

Технические условия № 376-2015 от 14.12.2015



на электроснабжение электроприводных задвижек по объекту «Подводные переходы на участке зкл№118а-зкл№117 нефтегазопровода «К.74-т.вр.К.31» Северо-Покурского месторождения». Запрашиваемая мощность – 64 кВт (16 кВт, кол-во задвижек – 4 штуки).

1. Разработать проект электроснабжения электроприводных задвижек по объекту «Подводные переходы на участке зкл№118а-зкл№117 нефтегазопровода «К.74-т.вр.К.31» Северо-Покурского месторождения».
2. Проект согласовать с ООО «МЭН» и ОГЭ ОАО «СН-МНГ».
3. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
4. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.
5. Срок действия ТУ – 12 месяцев.
6. **Проектом предусмотреть:**
  - 6.1. Строительство ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемой КТПН-6/0,4кВ для электроснабжения электроприводных задвижек.
  - 6.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
  - 6.3. Категория надёжности электроснабжения – III.
  - 6.4. Точки подключения:
    - Существующая опора №42 ВЛ-6кВ Ф-17 ПС-35/6кВ «Куст-43». Более точный номер опоры определить в процессе проектирования. При необходимости произвести замену опоры в точке врезки.
  - 6.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Куст-43» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
  - 6.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ – в соответствии с ГОСТ 32144-2013.
  - 6.7. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
  - 6.8. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
  - 6.9. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однотрансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
  - 6.10. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ.
  - 6.11. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
  - 6.12. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
  - 6.13. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
  - 6.14. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.
  - 6.15. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
  - 6.16. Определение мест пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов переврезки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты переврезки согласовать с ООО «МЭН».
  - 6.17. Выполнение расчёта вырубки просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.

- 6.18. Линейные разъединители на первых отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ.
- 6.19. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 6.20. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 6.21. КЛ-0,4кВ от проектируемой КТПН-6/0,4кВ до электроприводов задвижек по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 6.22. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 6.23. Заземление электроприёмников, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 6.24. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.

Приложение: 1.Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-17 ПС-35/6кВ «Куст-43» - на 1 листе в 1 экземпляре.

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

**В.В. Долгушин**  


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

**С.Ю. Мухин**





Технические условия № 377-1015 от 14.12.2015г.

на электроснабжение электроприводных задвижек по объекту «Подводные переходы на участке высоконапорного водовода «т.вр.К.15-т.вр.К.33» Северо-Покурского месторождения». Запрашиваемая мощность – 32 кВт (16 кВт, кол-во задвижек – 2 штуки).

1. Разработать проект электроснабжения электроприводных задвижек по объекту «Подводные переходы на участке высоконапорного водовода «т.вр.К.15-т.вр.К.33» Северо-Покурского месторождения».
2. Проект согласовать с ООО «МЭН» и ОГЭ ОАО «СН-МНГ».
3. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
4. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.
5. Срок действия ТУ – 12 месяцев.
6. **Проектом предусмотреть:**
  - 6.1. Строительство ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемой КТПН-6/0,4кВ для электроснабжения электроприводных задвижек.
  - 6.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
  - 6.3. Категория надёжности электроснабжения – III.
  - 6.4. Точки подключения:
    - Существующая опора №45 ВЛ-6кВ Ф-8 ПС-35/6кВ «Куст-41». Более точный номер опоры определить в процессе проектирования. При необходимости произвести замену опоры в точке врезки.
  - 6.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Куст-41» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
  - 6.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ – в соответствии с ГОСТ 32144-2013.
  - 6.7. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
  - 6.8. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
  - 6.9. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однострановых подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
  - 6.10. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ.
  - 6.11. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
  - 6.12. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
  - 6.13. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
  - 6.14. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.
  - 6.15. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
  - 6.16. Определение мест пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов перевязки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты перевязки согласовать с ООО «МЭН».
  - 6.17. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.

- 6.18. Линейные разъединители на первых отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ.
- 6.19. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 6.20. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 6.21. КЛ-0,4кВ от проектируемой КТПН-6/0,4кВ до электроприводов задвижек по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 6.22. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 6.23. Заземление электроприёмников, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 6.24. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.

Приложение: 1.Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-8 ПС-35/6кВ «Куст-41» - на 1 листе в 1 экземпляре.

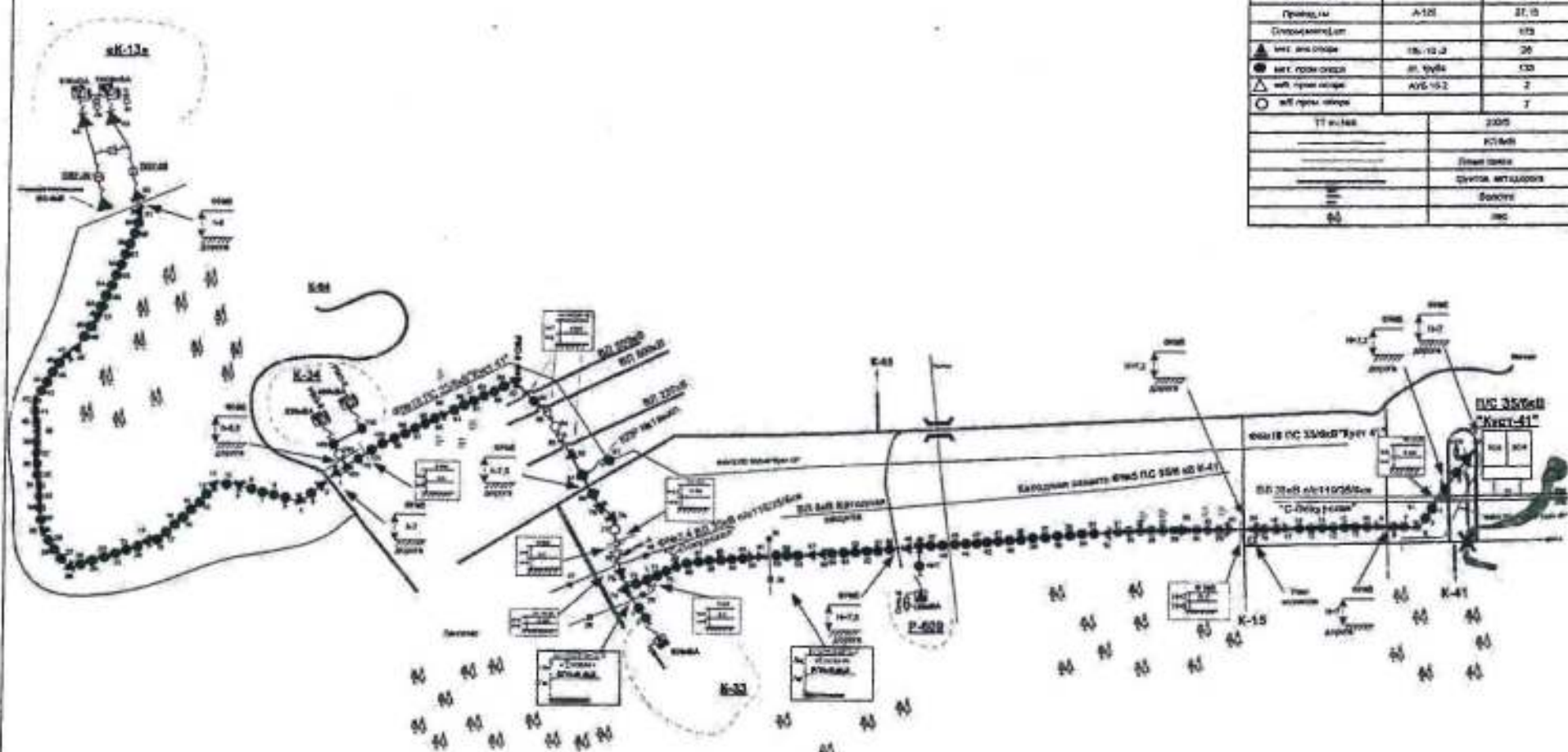
**Первый заместитель  
генерального директора –  
главный инженер ООО «МЭН»**

**В.В. Долгушин**

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

**С.Ю. Мухин**





Наименование	Тип	Результат
Длина ВЛ, км		5,25
Провод, км	А-120	27,15
Средняя нагрузка, кВт		173
№ п/п	13-12,2	20
№ п/п	13-12,2	130
№ п/п	АВБ-10-2	2
№ п/п		7
ТТ и т.д.		2005
		17,15
		Линия 10кВ
		Средняя нагрузка
		Длина
		100

				02-006-ВЛ-012		
				Схема поопорная эксплуатационная ВЛ 6кВ Ф-8 ПС 35/6кВ «Куст 41»		
Исполн.	Должность	Подпись	Дата			
Исполн.	Должность	Подпись	Дата			
Исполн.	Должность	Подпись	Дата			
Исполн.	Должность	Подпись	Дата			
Исполн.	Должность	Подпись	Дата			
				ООО «НЭН»		
				Сетевой район №2		

Технические условия № 378-2016 от 14.12.2016 г.

на электроснабжение электроприводных задвижек по объекту «Подводные переходы на участке зкл№159г-зкл№155 нефтегазопровода «т.вр.К.15-т.вр.К.14» Северо-Покурского месторождения». Запрашиваемая мощность – 32 кВт (16 кВт, кол-во задвижек – 2 штуки).

1. Разработать проект электроснабжения электроприводных задвижек по объекту «Подводные переходы на участке зкл№159г-зкл№155 нефтегазопровода «т.вр.К.15-т.вр.К.14» Северо-Покурского месторождения».
2. Проект согласовать с ООО «МЭН» и ОГЭ ОАО «СН-МНГ».
3. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
4. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.
5. Срок действия ТУ – 12 месяцев.
6. **Проектом предусмотреть:**
  - 6.1. Строительство ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемой КТПН-6/0,4кВ для электроснабжения электроприводных задвижек.
  - 6.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
  - 6.3. Категория надёжности электроснабжения – III.
  - 6.4. Точки подключения:
    - Существующая опора №4 ВЛ-6кВ Ф-4 ПС-35/6кВ «Куст-41». Более точный номер опоры определить в процессе проектирования. При необходимости произвести замену опоры в точке врезки.
  - 6.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Куст-41» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
  - 6.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ – в соответствии с ГОСТ 32144-2013.
  - 6.7. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
  - 6.8. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
  - 6.9. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однотрансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
  - 6.10. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ.
  - 6.11. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
  - 6.12. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
  - 6.13. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
  - 6.14. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.
  - 6.15. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
  - 6.16. Определение мест пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов переврезки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты переврезки согласовать с ООО «МЭН».
  - 6.17. Выполнение расчёта вырубки просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.

- 6.18. Линейные разъединители на первых отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ.
- 6.19. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 6.20. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 6.21. КЛ-0,4кВ от проектируемой КТПН-6/0,4кВ до электроприводов задвижек по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 6.22. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 6.23. Заземление электроприёмников, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 6.24. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.

Приложение: 1. Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-4 ПС-35/6кВ «Куст-41» - на 1 листе в 1 экземпляре.

