

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

Об исходных данных по кустовым  
площадкам

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

№ п/п	№ куста	Месторож- дение	Система координат 1963г.		НДС
			Координаты X	Y	
1.	29	Лчимовское	647850	350493	310°

Приветствие: ГПН-20 ул.

Главный маркшейдер

А.А.Новичков

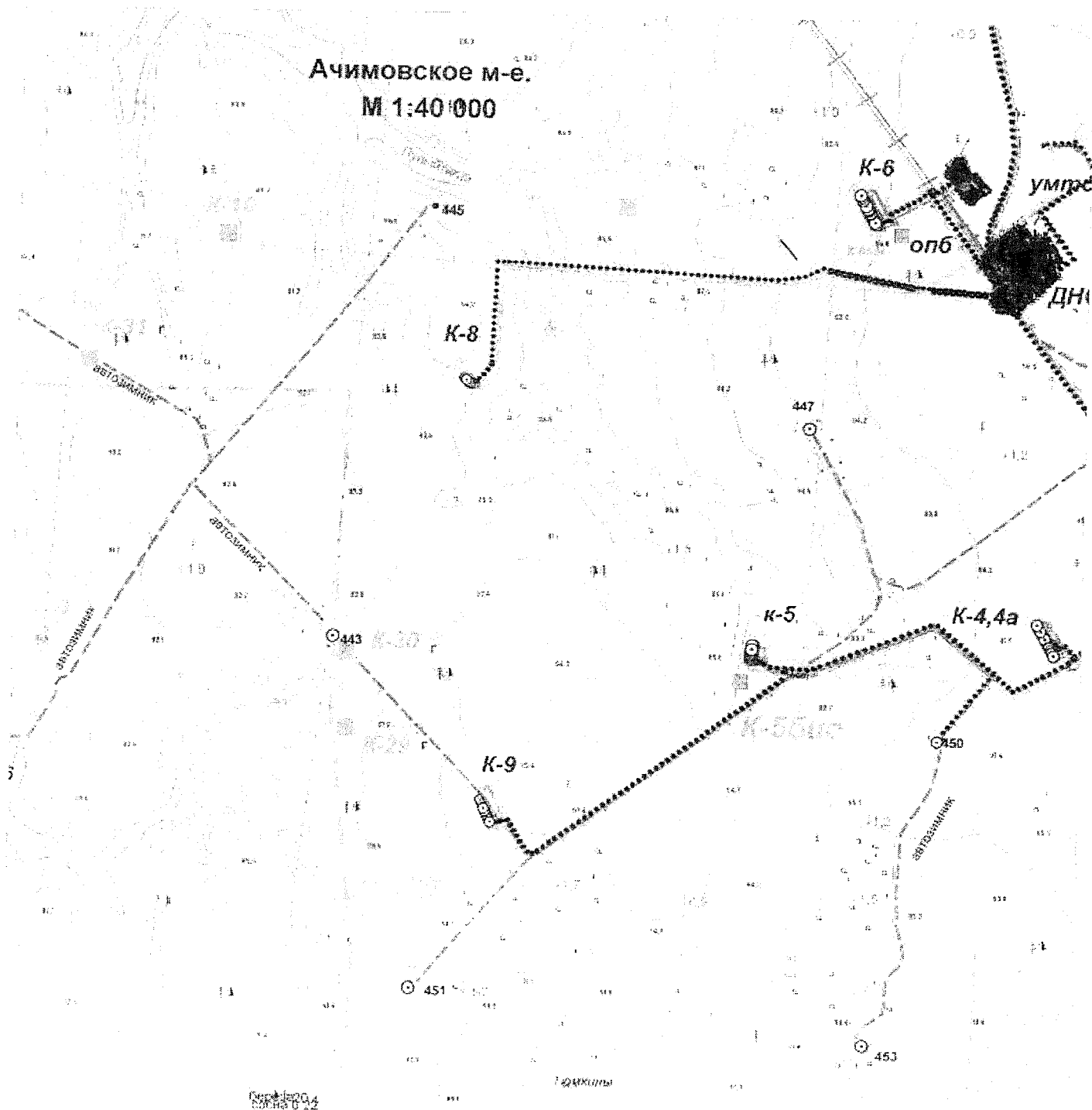
Начальник департамента  
геологии и недропользования

М.О.Перегудов

Печ. (подпись) А.А.  
14.05.2014

14.05.2014

M 1:40:000





Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

№ 18/00018 2014 г.  
На № 115-461

№ ОТН-57  
от 28 мая 2014 г.

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

Об исходных данных по кустовым  
площадкам

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

№ п/п	№ куста	Месторож- дение	Система координат 1963г.		НДС
			Координаты X	Y	
1.	30	Ачимовское	648402	350479	0°