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



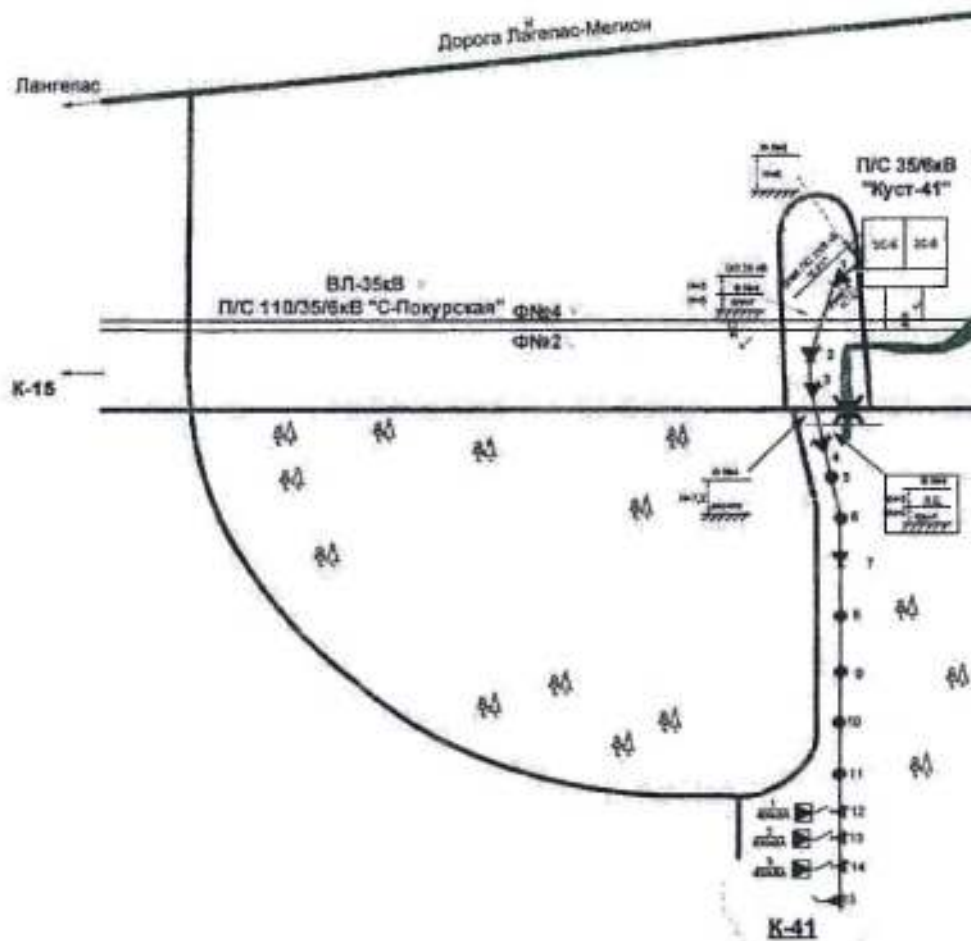
**В.В. Долгушин**

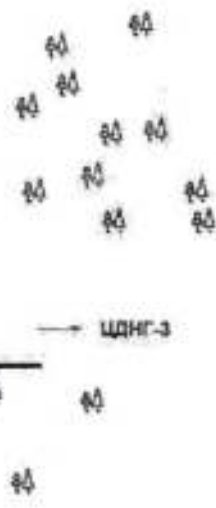
**Согласовано:  
Главный энергетик  
ОАО «СН-МНГ»**



**С.Ю. Мухин**







Наименование	Тип знака	Размер
Знаки 40, км		0,8
Проезд по	А-70	1,6
Скоростной		10
▲ нет, знак 40	Г.Б.-10.12	3
● нет, знак 40	Г.Б.-10.12	10
ТТ и.п.с.		1005
		Б/Б
		Б/Б
		Пункт, категория
		Знаки 40
		Знаки 40
		ТТ
		1007

Имя	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	02-006-Б/Л-010	
Гл. инженер		Долгушин В.В.		27.01.14	Б/Л Б/Б Г/Б 35/40 "Кри-41" С-Получение м-р Получение м-р	Лист
Зам. гл. инж. по ОМ		Петров А.Ю.		27.01.14		
Нач. ЦОС		Мушаров А.В.		27.01.14	ООО «МЗ»	Лист
Нач. ПТО		Мартынов А.И.		27.01.14		
Нач. СРМБ		Хасанов И.Х.		27.01.14		
Выполнен		Долгушин А.И.		27.01.14		С/р № 2

09.12.2015 г.

УТВЕРЖДАЮ:  
Начальник ДАМИИТ  
ОАО «СН-МНГ»

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г. С.В. Наливайко

**Технические условия**  
**на проектирование АСУ ТП объекта «Обустройство Северо-Покурского**  
**месторождения нефти. Подводный переход нефтегазопровода «К-76 - т. вр. К. 32».**

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1.	Показатели назначения системы	<p>АСУ ТП предназначена:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– для целевого применения как законченное изделие под определенный объект автоматизации – пикеты на нефтегазопроводе.</li> <li>– для стабилизации заданных режимов работы технологических блоков (узлов) путем контроля значений технологических параметров, визуального представления и выдачи управляющих воздействий на исполнительные механизмы запорно-регулирующей арматуры как в автоматическом режиме, так и в результате действий оператора.</li> <li>– для определения аварийных ситуаций путем опроса подключенных к системе датчиков в автоматическом режиме, анализа измеренных показаний и переключения технологических узлов в безопасное состояние путем выдачи управляющих воздействий на исполнительные механизмы в автоматическом режиме, или по инициативе оперативного персонала.</li> </ul> <p>При любых неисправностях, а также при переходе на резервное питание, система управления должна исключать самопроизвольное включение или отключение оборудования, закрытие или открытие запорно-регулирующей арматуры.</p> <p>Система должна обеспечивать самодиагностику технических и программных средств, в режиме нормальной работы.</p>
2.	Требования к функциональной структуре систем	<p>Функции, реализуемые АСУ ТП</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– контроль технологических параметров узлов;</li> <li>– сбор, обработка, отображение, регистрация, архивирование, документирование информации о технологических параметрах, состоянии оборудования;</li> <li>– программно-логическое автоматическое управление режимом работы оборудования;</li> <li>– аварийная и предупредительная сигнализация;</li> <li>– дистанционное управление оборудованием с операторской станции.</li> </ul> <p>Требования к реализации функций:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– период опроса аналоговых датчиков может подбираться индивидуально, а для особо важных переменных - быть в пределах одной секунды;</li> <li>– регулирование и программно-логическое управление должны включать в себя проверку входного сигнала на достоверность, формирование управляющего воздействия, и выдачу управляющего воздействия на исполнительный механизм с частотой до одного раза в секунду;</li> <li>– функции отображения информации должны по запросу оператора обеспечить вывод на АРМ оператора информации о текущем состоянии технологического процесса и оборудования, представляемой в виде мнемосхем, графиков, гистограмм и таблиц;</li> <li>– оперативная информация с процесса должна иметь возможность</li> </ul>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>обновления на каждом вызванном изображении с частотой нескольких секунд, но не более 10 минут, время реакции системы на вызов нового изображения - не более, чем 2.5 секунды;</p> <p>– все действия персонала должны регистрироваться и архивироваться.</p>
3.	Требования к структуре комплекса технических средств	<p>Комплекс технических средств (КТС) АСУ ТП должен строиться по двухуровневому иерархическому принципу с централизованной обработкой информации и включать в себя:</p> <p>– на первом уровне (уровне технологического объекта) следующие средства и системы локальной автоматики:</p> <p>– датчики, первичные преобразователи с унифицированными выходными сигналами;</p> <p>– станции управления на базе контроллеров «MOSCAD» или «ACE 3600» фирмы «Моторола», поставляемых комплектно со щитами управления задвижками типа ЛТМ и системой связи Motorola Canopy, укомплектованных панелью визуализации. Станции управления применить производства НПА Вира-Реалтайм г. Москва, с программным обеспечением, включающее в себя встроенное базовое и прикладное программное обеспечение станций контроля и управления для контроллеров «MOSCAD» или «ACE 3600»;</p> <p>– источник бесперебойного питания (UPS);</p> <p>– на втором уровне (уровне АРМ оператора):</p> <p>– станция ДП, на базе контроллера «Моторола», для связи со станциями управления пикетами;</p> <p>– две рабочие станции оператора (основная и резервная) на базе персональных компьютеров (ПК) с программным обеспечением АРМа оператора нефтегазопровода, включающие в себя ПО для сбора данных, отображения и управления технологическим процессом на базе SCADA системы Intouch Wonderware, сервер ввода/вывода для обмена данными со станцией связи ДП.;</p> <p>– принтер для распечатки сводок и режимных листов;</p> <p>– источник бесперебойного питания (UPS).</p> <p>Для организации связи со станциями управления спроектировать мачты связи.</p>
4.	Основные технические решения	<p><b>1. Полевое оборудование на пикетах</b></p> <p>- запорная электроприводная арматура с электроприводом (Аума).</p> <p>- Датчики давления «JUMO»</p> <p>- Датчики температуры «JUMO» 4-20 мА</p> <p>Манометры показывающие, сигнализирующие («Манотомь» г.Томск)</p> <p>Стационарный сигнализатор горючих газов Sensepoint XCD</p> <p>Состав полевого оборудования согласовать на стадии готовности технологической схемы и схемы автоматизации.</p>
		<p><b>2. Технические средства</b></p> <p>В качестве ПЛК должны использоваться программируемые логические контроллеры фирмы Motorola серии MOSCAD.</p> <p>В качестве рабочих станций оператора применяются персональные компьютеры офисного исполнения фирмы HP Compaq.</p> <p>Полный срок службы Системы – 10 лет. В течение указанного полного срока службы допускается проведение средних ремонтов путем замены отдельных блоков, узлов и деталей.</p> <p>Восстановление средств Системы в случае отказа должно производиться путем замены отказавших аппаратных и программных модулей на исправные из комплекта ЗИП. Среднее время восстановления Системы должно быть не более 1 часа (без учета</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>времени доставки).</p> <p>Станция управления должна комплектоваться необходимым комплектом ЗИП.</p> <p>Система управления должна быть рассчитана на следующие условия эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• температура окружающей среды: минимальная – +5°C максимальная – +40°C</li> <li>• максимальная относительная влажность - 95% при 30°C;</li> <li>• напряжение питания переменное 220 В +10% -15%, подаваемое только через источник бесперебойного питания (UPS).</li> </ul>
5.	Дополнительные требования к техническим решениям	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Станции управления на пикетах должны быть размещены в блоках автоматики размером 3х3 м, имеющих обогрев с автоматическим управлением в диапазоне от +5 до + 10 ° С и освещение.</li> <li>2. Блоки автоматики должны быть оборудованы системами пожарной и охранной сигнализации с выводом цветовой и звуковой аварийной сигнализации на АРМ оператора нефтегазопровода.</li> <li>3. Питание шкафов станции управления должно осуществлять с применением АВР, размещенных в шкафу собственных нужд БА и ИБП, установленных в шкафу станции управления.</li> <li>4. АРМ оператора нефтегазопровода и станцию ДП на базе контроллера «Моторола» разместить в операторной ДНС Северо-Покурского м/р ОАО «СН-МНГ».</li> <li>5. <b>Электроснабжение:</b> <ol style="list-style-type: none"> <li>5.1. Предусмотреть точки подключения блоков автоматики пикетов к существующим схемам электроснабжения.</li> <li>5.2. Проектом предусмотреть подключение электропитания к саморегулирующемуся обогревателю РТС, устанавливаемому в блоке управления электропривода АУМА.</li> <li>5.3. Проектом предусмотреть подключение электропитания к станции ДП на базе контроллера «Моторола» и АРМ оператора нефтегазопровода в помещении операторной ДНС Северо-Покурского м/р ОАО «СН-МНГ» с применением АВР, размещенного в шкафу собственных нужд и ИБП, установленного в шкафу станции ДП.</li> <li>5.4. Электроснабжение согласно ТУ энергоснабжающей организации.</li> </ol> </li> </ol>
6.	Требования к составу документации (общие)	<p>В соответствии с ГОСТ 34.201- 89 "Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем " разработке подлежат:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Техническое задание на создание АСУ ТП.</li> <li>2. Рабочая документация, в том числе:</li> </ol> <p><u>Общесистемные решения:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– состав проекта;</li> <li>– пояснительная записка;</li> </ul> <p><u>Техническое обеспечение</u> (в части полевого оборудования КИПиА, ЗРА, электрооборудования):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– общие данные;</li> <li>– схемы автоматизации;</li> <li>– схемы принципиальные электрические;</li> <li>– планы расположения оборудования и внешних проводок;</li> <li>– схемы (таблицы) соединения и подключения внешних проводок;</li> <li>– спецификация оборудования, изделий и материалов;</li> <li>– спецификация щитов и пультов;</li> </ul>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		– задания заводу-изготовителю щитов и пультов; локальные сметы.
7.	Требования к составу документации (АСУТП)	<p><u>Техническое обеспечение</u> (в части сетевого контроллера и среднего уровня управления):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– общие данные;</li> <li>– схема структурная комплекса технических средств;</li> <li>– схемы принципиальные электрические;</li> <li>– планы расположения оборудования и внешних проводок;</li> <li>– схемы (таблицы) соединения и подключения внешних проводок;</li> <li>– спецификация оборудования, изделий и материалов;</li> <li>– спецификация щитов;</li> <li>– задание заводу-изготовителю щитов</li> </ul> <p><u>Информационное обеспечение:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечни входных и выходных сигналов;</li> <li>– чертежи форм видеокадров и выходных документов.</li> </ul> <p><u>Математическое обеспечение:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– описание алгоритмов;</li> <li>– логические схемы.</li> </ul> <p><u>Программное обеспечение:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– тексты программ;</li> <li>– руководства оператора и программиста.</li> </ul> <p>Состав документации уточняется на стадии разработки и утверждения ТЗ.</p> <p>Документация должна предоставляться на бумажных и электронных носителях.</p>

**Срок действия «Технических условий на проектирование АСУ ТП объекта «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Подводный переход нефтегазопровода «К. 76 - т. вр. К. 32» до 09.12.2016 г.**

Начальник отдела автоматизации



Коваленко П. В.

Начальник ВЦ



Кощеев С.И.

09.12.2015 г.

УТВЕРЖДАЮ:  
Начальник ДАМИИТ  
ОАО «СН-МНГ»

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г. С.В. Наливайко

**Технические условия**  
**на проектирование АСУ ТП объекта «Обустройство Северо-Покурского**  
**месторождения нефти. Подводный переход нефтегазопровода т.вр. К-15-т.вр.К.-14».**

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1.	Показатели назначения системы	<p>АСУ ТП предназначена:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– для целевого применения как законченное изделие под определенный объект автоматизации – пикеты на нефтегазопроводе.</li><li>– для стабилизации заданных режимов работы технологических блоков (узлов) путем контроля значений технологических параметров, визуального представления и выдачи управляющих воздействий на исполнительные механизмы запорно-регулирующей арматуры как в автоматическом режиме, так и в результате действий оператора.</li><li>– для определения аварийных ситуаций путем опроса подключенных к системе датчиков в автоматическом режиме, анализа измеренных показаний и переключения технологических узлов в безопасное состояние путем выдачи управляющих воздействий на исполнительные механизмы в автоматическом режиме, или по инициативе оперативного персонала.</li></ul> <p>При любых неисправностях, а также при переходе на резервное питание, система управления должна исключать самопроизвольное включение или отключение оборудования, закрытие или открытие запорно-регулирующей арматуры.</p> <p>Система должна обеспечивать самодиагностику технических и программных средств, в режиме нормальной работы.</p>
2.	Требования к функциональной структуре систем	<p>Функции, реализуемые АСУ ТП</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– контроль технологических параметров узлов;</li><li>– сбор, обработка, отображение, регистрация, архивирование, документирование информации о технологических параметрах, состоянии оборудования;</li><li>– программно-логическое автоматическое управление режимом работы оборудования;</li><li>– аварийная и предупредительная сигнализация;</li><li>– дистанционное управление оборудованием с операторской станции.</li></ul> <p>Требования к реализации функций:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– период опроса аналоговых датчиков может подбираться индивидуально, а для особо важных переменных - быть в пределах одной секунды;</li><li>– регулирование и программно-логическое управление должны включать в себя проверку входного сигнала на достоверность, формирование управляющего воздействия, и выдачу управляющего воздействия на исполнительный механизм с частотой до одного раза в секунду;</li><li>– функции отображения информации должны по запросу оператора обеспечить вывод на АРМ оператора информации о текущем состоянии технологического процесса и оборудования, представляемой в виде мнемосхем, графиков, гистограмм и таблиц;</li><li>– оперативная информация с процесса должна иметь возможность</li></ul>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>обновления на каждом вызванном изображении с частотой нескольких секунд, но не более 10 минут, время реакции системы на вызов нового изображения - не более, чем 2.5 секунды;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- все действия персонала должны регистрироваться и архивироваться.</li> </ul>
3.	Требования к структуре комплекса технических средств	<p>Комплекс технических средств (КТС) АСУ ТП должен строиться по двухуровневому иерархическому принципу с централизованной обработкой информации и включать в себя:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- на первом уровне (уровне технологического объекта) следующие средства и системы локальной автоматики:</li> <li>- датчики, первичные преобразователи с унифицированными выходными сигналами;</li> <li>- станции управления на базе контроллеров «MOSCAD» или «ACE 3600» фирмы «Моторола», поставляемых комплектно со щитами управления задвижками типа ЛТМ и системой связи Motorola Canopy, укомплектованных панелью визуализации. Станции управления применить производства НПА Вира-Реалтайм г. Москва, с программным обеспечением, включающее в себя встроенное базовое и прикладное программное обеспечение станций контроля и управления для контроллеров «MOSCAD» или «ACE 3600»;</li> <li>- источник бесперебойного питания (UPS);</li> <li>- на втором уровне (уровне АРМ оператора):</li> <li>- станция ДП, на базе контроллера «Моторола», для связи со станциями управления пикетами;</li> <li>- две рабочие станции оператора (основная и резервная) на базе персональных компьютеров (ПК) с программным обеспечением АРМа оператора нефтегазопровода, включающие в себя ПО для сбора данных, отображения и управления технологическим процессом на базе SCADA системы Intouch Wonderware, сервер ввода/вывода для обмена данными со станцией связи ДП;</li> <li>- принтер для распечатки сводок и режимных листов;</li> <li>- источник бесперебойного питания (UPS).</li> </ul> <p>Для организации связи со станциями управления спроектировать магистраль связи.</p>
4.	Основные технические решения	<p><b>1. Полевое оборудование на пикетах</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- запорная электроприводная арматура с электроприводом (Аипа).</li> <li>- Датчики давления «JUMO»</li> <li>- Датчики температуры «JUMO» 4-20 мА</li> </ul> <p>Манометры показывающие, сигнализирующие («Манотомь» г.Томск) Стационарный сигнализатор горючих газов Sensepoint XCD</p> <p>Состав полевого оборудования согласовать на стадии готовности технологической схемы и схемы автоматизации.</p>
		<p><b>2. Технические средства</b></p> <p>В качестве ПЛК должны использоваться программируемые логические контроллеры фирмы Motorola серии MOSCAD.</p> <p>В качестве рабочих станций оператора применяются персональные компьютеры офисного исполнения фирмы HP Compaq.</p> <p>Полный срок службы Системы – 10 лет. В течение указанного полного срока службы допускается проведение средних ремонтов путем замены отдельных блоков, узлов и деталей.</p> <p>Восстановление средств Системы в случае отказа должно производиться путем замены отказавших аппаратных и программных модулей на исправные из комплекта ЗИП. Среднее время восстановления Системы должно быть не более 1 часа (без учета</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>времени доставки).</p> <p>Станция управления должна комплектоваться необходимым комплектом ЗИП.</p> <p>Система управления должна быть рассчитана на следующие условия эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• температура окружающей среды: минимальная – +5°C максимальная – +40°C</li> <li>• максимальная относительная влажность - 95% при 30°C;</li> <li>• напряжение питания переменное 220 В +10% -15%, подаваемое только через источник бесперебойного питания (UPS).</li> </ul>
5.	<b>Дополнительные требования к техническим решениям</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Станции управления на пикетах должны быть размещены в блоках автоматики размером 3х3 м, имеющих обогрев с автоматическим управлением в диапазоне от +5 до +10 °С и освещение.</li> <li>2. Блоки автоматики должны быть оборудованы системами пожарной и охранной сигнализации с выводом цветовой и звуковой аварийной сигнализации на АРМ оператора нефтегазопровода.</li> <li>3. Питание шкафов станции управления должно осуществлять с применением АВР, размещенных в шкафу собственных нужд БА и ИБП, установленных в шкафу станции управления.</li> <li>4. АРМ оператора нефтегазопровода и станцию ДП на базе контроллера «Моторола» разместить в операторной ДНС Северо-Покурского м/р ОАО «СН-МНГ».</li> <li>5. <b>Электроснабжение:</b> <ol style="list-style-type: none"> <li>5.1. Предусмотреть точки подключения блоков автоматики пикетов к существующим схемам электроснабжения.</li> <li>5.2. Проектом предусмотреть подключение электропитания к саморегулирующемуся обогревателю РТС, устанавливаемому в блоке управления электропривода АУМА.</li> <li>5.3. Проектом предусмотреть подключение электропитания к станции ДП на базе контроллера «Моторола» и АРМ оператора нефтегазопровода в помещении операторной ДНС Северо-Покурского м/р ОАО «СН-МНГ» с применением АВР, размещенного в шкафу собственных нужд и ИБП, установленного в шкафу станции ДП.</li> <li>5.4. Электроснабжение согласно ТУ энергоснабжающей организации.</li> </ol> </li> </ol>
6.	<b>Требования к составу документации (общие)</b>	<p>В соответствии с ГОСТ 34.201- 89 "Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем " разработке подлежат:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Техническое задание на создание АСУ ТП.</li> <li>2. Рабочая документация, в том числе:</li> </ol> <p><u>Общесистемные решения:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– состав проекта;</li> <li>– пояснительная записка;</li> </ul> <p><u>Техническое обеспечение</u> (в части полевого оборудования КИПиА, ЗРА, электрооборудования):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– общие данные;</li> <li>– схемы автоматизации;</li> <li>– схемы принципиальные электрические;</li> <li>– планы расположения оборудования и внешних проводок;</li> <li>– схемы (таблицы) соединения и подключения внешних проводок;</li> <li>– спецификация оборудования, изделий и материалов;</li> <li>– спецификация щитов и пультов;</li> </ul>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		– задания заводу-изготовителю щитов и пультов; локальные сметы.
7.	Требования к составу документации (АСУТП)	<p><u>Техническое обеспечение</u> (в части сетевого контроллера и среднего уровня управления):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– общие данные;</li> <li>– схема структурная комплекса технических средств;</li> <li>– схемы принципиальные электрические;</li> <li>– планы расположения оборудования и внешних проводок;</li> <li>– схемы (таблицы) соединения и подключения внешних проводок;</li> <li>– спецификация оборудования, изделий и материалов;</li> <li>– спецификация щитов;</li> <li>– задание заводу-изготовителю щитов</li> </ul> <p><u>Информационное обеспечение:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечни входных и выходных сигналов;</li> <li>– чертежи форм видеокадров и выходных документов.</li> </ul> <p><u>Математическое обеспечение:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– описание алгоритмов;</li> <li>– логические схемы.</li> </ul> <p><u>Программное обеспечение:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– тексты программ;</li> <li>– руководства оператора и программиста.</li> </ul> <p>Состав документации уточняется на стадии разработки и утверждения ТЗ.</p> <p>Документация должна предоставляться на бумажных и электронных носителях.</p>

**Срок действия «Технических условий на проектирование АСУ ТП объекта «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Подводный переход нефтегазопровода «т. вр. К. 15 - т. вр. К. 14» до 09.12.2016 г.**

Начальник отдела автоматизации



Коваленко П. В.