Примечание: ГНП-26/11

Главный маркшейдер

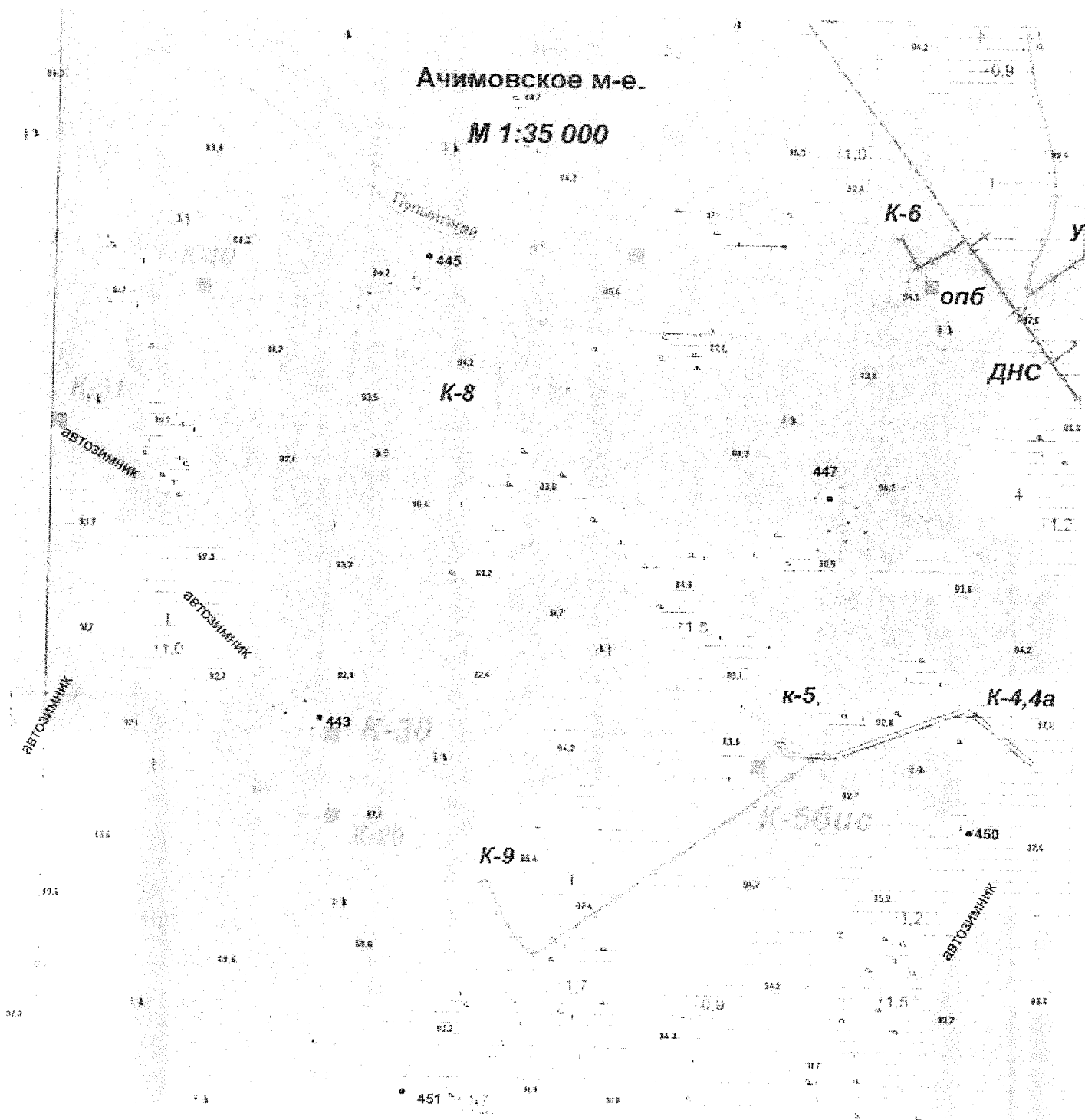
А.А.Новичков

Начальник департамента  
геологии и недропользования

М.О.Перегудов

Ачимовское м-е.

М 1:35 000





Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

№ 10-46-08 2014 г.  
На № 10-46-08

№ 10-56-08  
от 28.08.2014 2014 г.

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

Об исходных данных по кустовым  
площадкам

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

№ п/п	№ куста	Месторож- дение	Система координат 1963г.		НДС
			Координаты X	Y	
1.	31	Лчимовское	650501	348579	180°

Примечание: ТПН-20 уг.

Главный маркшейдер

Начальник департамента  
геологии и недропользования

А.А.Новичков

М.О.Перегудов

Иск. Водополь А.И.  
Тел. 46-880

Ачимовское м-е.

№ 187

М 1:35 000

Путь

• 445

К-8

К-6

опб

ДНС

447

• 443

К-5

К-4,4а

К-9

• 450

451

автомобиль

автомобиль

автомобиль

автомобиль





Приложение №6

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

25.06.2014 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ 17-46/001  
от \_\_\_\_\_ 2014 г.

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

*О проектировании*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

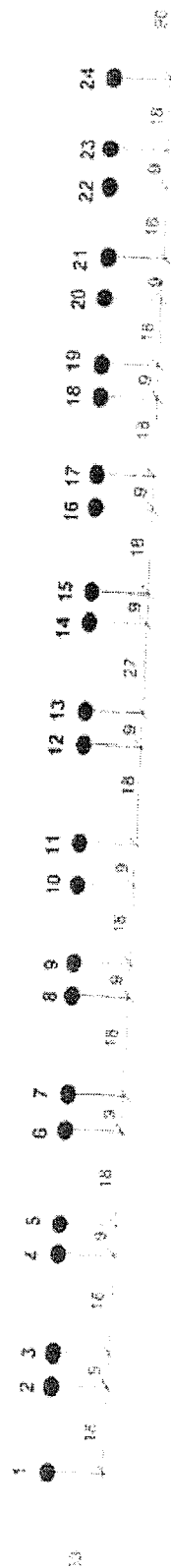
На основании Регламента взаимоотношений между службами ОАО «СН-МНГ» о разработки проектной документации, направляю Вам схемы разбуривания кустовых площадок с указанием расстояния между скважинами и количеством отходов бурения с одной скважины:

1. КП № 11,29,34,36 Ачимовского м/я;
2. КП № 9 3-Асомкинского м/я;
3. КП № 105,113 Локосовского м/я;
4. КП № 187 Аганского м/я;
5. КП № 1,3,4,6 Ю-Островного м/я;
6. КП № 58 Тайлаковского м/я;
7. КП № 43 Кетовского м/я;
8. КП № 18,20 С-Островного м/я;
9. КП № 252 Ватинского м/я.

Начальник ПТО

А.Н. Терешун

СЛОВА НАЗВУВАЮЩАЯСЯ КИТА № 22 АМ/ХОВСКОГО МЕТОДА № 1019 (на 20.05.14 г.)  
 Словосочетание из 10 точек связано до КРНБ 1 - 65 м  
 Диаметрная зона - 95 м



Словосочетание из 10 точек связано до КРНБ 1 - 65 м  
 Диаметрная зона - 95 м

ИЗДАНИЕ ДОО ДОО ДОО ДОО ДОО

ИЗДАНИЕ ДОО ДОО ДОО ДОО ДОО

СЛОВА НАЗВУВАЮЩАЯСЯ КИТА № 22 АМ/ХОВСКОГО МЕТОДА № 1019

БРОСЬ ДА

ПЕРЕКРЕСТНО

УКАЗА ДИ



Приложение №6

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

от 16 июня 2014 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ 15-46/603  
от \_\_\_\_\_ 2014 г.

Начальнику ДНПТгТ  
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 разбуривания кустовых площадок с указанием расстояния между скважинами и количество отходов бурения с одной скважины:

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

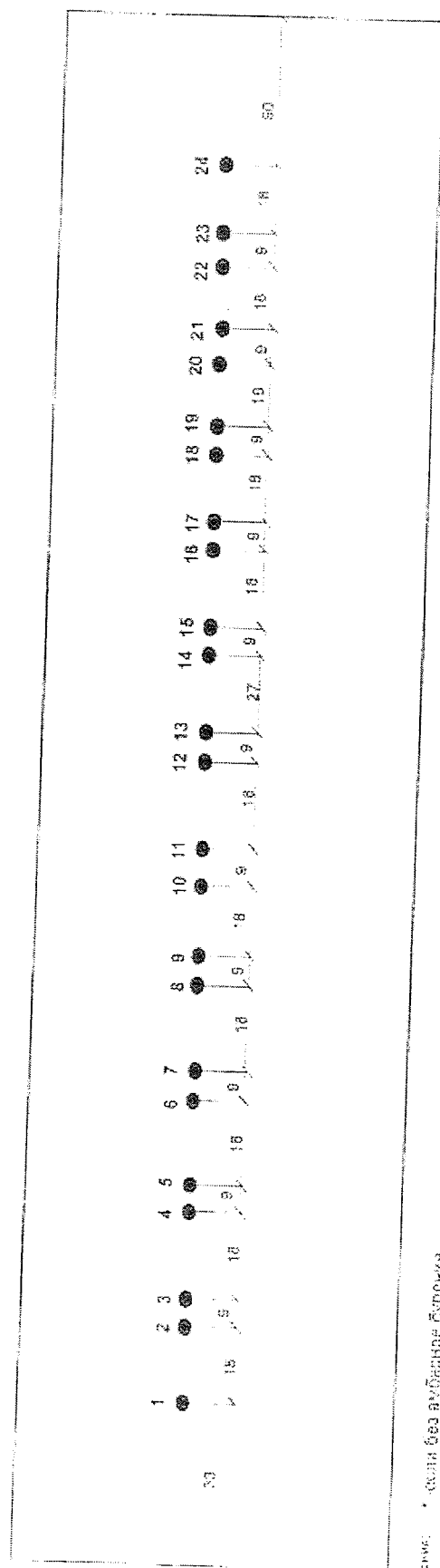
Начальник

Д.А. Брюхов

Ураган Д.Н.  
2014 г.