Начальник ВЦ



Кощеев С.И.

09.12.2015 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник ДАМИИТ  
ОАО «СН-МНГ»

С.В. Наливайко

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.

**Технические условия**  
**на проектирование АСУ ТП объекта «Обустройство Северо-Покурского**  
**месторождения нефти. Подводный переход высоконапорного водовода**  
**т. вр. К-15-т.вр.К.-33».**

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
I.	Показатели назначения системы	<p>АСУ ТП предназначена:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– для целевого применения как законченное изделие под определенный объект автоматизации – пикеты на нефтегазопроводе.</li><li>– для стабилизации заданных режимов работы технологических блоков (узлов) путем контроля значений технологических параметров, визуального представления и выдачи управляющих воздействий на исполнительные механизмы запорно-регулирующей арматуры как в автоматическом режиме, так и в результате действий оператора.</li><li>– для определения аварийных ситуаций путем опроса подключенных к системе датчиков в автоматическом режиме, анализа измеренных показаний и переключения технологических узлов в безопасное состояние путем выдачи управляющих воздействий на исполнительные механизмы в автоматическом режиме, или по инициативе оперативного персонала.</li></ul> <p>При любых неисправностях, а также при переходе на резервное питание, система управления должна исключать самопроизвольное включение или отключение оборудования, закрытие или открытие запорно-регулирующей арматуры.</p> <p>Система должна обеспечивать самодиагностику технических и программных средств, в режиме нормальной работы.</p>
2.	Требования к функциональной структуре систем	<p>Функции, реализуемые АСУ ТП</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– контроль технологических параметров узлов;</li><li>– сбор, обработка, отображение, регистрация, архивирование, документирование информации о технологических параметрах, состоянии оборудования;</li><li>– программно-логическое автоматическое управление режимом работы оборудования;</li><li>– аварийная и предупредительная сигнализация;</li><li>– дистанционное управление оборудованием с операторской станции.</li></ul> <p>Требования к реализации функций:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– период опроса аналоговых датчиков может подбираться индивидуально, а для особо важных переменных - быть в пределах одной секунды;</li><li>– регулирование и программно-логическое управление должны включать в себя проверку входного сигнала на достоверность, формирование управляющего воздействия, и выдачу управляющего воздействия на исполнительный механизм с частотой до одного раза в секунду;</li><li>– функции отображения информации должны по запросу оператора обеспечить вывод на АРМ оператора информации о текущем состоянии технологического процесса и оборудования, представляемой в виде мнемосхем, графиков, гистограмм и таблиц;</li></ul>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<ul style="list-style-type: none"> <li>– оперативная информация с процесса должна иметь возможность обновления на каждом вызванном изображении с частотой нескольких секунд, но не более 10 минут, время реакции системы на вызов нового изображения - не более, чем 2.5 секунды;</li> <li>– все действия персонала должны регистрироваться и архивироваться.</li> </ul>
3.	<b>Требования к структуре комплекса технических средств</b>	<p>Комплекс технических средств (КТС) АСУ ТП должен строиться по двухуровневому иерархическому принципу с централизованной обработкой информации и включать в себя:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– на первом уровне (уровне технологического объекта) следующие средства и системы локальной автоматики:</li> <li>– датчики, первичные преобразователи с унифицированными выходными сигналами;</li> <li>– станции управления на базе контроллеров «MOSCAD» или «ACE 3600» фирмы «Моторола», поставляемых комплектно со щитами управления задвижками типа ЛТМ и системой связи Motorola Sapory, укомплектованных панелью визуализации. Станции управления применить производства НПА Вира-Реалтайм г. Москва, с программным обеспечением, включающее в себя встроенное базовое и прикладное программное обеспечение станций контроля и управления для контроллеров «MOSCAD» или «ACE 3600»;</li> <li>– источник бесперебойного питания (UPS);</li> <li>– на втором уровне (уровне АРМ оператора):</li> <li>– станция ДП, на базе контроллера «Моторола», для связи со станциями управления пикетами;</li> <li>– две рабочие станции оператора (основная и резервная) на базе персональных компьютеров (ПК) с программным обеспечением АРМа оператора нефтегазопровода, включающие в себя ПО для сбора данных, отображения и управления технологическим процессом на базе SCADA системы Intouch Wonderware, сервер ввода/вывода для обмена данными со станцией связи ДП;</li> <li>– принтер для распечатки сводок и режимных листов;</li> <li>– источник бесперебойного питания (UPS).</li> </ul> <p>Для организации связи со станциями управления спроектировать мачты связи.</p>
4.	<b>Основные технические решения</b>	<p><b>1. Полевое оборудование на пикетах</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- запорная электроприводная арматура с электроприводом (Auma).</li> <li>- Датчики давления «JUMO»</li> <li>- Датчики температуры «JUMO» 4-20 мА</li> </ul> <p>Манометры показывающие, сигнализирующие («Манотомь» г.Томск) Стационарный сигнализатор горючих газов Sensepoint XCD Состав полевого оборудования согласовать на стадии готовности технологической схемы и схемы автоматизации.</p>
		<p><b>2. Технические средства</b></p> <p>В качестве ПЛК должны использоваться программируемые логические контроллеры фирмы Motorola серии MOSCAD.</p> <p>В качестве рабочих станций оператора применяются персональные компьютеры офисного исполнения фирмы HP Compaq.</p> <p>Полный срок службы Системы – 10 лет. В течение указанного полного срока службы допускается проведение средних ремонтов путем замены отдельных блоков, узлов и деталей.</p> <p>Восстановление средств Системы в случае отказа должно производиться путем замены отказавших аппаратных и программных модулей на исправные из комплекта ЗИП. Среднее время</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>времени доставки).</p> <p>Станция управления должна комплектоваться необходимым комплектом ЗИП.</p> <p>Система управления должна быть рассчитана на следующие условия эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• температура окружающей среды: минимальная – +5°C максимальная – +40°C</li> <li>• максимальная относительная влажность - 95% при 30°C;</li> <li>• напряжение питания переменное 220 В +10% -15%, подаваемое только через источник бесперебойного питания (UPS).</li> </ul>
5.	<b>Дополнительные требования к техническим решениям</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Станции управления на пикетах должны быть размещены в блоках автоматики размером 3х3 м, имеющих обогрев с автоматическим управлением в диапазоне от +5 до + 10 ° С и освещение.</li> <li>2. Блоки автоматики должны быть оборудованы системами пожарной и охранной сигнализации с выводом цветовой и звуковой аварийной сигнализации на АРМ оператора нефтегазопровода.</li> <li>3. Питание шкафов станции управления должно осуществлять с применением АВР, размещенных в шкафу собственных нужд БА и ИБП, установленных в шкафу станции управления.</li> <li>4. АРМ оператора нефтегазопровода и станцию ДП на базе контроллера «Моторола» разместить в операторной ДНС Северо-Покурского м/р ОАО «СН-МНГ».</li> <li>5. <b>Электроснабжение:</b> <ol style="list-style-type: none"> <li>5.1. Предусмотреть точки подключения блоков автоматики пикетов к существующим схемам электроснабжения.</li> <li>5.2. Проектом предусмотреть подключение электропитания к саморегулирующемуся обогревателю РТС, устанавливаемому в блоке управления электропривода АУМА.</li> <li>5.3. Проектом предусмотреть подключение электропитания к станции ДП на базе контроллера «Моторола» и АРМ оператора нефтегазопровода в помещении операторной ДНС Северо-Покурского м/р ОАО «СН-МНГ» с применением АВР, размещенного в шкафу собственных нужд и ИБП, установленного в шкафу станции ДП.</li> <li>5.4. Электроснабжение согласно ТУ энергопоставляющей организации.</li> </ol> </li> </ol>
6.	<b>Требования к составу документации (общие)</b>	<p>В соответствии с ГОСТ 34.201- 89 "Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем " разработке подлежат:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Техническое задание на создание АСУ ТП.</li> <li>2. Рабочая документация, в том числе:</li> </ol> <p><u>Общесистемные решения:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– состав проекта;</li> <li>– пояснительная записка;</li> </ul> <p><u>Техническое обеспечение</u> (в части полевого оборудования КИПиА, ЗРА, электрооборудования):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– общие данные;</li> <li>– схемы автоматизации;</li> <li>– схемы принципиальные электрические;</li> <li>– планы расположения оборудования и внешних проводов;</li> <li>– схемы (таблицы) соединения и подключения внешних проводов;</li> <li>– спецификация оборудования, изделий и материалов;</li> <li>– спецификация щитов и пультов;</li> </ul>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<ul style="list-style-type: none"> <li>– спецификация щитов и пультов;</li> <li>– задания заводу-изготовителю щитов и пультов;</li> <li>локальные сметы.</li> </ul>
7.	Требования к составу документации (АСУТП)	<p><u>Техническое обеспечение</u> (в части сетевого контроллера и среднего уровня управления):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– общие данные;</li> <li>– схема структурная комплекса технических средств;</li> <li>– схемы принципиальные электрические;</li> <li>– планы расположения оборудования и внешних проводок;</li> <li>– схемы (таблицы) соединения и подключения внешних проводок;</li> <li>– спецификация оборудования, изделий и материалов;</li> <li>– спецификация щитов;</li> <li>– задание заводу-изготовителю щитов</li> </ul> <p><u>Информационное обеспечение:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечни входных и выходных сигналов;</li> <li>– чертежи форм видеокадров и выходных документов.</li> </ul> <p><u>Математическое обеспечение:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– описание алгоритмов;</li> <li>– логические схемы.</li> </ul> <p><u>Программное обеспечение:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– тексты программ;</li> <li>– руководства оператора и программиста.</li> </ul> <p>Состав документации уточняется на стадии разработки и утверждения ТЗ.</p> <p>Документация должна предоставляться на бумажных и электронных носителях.</p>

**Срок действия «Технических условий на проектирование АСУ ТП объекта «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Подводный переход высоконапорного водовода «т. вр. К. 15 - т. вр. К. 33» до 09.12.2016 г.**

Начальник отдела автоматизации



Коваленко П. В.

Начальник ВЦ



Кощев С.И.

09.12.2015 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник ДАМийТ  
ОАО «СН-МНГ»

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г. С.В. Наливайко

**Технические условия  
на проектирование АСУ ТП объекта «Обустройство Северо-Покурского  
месторождения нефти. Подводный переход высоконапорного водовода  
КНС-2-т.вр.К.-23».**

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1.	Показатели назначения системы	<p>АСУ ТП предназначена:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– для целевого применения как законченное изделие под определенный объект автоматизации – пикеты на нефтегазопроводе.</li><li>– для стабилизации заданных режимов работы технологических блоков (узлов) путем контроля значений технологических параметров, визуального представления и выдачи управляющих воздействий на исполнительные механизмы запорно-регулирующей арматуры как в автоматическом режиме, так и в результате действий оператора.</li><li>– для определения аварийных ситуаций путем опроса подключенных к системе датчиков в автоматическом режиме, анализа измеренных показаний и переключения технологических узлов в безопасное состояние путем выдачи управляющих воздействий на исполнительные механизмы в автоматическом режиме, или по инициативе оперативного персонала.</li></ul> <p>При любых неисправностях, а также при переходе на резервное питание, система управления должна исключать самопроизвольное включение или отключение оборудования, закрытие или открытие запорно-регулирующей арматуры.</p> <p>Система должна обеспечивать самодиагностику технических и программных средств, в режиме нормальной работы.</p>
2.	Требования к функциональной структуре систем	<p>Функции, реализуемые АСУ ТП</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– контроль технологических параметров узлов;</li><li>– сбор, обработка, отображение, регистрация, архивирование, документирование информации о технологических параметрах, состоянии оборудования;</li><li>– программно-логическое автоматическое управление режимом работы оборудования;</li><li>– аварийная и предупредительная сигнализация;</li><li>– дистанционное управление оборудованием с операторской станции.</li></ul> <p>Требования к реализации функций:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– период опроса аналоговых датчиков может подбираться индивидуально, а для особо важных переменных – быть в пределах одной секунды;</li><li>– регулирование и программно-логическое управление должны включать в себя проверку входного сигнала на достоверность, формирование управляющего воздействия, и выдачу управляющего воздействия на исполнительный механизм с частотой до одного раза в секунду;</li><li>– функции отображения информации должны по запросу оператора обеспечить вывод на АРМ оператора информации о текущем состоянии технологического процесса и оборудования, представляемой в виде мнемосхем, графиков, гистограмм и таблиц;</li></ul>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<ul style="list-style-type: none"> <li>– оперативная информация с процесса должна иметь возможность обновления на каждом вызванном изображении с частотой нескольких секунд, но не более 10 минут, время реакции системы на вызов нового изображения - не более, чем 2.5 секунды;</li> <li>– все действия персонала должны регистрироваться и архивироваться.</li> </ul>
3.	<b>Требования к структуре комплекса технических средств</b>	<p>Комплекс технических средств (КТС) АСУ ТП должен строиться по двухуровневому иерархическому принципу с централизованной обработкой информации и включать в себя:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– на первом уровне (уровне технологического объекта) следующие средства и системы локальной автоматики:</li> <li>– датчики, первичные преобразователи с унифицированными выходными сигналами;</li> <li>– станции управления на базе контроллеров «MOSCAD» или «ACE 3600» фирмы «Моторола», поставляемых комплектно со щитами управления задвижками типа ЛТМ и системой связи Motorola Canopy, укомплектованных панелью визуализации. Станции управления применить производства НПА Вира-Реалтайм г. Москва, с программным обеспечением, включающее в себя встроенное базовое и прикладное программное обеспечение станций контроля и управления для контроллеров «MOSCAD» или «ACE 3600»;</li> <li>– источник бесперебойного питания (UPS);</li> <li>– на втором уровне (уровне АРМ оператора):</li> <li>– станция ДП, на базе контроллера «Моторола», для связи со станциями управления пикетами;</li> <li>– две рабочие станции оператора (основная и резервная) на базе персональных компьютеров (ПК) с программным обеспечением АРМа оператора нефтегазопровода, включающие в себя ПО для сбора данных, отображения и управления технологическим процессом на базе SCADA системы Intouch Wonderware, сервер ввода/вывода для обмена данными со станцией связи ДП;</li> <li>– принтер для распечатки сводок и режимных листов;</li> <li>– источник бесперебойного питания (UPS).</li> </ul> <p>Для организации связи со станциями управления запроектировать магистраль связи.</p>
4.	<b>Основные технические решения</b>	<p><b>1. Полевое оборудование на пикетах</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- запорная электроприводная арматура с электроприводом (Аума).</li> <li>- Датчики давления «JUMO»</li> <li>- Датчики температуры «JUMO» 4-20 мА</li> </ul> <p>Манометры показывающие, сигнализирующие («Манотомь» г.Томск) Стационарный сигнализатор горючих газов Sensepoint XCD Состав полевого оборудования согласовать на стадии готовности технологической схемы и схемы автоматизации.</p>
		<p><b>2. Технические средства</b></p> <p>В качестве ПЛК должны использоваться программируемые логические контроллеры фирмы Motorola серии MOSCAD.</p> <p>В качестве рабочих станций оператора применяются персональные компьютеры офисного исполнения фирмы HP Compaq.</p> <p>Полный срок службы Системы – 10 лет. В течение указанного полного срока службы допускается проведение средних ремонтов путем замены отдельных блоков, узлов и деталей.</p> <p>Восстановление средств Системы в случае отказа должно производиться путем замены отказавших аппаратных и программных модулей на исправные из комплекта ЗИП. Среднее время</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>времени доставки).</p> <p>Станция управления должна комплектоваться необходимым комплектом ЗИП.</p> <p>Система управления должна быть рассчитана на следующие условия эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• температура окружающей среды: минимальная – +5°C максимальная – +40°C</li> <li>• максимальная относительная влажность - 95% при 30°C;</li> <li>• напряжение питания переменное 220 В +10% -15%, подаваемое только через источник бесперебойного питания (UPS).</li> </ul>
5.	Дополнительные требования к техническим решениям	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Станции управления на пикетах должны быть размещены в блоках автоматики размером 3х3 м, имеющих обогрев с автоматическим управлением в диапазоне от +5 до +10 °С и освещение.</li> <li>2. Блоки автоматики должны быть оборудованы системами пожарной и охранной сигнализации с выводом цветовой и звуковой аварийной сигнализации на АРМ оператора нефтегазопровода.</li> <li>3. Питание шкафов станции управления должно осуществлять с применением АВР, размещенных в шкафу собственных нужд БА и ИБП, установленных в шкафу станции управления.</li> <li>4. АРМ оператора нефтегазопровода и станцию ДП на базе контроллера «Моторола» разместить в операторной ДНС Северо-Покурского м/р ОАО «СН-МНГ».</li> <li>5. <b>Электроснабжение:</b> <ol style="list-style-type: none"> <li>5.1. Предусмотреть точки подключения блоков автоматики пикетов к существующим схемам электроснабжения.</li> <li>5.2. Проектом предусмотреть подключение электропитания к саморегулирующемуся обогревателю РТС, устанавливаемому в блоке управления электропривода АУМА.</li> <li>5.3. Проектом предусмотреть подключение электропитания к станции ДП на базе контроллера «Моторола» и АРМ оператора нефтегазопровода в помещении операторной ДНС Северо-Покурского м/р ОАО «СН-МНГ» с применением АВР, размещенного в шкафу собственных нужд и ИБП, установленного в шкафу станции ДП.</li> <li>5.4. Электроснабжение согласно ТУ энергоснабжающей организации.</li> </ol> </li> </ol>
6.	Требования к составу документации (общие)	<p>В соответствии с ГОСТ 34.201- 89 "Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем" разработка подлежат:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Техническое задание на создание АСУ ТП.</li> <li>2. Рабочая документация, в том числе:</li> </ol> <p><u>Общесистемные решения:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– состав проекта;</li> <li>– пояснительная записка;</li> </ul> <p><u>Техническое обеспечение</u> (в части полевого оборудования КИПиА, ЗРА, электрооборудования):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– общие данные;</li> <li>– схемы автоматизации;</li> <li>– схемы принципиальные электрические;</li> <li>– планы расположения оборудования и внешних проводок;</li> <li>– схемы (таблицы) соединения и подключения внешних проводок;</li> <li>– спецификация оборудования, изделий и материалов;</li> <li>– спецификация щитов и пультов;</li> </ul>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<ul style="list-style-type: none"> <li>– спецификация щитов и пультов;</li> <li>– задания заводу-изготовителю щитов и пультов;</li> <li>локальные сметы.</li> </ul>
7.	Требования к составу документации (АСУТП)	<p><u>Техническое обеспечение</u> (в части сетевого контроллера и среднего уровня управления):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– общие данные;</li> <li>– схема структурная комплекса технических средств;</li> <li>– схемы принципиальные электрические;</li> <li>– планы расположения оборудования и внешних проводок;</li> <li>– схемы (таблицы) соединения и подключения внешних проводок;</li> <li>– спецификация оборудования, изделий и материалов;</li> <li>– спецификация щитов;</li> <li>– задание заводу-изготовителю щитов</li> </ul> <p><u>Информационное обеспечение:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечни входных и выходных сигналов;</li> <li>– чертежи форм видеокладов и выходных документов.</li> </ul> <p><u>Математическое обеспечение:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– описание алгоритмов;</li> <li>– логические схемы.</li> </ul> <p><u>Программное обеспечение:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– тексты программ;</li> <li>– руководства оператора и программиста.</li> </ul> <p>Состав документации уточняется на стадии разработки и утверждения ТЗ.</p> <p>Документация должна предоставляться на бумажных и электронных носителях.</p>

**Срок действия «Технических условий на проектирование АСУ ТП объекта «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Подводный переход высоконапорного водовода «КНС - 2 - т. вр. К. 23» до 09.12.2016 г.**

Начальник отдела автоматизации



Коваленко П. В.

Начальник ВЦ

Кошечев С.И.

09.12.2015 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник ДАМИИТ

ОАО «СН-МНГ»

С.В. Наливайко

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.