15-46/603  
16.06.14

СХЕМА РАЗУВРІВАННЯ КУСТА №30 АЧИМОВСЬКОГО МЕСТОРОДЖЕННЯ (на 02.06.14 г.)  
 1 - об'єкти БУ і отутиє сиріжаче до крїнь 1 - 65 м  
 Довжина зона - 80 м



Примечание: \* сква без анбарное бурение

Андрей Д.А. СКАМІН

Інженер Д.І.Н.С.А.С. СКАМІН

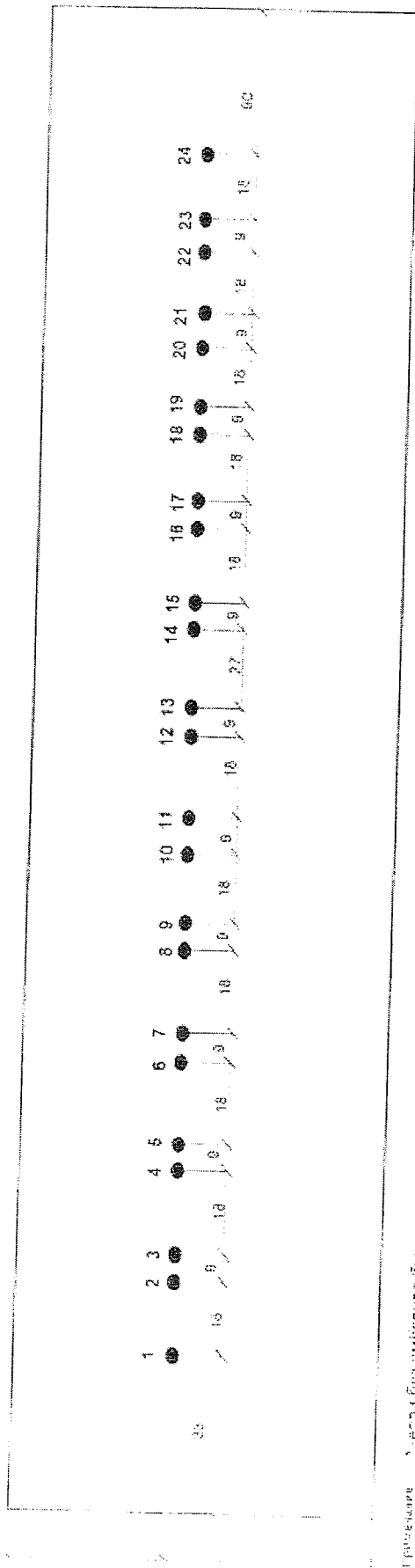
Інженер Д.І.Н.С.А.С. СКАМІН

Бригада Д.А.

Передаток Д.А.

Учасник Д.І.

ОСНОВА РАЗЪЯВЛЕНИЯ КУСТА № 31 АЧМСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (на 02.05.14 г.)  
 1 - ДОРОЖКА БУ (от устья скважины до КР-46) - 85 м  
 Девятидзержинская - 50 м



Генеральный директор ООО "С.М.НП"

Начальник ДПН ООО "С.М.НП"

И.О. Генерального директора ООО "С.М.НП"

Ершов Д.А.

Парфутин М.О.

Урбанов Д.И.



Приложение №7

Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ОТДЕЛ АВТОМАТИЗАЦИИ**

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684  
тел. (34643) 4-14-66, факс (34663) 4-19-07

27 июня 2014 г.

На № \_\_\_\_\_

№ 21-19-460

от \_\_\_\_\_ 201\_ г.

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

*О предоставлении ТУ.*

На Ваш запрос, направляю технические условия для проектирования разделов  
АСУ ТП следующих кустовых площадок:

Тайлаковское м.р. КП №№ 55, 13-6, 122, 89, 63, 58, 88, 118, 82, 46, 78, 9, 52, 42;

Аганское м.р. КП № 187;

Ачимовское м.р. КП №№ 31, 30, 29, 34, 36;

Ватинское м.р. КП №№ 42, 203, 222, 253, 252, 230;

Локосовское м.р. КП №№ 113, 105.

Приложение:

ТУ

28 экз.

Начальник отдела

С.В. Наливайко

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

### **«ОБУСТРОЙСТВО АЧИМОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 29».**

#### **1. Основные технические решения**

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Ачимовского месторождения нефти. Куст скважин 29», 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:

- ВНП 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 № 29 в составе:*

- замерная установка АЧЗУ;
- скважины с насосами ОПН;
- блок треножек БГ;
- установки дозирования химреагентов УДХ;
- система контроля электрообогрева обратных линий нефтедобывающих скважин.

#### **3. Структура АСУ ТП**

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Ачимовского месторождения нефти. Куст скважин 29» с использованием станции телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СМЗКМ, вывод информации осуществлять в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НПД - 4 Ачимовского месторождения Ачинского НПД с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000», разработки «НКТ АСУ-Нефть» г. Тюмень.

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

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

### *1. Нижний уровень системы управления в составе:*

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

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

### *2. Верхний уровень системы управления:*

Верхний уровень – это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-4 Ачимовского месторождения нефти Аганского НГДУ.

## **4. Функции АСУ ТП**

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

#### *Нижний уровень:*

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

#### *Верхний уровень:*

- сбор и концентрация информации о ходе технологического процесса, поступающей от контроллеров нижнего уровня управления;
- внутренняя обработка и хранение информации, формирование базы данных;
- индикация и регистрация информации, реализации 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.

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

- автоматическое регулирование режимных технологических параметров;
- автоматическое и дистанционное управление приводами основных механизмов, защита и блокировка 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 № 29:

### 1. Скважины с ЭЦН

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

### 2. Замерная установка «АГЗУ»

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

В состав автоматизированной замерной установки входит:

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

В состав блока аппаратурного входят:

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

Станция телемеханики СТК-ЗК включает в себя:

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

### Приложение № 1.1:

*Станция СТК-ЗК и 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 выдачи 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 выполнении команд на переключение ИСМ;
- низкое газосодержание в емеев (отсутствие полного вытеснения жидкости из ИК за минимальный 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 КПО («открыт», «закрыт», в промежуточном положении);

- положение ИСМ;

- 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 дозирочных насосов;

- контроль текущего уровня реагента;

- контроль температуры химреагента;

- контроль температуры в блоке;

- контроль загазованности;

- сигнал о состоянии силового электрооборудования;

- сигнал о несанкционированном доступе;

- сигнал о пожаре в блоке;

### 4. Закачка рабочего агента в пласт

Проектом предусмотреть:

- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков электромагнитных Вилет 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) КИ - 29.

### 5. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин

Проектом предусмотреть:

- вывод информации в систему телемеханики АДКУ-20001 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 КТПП.