**Технические условия**  
**на проектирование АСУ ТП объекта «Обустройство Северо-Покурского**  
**месторождения нефти. Подводный переход нефтегазопровода К-74-т.вр.К- 31».**

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1.	Показатели назначения системы	<p>АСУ ТП предназначена:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– для целевого применения как законченное изделие под определенный объект автоматизации – пикеты на нефтегазопроводе.</li><li>– для стабилизации заданных режимов работы технологических блоков (узлов) путем контроля значений технологических параметров, визуального представления и выдачи управляющих воздействий на исполнительные механизмы запорно-регулирующей арматуры как в автоматическом режиме, так и в результате действий оператора.</li><li>– для определения аварийных ситуаций путем опроса подключенных к системе датчиков в автоматическом режиме, анализа измеренных показаний и переключения технологических узлов в безопасное состояние путем выдачи управляющих воздействий на исполнительные механизмы в автоматическом режиме, или по инициативе оперативного персонала.</li></ul> <p>При любых неисправностях, а также при переходе на резервное питание, система управления должна исключать самопроизвольное включение или отключение оборудования, закрытие или открытие запорно-регулирующей арматуры.</p> <p>Система должна обеспечивать самодиагностику технических и программных средств, в режиме нормальной работы.</p>
2.	Требования к функциональной структуре систем	<p>Функции, реализуемые АСУ ТП</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– контроль технологических параметров узлов;</li><li>– сбор, обработка, отображение, регистрация, архивирование, документирование информации о технологических параметрах, состоянии оборудования;</li><li>– программно-логическое автоматическое управление режимом работы оборудования;</li><li>– аварийная и предупредительная сигнализация;</li><li>– дистанционное управление оборудованием с операторской станции.</li></ul> <p>Требования к реализации функций:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– период опроса аналоговых датчиков может подбираться индивидуально, а для особо важных переменных - быть в пределах одной секунды;</li><li>– регулирование и программно-логическое управление должны включать в себя проверку входного сигнала на достоверность, формирование управляющего воздействия, и выдачу управляющего воздействия на исполнительный механизм с частотой до одного раза в секунду;</li><li>– функции отображения информации должны по запросу оператора обеспечить вывод на АРМ оператора информации о текущем состоянии технологического процесса и оборудования, представляемой в виде мнемосхем, графиков, гистограмм и таблиц;</li><li>– оперативная информация с процесса должна иметь возможность</li></ul>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>обновления на каждом вызванном изображении с частотой нескольких секунд, но не более 10 минут, время реакции системы на вызов нового изображения - не более, чем 2.5 секунды;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- все действия персонала должны регистрироваться и архивироваться.</li> </ul>
3.	Требования к структуре комплекса технических средств	<p>Комплекс технических средств (КТС) АСУ ТП должен строиться по двухуровневому иерархическому принципу с централизованной обработкой информации и включать в себя:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- на первом уровне (уровне технологического объекта) следующие средства и системы локальной автоматики:</li> <li>- датчики, первичные преобразователи с унифицированными выходными сигналами;</li> <li>- станции управления на базе контроллеров «MOSCAD» или «ACE 3600» фирмы «Моторола», поставляемых комплектно со щитами управления задвижками типа ЛТМ и системой связи Motorola Canopus, укомплектованных панелью визуализации. Станции управления применить производства НПА Вира-Реалтайм г. Москва, с программным обеспечением, включающее в себя встроенное базовое и прикладное программное обеспечение станций контроля и управления для контроллеров «MOSCAD» или «ACE 3600»;</li> <li>- источник бесперебойного питания (UPS);</li> <li>- на втором уровне (уровне АРМ оператора):</li> <li>- станция ДП, на базе контроллера «Моторола», для связи со станциями управления пикетами;</li> <li>- две рабочие станции оператора (основная и резервная) на базе персональных компьютеров (ПК) с программным обеспечением АРМа оператора нефтегазопровода, включающие в себя ПО для сбора данных, отображения и управления технологическим процессом на базе SCADA системы Intouch Wonderware, сервер ввода/вывода для обмена данными со станцией связи ДП;</li> <li>- принтер для распечатки сводок и режимных листов;</li> <li>- источник бесперебойного питания (UPS).</li> </ul> <p>Для организации связи со станциями управления спроектировать магистраль связи.</p>
4.	Основные технические решения	<p><b>1. Полевое оборудование на пикетах</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- запорная электроприводная арматура с электроприводом (Аипа).</li> <li>- Датчики давления «JUMO»</li> <li>- Датчики температуры «JUMO» 4-20 мА</li> </ul> <p>Манометры показывающие, сигнализирующие («Манотомь» г.Томск) Стационарный сигнализатор горючих газов Sensepoint XCD</p> <p>Состав полевого оборудования согласовать на стадии готовности технологической схемы и схемы автоматизации.</p>
		<p><b>2. Технические средства</b></p> <p>В качестве ПЛК должны использоваться программируемые логические контроллеры фирмы Motorola серии MOSCAD.</p> <p>В качестве рабочих станций оператора применяются персональные компьютеры офисного исполнения фирмы HP Compaq.</p> <p>Полный срок службы Системы – 10 лет. В течение указанного полного срока службы допускается проведение средних ремонтов путем замены отдельных блоков, узлов и деталей.</p> <p>Восстановление средств Системы в случае отказа должно производиться путем замены отказавших аппаратных и программных модулей на исправные из комплекта ЗИП. Среднее время восстановления Системы должно быть не более 1 часа (без учета</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>времени доставки).</p> <p>Станция управления должна комплектоваться необходимым комплектом ЗИП.</p> <p>Система управления должна быть рассчитана на следующие условия эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• температура окружающей среды: минимальная – +5°C максимальная – +40°C</li> <li>• максимальная относительная влажность - 95% при 30°C;</li> <li>• напряжение питания переменное 220 В +10% -15%, подаваемое только через источник бесперебойного питания (UPS).</li> </ul>
5.	Дополнительные требования к техническим решениям	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Станции управления на пикетах должны быть размещены в блоках автоматики размером 3х3 м, имеющих обогрев с автоматическим управлением в диапазоне от +5 до + 10 ° С и освещение.</li> <li>2. Блоки автоматики должны быть оборудованы системами пожарной и охранной сигнализации с выводом цветовой и звуковой аварийной сигнализации на АРМ оператора нефтегазопровода.</li> <li>3. Питание шкафов станции управления должно осуществлять с применением АВР, размещенных в шкафу собственных нужд БА и ИБП, установленных в шкафу станции управления.</li> <li>4. АРМ оператора нефтегазопровода и станцию ДП на базе контроллера «Моторола» разместить в операторной ДНС Северо-Покурского м/р ОАО «СН-МНГ».</li> <li>5. <b>Электроснабжение:</b> <ol style="list-style-type: none"> <li>5.1. Предусмотреть точки подключения блоков автоматики пикетов к существующим схемам электроснабжения.</li> <li>5.2. Проектом предусмотреть подключение электропитания к саморегулирующемуся обогревателю РТС, устанавливаемому в блоке управления электропривода АУМА.</li> <li>5.3. Проектом предусмотреть подключение электропитания к станции ДП на базе контроллера «Моторола» и АРМ оператора нефтегазопровода в помещении операторной ДНС Северо-Покурского м/р ОАО «СН-МНГ» с применением АВР, размещенного в шкафу собственных нужд и ИБП, установленного в шкафу станции ДП.</li> <li>5.4. Электроснабжение согласно ТУ энергоснабжающей организации.</li> </ol> </li> </ol>
6.	Требования к составу документации (общие)	<p>В соответствии с ГОСТ 34.201- 89 "Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем " разработка подлежат:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Техническое задание на создание АСУ ТП.</li> <li>2. Рабочая документация, в том числе:</li> </ol> <p><u>Общесистемные решения:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– состав проекта;</li> <li>– пояснительная записка;</li> </ul> <p><u>Техническое обеспечение</u> (в части полевого оборудования КИПиА, ЗРА, электрооборудования):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– общие данные;</li> <li>– схемы автоматизации;</li> <li>– схемы принципиальные электрические;</li> <li>– планы расположения оборудования и внешних проводов;</li> <li>– схемы (таблицы) соединения и подключения внешних проводов;</li> <li>– спецификация оборудования, изделий и материалов;</li> <li>– спецификация щитов и пультов;</li> </ul>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		– задания заводу-изготовителю щитов и пультов; локальные сметы.
7.	Требования к составу документации (АСУТП)	<p><u>Техническое обеспечение</u> (в части сетевого контроллера и среднего уровня управления):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– общие данные;</li> <li>– схема структурная комплекса технических средств;</li> <li>– схемы принципиальные электрические;</li> <li>– планы расположения оборудования и внешних проводок;</li> <li>– схемы (таблицы) соединения и подключения внешних проводок;</li> <li>– спецификация оборудования, изделий и материалов;</li> <li>– спецификация щитов;</li> <li>– задание заводу-изготовителю щитов</li> </ul> <p><u>Информационное обеспечение:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечни входных и выходных сигналов;</li> <li>– чертежи форм видеокадров и выходных документов.</li> </ul> <p><u>Математическое обеспечение:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– описание алгоритмов;</li> <li>– логические схемы.</li> </ul> <p><u>Программное обеспечение:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– тексты программ;</li> <li>– руководства оператора и программиста.</li> </ul> <p>Состав документации уточняется на стадии разработки и утверждения ТЗ.</p> <p>Документация должна предоставляться на бумажных и электронных носителях.</p>

**Срок действия «Технических условий на проектирование АСУ ТП объекта «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Подводный переход нефтегазопровода «К. 74 - т. вр. К. 31» до 09.12.2016 г.**

Начальник отдела автоматизации



Коваленко П. В.

Начальник ВЦ



Кошечев С.И.

09.12.2015 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник ДАМИИТ  
ОАО «СН-МНГ»

С.В. Наливайко

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.

**Технические условия**  
**на проектирование АСУ ТП объекта «Обустройство Северо-Покурского**  
**месторождения нефти. Подводный переход нефтегазопровода К-59-т.вр.К-22».**