Предусмотреть использование шкафов управления в климатическом исполнении от -50 до +50°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.

Электрообогрев системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

## **6. Технические средства АСУ ТП**

### **Куст скважин 29.**

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

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

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

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

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

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

#### **Контроль давления**

Для местного измерения давления применить манометры показывающие «МПЗ-У» и «МП4-У», ОАО «Манометр» 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 лугевой (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 телемеханика АДКУ-2000) в режиме реального времени, посредством СЧМ-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 СЧМУ -50...+100 С) и состояния обогревателя (использовать «сухие» контакты магнитного пускателя) на верхний уровень в режиме реального времени, посредством СЧМ-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 БМ-А/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 № 29:

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

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

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

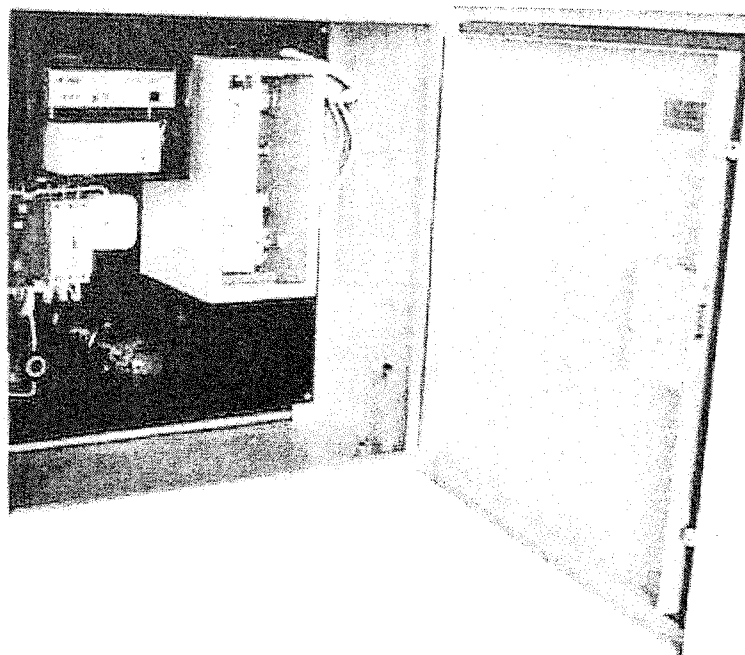
Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем КСВВ 2х0,5 и КВВГнг-LS 4х1,5, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водонепроводных трубах.

Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее посредством СГМ-ЗКМ передать на АРМ оператора ГМ, установленный в АБК НПБ-4 Ачинского месторождения нефти. Ачинского ИДЦ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Ачинского м/р. Куст скважин № 29.»  
до 27.06. 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



# ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО АЧИМОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 29.

## 1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НПТ-4 Ачимовского месторождения нефти, Аганского ИГДУ и кустовыми контроллерами реализовать по радиоканалу при помощи радиостанции Motorola GM 340. На кустовой площадке радиостанция Motorola GM - 340 устанавливается в блоке аппаратурном - в станцию телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ/ЗКМ и силовой частью.

Предусмотреть размещение АФУ на прожекторной мачте.

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

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

Передача сигналов по радиоканалу УКВ осуществляется через центральную радиостанцию (БС-1) в диспетчерский пункт контроля и управления.

В качестве радиостанции на БС-1 применяется Motorola «GM-340». Рабочая частота 157,4500 МГц. Радиостанция установлена в АБК НПТ-4 Ачимовского месторождения нефти, Аганского ИГДУ.

АФУ БС-1 расположена снаружи здания на высоте 40 метров. Коэффициент усиления антенны 9 дБ. Существующая базовая станция БС-1 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-четыре её высоты;
- 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 № 07-003628 от 06.04.2007 срок действия до 31.12.2016г.*

*1 экз. 4 листа.*

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Ачимовского м/р. Куст скважин № 29.» до 27.06. 2015г.

Начальник ОА

С.В. Наливайко



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

г. Москва, 7, Москва, 125375  
Справочная: 771-82-73  
Факс: 771-82-54  
E-mail: info@rossvyaz.ru

№

от

**РАЗРЕШЕНИЕ**

на использование радиочастот или радиочастотных каналов  
№ 07-003628

От 06.04.2007  
(дата выдачи)

Срок действия до: 31.12.2016  
(дата)

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

Место нахождения (жительства) пользователя: Западная № 8 ул. г. Мегион, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, 628684  
8605016748

ИНН:

Служба радиосвязи:

Назначение РЭС:

Район установки РЭС:

сухопутная подвижная

выделенная сеть связи

Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление от 23.11.2006 № АК 4139/03, 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 27.10.2006 № 05-3-031241.

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

Заместитель руководителя

С.А. Буланча

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



Приложение  
к разрешению на использование  
радиочастот или радиочастотных каналов  
от «26» 04/2007 № 07-003628

## 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 другим пользователям 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.

1.6. 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.

1.7. 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.

1.8. Пользователь обязан вносить плату за использование радиочастотного спектра. Пролетание 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, недостоверной или искаженной информации, повлиявшей на принятие решения о присвоении (назначении) радиочастот или радиочастотных каналов, Федеральное агентство связи вправе обратиться в суд с требованием о прекращении или непродлении срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

## 2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС.

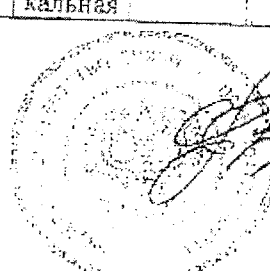
Использование радиочастот или радиочастотных каналов разрешается без создания помех РЭС, используемых для нужд государственного управления, президентской связи, правительственной связи, нужд обороны страны, безопасности государства и обеспечения правопорядка, и без предъявления претензий на помехи со стороны указанных РЭС в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации.

## 3. Частотно-территориальный план радиоэлектронного 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:	8K50F3D	
Мощность излучения АС	стационарных - до 10 Вт	

Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня земли	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лепестка антенны / поляризация	Мощность иссушей на выходе передатчика (на канал)	№ канала	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передачи АС)
	<i>град, мин</i>	<i>м</i>	<i>дБ</i>	<i>град</i>	<i>Вт</i>		<i>МГц</i>	<i>МГц</i>
БС-1	Нижневартовский рн, Ачимовское месторождение, ДНС 60N02 75E27	40	9,0	0-360° / вертикальная	10,0		157,4500	157,4500
Стационарные АС	В зоне действия БС-1	до 15	9,0	0-360° / вертикальная	10,0		157,4500	157,4500

Заместитель руководителя  
Федерального агентства связи



С.А. Буданча

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

### **«ОБУСТРОЙСТВО АЧИМОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 30».**

#### **1. Основные технические решения**

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Ачимовского месторождения нефти. Куст скважин 30», 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:

- ВГПН 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 № 30 в составе:*

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

#### **3. Структура АСУ ТП**

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Ачимовского месторождения нефти. Куст скважин 30» с использованием станции телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СМЗКМ. вывод информации осуществлять в существующий шестичерный пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК ЦТП - 4 Ачимовского месторождения Аганского НПТУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000-», разработки «ПКБ АСУ-Нефть» г. Тюмень.