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1.	Показатели назначения системы	<p>АСУ ТП предназначена:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– для целевого применения как законченное изделие под определенный объект автоматизации – пикеты на нефтегазопроводе.</li><li>– для стабилизации заданных режимов работы технологических блоков (узлов) путем контроля значений технологических параметров, визуального представления и выдачи управляющих воздействий на исполнительные механизмы запорно-регулирующей арматуры как в автоматическом режиме, так и в результате действий оператора.</li><li>– для определения аварийных ситуаций путем опроса подключенных к системе датчиков в автоматическом режиме, анализа измеренных показаний и переключения технологических узлов в безопасное состояние путем выдачи управляющих воздействий на исполнительные механизмы в автоматическом режиме, или по инициативе оперативного персонала.</li></ul> <p>При любых неисправностях, а также при переходе на резервное питание, система управления должна исключать самопроизвольное включение или отключение оборудования, закрытие или открытие запорно-регулирующей арматуры.</p> <p>Система должна обеспечивать самодиагностику технических и программных средств, в режиме нормальной работы.</p>
2.	Требования к функциональной структуре систем	<p>Функции, реализуемые АСУ ТП</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– контроль технологических параметров узлов;</li><li>– сбор, обработка, отображение, регистрация, архивирование, документирование информации о технологических параметрах, состоянии оборудования;</li><li>– программно-логическое автоматическое управление режимом работы оборудования;</li><li>– аварийная и предупредительная сигнализация;</li><li>– дистанционное управление оборудованием с операторской станции.</li></ul> <p>Требования к реализации функций:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– период опроса аналоговых датчиков может подбираться индивидуально, а для особо важных переменных - быть в пределах одной секунды;</li><li>– регулирование и программно-логическое управление должны включать в себя проверку входного сигнала на достоверность, формирование управляющего воздействия, и выдачу управляющего воздействия на исполнительный механизм с частотой до одного раза в секунду;</li><li>– функции отображения информации должны по запросу оператора обеспечить вывод на АРМ оператора информации о текущем состоянии технологического процесса и оборудования, представляемой в виде мнемосхем, графиков, гистограмм и таблиц;</li><li>– оперативная информация с процесса должна иметь возможность</li></ul>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>обновления на каждом вызванном изображении с частотой нескольких секунд, но не более 10 минут, время реакции системы на вызов нового изображения - не более, чем 2.5 секунды;</p> <p>– все действия персонала должны регистрироваться и архивироваться.</p>
3.	<b>Требования к структуре комплекса технических средств</b>	<p>Комплекс технических средств (КТС) АСУ ТП должен строиться по двухуровневому иерархическому принципу с централизованной обработкой информации и включать в себя:</p> <p>– на первом уровне (уровне технологического объекта) следующие средства и системы локальной автоматики:</p> <p>– датчики, первичные преобразователи с унифицированными выходными сигналами;</p> <p>– станции управления на базе контроллеров «MOSCAD» или «ACE 3600» фирмы «Моторола», поставляемых комплектно со щитами управления задвижками типа ЛТМ и системой связи Motorola Canopy, укомплектованных панелью визуализации. Станции управления применить производства НПА Вира-Риалтайм г. Москва, с программным обеспечением, включающее в себя встроенное базовое и прикладное программное обеспечение станций контроля и управления для контроллеров «MOSCAD» или «ACE 3600»;</p> <p>– источник бесперебойного питания (UPS);</p> <p>– на втором уровне (уровне АРМ оператора):</p> <p>– станция ДП, на базе контроллера «Моторола», для связи со станциями управления пикетами;</p> <p>– две рабочие станции оператора (основная и резервная) на базе персональных компьютеров (ПК) с программным обеспечением АРМа оператора нефтегазопровода, включающие в себя ПО для сбора данных, отображения и управления технологическим процессом на базе SCADA системы Intouch Wonderware, сервер ввода/вывода для обмена данными со станцией связи ДП.;</p> <p>– принтер для распечатки сводок и режимных листов;</p> <p>– источник бесперебойного питания (UPS).</p> <p>Для организации связи со станциями управления спроектировать мачты связи.</p>
4.	<b>Основные технические решения</b>	<p><b>1. Полевое оборудование на пикетах</b></p> <p>- запорная электроприводная арматура с электроприводом (Аипа).</p> <p>- Датчики давления «JUMO»</p> <p>- Датчики температуры «JUMO» 4-20 мА</p> <p>Манометры показывающие, сигнализирующие («Манотомь» г.Томск)</p> <p>Стационарный сигнализатор горючих газов Sensepoint XCD</p> <p>Состав полевого оборудования согласовать на стадии готовности технологической схемы и схемы автоматизации.</p>
		<p><b>2. Технические средства</b></p> <p>В качестве ПЛК должны использоваться программируемые логические контроллеры фирмы Motorola серии MOSCAD.</p> <p>В качестве рабочих станций оператора применяются персональные компьютеры офисного исполнения фирмы HP Compaq.</p> <p>Полный срок службы Системы – 10 лет. В течение указанного полного срока службы допускается проведение средних ремонтов путем замены отдельных блоков, узлов и деталей.</p> <p>Восстановление средств Системы в случае отказа должно производиться путем замены отказавших аппаратных и программных модулей на исправные из комплекта ЗИП. Среднее время восстановления Системы должно быть не более 1 часа (без учета</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>времени доставки).</p> <p>Станция управления должна комплектоваться необходимым комплектом ЗИП.</p> <p>Система управления должна быть рассчитана на следующие условия эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• температура окружающей среды: минимальная – +5°C максимальная – +40°C</li> <li>• максимальная относительная влажность - 95% при 30°C;</li> <li>• напряжение питания переменное 220 В +10% -15%, подаваемое только через источник бесперебойного питания (UPS).</li> </ul>
5.	<b>Дополнительные требования к техническим решениям</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Станции управления на пикетах должны быть размещены в блоках автоматики размером 3х3 м, имеющих обогрев с автоматическим управлением в диапазоне от +5 до +10 °С и освещение.</li> <li>2. Блоки автоматики должны быть оборудованы системами пожарной и охранной сигнализации с выводом цветовой и звуковой аварийной сигнализации на АРМ оператора нефтегазопровода.</li> <li>3. Питание шкафов станции управления должно осуществлять с применением АВР, размещенных в шкафу собственных нужд БА и ИБП, установленных в шкафу станции управления.</li> <li>4. АРМ оператора нефтегазопровода и станцию ДП на базе контроллера «Моторола» разместить в операторной ДНС Северо-Покурского м/р ОАО «СН-МНГ».</li> <li>5. <b>Электроснабжение:</b> <ol style="list-style-type: none"> <li>5.1. Предусмотреть точки подключения блоков автоматики пикетов к существующим схемам электроснабжения.</li> <li>5.2. Проектом предусмотреть подключение электропитания к саморегулирующемуся обогревателю РТС, устанавливаемому в блоке управления электропривода АУМА.</li> <li>5.3. Проектом предусмотреть подключение электропитания к станции ДП на базе контроллера «Моторола» и АРМ оператора нефтегазопровода в помещении операторной ДНС Северо-Покурского м/р ОАО «СН-МНГ» с применением АВР, размещенного в шкафу собственных нужд и ИБП, установленного в шкафу станции ДП.</li> <li>5.4. Электроснабжение согласно ТУ энергоснабжающей организации.</li> </ol> </li> </ol>
6.	<b>Требования к составу документации (общие)</b>	<p>В соответствии с ГОСТ 34.201- 89 "Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем " разработке подлежат:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Техническое задание на создание АСУ ТП.</li> <li>2. Рабочая документация, в том числе:</li> </ol> <p><u>Общесистемные решения:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– состав проекта;</li> <li>– пояснительная записка;</li> </ul> <p><u>Техническое обеспечение</u> (в части полевого оборудования КИПиА, ЗРА, электрооборудования):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– общие данные;</li> <li>– схемы автоматизации;</li> <li>– схемы принципиальные электрические;</li> <li>– планы расположения оборудования и внешних проводок;</li> <li>– схемы (таблицы) соединения и подключения внешних проводок;</li> <li>– спецификация оборудования, изделий и материалов;</li> <li>– спецификация щитов и пультов;</li> </ul>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		– задания заводу-изготовителю щитов и пультов; локальные сметы.
7.	Требования к составу документации (АСУТП)	<p><u>Техническое обеспечение</u> (в части сетевого контроллера и среднего уровня управления):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– общие данные;</li> <li>– схема структурная комплекса технических средств;</li> <li>– схемы принципиальные электрические;</li> <li>– планы расположения оборудования и внешних проводок;</li> <li>– схемы (таблицы) соединения и подключения внешних проводок;</li> <li>– спецификация оборудования, изделий и материалов;</li> <li>– спецификация щитов;</li> <li>– задание заводу-изготовителю щитов</li> </ul> <p><u>Информационное обеспечение:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечни входных и выходных сигналов;</li> <li>– чертежи форм видеокладов и выходных документов.</li> </ul> <p><u>Математическое обеспечение:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– описание алгоритмов;</li> <li>– логические схемы.</li> </ul> <p><u>Программное обеспечение:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– тексты программ;</li> <li>– руководства оператора и программиста.</li> </ul> <p>Состав документации уточняется на стадии разработки и утверждения ТЗ.</p> <p>Документация должна предоставляться на бумажных и электронных носителях.</p>

**Срок действия «Технических условий на проектирование АСУ ТП объекта «Обустройство Северо-Покурского месторождения нефти. Подводный переход нефтегазопровода «К - 59 - т. вр. К - 22» до 09.12.2016 г.**

Начальник отдела автоматизации

Начальник ВЦ


Коваленко П. В.

Кошечев С.И.

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

<b>1.</b>	<b>Код региона РФ, зона строительства:</b> - 1.2 зона ХМАО
<b>2.</b>	<b>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Выполнять, сметную документацию в соответствии с МДС 81-35.2004 в программном комплексе «ГРАНД-СМЕТА» версия не ниже 5.5.4 (база 2001г. редакция 2010г.) Прямые затраты формируются по составу работ единичных расценок базы ТЕР-2001, ТЕРм-2001, ТЕРп-2001ХМАО;</li> <li>Сметную стоимость строительства в сводном сметном расчете определить в двух уровнях цен: в базисном уровне – ценах 2001 года, и, в текущем уровне цен на момент выпуска сметной документации, путем применения региональных индексов пересчета базовой стоимости 2001 года</li> <li>Расчет стоимости произвести на каждый объект строительства (подготовительные работы к бурению (устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно), обустройство кустовой площадки, строительство высоковольтных линий (на каждую линию ВЛ отдельно), строительство нефтесборных сетей и высоконапорных водоводов (отдельно на каждый трубопровод), согласно приложенного формата (Приложение №2.1).</li> <li>В составе сметной документации предоставить сводный ресурсный расчет. А также сформировать ведомость ресурсов на каждый локальный сметных расчет и по объектам в целом (подготовительные работы к бурению (устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно), обустройство кустовой площадки, строительство высоковольтных линий (на каждую линию ВЛ отдельно), строительство нефтесборных сетей и высоконапорных водоводов (отдельно на каждый трубопровод), с предоставлением на бумажном носителе и в электронном виде таблицы Excel.</li> <li>Предоставить дополнительно сводную ведомость стоимости оборудования, изделий и материалов по объектам в электронном виде таблицы Excel, с разделением на материалы поставки Подрядчика, поставки Заказчика, на основании «Перечня МТР по номенклатуре ДК ОКС УКС и РО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК», с указанием массы оборудования, изделий и материалов, согласно приложенного формата (Приложение №2.2). Материалы поставки подрядчика в текущем уровне цен определять по территориальным сборникам текущих цен на МТР (ТССЦ). Стоимость местных материалов (песок, привозной грунт, щебень и т.д.) в сметной документации необходимо учитывать по данным Поставщиков (прайс-листы). При отсутствии необходимой номенклатуры в территориальных сборниках, стоимость материалов и оборудования принимать по прайс-листам с учетом транспортных и заготовительно-складских расходов с пересчетом в базисный или текущий уровень цен посредством использования регионального индекса изменения стоимости материальных ресурсов и оборудования</li> <li>Расчет дополнительных затрат на разницу в стоимости электроэнергии получаемой от ДЭС при производстве СМР выполнить в соответствии с порядком расчета (приложение 2.3)</li> <li>Заказчик оставляет за собой право в случае изменений требований и расчетах текущей стоимости строительства объектов направить дополнительные условия формирования стоимости.</li> </ul>