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

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

### **1. Нижний уровень системы управления в составе:**

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

Данное оборудование обеспечивает:

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

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

### **2. Верхний уровень системы управления:**

Верхний уровень – это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-4 Ачимовского месторождения нефти Аганского НГДУ.

## **4. Функции АСУ ТП**

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

#### **Нижний уровень:**

- сбор и первичная обработка технологической информации, поступающей от датчиков и измерительных преобразователей;
- управление технологическим процессом на основе собранной технологической информации и команд, поступивших с верхнего уровня управления;
- обмен информацией (прием и передача) с верхним уровнем управления;
- автоматизированное управление элементами 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 осуществлять следующие основные функции АСУ ТП по контролю и управлению этими объектами:

- автоматическое регулирование режимных технологических параметров;
- автоматическое и дистанционное управление приводами основных механизмов, задвиги и задвижки 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 № 30:

### 1. Скважины с ЭЦН

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

### 2. Замерная установка «АГЗУ»

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

В состав автоматизированной замерной установки входит:

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

В состав блока аппаратного входят:

- станция телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ-ЗКМ и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Интротест»);

- станция управления АГЗУ (разработка завода-изготовителя)

Станция телемеханики СТК-ЗК включает в себя:

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

Приложение № 1,1:

*Станция СТК-ЗК и 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 - ИП):
- 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 цифровой информации (далее - СП):

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

### *4. Закачка рабочего агента в пласт*

Проектом предусмотреть:

- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков электромагнитных Визит ННД 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) КН – 30.

### *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 разместить на площадке обслуживания КПП.

Предусмотреть использование шкафов управления в климатическом исполнении от -50 до +50° 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.
- Электрообогрев системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электропоставляющей организацией.

## **6. Технические средства АСУ ТП**

### **Куств скважин 30.**

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 ПУО».

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

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

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

### **Контроль давления**

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

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

### **Контроль уровня**

Для дистанционной сигнализации уровня в дренажной емкости и емкости дождевых стоков применить Преобразователь магнитный поплавковый «ПМП-052», НИИ "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+) в режиме реального времени, посредством СДМ-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 обогрева (использовать «сухие» контакты магнитного пускателя) на верхний уровень, в режиме реального времени, посредством СДМ-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-1, должны иметь взрывозащищенное исполнение типа "взрывонепроницаемая оболочка".

### *Электронипание технических средств АСУ ТП*

Для электронипания 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 № 30;

замерная установка (БГ);

блок аппаратурный (БА);

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

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

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

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

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

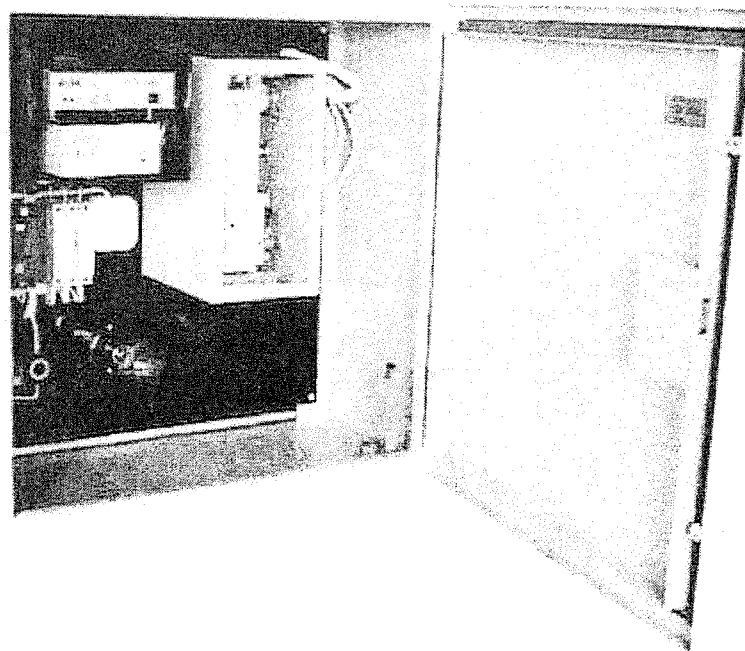
Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее посредством СЦМ-ЗКМ передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НПТ-4 Ачимовского месторождения нефти. Аганского ПГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Ачимовского м/р. Куст скважин № 30.» до 27.06. 2015г.

Начальник ОА

С.В. Наливайко





#### Станция СТК-ZK реализует:

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

Станция СТК-ZK содержит:

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

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

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

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

#### Технические характеристики:

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

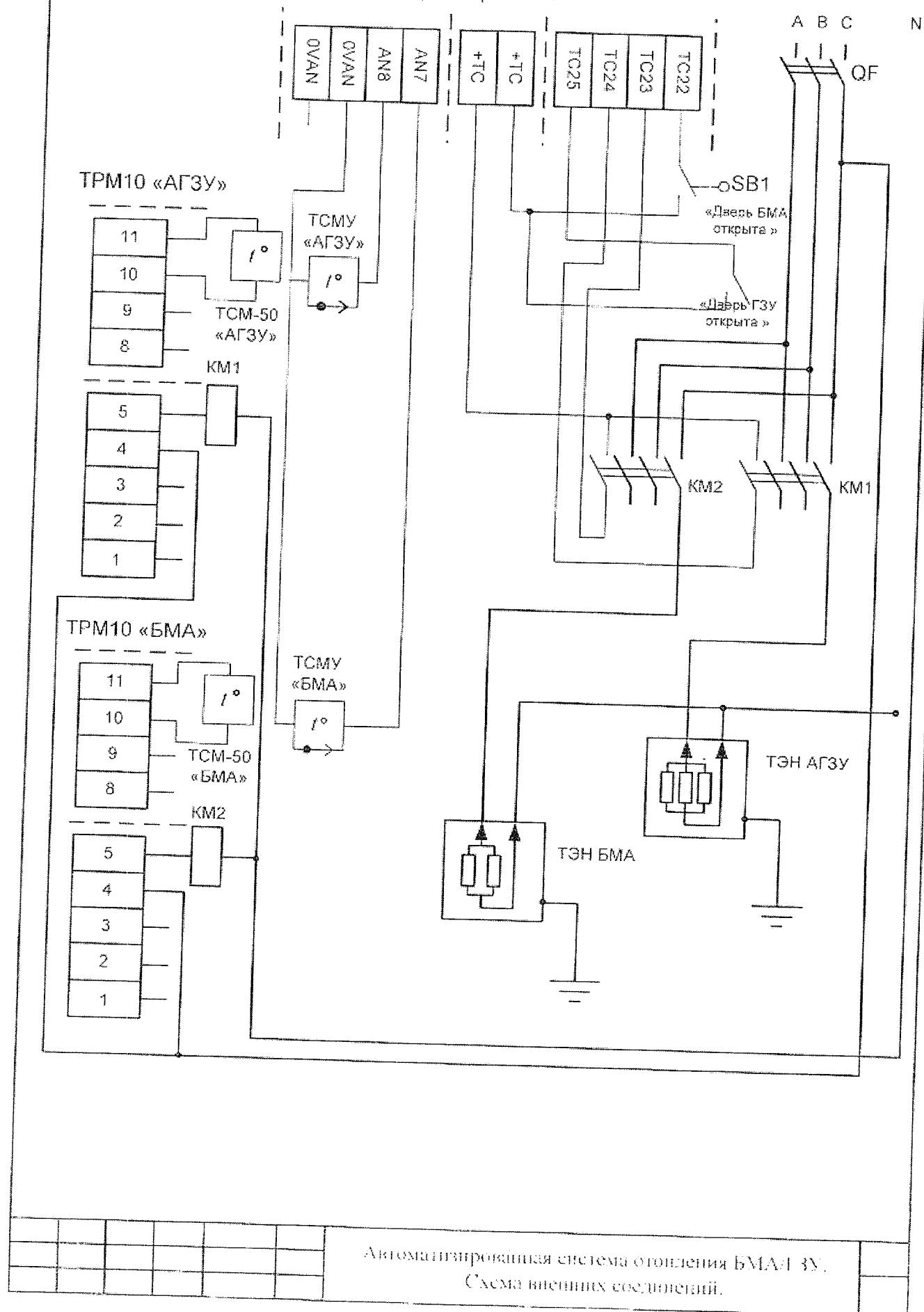
Масса, кг, не более: 40

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

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВт: 5

### Разъем X1 «Объект» контроллера СТМ



# ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО АЧИМОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 30.

## 1. Радиоканал АСУ ТП

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НПП-4 Ачимовского месторождения нефти, Аганского ИГДУ 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-ZK с встроенным мастер-контроллером СТМ ZKM и силовой частью.

Предусмотреть размещение АФУ на прожекторной мачте.

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

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

Передача сигналов по радиоканалу УКВ осуществляется через центральную радиостанцию (БС-1) в диспетчерский пункт контроля и управления.

В качестве радиостанции на БС-1 применяется Motorola «GM-340». Рабочая частота 157,4500

МГц. Радиостанция установлена в АБК НПП-4 Ачимовского месторождения нефти, Аганского ИГДУ. АФУ БС-1 расположена снаружи здания на высоте 40 метров. Коэффициент усиления антенны 9 дБ. Существующая базовая станция БС-1 обеспечивает передачу данных к

существующему АРМ оператора АСУ ТП по существующему кабелю RS-232.

При размещении антенны необходимо учитывать следующие факторы:

- антенну необходимо располагать в стороне от отражающих объектов;
- от больших по размерам препятствий антенная мачта должна быть удалена на расстояние, превышающее три-четыре её высоты;
- 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 № 07-003628 от 06.04.2007 срок действия до 31.12.2016г.

1 из 4 листа.

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Ачимовского м/р. Куст скважин № 30.» до 27.06. 2015г.

Начальник ОА

С.В. Наливайко



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

ул. Тверская, 3, Москва, 125375  
Справочная: 771-82-73  
Факс: 771-87-54  
Сайт: [ministry.ru](http://ministry.ru)

№

п. 56

**РАЗРЕШЕНИЕ**  
на использование радиочастот или радиочастотных каналов  
№ 07-003628

От 06.04.2007  
(дата выдачи)

Срок действия до: 31.12.2016  
(дата)

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

Место нахождения (жительства) пользователя: Западная № 8 ул., г. Мегион, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, 628684  
ИНН: 8605016748

Служба радиосвязи:

сухопутная подвижная

Назначение РЭС:

выделенная сеть связи

Район установки РЭС:

Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление от 28.11.2006 № АК 4139/03, 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 27.10.2006 № 03-3-031241.

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

Заместитель руководителя

С.А. Буланча

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

Приложение  
к разрешению на использование  
радиочастот или радиочастотных каналов  
от «РР» № 2007 № 07-003628

## 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 населения 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. Пролонгация 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 девятьдесят дней.

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

1.11. При наличии в документах, представленных заявителем, недостоверной или искаженной информации, повлиявшей на принятие решения о присвоении (назначении) радиочастот или радиочастотных каналов, Федеральное агентство связи вправе обратиться в суд с требованием о прекращении или аннулировании срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

## 2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС.

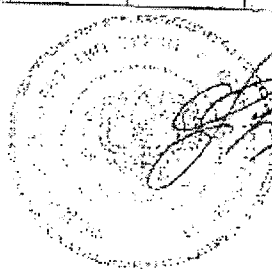
Использование радиочастот или радиочастотных каналов разрешается без создания помех РЭС, используемых для нужд государственного управления, президентской связи, правительственной связи, нужд обороны страны, безопасности государства и обеспечения правопорядка, и без предъявления претензий на помехи со стороны указанных РЭС в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации.

## 3. Частотно-территориальный план радиоэлектронного 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:	8K50F3D	
Мощность излучения АС	стационарных - до 10 Вт	

Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня зем.пл.	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лепестка антенны/ поляризация	Мощность несущей на выходе передатчика (на клемм.)	№ канала	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передачи АС)
	град, мин	м	дБ	град	Вт		МГц	МГц
БС-1	Нижневартовский рн, Ачимовское месторождение, ДНС 60N02 75E27	40	9,0	0-360/0/вертикальная	10,0		157,4500	157,4500
Стационарные АС	В зоне действия БС-1	до 15	9,0	0-360/0/вертикальная	10,0		157,4500	157,4500

Заместитель руководителя  
Федерального агентства связи



С.А. Буланча

# ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА «ОБУСТРОЙСТВО АЧИМОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 31».

## 1. Основные технические решения

Проектом предусмотрено комплектовать автоматизацию «Обустройство Ачимовского месторождения нефти. Куст скважин 31», обеспечивающую централизованное управление 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:

- ВГПП 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 № 31 в составе:*

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

## 3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Ачимовского месторождения нефти. Куст скважин 31» с использованием станции телемеханики СИК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СИМ, ЗКМ, вывод информации осуществлять в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ГМ, установленный АБК ППТ - 1 Ачимовского месторождения Ачимского ПЗДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000», разработки «НКТ 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 СТМ-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ-ЗКМ, с установкой блоке местной автоматики на кустовой площадке.

Данное оборудование обеспечивает:

- сбор и первичную обработку технологических данных;
- обмен информацией с верхним уровнем управления;
- управление технологическими объектами на основе собранной информации и команд,

поступающих с верхнего уровня управления или от оператора-технолога. На верхний уровень с объектов кустовой площадки передается необходимая информация о значениях технологических параметров и состоянии основных насосных агрегатов.

#### **2. Верхний уровень системы управления:**

Верхний уровень - это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-4 Ачимовского месторождения нефти Аганского НГДУ.

### **4. Функции АСУ ТП**

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

#### **Нижний уровень:**

- сбор и первичная обработка технологической информации, поступающей от датчиков и измерительных преобразователей;
- управление технологическим процессом на основе собранной технологической информации и команд, поступивших с верхнего уровня управления;
- обмен информацией (прием и передача) с верхним уровнем управления;
- автоматизирование 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 осуществлять следующие основные функции АСУ ТП по контролю и управлению этими объектами:

- автоматическое регулирование режимных технологических параметров;
- автоматическое и дистанционное управление приводами основных механизмов, танков и обжарки 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 № 31:

### **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-комплексным устройством и поставляется с системой контроля и автоматики заводом-изготовителем.