	Сметную документацию предоставить на электронном носителе в программе «Гранд-смета» (расширение *.agr, xml и exe1).
3.	<b>Фактические затраты по 9 главе (в ценах 2001г.)</b> - Перевозка рабочих свыше 3км-1,5%;
4.	<b>Затраты на строительство временных зданий и сооружений при производстве строительно-монтажных работ для ССР</b> Согласно ГСН 81-05-01-2001
5.	<b>Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ</b> - средства на производство работ в зимнее время согласно ГСН 81-05-2007,п.9 таб.4 п. (для стадии ПД и РД); - борьба с гнусом: МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.913 в размере 0,1% (для стадии ПД).
6.	<b>Затраты на осуществление авторского надзора</b> МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.12.3 в размере -0,2% от итога по главам 1-9 сводного сметного расчета стоимости строительства.
7.	<b>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты для ССР</b> Резерв средств на непредвиденные работы и затраты определить в соответствии с МДС 81-35.2004 в размере: • до 2 % для объектов социальной сферы; • до 3% для объектов производственного назначения; • до 10% для уникальных и особо сложных объектов строительства.
8.	<b>Карьеры грунта. Стоимость грунта, торфа</b> Грунт (песок)- карьер уточнить во время проведения изысканий; Стоимость 1м3 грунта (в ценах 2001г.) - согласно ТСЦ-408-0122; Стоимость 1м3 торфа (в ценах 2001г.) – согласно ТСЦ-407-0021;
9.	<b>Доставка на строительную площадку материалов, конструкций, оборудования</b> от базы УМТС ОАО «СН-МНГ», пос. Высокий
10.	<b>Место вывоза строительного мусора и непригодных материалов полученных от разборки конструкций.</b> - полигон ТБО г. Мегион
11.	<b>Особые условия выполнения сметной документации</b> - Предусмотреть выделение объемов работы в соответствии с согласованными Заказчиком этапами строительства. - Предусмотреть в отдельном локальном сметном расчете работы по вырубке леса, захоронке лесопорубочных остатков с выделением подразделов по объектам (нефтеборные сети, высоконапорные водоводы, высоковольтные линии, автомобильная дорога, устройство площадки) - Разработать локальные сметные расчеты на пусконаладочные работы КИП и А, сетей электрических. - Разработать локальные сметные расчеты на устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно. - По каждому разделу ЛСР и в каждой строке(расценке) должны быть выделены размеры и суммы накладных расходов и сметной прибыли и итоги с учетом этих затрат; - При ссылках на техническую часть или вводные указания сборников расценок или другие нормативные документы (коэффициенты учитывающие условия применения ТЕР) в графе «шифр» после номера сборника и расценки указаны ТЧ ВУ и номер соответствующего пункта или таблицы, а при применении коэффициентов, учитывающие условия производства работ (должны быть обоснованы ПОС и указаны в пояснительной записке к сметной документации) в графе «наименование работ и затрат»

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

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

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

Составил:

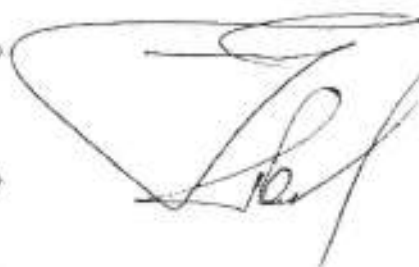
Главный специалист ОЦиПТДпоКСиРО



Е.А.Баландина

**СОГЛАСОВАНО:**

Начальник УКС и РО ОАО «СН-МНГ»



Е.В.Лешенко

Начальник ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



Р.Ю.Галлямов

Начальник ООПИР ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



С.Н.Бабкин

Начальник ОЦ и ПТД по КС и РО



В.А.Дменова

[illegible][illegible][illegible]

Знамен  
Подразд.  
Стройка  
Област.

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

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

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

При разработке проектно-сметной документации:

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

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

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

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



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

Почтовый адрес: Сафийская наб., д. 26/1 г. Москва, 117997  
Юридический адрес: Сафийская наб., д. 26/1 г. Москва, 115035  
Тел: 1499) 517-88-89, факс: 1499) 517-72-35  
e-mail: postmaster@rosneft.ru, http://www.rosneft.ru  
ОКПО 00004476, ОГРН 1027700042002, ИНН/КПП 7705107510/997150001

от 16.06.2015 № ТН-39615

Генеральным  
директорам дочерних обществ  
ОАО «НК «Роснефть»

(по списку)

на № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

*О ценообразовании объектов строительства*

Уважаемые коллеги!

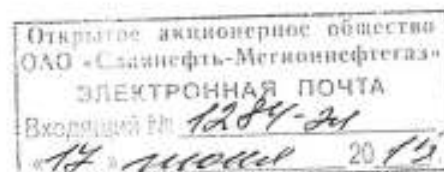
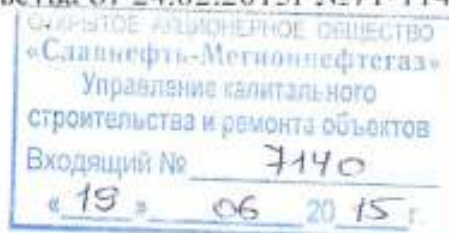
В дополнение к письму ОАО «НК «Роснефть» о ценообразовании объектов строительства от 24.02.2015г №71-11446 (пункт 1) и в целях установления единого подхода применения расценок Сборника №5 ТЭР-2001 «Свайные работы. Опускные колодцы. Закрепление грунтов» необходимо в обязательном порядке применять понижающий коэффициент  $K=0,71$  (без учета стоимости свай).

В случае выполнения работ по погружению свай в лидерные скважины при условии оставления части свай на поверхности земли выше 10% от проектной длины свай, при формировании сметных расчетов следует учитывать оба коэффициента (коэффициент  $K=0,71$  и коэффициенты п. 3.3. технической части Сборника №5).

Данный норматив применять при подготовке сметной документации, формировании стоимости начальной максимальной цены и формировании затрат за выполненные подрядчиком работы.

Приложение: письмо ОАО «НК «Роснефть» о ценообразовании объектов строительства от 24.02.2015г №71-11446 на 3 л. в 1 экз.

С уважением,



Советник Президента –  
директор Департамента планирования,  
управления эффективностью, развития  
и инвестиций в разведке и добыче  
в ранге вице-президента

А.В. Пригода

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

О.В. Ерижун





ОТКРЫТЫЕ АКЦИОНЕРНЫЕ ОБЩЕСТВО  
«НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ «РОСНЕФТЬ»  
(ОАО «НК «Роснефть»)

Почтовый адрес: Сафьянов наб., д. 25/1 г. Москва, 117997  
Юридический адрес: Сафьянов наб., д. 25/1 г. Москва, 117997  
Тел: (495) 517-83-83, факс: (495) 517-73-33  
e-mail: rosneft@rosneft.ru, <http://rosneft.ru>  
ОГРН 10250420, ОГРН 102770042500, ИНН 7707107310 ОГРП 130001

от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_

на № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

О ценообразовании объектов строительства

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

Уважаемые коллеги!

В целях повышения достоверности формирования стоимости объектов строительства сообщаем следующее:

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

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

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

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

С уважением,

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

Д.И. Нарко

Исп. Глухов Виталий Александрович  
8(495)517-8388, моб.6731

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

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

**1.1 При разработке проектно-сметной документации:**

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

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

**1.1.2 По площадочным объектам, объектам обустройства кустов скважин:**

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

В ПОС необходимо:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

[illegible]

Cumulative effect for years commencing at the beginning December 1980 (1981-1986)			
1987			
Cumulative effect for years commencing at the beginning December 1987 (1988-1991)			

Примечание: в строке "Стоимость работ без учета затрат на изобретение и оборудование системы Тахограф" исключены все прочие нематериальные стоимости, НДС и налог, включая строительство, с учетом изданных, а также прочие нематериальные затраты

Получиле информације, који су тврдили да су њихови пријатељи убили двојицу. Због тога изазвали су...

Указатель и список литературы приведены в конце издания. "Рассылка" выложена в дар на сайте [www.izdatelstvo.com](http://www.izdatelstvo.com)

1. Оценка качества выполнения работ по разделу «Разработка проектной документации на строительство объектов капитального строительства»	
1. Выполнение проектной документации в срок	100/100
2. Наличие лицензии на выполнение работ	
3. Наличие свидетельства о внесении в Единый государственный реестр недвижимости	
4. Наличие МП	
5. Наличие лицензии на выполнение работ	90
6. Наличие свидетельства о внесении в Единый государственный реестр недвижимости	90
7. Наличие лицензии на выполнение работ	90

Porter's business strategy analysis: <http://www.strategycenter.org/>

## Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

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

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

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

Высоту ограждения принять 2200 мм.

Цветовая раскраска:

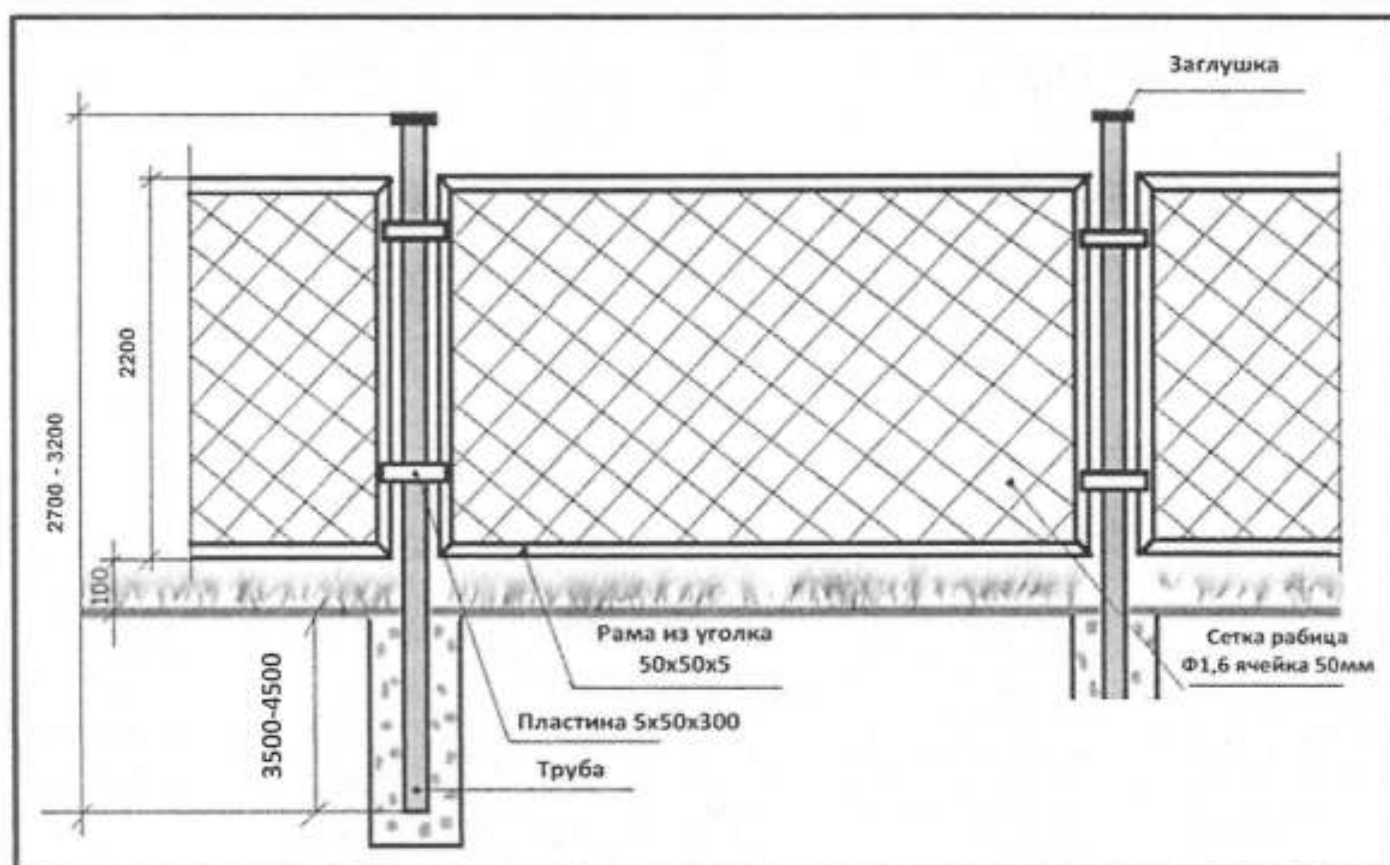
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



### Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное(кгс/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