В состав автоматизированной замерной установки входят:

- блок технологический (БТ);

- блок аппаратный (БА).

В состав блока аппаратного входят:

- станция телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером CIM ZKM и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Нитротест»);

- 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 GIM 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 выполнении 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 КГО («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-комплексным 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 Вэлес ИПД 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) КН – 31.

### 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 КТНН.

Предусмотреть использование шкафов управления в климатическом исполнении от -50 до +50°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 31.**

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

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

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

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

- аналоговые (токовые 4-20 мА) для контроля и регулирования режимных технологических параметров;

- частотно-импульсные сигналы для контроля учетных технологических параметров;

- дискретные типа «сухой контакт», для сигнализации предельных значений технологических параметров.

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

### **Контроль давления**

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

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

### **Контроль уровня**

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

### **Контроль доступа в БТ и БА**

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

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

Выключатели расположить на входных дверях БТ и БА, сигналы об открытии/закрытии дверей вывести на верхний уровень (система телемеханики АДКУ-2000+) в режиме реального времени, посредством 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...+160 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 OVEN TPI 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-1 должны иметь взрывозащищенное исполнение типа "взрывозащищаемая 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 № 31:

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

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

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

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

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

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

Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее по кабелю СТМ-З/КМ передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НПТ-4 Ачинского месторождения нефти, Ачинского НПДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Ачинского м/р. Куст скважин № 31.»  
до 27.06. 2015г.

Начальник ОА

С.В. Наливайко



#### Станция СТК-ZK реализует:

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

Станция СТК-ZK содержит:

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

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

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

В модифицированных вариантах СТК-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

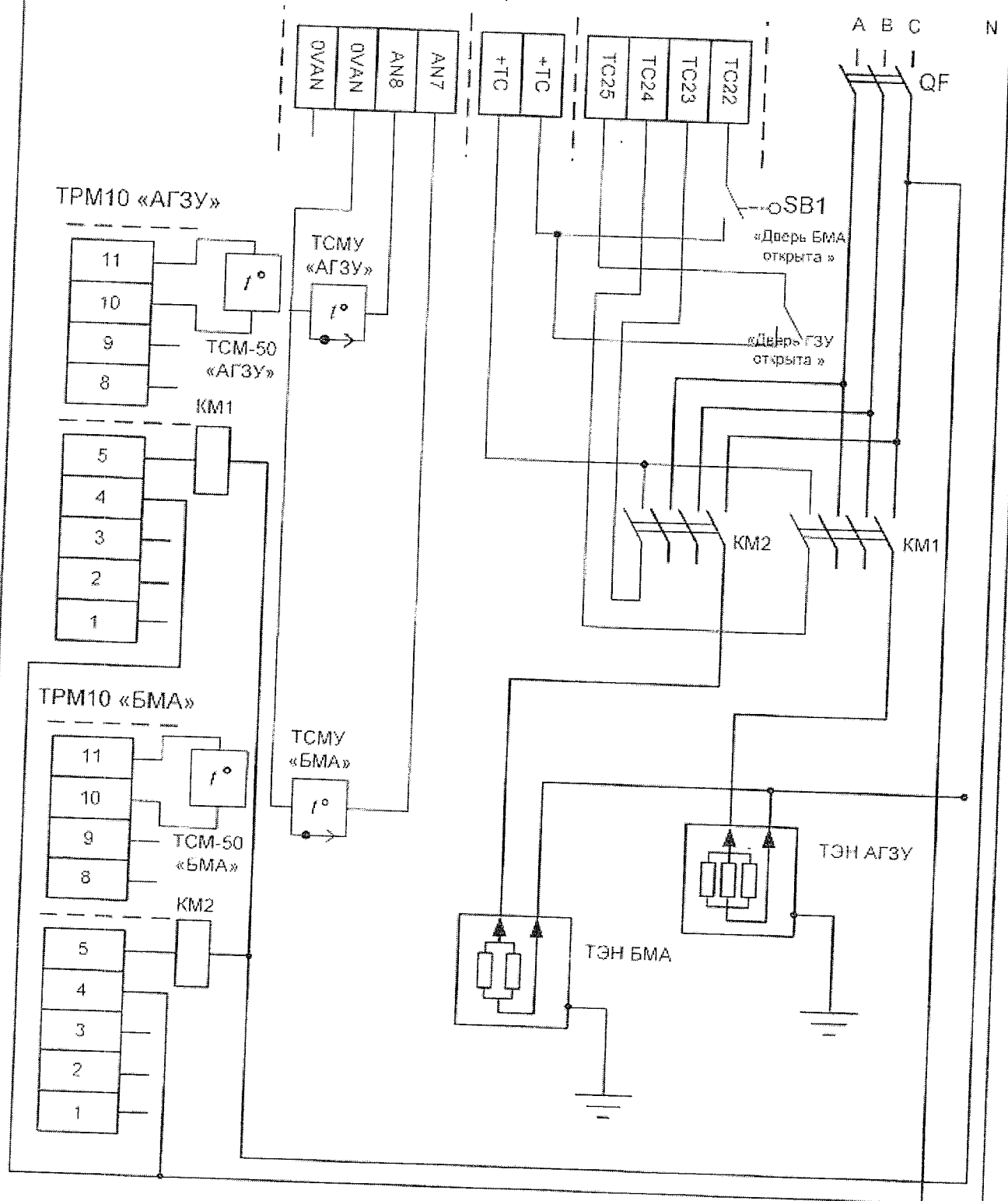
Масса, кг, не более: 40

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

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммулируемая мощность, кВА: 5

Разъем X1 «Объект»  
контроллера СТМ



Автоматизированная система отопления БМА-АГЗУ.  
Схема внешних соединений.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ  
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ  
ДЛЯ ОБЪЕКТА  
ОБУСТРОЙСТВО АЧИМОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ.  
КУСТ СКВАЖИН № 31.**

**1. Радиоканал АСУ ТП**

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НПП-4 Ачимовского месторождения нефти, Аганского НГДУ и кустовыми контроллерами реализовать по радиоканалу при помощи радиостанции Motorola GM 340. На кустовой площадке радиостанция Motorola GM - 340 устанавливается в блоке аппаратурном - в станцию телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗКМ и силовой частью.

Предусмотреть размещение АФУ на прожекторной мачте.

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

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

Передача сигналов по радиоканалу УКВ осуществляется через центральную радиостанцию (БС-1) в диспетчерский пункт контроля и управления.

В качестве радиостанции на БС-1 применяется Motorola «GM-340». Рабочая частота 157,4500 МГц. Радиостанция установлена в АБК НПП-4 Ачимовского месторождения нефти, Аганского

НГДУ. АФУ БС-1 расположена снаружи здания на высоте 40 метров. Коэффициент усиления антенны 9 дБ. Существующая базовая станция БС-1 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 волны.

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.

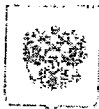
*Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 07-003628 от 06.04.2007 срок действия до 31.12.2016г.*

*Лист 4 из 4.*

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Ачимовского м/р, Куст скважин № 31.» до 27.06. 2015г.

Начальник ОА

С.В. Паливайко



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

ул. Тургенев, 1, Москва, 125375  
Служебная: 771-82-73  
Факс: 771-87-54  
E-mail: info@rosnau.ru

№

**РАЗРЕШЕНИЕ**  
на использование радиочастот или радиочастотных каналов  
№ 07-003628

От 06.04.2007  
(дата выдачи)

Срок действия до: 31.12.2016  
(дата)

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

Место нахождения (жительства) пользователя: Западная № 8 ул. 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: заказание от 28.11.2006 № АК 4139/03, 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 27.10.2006 № 05-3-031241.

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

Заместитель руководителя

С.А. Буланча

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



Приложение  
к разрешению на использование  
радиочастот или радиочастотных каналов  
от «РР» 04.2007 № 07-003628

## 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. Месты 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. Пролонгация 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 ст. 11 ст. 24 Федерального закона от 07.07.2003 № 126-ФЗ «О связи».

1.11. При наличии в документах, представленных заявителем, недостоверной или искаженной информации, повлиявшей на принятие решения о присвоении (назначении) радиочастот или радиочастотных каналов, Федеральное агентство связи вправе обратиться в суд с требованием о прекращении или непродлении срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

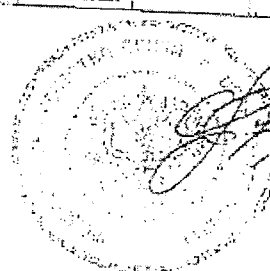
## 2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС.

Использование радиочастот или радиочастотных каналов разрешается без создания помех РЭС, используемых для нужд государственного управления, президентской связи, правительственной связи, нужд обороны страны, безопасности государства и обеспечения правопорядка, и без предъявления претензий на помехи со стороны указанных РЭС в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации.

## 3. Частотно-территориальный план радиоэлектронного 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:		8K50F3D						
Мощность излучения АС		стационарных - до 10 Вт						
Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня земли	Коэффициент усиления антенны	Азимут / угол места главного лепестка антенны / поляризация	Мощность несущей на выходе передатчика (на канал)	№ канала	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передачи АС)
БС-1	град, мин Нижевартковский рп, Ачимовское месторождение, ДНС 60N02 75E27	м 40	дБ 9,0	град 0-360/ 0/ вертикальная	Вт 10,0		МГц 157,4500	МГц 157,4500
Стационарные АС	В зоне действия БС-1	до 15	9,0	0-360/ 0/ вертикальная	10,0		157,4500	157,4500

Заместитель руководителя  
Федерального агентства связи



С.А. Буланча

**«Обустройство Ачимовского месторождения нефти. Кусты скважин №29, 30, 31»**  
(полное наименование объекта)

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

№ п/п	Признаки	Идентификация по признакам	Примечание
<b>Кусты скважин №29, 30, 31 (технологическое оборудование, сооружения кустов скважин)</b>			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: - для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); - для закачки пластовой воды в систему ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относится 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 - АП 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	
<b>Нефтеоборы от кустов скважин №29, 30, 31 до точек врезок в существующую систему</b>			
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 относится.	
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	Относится к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ - нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АП (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	

**Высоконапорные водоводы от точек врезок существующей системы до кустов скважин №29, 30, 31**

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 относится.	
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	Относится к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ - нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная	Категория наружных установок по	В соответствии с

	опасность	взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	главой Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.	7
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет		
7	Уровень ответственности	Повышенный		
<b>ВЛ-6кВ на кусты скважин №29, 30, 31</b>				
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 относится к опасным производственным объектам.		
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья Федерального закона №123-ФЗ	27
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет		
7	Уровень ответственности	Повышенный	Проложены в одном коридоре с нефтегазосборным трубопроводом (опасными производственными объектами).	
<b>Автомобильные дороги на кусты скважин №29, 30, 31</b>				
1	Назначение	Внутрипромышленные 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	Вероятность землетрясений, карстовых		

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

Ведущий инженер ОПМ ДПРПОМ

М.Н.Смирнов

Ачимовское месторождение  
Геологическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Пласты						Пласты					
	Б <sub>10</sub>	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>		Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>		Ач <sub>1</sub> <sup>1</sup>		Ач <sub>1</sub> <sup>2</sup>		Ач <sub>2</sub> <sup>3</sup>		Ач <sub>2</sub> <sup>4</sup>
Залежь месторождения	скв. 443	основ.	скв. 456	основ.	скв. 452	основ.	скв. 456	основ.	скв. 456	основ.	скв. 456	скв. 456
Средняя абсолютная отметка залегания, м	2 424	2 791	2 834	2 802	2850	2 802	2845	2 714	2 700	2 730	2 724	2 745
Тип залежи	пласт.	литол.	пласт.	литол.	струк.	литол.	водолл.	литол.	пласт.	литол.	пласт.	литол. экран.
Тип коллектора	свод.	экран.	свод.	экран.	литол.	экран.	свод.	экран.	свод.	экран.	свод.	литол. экран.
Площадь нефтеносности, км <sup>2</sup>	17,07	85,94	1,96	72,66	3,88	2,02	2,02	109,32	6,34	32,65	2,67	2,09
Размер залежи, км <sup>2</sup>	7х1,95	12,4х10,8	2,1х1,1	10,5х7,5	4,0х1,2	2,1х1,2	2,1х1,2	13,3х9,5	3,6х2,2	7,6х4,6	2,5х1,3	2,2х1,2
Абсолютная отметка ВНК, м	-2 435	-2 844	-2 837	-2 835	-2 855	-2 848	-2 848	-2 755	-2 735	-2 757	-2 735	-2 750
Средняя общая толщина, м	17,5	3,1		9,7				14,3		10,5		4,8
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	3,0	2,0	1,9	4,4	2,7	1,0		5,2	2,9	2,7	2,5	1,5
Средняя пористость, %	18	18	19	18	19	18		16	16	16	16	17
Средняя нефтенасыщенность, %	58	59	55	55	56	48		52	57	52	57	58
Средняя проницаемость, мД	-	41		9,3				1,1		-		53
Коэффициент песчаности, %	34,3	58,6		49,9				33,6		14,0		25,0
Коэффициент расчлененности, ед.	5,5	1,5		2,9				5,8		4,7		3
Средняя толщина песчаных пропластков, м	1,2	1,6		2,1				1,0		1,0		0,8
Средняя толщина глинистых пропластков, м	1,9	0,4		1,3				2,5		1,5		1,3
Плотность и истовая температура, °С	-	91		92				85		85		-
Начальное пластовое давление, МПа	-	29,4		29,5				28,5		28,5		-
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	14		12,02								-
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	-	1,12		1,56								-
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	-	790		796								-
Плотность нефти в поверхн. условиях, кг/м <sup>3</sup>	857	868		864				867		867		867
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,155	1,166		1,143						1,133		
Содержание серы в нефти, %	1,3	1,33		1,47						1,46		
Содержание парафина в нефти, %	1,43	1,91		1,79						1,82		
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	59	67	58	58				47		47		47
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	-	-		-				-		-		-
Плотность воды в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	-	-		-				-		-		-